

Optimierung der Bestimmung von Performance-Ratio und
Leistungsverhalten von PV-Anlagen durch Gesamtanalyse
der Qualität der Messdatenerfassung, insbesondere der
Zelltemperatur

Master-Thesis

im Studiengang Renewable Energy Systems
der Fakultät Life Sciences
an der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

vorgelegt von
Jens Buchholz

Gutachter:



Prof. Dr. Timon Kampschulte
HAW Hamburg
Hochschule für Angewandte Wissenschaften

8.2

Dipl. Wi.-Ing. Christine Backs
8.2
Ingenieurpartnerschaft Obst & Ziehmann

Hamburg, 31. Mai 2012

Selbstständigkeitserklärung

Ich erkläre, dass ich die vorliegende Master-Thesis selbständig verfasst und keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel verwendet habe. Wörtlich oder sinngemäß aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.

Hamburg, den 31.05.2012

(Jens Buchholz)

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei all denjenigen bedanken, die mir während der Erstellung dieser Arbeit unterstützend und mit Rat und Tat zur Seite standen.

Mein Dank richtet sich besonders an Frau Dipl. Wi.-Ing. Christine Backs. Ihre kompetente und engagierte Betreuung während der Erstellung der Master-Thesis bei 8.2 Ingenieurpartnerschaft Obst & Ziehmann war für mich von unschätzbarem Wert.

Gleichermaßen gilt mein Dank Herrn Prof. Dr. Timon Kampschulte seitens der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg. Seine zielgerichteten Anregungen und Empfehlungen halfen mir, die Leitgedanken der Arbeit nicht aus den Augen zu verlieren.

Auch Herrn Dipl.-Ing. (FH) Ralf Meyerhof möchte ich meinen Dank aussprechen. Durch seine fachkundigen Hinweise gelangen mir oftmals differenzierte Betrachtungsweisen zu aktuellen Problemstellungen.

Ein Dank auch an Herrn Klaus Jürgensen (Zert. AEE). Sein engagierter Einsatz und die vielschichtigen Hinterfragungen zu neu gewonnenen Erkenntnissen haben mir die Wichtigkeit kritischer Betrachtungen zunehmend verdeutlicht.

Darüber hinaus möchte ich mich bei allen weiteren Mitarbeitern, sowie der Geschäftsführung der Firma 8.2 Ingenieurpartnerschaft Obst & Ziehmann für die Einarbeitung in die Praktikumsphase und die Unterstützung während der Ausarbeitung der Master-Thesis bedanken.

Zusammenfassung

In der vorliegenden Arbeit wird der Aufbau, Test- und Feldbetrieb einer autark arbeitenden Wetterstation behandelt. Diese dient dem Zweck, die Bestimmung der Anlagenqualität großer Photovoltaik-Anlagen zu optimieren. Um dafür die relevanten Messgrößen zu erfassen, wird die Wetterstation individuell aufgebaut. Die Station wird mit zwei hochgenauen Thermosäulen-Pyranometern des Fabrikats CMP11 der Firma Kipp&Zonen ausgestattet. Über eine Heiz- und Ventilationseinheit wird die sehr genaue Messdatenerfassung auch unter ungünstigen klimatischen Bedingungen, wie tiefe Temperaturen oder aufkommender Niederschlag, ermöglicht.

Um einen spektralen Empfindlichkeitsbereich abzubilden, der dem von kristallinen Modulen ähnelt, werden zwei Silizium-Pyranometer des Fabrikats LI-200SZ der Firma Licor genutzt. Jeweils ein Paar der unterschiedlichen Sensortechnologien wird dabei in der horizontalen und in der geneigten Messebene abgeordnet.

Der Testbetrieb der Wetterstation erfolgt auf dem Dach des Büros der Firma 8.2 in der Hamburger Innenstadt. Der Feldbetrieb wird in der PV-Anlage Tarp durchgeführt. Dort werden auch die Performance Ratio sowie das Leistungsverhalten der Solarmodule ermittelt.

Die Performance Ratio der PV-Anlage Tarp beträgt für den Monat April 2012 89,96 %. Dieser Wert liegt deutlich oberhalb des zuvor in einem Ertragsgutachten berechneten Jahres-PR-Werts von 87,33 % für dieselbe Anlage. Jedoch beinhaltet nur der Jahres-PR-Wert die während einem vollen Jahr auftretenden klimatischen Schwankungen. Der hier berechnete Wert für April ist dabei lediglich als Momentaufnahme anzusehen, der keine Auswirkungen nach sich zieht.

Im weiteren Schritt wird das Leistungsverhalten der Solarmodule bestimmt. Es zeigt sich, dass die Module innerhalb der PV-Anlage bei 1000 W/m^2 Einstrahlung eine Minderleistung von 3,56 % aufweist. Mit abnehmender Einstrahlung steigt diese Minderleistung auf bis zu 10 % bei Einstrahlungen von 100 W/m^2 an.

Abschließend hat sich gezeigt, dass eine Bewertung der Anlagenqualität, insbesondere des Leistungsverhaltens der Solarmodule, nur unter bestimmten Voraussetzungen realisierbar ist. Eine tiefgreifende Anlagenüberwachung trägt entscheidend zur Bewertung bei. Je tiefer diese Sensorik in die PV-Anlage integriert ist, desto schneller kann unerwartetes Verhalten einzelner Strings eingegrenzt und Fehler beseitigt werden.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	iii
Inhaltsverzeichnis	iv
Abbildungsverzeichnis	vi
Tabellenverzeichnis.....	vii
Symbolverzeichnis	viii
Abkürzungsverzeichnis.....	ix
1 Einleitung	1
1.1 Zielsetzung	1
1.2 Rahmenbedingungen.....	3
1.3 Bedeutung des Themas.....	3
2 Theoretische Grundlagen.....	5
2.1 Solarstrahlung	5
2.2 Solarzellen und -Module	8
2.3 Strahlungsmessung.....	10
2.4 Performance Ratio	16
2.5 Typischer Aufbau von PV-Anlagen.....	18
3 Marktrecherche	22
3.1 Vom Halbleiter zum Solarmodul	22
3.2 Übersicht Wetter- & Messstationen	24
3.3 Anforderungskriterien an Komponenten	25
4 Konzeption und Anwendung einer Wettermessstation.....	29
4.1 Anfrage und Einkauf der Messstation	29
4.2 Anlagenkonfiguration	37
4.3 Testbetrieb	40
4.4 Auswertung des Testbetriebs	45
4.5 Feldbetrieb.....	51
4.6 Auswertung des Feldbetriebs.....	56

4.7	Plausibilisierung mittels Betrachtung von Einflussgrößen	66
5	Ergebnisse	70
6	Zusammenfassung / Empfehlung.....	71
	Literaturverzeichnis.....	73
A.	Angebote.....	75
A.1.	Ammonit Measurement GmbH	75
A.2.	Angebot Theodor Friedrichs & Co.	76
A.3.	Angebot Suntrace GmbH	77
B.	Datenblätter verbauter Komponenten	78
B.1.	Lufttemperatur und Feuchtesensor CS215	78
B.2.	Photodioden-Einstrahlungssensor LI-200SZ.....	79
B.3.	Rotierendes Schattenbandradiometer RSR2.....	81
B.4.	Thermosäulen-Pyranometer CMP11.....	82
B.5.	Heiz-und Ventilationseinheit CVF3.....	84
B.6.	Datenlogger CR1000, incl. Compact Flash Modul CFM100	85
B.7.	GPRS Mobilfunkmodem Fastrack Supreme 10.....	88
B.8.	Laderegler MPPT 10A	89
B.9.	Blei-Gel-Akku BTL 12-100	90
B.10.	Solarmodul PowerPlus 215P	91
B.11.	Modultemperatursensor OF14.....	92
C.	PVsys Simulation Modulneigung	93
C.1.	Modulneigung 60°, 1 Modul, geringe Last, Standort 8.2 (HH).....	93
C.2.	Modulneigung 53°, 1 Modul, geringe Last, Standort 8.2 (HH).....	94
C.3.	Modulneigung 53°, 2 Module, hohe Last, Standort 8.2 (HH)	95
C.4.	Modulneigung 53°, 2 Module, geringe Last, Standort 8.2 (HH)	96

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: AM Werte unterschiedlicher Tage für den Standort Berlin	5
Abbildung 2: Atmosphärische Einflüsse auf die Einstrahlungsbestandteile in Bodennähe	6
Abbildung 3: Angulare Verteilung der solaren Einstrahlung entlang des Meridians durch die Sonne... 7	7
Abbildung 4: Halbleitermaterialabhängige Ausnutzung des AM 1,5-Spektrums	8
Abbildung 5: Mehrschichtiger Aufbau kristalliner Solarmodule	9
Abbildung 6: Schematischer Aufbau eines Thermosäulen-Pyranometers	10
Abbildung 7: Schematischer Aufbau eines Silizium-Pyranometers	12
Abbildung 8: Vergleich spektraler Empfindlichkeiten unterschiedlicher Sensortypen	13
Abbildung 9: Richtungsfehler gegenüber Einstrahlungswinkel bei Referenzzellen und Pyranometern	15
Abbildung 10: Schematischer Aufbau von PV-Freiflächenanlagen	20
Abbildung 11: Entwicklung der Weltmarktanteile verschiedener Zelltechnologien 1999 bis 2010.....	23
Abbildung 12: Weltmarktanteile der zehn größten Zellhersteller 2010.....	23
Abbildung 13: Schematischer Aufbau der Messstation	37
Abbildung 14: Wetterstation im Testbetrieb	41
Abbildung 15: Lufttemperaturverlauf Dezember 2011, Wetterstation Hamburg Bergedorf	43
Abbildung 16: Verlauf ausgewählter Daten während des Testbetriebs	44
Abbildung 17: Abgleich der Globalstrahlungsmessung.....	46
Abbildung 18: Verschattender Kirchturm in Südwest-Richtung.....	47
Abbildung 19: Benachbarte Gebäude in Richtung Osten und Südosten.....	47
Abbildung 20: Globalstrahlungsvergleich horizontale / geneigte Ebene 8.2 Wetterstation	48
Abbildung 21: Abgleich der Lufttemperaturmessung.....	50
Abbildung 22: Übersicht PV-Anlage Tarp.....	52
Abbildung 23: Conergy ET Sensor.....	53
Abbildung 24: Temperaturfühler an ET Sensor	53
Abbildung 25: Darstellung Sunreader Portal.....	53
Abbildung 26: Aufstellungsort der Wetterstation.....	54
Abbildung 27: Wetterstation im Feldbetrieb	55
Abbildung 28: Täglicher Datenabgleich, Messdatenauswertung vom 05.04.2012.....	57
Abbildung 29: Wirkungsgradkennlinien nach Labormessungen.....	64
Abbildung 30: Leistungsverhalten der Solarmodule PV-Anlage Tarp	65
Abbildung 31: Trocknung der Glasdome	67

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Angebote - Vergleich nach Komponenteneigenschaften	33
Tabelle 3: Standort- und Aufbaudaten der Wetterstation zum Testbetrieb	40
Tabelle 4: Standorte verschiedener Messanlagen	45
Tabelle 5: PR-Berechnungsfaktoren	60
Tabelle 6: PR-Berechnung auf Basis der EVU-Energiewerte	61
Tabelle 7: PR-Berechnung auf Basis der WR-Energiewerte	62

Symbolverzeichnis

γ_s	Sonnenhöhe	Grad°
AM	Air Mass	dimensionslos
A_{PV}	Generatorfläche der PV-Anlage	m ²
E_{diffus}	Diffusstrahlungsanteil der Globalstrahlung	W/m ²
E_{direkt}	Direktstrahlungsanteil der Globalstrahlung	W/m ²
E_{ideal}	Theoretisch zu erwartende Energieausbeute	kWh
E_{real}	Real eingespeiste Energie bzw. End-Ertrag	kWh
eV	Elektronenvolt	1 eV = 1,602176 · 10 ⁻¹⁹ J
g_{PV}	Mittlere spezifische jährliche solare Einstrahlung in Generatorebene	kWh/m ²
I_{MPP}	Strom im Arbeitspunkt der größten Leistung	A
P_{MPP}	Leistung im Arbeitspunkt der größten Leistung	W
U_{MPP}	Spannung im Arbeitspunkt der größten Leistung	V
η_M	Modulwirkungsgrad	%
η_{STC}	Wirkungsgrad der Solarmodule bei STC	%
λ	Wellenlänge der elektromagnetischen Strahlung	nm
φ	Einfallswinkel der Solarstrahlung	Grad°

Abkürzungsverzeichnis

AC	Wechselstrom
AGM	Absorbent Glass Mat
CdS	Cadmiumsulfid
CdTe	Cadmiumtellurid
CIS	Kupferindiumselenid (CuInSe ₂)
c-Si	kristallines Silizium
CSP	Concentrated Solar Power
DC	Gleichstrom
DWD	Deutscher Wetterdienst
EVA	Ethylenvinylacetat
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FTP	File Transfer Protocol
FÜ	Fernüberwachungstechnik
GAK	Generatoranschlusskasten
GPRS	General Packet Radio Service
GSM	Global System for Mobile Communications
IR	Infrarot
ISE	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
MPP	Maximum Power Point
MPPT	MPP-Tracker
PR	Performance-Ratio
PV	Photovoltaik
STC	Standard Test Conditions (Standard Test Bedingungen)
TÜV	Technischer Überwachungsverein
UV	Ultraviolett
WMO	World Meteorological Organisation (Weltorganisation für Meteorologie)

1 Einleitung

Aktuelle politische Themen handeln zunehmend von der Förderung und dem Ausbau regenerativer Energietechniken. Insbesondere der Sektor Photovoltaik (PV) rückt dabei immer mehr in die täglichen Nachrichten vor.

Deutschland ist weltweit einer der größten Know-How Träger im Bereich der Photovoltaik, sodass viele Hersteller, Entwickler und auch Dienstleister in dieser Branche tätig sind. Die wirtschaftlichen Anreize, in Photovoltaik zu investieren, werden nun durch ein Herabsetzen der staatlichen Förderung schwächer. Anlagenbetreiber legen daher verstärkten Wert auf vollkommen funktions- und leistungsfähige Solaranlagen

In der vorliegenden Master-Thesis wird daher auf die Bestimmung von Performance-Ratio (PR) und Leistungsverhalten von PV-Anlagen eingegangen. Dies soll mittels einer autark arbeitenden Wetter-Messstation geschehen, welche als hochgenaues Messsystem zum Einsatz kommt. Der Aufbau, Test- und Feldbetrieb dieser Station bildet den Hauptteil dieser Arbeit. Dazu wird die Qualität der Messdatenerfassung der Wetterstation und der bereits in den PV-Anlagen eingesetzten Technologien bewertet. Auch der Einfluss der Temperatur der Solarzellen wird einer genaueren Betrachtung unterzogen.

1.1 Zielsetzung

In den meisten neu aufgebauten PV-Anlagen werden heutzutage moderne Messeinrichtungen eingesetzt, die zur Überwachung der Leistungsfähigkeit verwendet werden. In älteren PV-Anlagen ist teilweise noch keine oder lediglich sehr ungenaue Messtechnik im Einsatz, sodass hier Defekte und Anlagenfehler nicht unmittelbar erkannt werden können. Für solche PV-Anlagen soll ein hochgenaues und autark arbeitendes Messsystem aufgebaut werden, das leicht zu transportieren und damit an beliebigen Orten einsetzbar ist. Das autarke System dient in erster Linie dazu, unabhängig von jeglicher externer Kabelanbindung für Stromversorgung oder Datenübertragung die Messwerte erfassen zu können, um auch nicht elektrifizierte Standorte bedienen zu können. Darüber hinaus sollen mit dieser Wetterstation Aussagen über das Leistungsverhalten der Solarmodule und die PR getroffen werden können. Hierbei erfolgt die Messung der verfügbaren solaren Einstrahlung unabhängig durch hochgenaue und kalibrierte Sensoren, die jeweils individuell auf die Zelltechnologie der PV-Anlagen abgestimmt werden.

Zur Bestimmung der genannten Kennwerte (Leistungsverhalten und PR) ist die Summe der elektromagnetischen terrestrischen Solarstrahlung in der Ebene der Solarmodule maßgeblich. Diese Summe wird über den Begriff Globalstrahlung identifiziert, die sich aus direkter und diffuser Einstrahlung aus dem oberen Halbraum zusammensetzt. Eine differenziertere Darstellung dieser Größen erfolgt in Abschnitt 2.1. Die separate Messung von Direkt- und Diffusstrahlung in der geneigten Ebene ist in dieser Unterteilung nicht vorgesehen, da, wie bereits genannt, die Summe beider Anteile zur Stromproduktion in Solarmodulen dienen.

Die Einstrahlungsmessungen für Aussagen über Leistungsverhalten und PR müssen in der geeigneten Ebene der Module erfolgen, um die effektiv verfügbare Einstrahlungssumme zu verzeichnen. Bei einer Messung in der horizontalen Ebene müssten die Messwerte nach empirischen Formeln umgerechnet werden, sodass hier bereits Ungenauigkeiten durch die angewendeten Rechenmodelle entstehen. Um dennoch einen Abgleich mit weiteren Datenquellen, wie bspw. käuflich zu erwerbenden Einstrahlungsdaten des Deutschen Wetterdienstes (DWD), durchführen zu können, werden auch in der horizontalen Messebene Strahlungssensoren montiert.

Da die exakte Messung der am Standort verfügbaren solaren Einstrahlung von sehr hoher Bedeutung für die weiteren Aussagen bezüglich der Anlagenqualität sind, müssen hierzu hochgenaue Sensoren eingesetzt werden. Der zurzeit genaueste, am Markt erhältliche, Standard für Einstrahlungssensoren wird als „Secondary Standard“ bezeichnet und ist für thermische Sensoren gültig. Die zweitbeste Klasse wird „First Class“ und die letzte „Second Class“ genannt. Mit jeder schlechteren Klasse nimmt die gewährleistete Genauigkeit ab, sodass für den Anspruch einer hochgenauen Messung Sensoren der Klasse „Secondary Standard“ herangezogen werden. Darüber hinaus sollen einerseits das Spektrum der Einstrahlung, welches durch die Solarmodule verarbeitet werden kann, über Sensoren mit identischem Empfindlichkeitsbereich sowie andererseits die Temperatur der Solarmodule gemessen werden. Dies ermöglicht eine Aussage über die Leistungsfähigkeit der Module.

Die Bewertung der Qualität der in der PV-Anlage installierten Fernüberwachungstechnik (FÜ) wird durch räumlich nah beieinander angeordnete Messpunkte und parallel durchgeführte Messungen ermöglicht. Ein Zugang zu den Daten der FÜ ist dabei obligatorisch, ebenso wie die genaue Kenntnis über die Ermittlung der Messwerte bzw. der Berechnung von etwaigen Mittelwerten. Mithilfe des abgeglichen Zeitstempels, der alle erfassten Messwerte eindeutig zuordnet, und unter Berücksichtigung der Messtoleranzen der FÜ-Einstrahlungssensoren wird die Qualitätsbewertung vorgenommen. Die Aussage zu diesem Kriterium ist, wie in Abschnitt 1.3 genauer beschrieben wird, von hoher Bedeutung für den Anlagenbetreiber. Schließlich erfolgt auf Grundlage dieser FÜ die automatisierte Berechnung der Anlagenqualität durch das Softwareprogramm der Betriebsführung.

Mittels der unabhängig erfassten Messwerte für solare Einstrahlung und der Einspeisedaten des Energieversorgungsunternehmens (EVU) wird die Berechnung der PR erfolgen. Im Gegensatz zu den Energiezählern in den Wechselrichtern von PV-Anlagen, die zum Teil eine hohe Toleranz von bis zu $\pm 10\%$ aufweisen können, sind die Stromzähler des EVU geeicht und werden daher als Referenz für Einspeisewerte angesehen. Auf Grundlage dieser, durch geeichte Zähler, als exakt angenommenen Daten und der unabhängig erfassten Messwerte kann nun die Berechnung der PR erfolgen. Als zusätzlicher Vergleichswert wird die PR, anstatt über die unabhängigen Messwerte, mittels der FÜ-Einstrahlungssensor Messungen errechnet. Die Abweichung zwischen diesen beiden Werten dient auch zur Bewertung der Qualität der FÜ.

Die gemessenen Werte der Modultemperatur fließen zur Berechnung der Leistungsfähigkeit der Module mit ein. Da im realen Betrieb in nahezu keinem Zeitpunkt die Standard-Test-Bedingungen (STC) vorherrschen, kann die Abweichung von der Referenz-Modultemperatur (25 °C) so herausgerechnet werden. Es kann damit eine temperaturbereinigte Angabe über den Modulwirkungsgrad in Abhängig-

keit der vorherrschenden Einstrahlung getroffen werden. Mittels dieser Angabe ist es möglich, Degradation der Module festzustellen und bei Minderleistung etwaige Gewährleistungsansprüche gegenüber dem Hersteller geltend zu machen.

1.2 Rahmenbedingungen

Der Geschäftsbereich der Firma 8.2 Ingenieurpartnerschaft Obst & Ziehmann erstreckt sich zu rund 90 % auf PV-Projekte innerhalb Deutschlands. Deswegen erfolgt auch die Auslegung der Wetterstation erfolgt für einen Standort innerhalb Deutschlands. Zu Beginn der Bearbeitung wird bereits eine PV-Anlage in Norddeutschland genannt, in der die Wetterstation zunächst eingesetzt werden soll.

Da zur Ermittlung der PR von PV-Anlagen ein einjähriger Messzeitraum zu Grunde gelegt werden muss, wird der Betrieb in nur dieser einen PV-Anlage realisiert. Es handelt sich dabei um eine Freiflächenanlage. Im Gegensatz zu Dachanlagen werden die Solarmodule hier in hintereinander stehenden Reihen aufgeständert, sodass es bspw. zu Nahverschattung innerhalb der Reihen kommen kann.

Als Technologien zur Strahlungsmessung werden Thermosäulen-Pyranometer der höchsten Sensorklassifizierung Secondary Standard festgelegt. Sensoren weiterer niedrigerer Klassifizierungen derselben Technologie kommen nicht zum Einsatz.

Schließlich wird der finanzielle Rahmen vorgegeben. Als Richtwert sollen rund 10.000 € für ein Komplettsystem möglichst nicht überschritten werden.

1.3 Bedeutung des Themas

Die Wahl des Themas ist in Zusammenarbeit mit der Firma 8.2 Ingenieurpartnerschaft Obst & Ziehmann entstanden. Die Tätigkeitsschwerpunkte der Firma liegen in Sachverständigen-Dienste in der Wind- und Solarenergiebranche. Es werden Dienstleistungen wie Ertragsgutachten, Due Diligence, Technische Prüfung, Consulting oder Betriebsoptimierung erbracht. Um den Geschäftsbereich der Betriebsoptimierung weiter auszubauen, soll zukünftig ein eigenes, und damit unabhängiges, Messsystem zum Einsatz kommen. Dieses Messsystem bietet insbesondere dem Anlagenbetreiber den Vorteil einer unabhängigen Überprüfung der Leistungsfähigkeit. Darüber hinaus kann eine Aussage zur Güte des in der PV-Anlage vorinstallierten Überwachungssystems getroffen werden, sodass eventuelle vorausgegangene Fehleinschätzungen erkannt werden können.

Darüber hinaus bietet das Messsystem die Möglichkeit der vollständigen Kontrolle über die Messwertfassung und Weiterverarbeitung. Insbesondere können die Rohdaten der einzelnen Sensoren mit den entsprechenden Kalibrierfaktoren und eventuell weiteren Korrekturen selbstständig und nachvollziehbar überarbeitet werden. Damit kann eine genauere Anpassung an die jeweilige Technologie der Solarmodule vollbracht werden. Bei der überwiegenden Anzahl der in PV-Anlagen vorinstallierten

Messsysteme ist keine genaue Kenntnis über mögliche Datenaufbereitungen vorhanden. Dies ist insbesondere bei der Beurteilung der Anlagenqualität auf Basis dieser Messwerte von Nachteil, da ein begründeter Nachweis möglicher Messwertkorrekturen nicht möglich ist.

Einen weiteren Vorteil bietet das Messsystem, da hiermit eine standortspezifische Bodenmessung der solaren Einstrahlung und weiterer Messgrößen ermöglicht wird. Außerdem ist die zeitliche Auflösung der Messungen individuell an die jeweiligen Ansprüche anpassbar. Die Verwendung von ungenaueren, interpolierten und in zeitlich schlechterer Auflösung erhältlichen Daten des weitmaschigen Messnetzes des DWD bzw. Satelliten-Messungen kann hierbei entfallen. Im Messergebnis sind damit die tatsächlichen lokalen Wetterbedingungen festgehalten, die sich, je nach Standort, auf nur wenigen Kilometern Entfernung drastisch ändern können. Folglich bietet eine eigene Messstation in Bezug auf die Individualisierung enorme Genauigkeitsvorteile gegenüber den von Drittanbietern käuflich zu erwerbenden Messdaten.

Im Hinblick auf die Entwicklung des Geschäftsbereichs Technische Prüfung von Photovoltaik-Anlagen bieten sich durch die Einsatzmöglichkeit der Messstation weitere Chancen. Z.B. kann mit der Technischen Prüfung zum Gewährleistungsende eine zukünftig wichtiger werdende Dienstleistung ausgebaut werden. Diese sieht vor dem Auslaufen der Gewährleistungsfrist eine Prüfung u.a. der Leistungsfähigkeit der Module vor, sodass hier seitens des Anlagenbetreibers begründete Ansprüche zum Gewährleistungsende beim Modulhersteller geltend gemacht werden können.

2 Theoretische Grundlagen

2.1 Solarstrahlung

Für Photovoltaikanlagen ist das auf der Erde eintreffende Spektrum der Sonneneinstrahlung maßgeblich. Auf dem Weg durch die Erdatmosphäre wird die Sonnenstrahlung gedämpft, sodass man zwischen der, außerhalb der Erdatmosphäre vorherrschenden, extraterrestrischen Strahlung (AM 0) und der, auf der Erdoberfläche vorherrschenden, terrestrischen Strahlung (AM 1 und größer) unterscheidet. Das Formelzeichen AM steht dabei für den Begriff „Air Mass“ (zu Deutsch „Luftmasse“) und ist einheitenlos. Der Wert des Air Mass ist abhängig von der Sonnenhöhe γ_s . So wird AM 1 bei einer Sonnenhöhe von $\gamma_s = 90^\circ$ zur Erdoberfläche, dem kürzesten Weg durch die Erdatmosphäre, erreicht. Je geringer die Sonnenhöhe, umso länger wird der Weg durch die Erdatmosphäre und AM steigt an. Zur Verdeutlichung sind in Abbildung 1 AM Werte verschiedener Tage beispielhaft für den Standort Berlin aufgeführt.

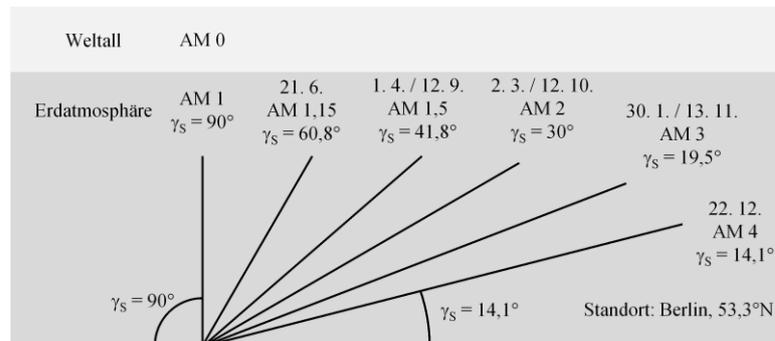


Abbildung 1: AM Werte unterschiedlicher Tage für den Standort Berlin eigene Bearbeitung nach (Quaschnig 2011)

Die Berechnung des Air Mass erfolgt nach Gleichung (2.1).

$$AM = \frac{1}{\sin \gamma_s} \quad (2.1)$$

Bei $\gamma_s \approx 41,8^\circ$ wird folglich der Wert AM 1,5 erreicht. Dieser Norm-Wert wird in europäischen Breitengraden gewöhnlich für Angaben bei PV-Anlagen angewendet. Dort tritt in Frühjahr und Herbst dieser Wert auf. Im Sommer werden AM-Werte kleiner als 1,5 erreicht, da die Sonne höher steht (AM 1,15 bei $\gamma_s \approx 60,8^\circ$ in Berlin). Im Winter dagegen ist die durchschnittliche Sonnenhöhe wesentlich geringer, wodurch AM-Werte erheblich über 1,5 erreicht werden. So wird bspw. in Berlin am 22. Dezember zur Mittagszeit die niedrigste Sonnenhöhe von etwa $14,1^\circ$ und AM 4 verzeichnet. Aufgrund dieser jahreszeitlichen Schwankungen kann AM 1,5 als durchschnittliches Jahresspektrum angesehen werden. Ebenso ist AM 1,5 neben einer Solarzelltemperatur von 25°C und der Bestrahlungsstärke 1000 W/m^2 Bestandteil der Standard-Testbedingungen (STC, engl. Standard Test Conditions). Diese sind international einheitliche Bedingungen, unter denen Modultests von den Herstellern weltweit durchgeführt werden. Das Ziel der Einführung der STC ist, unter allen Herstellern und Anbietern vergleichbare Leistungskennwerte für Solarmodule zu erhalten.

Aufgrund der Neigung der Erdachse zur Rotationsebene um die Sonne von etwa $23,4^\circ$ werden die jahreszeitlichen Schwankungen der Sonnenhöhe hervorgerufen. Die Differenz zwischen der maximalen und minimalen Sonnenhöhe beträgt an jedem beliebigen Standort immer $46,8^\circ$, da dies auf die Erdneigung zurückzuführen ist. Am Äquator schwankt die Sonnenhöhe um die Senkrechte. Mit größerem Abstand zum Äquator nimmt die maximale Sonnenhöhe kontinuierlich ab.

Die terrestrische Strahlung setzt sich aus unterschiedlichen Strahlungsbestandteilen zusammen. Für Photovoltaikanlagen sind Diffus- und Direktstrahlung die maßgeblichen Größen. In Summe werden diese als Globalstrahlung bezeichnet. Die Direktstrahlung (E_{direkt}) bezeichnet den Anteil der Globalstrahlung, der auf direktem Wege die Erdatmosphäre durchquert und auf der Erdoberfläche auftrifft. Als diffuse Strahlung (E_{diffus}) wird der indirekt auf die Erdoberfläche auftreffende Anteil der Solarstrahlung bezeichnet. Hierbei wird Direktstrahlung durch die Erdatmosphäre gestreut, sodass die diffuse Strahlung theoretisch aus jeder Richtung auf die Erdoberfläche trifft. In Abbildung 2 ist die Zusammensetzung der Globalstrahlung schematisch dargestellt. Je nach Sonnenstand und Bewölkungsgrad ändern sich die Anteile von diffuser und direkter Strahlung: So ist bspw. kurz vor Sonnenaufgang, kurz nach Sonnenuntergang, sowie bei vollständig bedecktem Himmel zwar Licht, aber keine Direktstrahlung, sondern lediglich diffuse Strahlung vorhanden. In diesen Fällen ist die Sonne nicht direkt sichtbar. In Situationen bei direkt sichtbarer Sonne ist jedoch neben der direkten Strahlung auch immer diffuse Strahlung vorhanden.

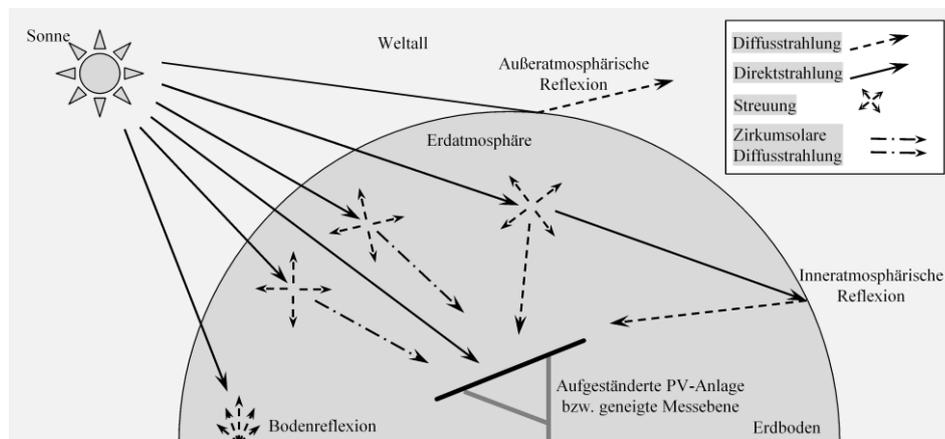


Abbildung 2: Atmosphärische Einflüsse auf die Einstrahlungsbestandteile in Bodennähe eigene Bearbeitung nach (Mertens 2011)

Als diffuse Strahlung kann im Allgemeinen gestreute Sonnenstrahlung oder Himmelsstrahlung bezeichnet werden. Hier wird die Sonnenstrahlung durch Luftmoleküle und fein verteilte, in der Atmosphäre schwebende, feste oder flüssige Teilchen (Aerosole, griechisch *aér*: Luft und lateinisch *sal*: Salz) von ihrer ursprünglichen Strahlrichtung abgelenkt. Verteilt sich die Strahlung von dieser Stelle annähernd kugelsymmetrisch spricht man von Rayleigh-Streuung (meist bei Streuung an Luftmolekülen), ist die Verteilung nahezu kegelförmig spricht man von Mie-Streuung (meist bei Aerosolen) (vgl. (Klose 2008)). Die diffuse Strahlung aus der Region nahe der Sonne wird als sogenannte zirkum solare Diffusstrahlung bezeichnet und hauptsächlich durch Streuung an Aerosolen verursacht (Lorenzo 2011). Aufgrund des zunehmenden Wegs der Solarstrahlung durch die Atmosphäre bei geringeren Sonnenhöhen, wird neben der Absorption auch die Streuung vergrößert. Da die Rayleigh-Streuung

zum Großteil durch Luftmoleküle hervorgerufen wird, nimmt sie mit niedrigerer Sonnenhöhe nahezu exponentiell zu. Wegen des Auftretens bei Dunstpartikeln ist die Zunahme der Mie-Streuung zwar auch nahezu exponentiell, sie kann jedoch stark unterschiedliche Werte, die unter- oder oberhalb der Rayleigh-Streuung liegen, erreichen. Je nach den vorherrschenden Umgebungsbedingungen am betrachteten Standort variiert die Mie-Streuung. Daher kann keine allgemein gültige Aussage über die Anteile der beiden Streuungsarten getroffen werden.

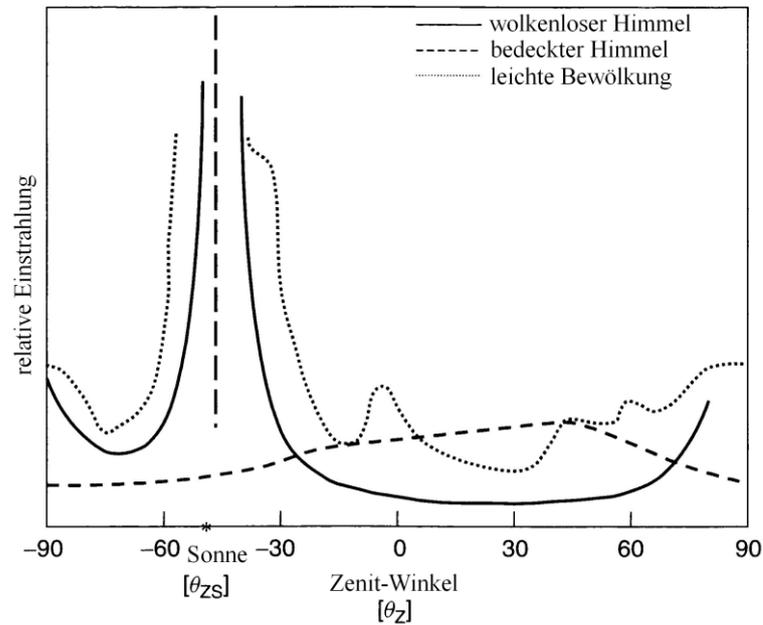


Abbildung 3: Angulare Verteilung der solaren Einstrahlung entlang des Meridians durch die Sonne (Lorenzo 2011), modifiziert

Wie bereits erwähnt, verändern sich die Strahlungsbestandteile mit der Bewölkung. In Abbildung 3 sind charakteristische angulare Verteilungen der Bestrahlungsstärke entlang des Meridians durch die Sonne bei unterschiedlicher Bewölkung qualitativ dargestellt. Der negative Skalenbereich des Zenit-Winkels bezeichnet hier die Abweichung in südlicher Richtung von der Senkrechten zur Erdoberfläche ($\theta_z = 0^\circ$), die positive Richtung entsprechend die Abweichung in nördlicher Richtung. Die Grafik zeigt, dass die höchste Einstrahlung, an Tagen mit wolkenlosem Himmel (durchgezogene Linie), von der Position des Sonnenstands (Sonne, θ_{zs}) ausgeht. Dabei ist die Streuung sehr gering, was durch die steil ansteigenden Kurvenverläufe nahe θ_{zs} angezeigt wird. Der säulenartige Anstieg der Strahlung im Bereich der Sonne ist auf den, oben beschriebenen, zirkumsolaren Diffusstrahlungsanteil zurückzuführen. Mit zunehmender Entfernung vom Sonnenstand nimmt die Einstrahlung ab. Die Randbereiche um $\theta_z = -90^\circ$ (Süden) und $\theta_z = +90^\circ$ (Norden) weisen jedoch erneut einen Anstieg der Einstrahlung auf. Diese Aufhellung des südlichen und nördlichen Horizonts wird durch Bodenreflexion verursacht.

Bei leichter Bewölkung (gepunktete Linie) ist der Anteil der Horizontaufhellung größer, als bei wolkenlosem Himmel. Der Bereich der maximalen Einstrahlung rund um die Position des Sonnenstands θ_{zs} fällt hier breiter aus, als bei wolkenlosem Himmel. Beide Effekte gehen auf Streuung an Aerosolen, hauptsächlich Wassertröpfchen, zurück, aus denen Wolken bestehen. Da diese das Sonnenlicht auch teilweise absorbieren, nimmt die maximale Strahlung ab.

Ein vollständig bedeckter Himmel (gestrichelte Linie) lässt keine Erkennung des Sonnenstands aufgrund erhöhter Einstrahlung, wie bei den vorangegangenen Situationen, zu. In diesem Fall ist die Einstrahlung von Süd nach Nord über den Zenit nahezu konstant und es ist keine horizontale Aufhellung zu verzeichnen.

Im Vergleich zum Standort Berlin aus Abbildung 1 beträgt bspw. die geografische Lage Kairos $30,1^\circ$ nördliche Breite, wodurch die Sonnenhöhe am 21. Juni $\gamma_s \approx 83,4^\circ$, sowie am 22. Dezember $\gamma_s \approx 36,6^\circ$ erreicht. Damit einhergehend ist die Strecke der Sonnenstrahlung zur Durchdringung der Atmosphäre geringer, wodurch die Streuung der Direktstrahlung zurückgeht. Somit ist der diffuse Strahlungsanteil bei identischer Bestrahlungsstärke, Bewölkung, Temperatur, Luftfeuchtigkeit und anderer Umwelteinflüsse geringer, was den Einsatz anderer Kraftwerkstechnologien in diesen Gebieten begünstigt. Denkbar wären etwa solarthermische Kraftwerke (engl. Concentrated Solar Power, CSP). Dabei wird über Konzentration des Sonnenlichts auf ein Absorberrohr (Parabolrinnen-Technologie) oder eine Absorberfläche (Solarturm-Kraftwerke) hauptsächlich Direktstrahlung zur Energiegewinnung genutzt. Im Gegensatz dazu sind Solarzellen aller Materialien in der Lage, auch diffuse Strahlung zur Stromerzeugung zu nutzen. Dies begünstigt ihren Einsatz insbesondere in Gebieten mit schwächerer Einstrahlung, wie bspw. Deutschland.

2.2 Solarzellen und -Module

Je nach dem verwendeten Halbleitermaterial von Solarzellen ist der zur Stromproduktion nutzbare Anteil des AM 1,5-Spektrums unterschiedlich. In Kapitel 2.1 wird auf das Air Mass näher eingegangen. Die in Abbildung 4 dargestellten Anteile des Gesamtspektrums werden durch die verschiedenen Materialien genutzt. Die materialabhängigen Unterschiede bestehen aufgrund der verschiedenen Bandlückenenergien der Halbleiter.

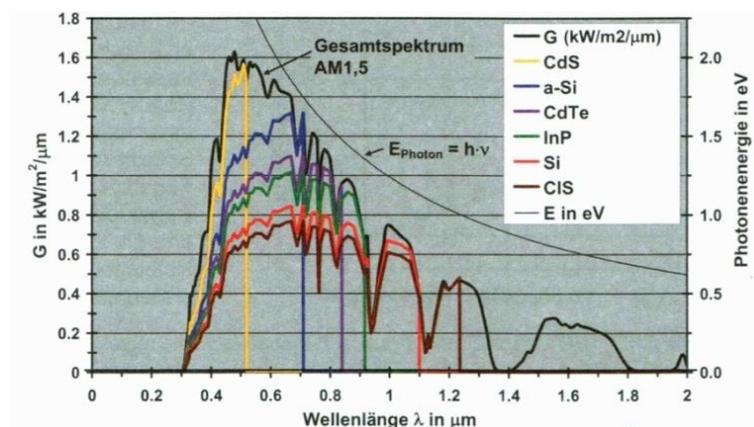


Abbildung 4: Halbleitermaterialabhängige Ausnutzung des AM 1,5-Spektrums (Häberlin 2010)

So heben einfallende Lichtphotonen einzelne Elektronen vom Valenz- in das Leitungsband an, dazu muss jedoch die Energie der Photonen größer als die Bandlückenenergie sein (Mertens 2011). Aufgrund dessen können energieärmere Photonen nicht zur Stromerzeugung genutzt werden, wie sie

bspw. mit zunehmender Wellenlänge im Spektrum des Sonnenlichts auftreten. Den geringsten nutzbaren Bereich des Sonnenspektrums zwischen 300 nm bis ca 500 nm weist Cadmiumsulfid (CdS) auf. Bei diesem Material beträgt die Bandlückenenergie 2,4 eV, sodass nur der energiereichere kurzwellige Anteil des Sonnenspektrums zur Stromerzeugung genutzt werden kann. Dem gegenüber steht das Halbleitermaterial Kupferindiumselenid (CuInSe_2 , bzw. gängige Abkürzung CIS), welches mit 300 nm bis ca. 1250 nm in dieser Zusammenstellung den größten vom Sonnenlicht nutzbaren Spektralbereich aufweist. Die Bandlückenenergie ist mit 1,02 eV die geringste der betrachteten Materialien, sodass auch der energieärmere langwellige Anteil des Sonnenspektrums zur Stromerzeugung genutzt werden kann. Darüber hinaus ist auch der zur Stromerzeugung nutzbare Spektralbereich kristalliner Silizium Solarzellen (c-Si, im Bild als Si bezeichnet) dargestellt. Mit etwa 300 nm bis 1100 nm ist dieser, verglichen mit anderen Halbleitermaterialien, sehr weit, da hierbei die Bandlückenenergie 1,12 eV beträgt. Datenblätter von Solarzellen verschiedener Hersteller, z.B. Bosch Solar Energy, JA Solar, Schott-Solar oder Q-Cells, bestätigen den oben genannten Spektralbereich für c-Si Zellen.

Kristalline Solarzellen sind aufgrund ihrer geringen Materialstärke von lediglich etwa 200 μm sehr empfindlich gegenüber jeglicher mechanischer Beanspruchung. Daher werden jeweils mehrere davon, heutzutage im Allgemeinen 60 oder 72 Zellen, zu Solarmodulen zusammengefasst. Wie in Abbildung 5 gezeigt, werden dabei die Solarzellen als elektrisch verbundene Matrix (Zellen-Verbund) in einem mehrschichtigen Laminat hinter einem sogenannten Solarglas unter Hitze und Vakuum verkapselt.

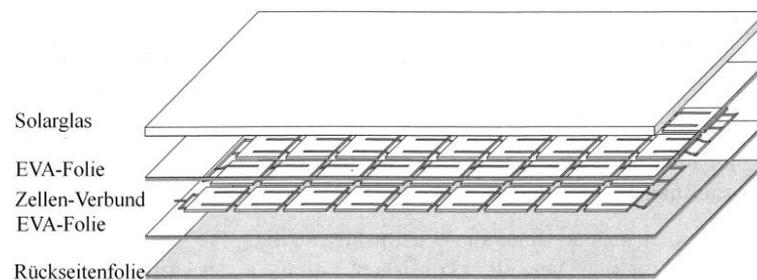


Abbildung 5: Mehrschichtiger Aufbau kristalliner Solarmodule (Tobías, del Cañizo und Alonso 2011), modifiziert

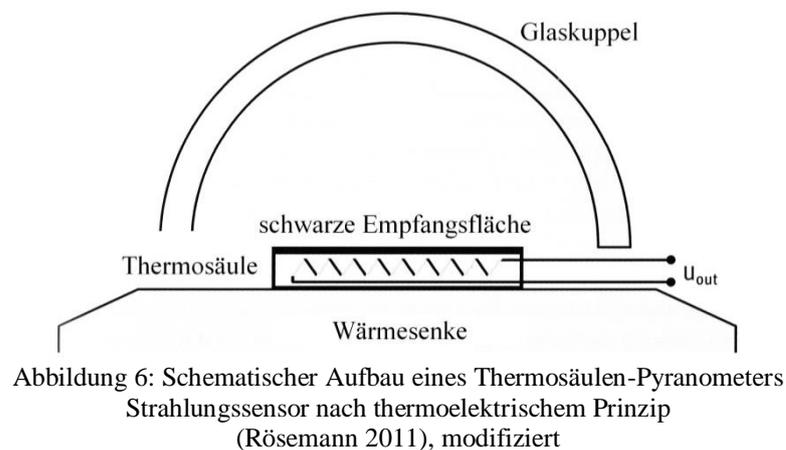
Die Solarzellen sind dabei von je einer Schicht Ethylvinylacetat-Folie (EVA-Folie) auf der Ober- und Unterseite eingeschlossen. Die Rückseitenfolie ist meist selbst aus mehreren Schichten gefertigt und bildet den Abschluss des Laminats. Sie dient zur Isolation gegen Umwelteinflüsse und als elektrischer Isolator. Durch die Erwärmung des Materialstapels wird die EVA-Folie aufgeschmolzen, sodass die einzelnen Zellen vollständig darin eingebettet werden. Das Solarglas besteht aus eisenarmem Material, sodass ein hoher Transmissionsgrad für Sonnenlicht erreicht wird. Außerdem ist das Glas gehärtet, um mechanischen Schutz der Solarzellen, z.B. bei Hagelstürmen, zu gewährleisten. Die Oberfläche des Glases wird mit einer Anti-Reflex-Schicht versehen, um die Transmission der energetisch wirksamen Strahlung zu maximieren.

2.3 Strahlungsmessung

Wie oben gezeigt, variieren die zur Stromerzeugung genutzten Wellenlängenbereiche je nach Typ des Halbleitermaterials der Solarzellen. Abhängig von den jeweiligen Anforderungen muss dementsprechend die Messmethode, bzw. das Messgerät, angepasst werden. Hierzu eignen sich unterschiedliche Sensortypen. Zur häufig angestrebten Aussage über die Performance-Ratio (PR) von Photovoltaikanlagen ist das gesamte Sonnenspektrum maßgebend. Dabei wird die theoretisch zur Stromerzeugung zur Verfügung stehende maximale terrestrische Sonnenenergie gemessen und in Relation zum Energieertrag der Solaranlage gesetzt.

Thermosäulen-Pyranometer

Zur Messung des gesamten terrestrischen Sonnenspektrums werden fast ausschließlich Thermosäulen-Pyranometer verwendet. Diese Messgeräte basieren auf dem thermoelektrischen Prinzip, das in Abbildung 6 schematisch dargestellt ist.



Hierbei gelangt Sonnenstrahlung durch eine (doppelwandige) Glaskuppel auf eine schwarze und nichtselektive Empfangsfläche. Diese ist mit mikroskopischen Vertiefungen versehen, die hochabsorbierend wirken. Auf der Empfangsfläche wird die Sonnenstrahlung in thermische Energie umgewandelt. Auf der Rückseite dieser Empfangsfläche ist eine große Anzahl von in Reihe geschalteter Thermoelemente angebracht. Diese werden als Thermosäule bezeichnet und erzeugen eine zur Einstrahlung proportionale Ausgangsspannung U_{out} , die im mV-Bereich liegt. Der Absorptionsgrad der schwarzen Empfangsfläche liegt, zur Sicherstellung einer korrekten Messung, über den gesamten Wellenlängenbereich bei 100 %. Die breitbandige Absorption annähernd der gesamten Sonnenstrahlung geschieht in einem Wellenlängenbereich von etwa 300 nm bis etwa 3000 nm, je nach verwendetem Messgerät. Die Messung der einfallenden Strahlung wird bei Pyranometern der Modellreihe CMP des Herstellers Kipp & Zonen mit einer Wellenlängenabhängigkeit kleiner 2 % ermöglicht (Kipp & Zonen B.V. 2010).

Die (doppelwandige) Glaskuppel dient zur Kosinuskorrektur, wonach sich das Ansprechvermögen des Sensors idealerweise proportional zum Kosinus des Einfallswinkels verhält. Nach dem Lambertschen

Kosinusetz gilt für die Strahlung E_φ auf eine Fläche, unter dem Winkel φ abweichend von der Flächennormalen, Gleichung (2.2)

$$E_\varphi = E_n \cdot \cos\varphi \quad (2.2)$$

wobei E_n die Einstrahlung in Normalrichtung darstellt. Das größte Ansprechvermögen besteht dabei, wenn die Einstrahlung senkrecht auf den Sensor fällt ($\varphi = 0^\circ$). Bei einem Einfallswinkel von $\varphi = 90^\circ$ ist das Ansprechverhalten gleich Null und dazwischen, bei $\varphi = 60^\circ$ gleich 0,5. Die Halbkugelform ermöglicht, dass die Einstrahlung aus jeder Richtung des oberen Halbraumes senkrecht und nahezu ohne Reflexionsverluste durch die Glaskuppel fällt.

Thermoelemente bestehen aus zwei Drähten unterschiedlicher Metalle. Lötet man diese an beiden Enden zusammen und schaltet in den einen Draht ein Voltmeter, so zeigt dieses eine Thermospannung an, die, außer von den Eigenschaften der beiden Metalle, nur von der Temperaturdifferenz ΔT zwischen beiden Lötstellen abhängt (Meschede 2010). Diese Eigenschaft wurde von Thomas Johann Seebeck bereits 1822 entdeckt (Meschede 2010) und wird als Seebeck-Effekt bezeichnet. Die Lötstellen an Thermoelementen werden gewöhnlich als aktive und passive Kontaktstelle bezeichnet. Bei der Anwendung im Thermosäulen-Pyranometer befinden sich die aktiven Kontaktstellen direkt unterhalb der schwarzen Empfängerfläche. Diese werden durch die absorbierte Strahlung erwärmt. Die passiven Kontaktstellen sind abseits der Empfängerfläche angeordnet und so platziert, dass sie die an der Gehäuserückwand vorherrschende Temperatur annehmen. Das Gehäuse dient dabei als Wärmesenke. Die Thermoelemente zeichnen sich durch ihre Eigenschaft aus, Wärmeenergie direkt in elektrische Energie umzuwandeln. Die Messung der Solarstrahlung durch Thermosäulen-Pyranometer ist mit einer sehr geringen Abweichung in der Tagessumme möglich. Dennoch weisen diese Messgeräte aufgrund des thermoelektrischen Prinzips eine zeitliche Verzögerung bei der Registrierung von Strahlungsschwankungen auf.

Pyranometer werden nach dem international gültigen Standard ISO 9060 gefertigt und klassifiziert, der auch durch die World Meteorological Organisation (WMO, Weltorganisation für Meteorologie) anerkannt ist. Der Standard unterscheidet die drei Klassen „Secondary Standard“ (beste Klasse), „First Class“ (zweitbeste Klasse) und „Second Class“ (letzte Klasse). Demnach werden Strahlungssensoren unter anderem nach ihrer Reaktionszeit auf Strahlungsänderung kategorisiert. So wird ein Messgerät, welches bei Änderung der Einstrahlung etwa 5 s benötigt, um sich auf 95 % des neuen Wertes einzustellen, als „Secondary Standard“ eingestuft.

Zur Sicherstellung einer möglichst exakten Messung muss die Gehäusetemperatur nahe der Umgebungstemperatur gehalten werden. Dazu wird u. a. ein ringförmiger Schutzschirm verwendet, der direkte Sonneneinstrahlung auf das Gehäuse verhindert. Die Aussparung in der Mitte des Schutzschirms ermöglicht dennoch die Erfassung der solaren Einstrahlung auf der schwarzen Empfangsfläche. Ausgehend davon wird über Wärmestrahlung das Gehäuse von innen erwärmt. Hier kann als zusätzlicher Mechanismus zur Temperaturstabilisierung eine Ventilationseinheit am Pyranometer angebracht werden. Diese hält die Temperaturdifferenz zwischen Empfangsfläche und Wärmesenke, auch bei hoher Einstrahlung und dementsprechend hoher Gehäuseerwärmung, aufrecht. Bei Verwendung der Ventila-

tionseinheit muss, neben dem Sensorkabel, ein weiteres Kabel zur Stromversorgung an das Pyranometer angeschlossen werden.

In praktischer Anwendung in PV-Anlagen finden sich Sensoren von Kipp & Zonen, Thies Clima und Campbell Scientific, sowie weiterer Anbieter. In Kapitel 3.2 wird näher auf die verwendeten Komponenten eingegangen.

Silizium-Pyranometer / Referenzzellen

Im Gegensatz zum oben beschriebenen Thermosäulen-Pyranometer bieten Silizium-Pyranometer oder Referenzzellen den Vorteil kurzer Reaktionszeiten nach Änderung der Bestrahlungsstärke. Mit wenigen Mikrosekunden (μs) Reaktionszeit können daher schnelle Einstrahlungsschwankungen ohne zeitlichen Verzug registriert werden. Es ergeben sich daher weitere Anwendungsmöglichkeiten für Silizium-Pyranometer, wie bspw. die Messung von Global- und Diffusstrahlung in einer speziellen Vorrichtung mit drehbarem Schattenband mit lediglich einem einzigen Sensor. Ein weiterer Vorteil besteht im Spektralbereich, der bei diesen Technologien über das Halbleitermaterial exakt auf die Empfindlichkeit der Solarmodule angepasst werden kann und dann lediglich einen Ausschnitt des gesamten terrestrischen Strahlungsspektrums erfasst. Darüber hinaus entspricht der Aufbau von Referenzzellen dem von Solarmodulen, wodurch ein identisches Materialverhalten ermöglicht wird. So verändert sich beispielsweise die Temperatur der Solarzellen mit der Sonneneinstrahlung, wodurch auch die elektrischen Eigenschaften variieren. Im Vergleich zu thermoelektrischen Sensoren sind die hier beschriebenen Typen preiswerter, jedoch muss auch berücksichtigt werden, dass der Einsatzzweck der beiden Typen unterschiedlich ist.

Die Nutzung von Silizium-Pyranometern oder Referenzzellen geht auf die Eigenschaften des photoelektrischen Effekts zurück. Dabei wird die elektromagnetische Strahlung von einem Halbleiter absorbiert und ein Kurzschlussstrom I_{SC} erzeugt. Die Bestrahlungsstärke und der damit einhergehende Kurzschlussstrom sind mit hoher Genauigkeit proportional zu einander. Mittels eines genau definierten Messwiderstands, bzw. Shunt, wird der Kurzschlussstrom in eine Spannung umgewandelt, die schließlich gemessen wird. In Abbildung 7 ist der Aufbau eines Silizium-Pyranometers schematisch dargestellt. Das Umgebungslicht gelangt hierbei zunächst auf eine Diffusorscheibe, die das Licht stark streut und zur Kosinus-Korrektur dient.

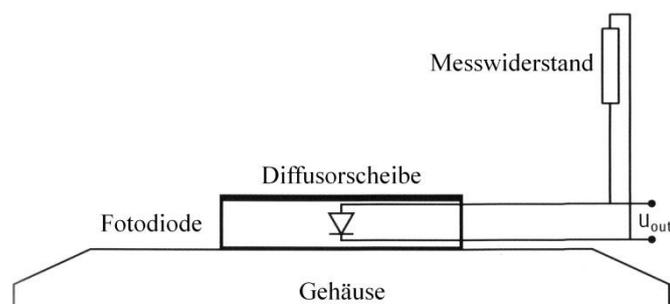


Abbildung 7: Schematischer Aufbau eines Silizium-Pyranometers
Strahlungssensor nach photoelektrischem Prinzip
(Rösemann 2011), modifiziert

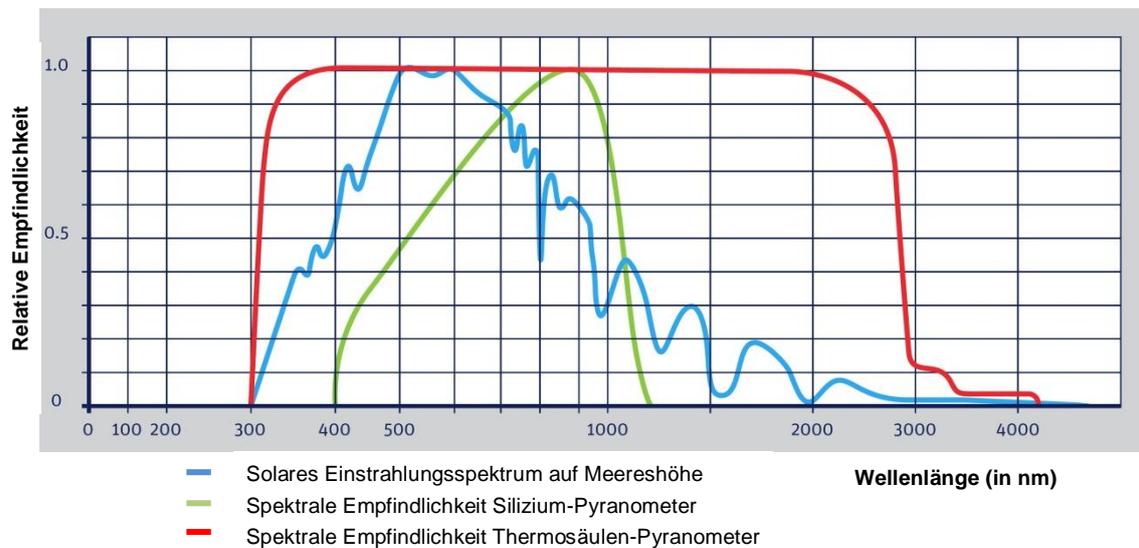


Abbildung 8: Vergleich spektraler Empfindlichkeiten unterschiedlicher Sensortypen (Kipp & Zonen B.V. 2011), modifiziert

Abbildung 8 zeigt schematisch die relative Empfindlichkeit von Silizium-Pyranometern im direkten Vergleich zu Thermosäulen-Pyranometern. Silizium-Pyranometer haben dabei, wegen des verwendeten Halbleitermaterials, einen typischen spektralen Empfindlichkeitsverlauf. Dabei steigt die Empfindlichkeit vom Wert Null ab einer Wellenlänge von 400 nm kontinuierlich bis zur maximalen Empfindlichkeit bei ca. 900 nm an. Bei höheren Wellenlängen fällt sie bis 1100 nm sehr steil wieder auf den Wert Null ab. Thermosäulen-Pyranometer weisen einen sehr breiten und gleichmäßig hohen Empfindlichkeitsbereich von 1 zwischen ca. 300 nm bis etwa 3000 nm Wellenlänge auf. Diese Sensoren erfassen also das gesamte Spektrum in gleichbleibender Sensitivität. Als dritten Kurvenverlauf zeigt das Diagramm das solare Einstrahlungsspektrum auf Meereshöhe. Es ist in relativen Einheiten, bezogen auf die höchste Einstrahlung bei ca. 500 nm bis 600 nm im sichtbaren Bereich, aufgetragen. Wegen des schmalen Empfindlichkeitsbereichs des Silizium-Pyranometers misst dieses, im Vergleich zum Thermosäulen-Pyranometer, üblicherweise geringere Einstrahlungswerte. Spektrale Verschiebungen bei sehr niedrigen Sonnenständen beeinflussen die Messung dabei nicht maßgeblich. Hier spielt die Eigenschaft des Diffusors am Silizium-Pyranometer, bei sehr flachen Einfallswinkeln höhere Einstrahlungswerte anzuzeigen, die entscheidende Rolle.

Silizium-Pyranometer und Referenzzellen werden bspw. zur Beurteilung der Leistungsfähigkeit von Solarmodulen eingesetzt. Dabei muss das Halbleitermaterial des Sensors mit dem des Solarmoduls übereinstimmen, d.h. die gleichen Eigenschaften aufweisen. In praktischer Anwendung befinden sich unter anderem Silizium Referenzzellen von Mencke & Tegtmeyer, Meteocontrol, NES, SMA Tritec oder IKS. Darüber hinaus Silizium-Pyranometer der Hersteller Conergy, Kipp & Zonen und anderer. Der Messbereich der SMA-Sensorbox erstreckt sich laut Datenblatt von 0 W/m² bis 1500 W/m² bei einer Messgenauigkeit von $\pm 8\%$. Dagegen beträgt der Messbereich des Conergy ET-Sensors (0...1400) W/m² bei einer angegebenen Genauigkeit von $\pm 3\%$.

Wie bereits erwähnt, spielt insbesondere die spektrale Empfindlichkeit dabei eine entscheidende Rolle. Wellenlängen außerhalb des Bereichs von 400 nm bis 1100 nm besitzen nicht die ausreichende Photonenenergie, um Elektronen im Halbleitermaterial Silizium vom Valenzband in das Leitungsband anzuheben. Überschüssige Energie, die nicht zur Anhebung von Elektronen benötigt wird, wird dabei in Wärme umgewandelt. Folglich nimmt die Temperatur des Sensors zu und verfälscht somit das Messergebnis, da mit steigender Temperatur der Wirkungsgrad von Solarzellen abnimmt. Um dennoch eine zutreffende Messung durchzuführen, sind bei Referenzzellen oder Silizium-Pyranometern häufig Temperatursensoren unterhalb der Zelle / Fotodiode angebracht. Mit Hilfe dieser Sensoren gelingt es, eine Temperaturkompensation durchzuführen, sodass auf die vorherrschende Einstrahlung zurückgerechnet werden kann.

Die Temperaturmessung selbst ist bereits mit einer Unsicherheit belastet, sodass die Messung der Einstrahlung nicht vollständig korrigiert werden kann. Je nach Toleranz des Temperatursensors ist die Temperaturmessung unterschiedlich genau. Nach der Norm DIN EN 60751:2009-05 sind bspw. die Grenzabweichungen der jeweiligen Toleranzklassen für PT-100 Sensoren, die häufig in Referenzzellen zur Temperaturkompensation eingesetzt werden, festgeschrieben.

Ein weiteres Kriterium, das die Messgenauigkeit beeinflusst, ist die Auflösung des Messumformers. So kann bspw. ein 8-Bit A/D-Wandler (Analog/Digital) bei einem Messbereich von -50 °C bis $+100\text{ °C}$ lediglich eine Temperaturentauflösung von ca. $0,58\text{ °C}$ realisiert werden. Hingegen ist mit einem 16-Bit A/D-Wandler für einen identischen Bereich eine Auflösung von ca. $0,0022\text{ °C}$ möglich.

Die Messgenauigkeiten der Referenzzellen werden von der überwiegenden Anzahl der Hersteller jeweils mit $\pm 5\%$ im Vergleich zu First Class Pyranometern angegeben. Der Bezug dieser Ungenauigkeit ist jedoch von Hersteller zu Hersteller unterschiedlich: So wird häufig der Momentanwert bei senkrechter Einstrahlung als Bezug herangezogen. Ebenso häufig wird die Tagessumme der Einstrahlung als Bezug zur Angabe der Ungenauigkeit angewendet. In seltenen Fällen dient die Monatssumme als Bezug. Darüber hinaus muss zur angegebenen Messgenauigkeit der Referenzzellen jeweils der Messfehler des First Class Pyranometers mit $\pm 5\%$ in der Tagessumme in die Gesamtungenauigkeit einbezogen werden.

Ein hauptsächlicher Unterschied zwischen Silizium-Pyranometern und Referenzzellen besteht in ihren äußeren Abmessungen. So sind die Referenzzellen im Allgemeinen zwischen $20 \times 20\text{ mm}^2$ und ca. $80 \times 80\text{ mm}^2$ groß. Das Gehäuse ist entsprechend größer gestaltet, sodass z.B. noch die Abdichtung der Zellen und ein Kabelanschluss realisiert werden können. Darüber hinaus werden Befestigungsbohrungen am Gehäuse benötigt, um den Sensor in der gewünschten Position zu fixieren. Silizium-Pyranometer sind üblicherweise kleiner ausgeformt, da das Sensorelement weniger Fläche beansprucht. Je nach Hersteller variieren die Abmessungen des Sensorelements von ca. $\text{Ø } 5\text{ mm}$ bis ca. $\text{Ø } 24\text{ mm}$. Die über dem Sensorelement angebrachte Diffusorscheibe ist folglich erheblich kleiner, als die Glasoberfläche von Referenzzellen. Dieser reflexionsarme Diffusor wird hierbei, wie der Glasdom bei Thermosäulen-Pyranometern, zur Kosinuskorrektur genutzt. Mit flacherem Einstrahlungswinkel wird jedoch die Lichtstreuung innerhalb des Diffusors verstärkt. Dadurch wird mehr Einstrahlung auf die Fotodiode gelenkt, als durch eine nicht-diffuse Oberfläche geleitet würden.

Etwaige festsitzende, grobe, Schmutzpartikel und andere Ablagerungen auf Teilen der Glasoberfläche, die durch Regen nicht fortgewaschen werden, führen in geringem Maße zu Messfehlern, da die Globalstrahlung nicht mehr vollständig auf die Solarzelle auftrifft. Diese geringen Abweichungen werden unter Umständen bei der Messdatenanalyse nicht festgestellt. Je kleiner die Glasscheibe dabei ist, umso geringer wird die Wahrscheinlichkeit, dass sich grober Schmutz, wie z.B. Vogelkot, auf der Oberfläche ablagert. Silizium-Pyranometer weisen bauartbedingt eine, wie oben beschrieben, sehr kleine Messfläche auf. Dies begünstigt die Erkennung von Schmutzablagerungen derselben Größe und die Veranlassung einer Reinigung, da hierbei der Einstrahlungsverlust prozentual wesentlich höher ist.

Im direkten Vergleich von Silizium-Pyranometer bzw. Referenzzelle zu Thermosäulen-Pyranometer fällt der Messfehler durch die Winkelabhängigkeit auf. Wie bereits beschrieben, ist die Einstrahlung durch die Glaskuppel des Thermosäulen-Pyranometers aus jeder Richtung senkrecht zur Glasoberfläche, wodurch weniger Einstrahlung reflektiert wird. Bei Silizium-Pyranometern und Referenzzellen tritt aufgrund der ebenen Oberfläche der Sensorabdeckungen ein systematischer Messfehler auf. Bei abnehmender Sonnenhöhe wird trotz Anti-Reflex-Beschichtungen ein bestimmter zunehmender Anteil der Einstrahlung reflektiert. Deswegen kann bei diesen Technologien lediglich durch eine nachträglich durchgeführte Überprüfung der Messwerte, unter Zuhilfenahme des jeweiligen Sonnenstands, die Winkelabhängigkeit herausgerechnet und korrigiert werden.

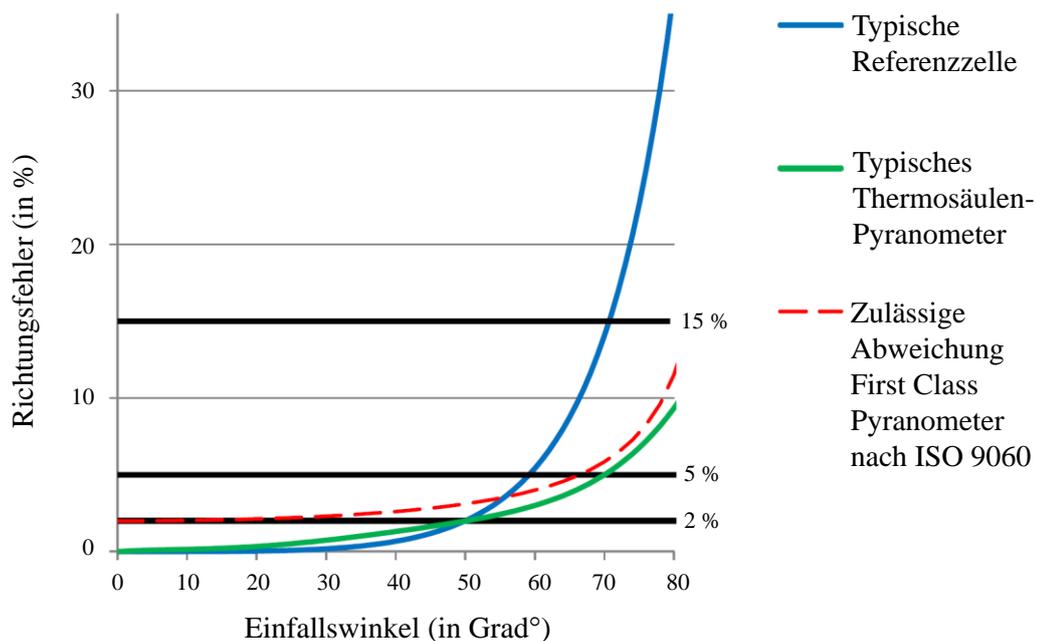


Abbildung 9: Richtungsfehler gegenüber Einstrahlungswinkel bei Referenzzellen und Pyranometern (Hukseflux Thermal Sensors B.V. 2012), modifiziert

In Abbildung 9 ist der Richtungsfehler gegenüber dem Einfallswinkel bei Referenzzellen mit nicht beschichtetem Flachglas und Thermosäulen-Pyranometern dargestellt. Der Einfallswinkel bezieht sich dabei auf die Normalrichtung zum Sensor. Das Diagramm veranschaulicht den stark ansteigenden Richtungsfehler bei Referenzzellen ab einem Einfallswinkel von $\varphi = 50^\circ$. Bei diesem Einfallswinkel ist der Richtungsfehler für die beiden genannten Sensortypen identisch. Darüber hinaus verläuft der Anstieg des Fehlers bei Thermosäulen-Pyranometern flacher, als bei Referenzzellen.

Die gestrichelte Kurve zeigt die zulässige Grenze für den Messfehler durch einen veränderlichen Einfallswinkel nach der Norm ISO 9060, unter deren Einhaltung Thermosäulen-Pyranometer als Geräte der Genauigkeitsklasse „First Class“ eingestuft werden dürfen. Für Referenzzellen gilt diese Norm nicht, jedoch ist der dargestellte Verlauf des Richtungsfehlers für eine Aussage über die Sensorik in PV-Anlagen von Bedeutung, da dort Referenzzellen häufig zum Einsatz kommen.

Globalstrahlungssensoren des Herstellers Mencke & Tegtmeier sind mit einem unbeschichteten und nicht texturierten Flachglas ausgestattet (Ingenieurbüro Mencke & Tegtmeier GmbH 2012), sodass hier das in Abbildung 9 dargestellte Verhalten angenommen werden kann. Bei Silizium-Pyranometern mit integriertem Diffusor, der zur Kosinuskorrektur verwendet wird, ist der Richtungsfehler über einen weiten Bereich des Einfallswinkels geringer. Hierbei ist der Richtungsfehler mit dem des typischen Thermosäulen-Pyranometers vergleichbar. Jedoch sind bei sehr niedrigen Sonnenständen (Einfallswinkel von ca. $75^\circ < \varphi \leq 90^\circ$) die Abweichungen sehr groß. Dies geschieht, wie bereits erwähnt, aufgrund der hohen Lichtbrechung im Diffusor. Diese Abweichungen sind hierbei ausschlaggebend für eine nachträglich notwendige Messwertkorrektur, sodass Bewertungen von PV-Anlagen bei Nutzung solcher Sensoren korrekt durchgeführt werden können.

Insbesondere in den Winter- und Übergangsmonaten, wenn die Tagundnachtgleiche noch nicht erreicht ist und damit der Sonnenhöchststand noch unter $\gamma_s = 35^\circ$ liegt, spielt das dargestellte Verhalten eine entscheidende Rolle. Aufgrund des niedrigen Sonnenstands ist der Anteil der reflektierten Einstrahlung bei der Nutzung von Referenzzellen - oder auch Silizium-Pyranometern mit Diffusor und glattem Abdeckglas - prozentual besonders groß und verfälscht somit die Einstrahlungsmessung. Die Bestimmung der Anlagenqualität oder der PR kann dann überhöhte und unrealistische Werte liefern, wenn diese aufgezeichneten Einstrahlungs-Messwerte ohne Fehlerkorrektur herangezogen werden. Schließlich haben die Sensoren durch Reflexionsverluste nicht den gesamten nutzbaren Anteil der Einstrahlung aufgezeichnet.

2.4 Performance Ratio

Die Performance Ratio, kurz PR genannt, wird zur Beurteilung der Qualität von PV-Anlagen eingesetzt. Sie ist unabhängig von Ausrichtung und Einstrahlung und stellt das Verhältnis von tatsächlichem zu theoretisch möglichem Energieertrag dar.

Für PV-Projekte ist die Berechnung der PR von großer Bedeutung. Von dieser Zahl über die Anlagenqualität können Entscheidungen über Kreditzusagen von Banken abhängig gemacht werden. Auch Investoren sehen die PR als Kriterium für Investitionszusagen, weshalb feste PR-Zusagen seitens der Errichter ausgegeben werden. In Bezug auf den Marktwert bereits bestehender PV-Anlagen hat die PR entscheidenden Einfluss. So sind Planer und Errichter von PV-Anlagen stets daran interessiert, gut aufeinander abgestimmte und hochwertige Komponenten zu verbauen. Schließlich steigt mit einer hohen PR auch der Wert der Anlage.

Durch den photoelektrischen Effekt wird eingestrahktes Sonnenlicht in Solarmodulen in elektrische Energie umgewandelt. Bei dieser Umwandlung beträgt heutzutage der höchste Modulwirkungsgrad (η_M) von Solarmodulen, die auf dem Markt erhältlich und aus kristallinen Zellen gefertigt sind, bis zu maximal $\eta_M = 20,4\%$ (SunPower GmbH 2011). Die Wirkungsgrade steigen durch bessere Herstellungsverfahren und Optimierung der Materialreinheit jährlich weiter an.

Durch Energieverluste, die in den weiteren elektrischen Komponenten, wie z.B. Wechselrichtern, Kabeln oder Transformatoren, entstehen, liegt der reale Ist-Ertrag einer PV-Anlage (also die ins Netz eingespeiste Energie) immer niedriger, als der theoretische Soll-Ertrag, der durch die örtliche Einstrahlung möglich wäre. Die Wechselrichter spielen dabei eine zentrale Rolle, denn die darin eingesetzte Elektronik sucht den Punkt der maximalen Leistung, den sogenannte Maximum Power Point (MPP). Aufgrund der charakteristischen Leistungskurve von Solarmodulen ergibt sich bei einer bestimmten Spannung (U_{MPP}) und dem Strom (I_{MPP}) die maximale Leistung (P_{MPP}). Dabei wird in den Wechselrichtern kontinuierlich die Spannung der Module nachgeregelt und der entnommene Strom leicht geändert, sowie ständig das Produkt aus diesen Werten errechnet. Steigt dabei die entnommene Leistung an, so wird die Spannung so lange in diese Richtung nachgeregelt, bis die maximale Leistung erreicht ist. Darüber hinaus sind MPP-Anpassungsverluste ein entscheidender Einflussfaktor im Umwandlungsprozess von Gleich- in Wechselstrom. Sie können entstehen, wenn bspw. durchziehende Bewölkung eine schnelle Anpassung der Spannung erfordert, der MPP-Tracker (MPPT) jedoch zu träge reagiert. Weitere Verluste sind etwa Leitungsverluste, thermische Verluste bei Erwärmung der Solarmodule und Umwandlungsverluste.

Als Soll-Ertrag wird die, in der Theorie maximal mögliche, erzeugte Energie bezeichnet. Dieser Wert richtet sich nach dem Produkt aus Einstrahlung auf die Generatorfläche der PV-Anlage und Wirkungsgrad der Module der PV-Anlage. Dadurch wird lediglich der Anteil der Einstrahlung in der Berechnung berücksichtigt, der maximal durch die Module in elektrische Energie umgewandelt werden kann. Der zu Grunde zu legende Betrachtungszeitraum beträgt bei der Berechnung der Performance Ratio (PR) üblicherweise 1 Jahr. Nur dadurch können über das Jahr wechselnde Umgebungsbedingungen wie Temperatur, Sonnenhöhe oder Verschattung in die Berechnung mit einfließen. Je kürzer der Betrachtungszeitraum, desto ungenauer wird die Aussage über die PR. Hier fließen lediglich einzelne klimatische Phasen in die Berechnung ein, die nicht aussagekräftig für ein vollständiges Jahr sind und dadurch den PR-Wert verfälschen. So ist bei Temperaturen unterhalb der STC-Temperatur von $25\text{ }^\circ\text{C}$ der Modulwirkungsgrad höher. Dies kann bspw. im Wintermonat Januar bei wolkenlosem Himmel und entsprechend niedrigen Temperaturen dazu führen, dass der Energieertrag der Module höher ausfällt, als dies unter STC-Bedingungen der Fall wäre. Umgekehrt ist im Sommer mit sehr hoher Einstrahlung, hohen Lufttemperaturen und Zelltemperaturen deutlich über $25\text{ }^\circ\text{C}$ ein Ertragsverlust möglich. Bei großen PV-Anlagen mit modernen und hochwertigen Komponenten können heutzutage Jahres-PR-Werte von über 80% erreicht werden.

Über Gleichung (2.3) wird die PR berechnet. Dabei ist die PR das Verhältnis aus eingespeister elektrischer Energie zur nominellen (idealen) Elektroenergieerzeugung.

$$PR = \frac{E_{real}}{E_{ideal}} = \frac{E_{real}}{g_{PV} \cdot A_{PV} \cdot \eta_{PV}} \quad (2.3)$$

Die nachfolgend definierten Größen werden zur Berechnung der PR verwendet:

- E_{real} Real eingespeiste Energie bzw. End-Ertrag (in kWh)
- E_{ideal} Theoretisch zu erwartende Energieausbeute (in kWh)
- g_{PV} Mittlere spezifische jährliche solare Einstrahlung in Generatorebene (in kWh/m²)
- A_{PV} Generatorfläche der PV-Anlage (in m²)
- η_{STC} Wirkungsgrad der Solarmodule bei STC Bedingungen (dimensionslos)

In regelmäßigen Intervallen wiederkehrende Berechnungen der PR während des Betriebs von PV-Anlagen dienen dazu, festzustellen, ob und wie stark sich die Anlagenqualität verändert. Es ist eine frühzeitige Erkennung von Störungen und eine Aussage über die Zuverlässigkeit der Anlage möglich. Um die PR mit hoher Genauigkeit zu berechnen, muss die Sauberkeit und korrekte Ausrichtung der Sensoren zur Messung der Einstrahlung sichergestellt werden. Sollte eine berechnete PR größer als 100 % auftreten, so ist davon auszugehen, dass ein Fehler an der Sensorik, wie bspw. Verschmutzung, Degradation oder Defekt, vorliegt. Dies muss, im Sinne der akkuraten Anlagenüberwachung, zeitnah korrigiert werden.

Eine wider Erwarten zu niedrige PR kann Anlass zu einer detaillierteren Inspektion der Anlage bieten. Ursachen hierfür können unter Umständen Fehler bei Montage der Sensorik oder falsche Programmierung der Auswertungssoftware sein. Darüber hinaus sind jedoch von der Anlage ausgehende Betriebsstörungen die zweifellos häufigere und auch finanziell bedeutendere Ursache. In erster Linie ist darauf zu achten, dass die Oberfläche der Solarmodule regelmäßig gereinigt wird und Schmutzablagerungen die Einstrahlung durch die Glasschicht nicht verringert. Auch die Verschattung durch Hindernisse in der Umgebung, wie Bäume oder Gebäude, kann Ursache für Minderertrag sein. Speziell die Nahverschattung durch hintereinander stehende Modulreihen ist von entscheidender Bedeutung für den Ertrag. Darüber hinaus sind insbesondere die Wechselrichter als Stromwandler und Nachführeinrichtung zur maximalen Leistungsabgabe kritische Komponenten. Ihr Wirkungsgrad muss über alle Betriebszustände nahe dem Optimum liegen. Diesbezüglich ist bereits bei der Anlagenplanung die korrekte Auslegung von Nöten, sodass auch Einstrahlungsmaxima von deutlich über 1200 W/m², wie sie bei lockerer Bewölkung durch Reflexion an der Wolkenunterseite auftreten können, vollständig zur Stromproduktion genutzt werden.

2.5 Typischer Aufbau von PV-Anlagen

Die überwiegende Anzahl von PV-Anlagen in Deutschland bilden kleinere Dachanlagen, zumeist auf Ein- oder Mehrfamilienhäusern, mit Leistungen weniger kWp. Die im Jahr 2011 neu installierte Leistung solcher Anlagen bis 30 kWp betrug etwa 2,32 GWp, was einem Anteil von 31 % an der neu installierten Leistung in Höhe von rund 7,5 GWp entspricht. Die Anzahl von Anlagen in der Kategorie

bis 30 kWp weist mit 87,31 % der Gesamtanzahl neu installierter Anlagen jedoch den bei weitem größten Anteil auf. Nach (BSW-Solar 2012a)

Im Folgenden werden photovoltaische Großprojekte mit installierten Leistungen größer als 1 MWp betrachtet. Lediglich 0,27 % der neu installierten Anlagen im Jahr 2011 fallen unter diese Kategorie, steuerten jedoch nahezu ein Drittel der gesamten neu installierten Leistung bei (BSW-Solar 2012a). Gewöhnlich werden Anlagen dieser Größe wegen des hohen Platzbedarfs nicht auf Hausdächern errichtet. Sie sind auf sehr großen Industriehallen oder überwiegend auf ebenen und horizontalen, zusammenhängenden Freiflächen vorzufinden. Letztgenannte sind heutzutage meist sogenannte Konversionsflächen. Einerseits zählen hierzu häufig ehemalige militärisch genutzte Flächen, die z.B. durch Kampfmittel im Boden nicht nutzbar waren. Die Bodensanierung ist dabei jedoch eine finanziell sehr hohe Belastung, sodass sich lediglich die Errichtung von PV-Anlagen mit sehr großem Ertrag rentiert. Andererseits werden Flächen ehemaliger industrieller Betriebe oder Flugfelder für die Installation großer PV-Anlagen im MW-Bereich genutzt. Aufgrund dieser Vielfalt möglicher Flächen muss jede PV-Anlage an die örtlichen Gegebenheiten angepasst werden. So kann z.B. die Befestigung der Solarmodule auf geramnten Metallgestellen, an fundamentierten Metallgestellen oder auch auf Holzgestellen erfolgen. Aufgrund der unterschiedlichen Vor- und Nachteile jeder Bauform gegenüber den vorliegenden Böden sind genaue Kenntnisse der Eigenschaften des Baugrundes erforderlich.

Da die für bestehende ältere PV-Anlagen verwendeten Flächen vormals häufig landwirtschaftlich genutzt wurden, sind hier auch lebendigere Geländeformen anzutreffen. Dabei ist insbesondere die sogenannte Nahverschattung, also Verschattung innerhalb der Gestellreihen, zu beachten. Zweckmäßig erscheint hier ein in Richtung Süden abfallend geneigtes Gelände. Dabei sind die Nahverschattungsverluste gegenüber einer ebenen Fläche sehr klein. Zusätzlich kann auf derselben Grundfläche eine, verglichen mit der horizontalen Ebene, größere nominelle Leistung installiert werden. Ausschlaggebend hierfür ist die, sich im Jahresverlauf ändernde, maximale Sonnenhöhe. Gewöhnlich werden die Dimensionen der Gestelle so gewählt, dass es am 21. bzw. 22. Dezember, dem Tag der niedrigsten Sonnenhöhe, bei Sonnenhöchststand zu keinerlei Nahverschattung kommt. Durch Ertragssimulationen mit verschiedenen Parametern wie Moduleigenschaften, Wechselrichtertyp, ortsabhängigen Daten wie geografische Länge und Breite, Höhe über N.N. und den entsprechenden Wetterdaten können die optimalen Dimensionen für die Ausrichtung und Abstände der Gestellreihen ermittelt werden.

Das eigentliche Layout von PV-Anlagen richtet sich folglich nach den oben beschriebenen Berechnungen der Abmessungen. Dies betrifft jedoch nur die Aufständigung der Solarmodule. Um den erzeugten Strom für das Stromnetz aufzuarbeiten, sind noch weitere Komponenten nötig. Laut einer Erhebung von (BSW-Solar 2012b) speist ein Großteil der PV-Anlagen (nahezu 98 %) im Niederspannungsnetz ein. Dies sind die oben beschriebenen kleineren Anlagentypen. Da in dieser Arbeit der Fokus jedoch auf Freiflächenanlagen gelegt ist, wird in Abbildung 10 das allgemeine Verschaltungsschema dieses Anlagentyps dargestellt.

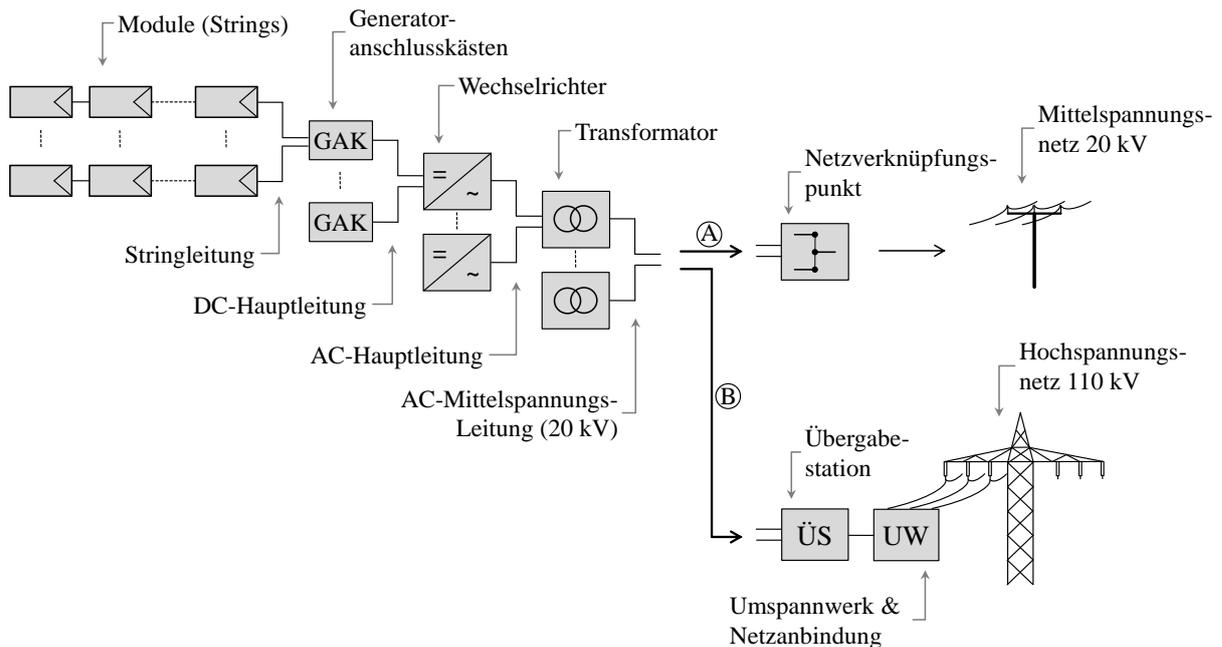


Abbildung 10: Schematischer Aufbau von PV-Freiflächenanlagen
Quelle: eigene Darstellung

Zunächst werden mehrere Solarmodule in Reihe zu einem String geschaltet, wodurch sich die Spannung mit jedem zusätzlichen Modul erhöht. Die Reihenschaltung wird über die an den Modulen angeschlossenen Solarleitungen realisiert. Aufgrund der vom Hersteller vorgegebenen und teils länderspezifischen maximal zulässigen Systemspannung ist die Anzahl der Solarmodule dabei begrenzt. Die Strings werden im nächsten Schritt mittels Generatoranschlusskästen (GAK) in Parallelschaltung kombiniert. Üblicherweise werden bis zu 32 Strings (je nach Typ) in einem GAK zusammengefasst. In den GAKs ist zusätzlich zur Funktion des Zusammenschlusses die erste Monitoring-Stufe, die String-Überwachung, an den Strings angebracht. Da durch die Parallelschaltung der Strings im GAK die Stromstärke stark angehoben wird, muss zur Vermeidung von Leitungsverlusten ab dieser Stelle ein anderes Kabel mit größerem Durchmesser verwendet werden. Mit zunehmender Leitungslänge wird der Durchmesser nochmals vergrößert, sodass schließlich die Leitungen mehrerer GAKs an einem Zentralwechselrichter angeschlossen werden. Abhängig von der Leistungsklasse der Wechselrichter variiert auch die Anzahl der angeschlossenen GAKs.

Um den maximalen Ertrag bei geringem finanziellen Aufwand zu erzielen, wird das Optimum von möglichst kurzen Leitungslängen und möglichst wenigen und großen Wechselrichtern ermittelt. Je nach verwendetem Wechselrichter ist die AC-Ausgangsspannung unterschiedlich und muss, zur Einspeisung in das Stromnetz, auf eine definierte Spannung transformiert werden. Dies erfolgt in nachgeschalteten Transformatoren, die häufig gemeinsam mit zwei Zentralwechselrichtern in einer sogenannten Betonstation untergebracht sind und damit eine Einheit bilden. Durch die Transformatoren wird die Spannung üblicherweise auf 20 kV angehoben, sodass für die nachfolgenden Übertragungswege die Leitungsverluste gering gehalten werden können.

Ab diesem Punkt sind zwei unterschiedliche Wege der Stromabführung möglich. Üblicherweise ist Variante A bei Freiflächenanlagen am häufigsten vorzufinden. Dabei wird der Strom von den Transformatoren unmittelbar am Netzverknüpfungspunkt zusammengeführt und in das Mittelspannungsnetz eingespeist. An dieser Stelle ist auch der Stromzähler des eingespeisten Stroms für die Abrechnung mit dem Netzbetreiber angebracht.

Neben der beschriebenen Variante A kommt in sehr großen PV-Anlagen mit mehreren 10 MWp Leistung auch die Stromabführung nach Variante B zum Einsatz. Dabei werden in sogenannten Übergabestationen die einzelnen Leitungen der Transformatoren noch innerhalb des Solarparks, ähnlich wie im Netzverknüpfungspunkt von Variante A, zusammengeführt. Je nach Anlagengröße können mehrere solcher Übergabestationen vorhanden sein. Von dort erfolgt der Anschluss an ein Umspannwerk. In diesem wird eine erneute Umwandlung der Spannung mittels eines Leistungstransformators von 20 kV Mittelspannung der Solaranlage auf 110 kV Hochspannung vorgenommen. Im Anschluss erfolgen hier die Netzeinspeisung sowie die Feststellung der erzeugten Strommenge durch den Stromzähler. Solaranlagen der genannten Größenordnung werden wegen des immensen Platzbedarfs zumeist nicht in der Nähe von Ballungszentren errichtet. Angesichts der entsprechend längeren Übertragungswege und zur Vermeidung von Leitungsverlusten ist die Realisierung dieser Art des Netzanschlusses erforderlich. Nicht zuletzt ist die Netzbelastung des Mittelspannungsnetzes durch sehr große PV-Anlagen bei schwankender Einstrahlung beachtlich, weshalb hier das leistungsfähigere Hochspannungsnetz die bessere Alternative darstellt.

3 Marktrecherche

3.1 Vom Halbleiter zum Solarmodul

Je nach Technologie und Alter eines verwendeten Solarmoduls variieren die Wirkungsgrade stark. Module aus kristallinen Zellen weisen heutzutage Wirkungsgrade (η_M) im Bereich von etwa 12 % bis zu derzeit maximal 20 % auf. Teils noch höhere Wirkungsgrade stellen dabei sogenannte Konzentratorzellen dar, wobei das Sonnenlicht auf eine kleine Fläche gebündelt wird, sodass weniger Halbleitermaterial zum Einsatz kommt, als bei herkömmlichen Techniken. Bei monokristallinen Solarmodulen wird heutzutage mit maximal $\eta_M = 20,4$ % der höchste Modulwirkungsgrad erreicht, wohingegen multikristalline Module maximal $\eta_M = 15,7$ % erreichen (LDK Solar Co. Ltd 2012). Dünnschichtmodule, gefertigt aus den Halbleitermaterialien CdS / CdTe (Cadmiumsulfid / Cadmiumtellurid) weisen maximal $\eta_M = 12,5$ % auf (First Solar, Inc. 2012), während Module aus CIS mit $\eta_M = 12,8$ % geringfügig höhere Wirkungsgrade erreichen (AVANCIS GmbH & Co. KG 2011).

Moderne und hocheffiziente Solarzellen auf Siliziumbasis sind häufig mit einer Anti-Reflex-Beschichtung ausgestattet, wodurch die Reflexion der Solarstrahlung verhindert wird. Zur weiteren Effizienzsteigerung werden vermehrt texturierte Oberflächen eingesetzt. Diese ermöglichen durch eine spezielle Geometrie das Eindringen der Strahlung an einer anderen Stelle in das Halbleitermaterial nach vorangegangener Reflexion.

Für Globalstrahlungssensoren sind der Aufbau und die Technologie der Solarmodule / Zellen von großer Bedeutung, da nur mittels eines identischen Materialverhaltens die für die Stromproduktion verwertbare Energie gemessen werden kann.

In Abbildung 11 ist die Entwicklung der Weltmarktanteile verschiedener Zelltechnologien von 1999 bis 2010 dargestellt. Mono- und multikristalline Zellen führen den Weltmarkt während des gesamten dargestellten Zeitraums mit insgesamt zwischen 80 % und 90 % Marktanteil an. In den Jahren 2006 bis 2010 ist jedoch der Anteil monokristalliner Zellen zurückgegangen. Dies ist unter anderem auf das teurere Fertigungsverfahren zurückzuführen. Die Entwicklung eines neuen Prozesses ermöglicht es den Herstellern, sogenannte „quasi-monokristalline“ Zellen zu erzeugen. Das Verfahren zur Erzeugung solcher Zellen zeichnet sich dadurch aus, dass die Vorteile der Herstellung mono- und multikristalliner Wafer kombiniert werden. Es wird dabei in einem Schmelztiegel, der ursprünglich zur Produktion multikristalliner Ingots über das sogenannte Floating-Zone-Verfahren vorgesehen ist, ein weitgehend monokristalliner Ingot hergestellt. Dazu wird am Boden des Ofens eine Platte aus monokristallinem Silizium platziert, woran sich die Gitterstruktur des darüber liegenden Siliziums während der Abkühlung aus der Schmelze orientiert. Man erhält so eine gleichmäßigere Struktur, die monokristallinen Wafern ähnelt. Im Inneren des Blocks befindet sich der rein monokristalline Anteil, je näher das Material an der Außenwand liegt, umso mehr multikristalline Körner gibt es. Der mit solchen Zellen erzielbare Wirkungsgrad liegt zwischen denen mono- und multikristalliner Zellen. Der Herstellungsprozess ist jedoch günstiger, als bei monokristallinen Wafern, die mittels des aufwändigeren Czochralski-Verfahrens hergestellt werden.

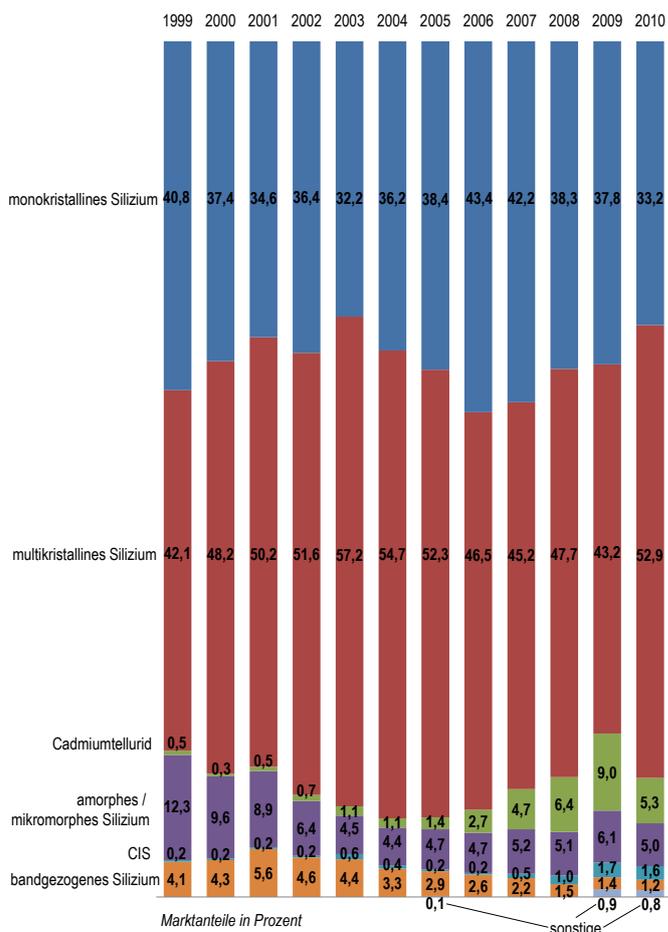
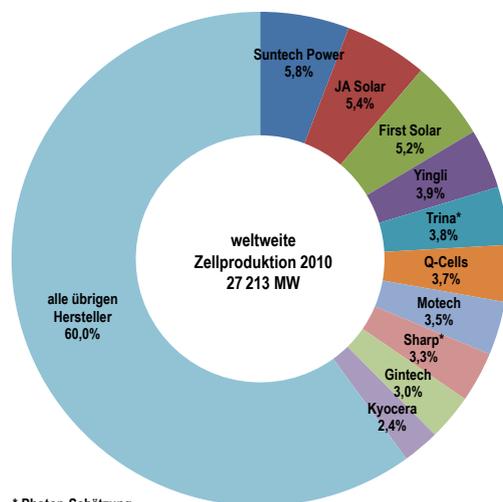


Abbildung 11: Entwicklung der Weltmarktanteile verschiedener Zelltechnologien 1999 bis 2010 (Hering 2011), modifiziert



* Photon-Schätzung

Abbildung 12: Weltmarktanteile der zehn größten Zellhersteller 2010 (Hering 2011), modifiziert

Die Gruppe der Dünnschichttechnologien CdTe, amorphes und mikromorphes Silizium sowie CIS verlor im Jahr 2010 gegenüber 2009 um 4,8 Prozentpunkte und sank auf den Stand von 2008. Der Anteil von CdTe-Dünnschichtzellen ist bis einschließlich 2009 kontinuierlich angestiegen. Ein Vergleich der Weltmarktanteile der zehn größten Zellhersteller in 2010 (aus Abbildung 12) mit den Anteilen der Zelltechnologien in 2010 aus Abbildung 11 zeigt, dass die Produktion von CdTe-Zellen nahezu vollständig auf den Hersteller First Solar zurückzuführen ist. So hat First Solar, als ausschließlicher Hersteller von CdTe-Dünnschichtzellen, einen Marktanteil von 5,2 %. Die CdTe-Zelltechnologie verzeichnet einen Marktanteil von 5,3 %. Von den weltweit zehn größten Zellherstellern 2010 stammen acht aus Asien und nur je ein Unternehmen aus den USA und Deutschland. Die zwei weltweit größten Hersteller im Jahr 2010 waren die chinesischen Unternehmen Suntech Power (5,8 %) und JA Solar (5,4 %). Der amerikanische Hersteller First Solar belegt Platz drei. Das Unternehmen Q-Cells mit Stammsitz in Bitterfeld-Wolfen (Deutschland) belegt im Jahr 2010 Rang sechs der weltweit größten Hersteller von Solarzellen.

Die Solarmodule bilden die Grundbausteine für Photovoltaikanlagen, die unterschiedliche Größen annehmen können. Je nach Platzbedarf und Nennleistung werden einige wenige, wie auf Hausdächern, bis hin zu mehreren Zehntausend Modulen, wie auf Freiflächen von Großkraftwerken, installiert. Zur

Ermittlung der Anlagenqualität ist es dabei notwendig, neben der erzeugten Energie auch die am jeweiligen Standort vorherrschenden Wetterbedingungen hochgenau zu erfassen.

Vor der Ermittlung qualitativ hochwertiger und zuverlässig aufgezeichneter Wetterdaten steht zunächst die Entscheidung über die aufzunehmenden Messgrößen an. Die Temperatur der Luft und der Solarmodule, bzw. der Solarzellen, ist für die Ermittlung der Anlagenqualität von hoher Bedeutung. Somit sind hierfür möglichst genaue Messungen nötig. Da für die eigentliche Stromproduktion in Photovoltaikanlagen jedoch die Solarstrahlung maßgeblich ist, müssen die verwendeten Messsensoren die auf der Erdoberfläche auftreffende Globalstrahlung möglichst exakt registrieren können.

3.2 Übersicht Wetter- & Messstationen

Der Beginn der Wetterbeobachtung geht bis in das Altertum zurück. Zunächst wurden Regenmessungen durchgeführt, im weiteren historischen Verlauf wurden die Beobachtungen um Windmessungen ergänzt. Die ersten schriftlichen Wetteraufzeichnungen sind um 1340 in England entstanden. Für die Stadt Berlin existiert eine Datenaufzeichnung, die bis in das Jahrzehnt 1720 – 1730 zurückreicht. Ab diesem Zeitpunkt wurden Wetteraufzeichnungen um immer mehr Parameter ergänzt, sodass heutzutage sogenannte Klimahauptstationen Luftdruck, Lufttemperatur, Luftfeuchte, Windrichtung, Windgeschwindigkeit, Bedeckungsgrad, Wolkenarten, Sichtweite, Erdbodenzustand und Niederschlagsmenge misst. Darüber hinaus werden Höchst- und Tiefsttemperatur, das Erdbodentemperaturminimum, die 24-stündige Niederschlagsmenge und Angaben zur Schneehöhe erfasst. Vgl. (Malberg 2007).

Die Messung der solaren Einstrahlung (Global und Diffus) wird erstmals seit 1937, im Meteorologischen Observatorium Potsdam, mit Pyranometern kontinuierlich durchgeführt. Im Verlauf der Jahre sind durch den DWD immer mehr Globalstrahlungsmessstationen aufgebaut worden. Im Jahr 1990 umfasste das Messnetz 43 Stationen. Diese Anzahl hat sich jedoch durch Optimierungen auf heutzutage 26 Stationen verringert, die das sogenannte Basisstrahlungsmessnetz bilden. Durch das Wachstum der Energie- und Solarwirtschaft steigen die Ansprüche an detaillierte Messdaten der solaren Einstrahlung wieder kontinuierlich an. Deswegen wurde an ca. 100 weiteren Standorten, die teils unbemannt arbeiten, ein Ergänzungsstrahlungsmessnetz eingerichtet, dessen Messunsicherheit jedoch höher ist, als die des Basis-Netzes. Vgl. (Behrens 2012)

Die wohl bekannteste Variante im Handel erhältlicher Wettermessgeräte sind sehr günstige kleine zweiteilige Systeme. Sie können meist lediglich Lufttemperatur (innen und außen), Luftdruck und Luftfeuchte darstellen. Hier wird das Messsignal des Außenfühlers per Funk an das Anzeigegerät gesendet. Diese Geräte verfügen üblicherweise lediglich über einen Max- und Min-Temperaturspeicher, bzw. stellen den Luftdruckverlauf der letzten Stunden als Balkendiagramm dar.

Umfangreichere, aber dennoch einfache und günstige Wetterstationen bis 100 € bieten, zusätzlich zu den Funktionen des oben beschriebenen Typs, die Anzeige von Niederschlag, Windgeschwindigkeit und -Richtung. Darüber hinaus können auch Funktionen wie die Anzeige von Sonnenauf- und -Untergang sowie Mondphasen integriert sein. Je nach finanziellem Budget werden auch bereits

erste Möglichkeiten zur computergestützten Datenauswertung über mitgelieferte Analyseprogramme realisiert.

Wetterstationen, die auch solare Einstrahlung aufzeichnen, sind im unteren Preissegment nicht vorzufinden. Im höheren Preisbereich um 1000 € sind Systeme mit Einstrahlungssensor erhältlich. Bei diesen Systemen ist auch die Möglichkeit der Messdatenaufzeichnung, sowie der Datenauswertung gegeben. Eine Schnittstelle zum PC ist dazu vorhanden. Jedoch sind die Einstrahlungssensoren keiner international gültigen Genauigkeitsklasse zugeordnet, sodass diese Geräte nicht zur professionellen Wetterbeobachtung geeignet sind.

Professionelle Systeme müssen mit Sensoren ausgestattet sein, die nach international gültigen Standards entwickelt wurden, um die Vergleichbarkeit und die festgelegten Messgenauigkeiten nach den Güteklassen sicherzustellen. Darüber hinaus können diese Systeme individuell zusammengestellt werden, sodass die gewünschten Messgrößen erfasst werden. Dies bietet die Möglichkeit, exakt auf den entsprechenden Anwendungsfall angepasste Messstationen zu konfigurieren. Darin enthalten sind neben den einzelnen Sensoren notwendigerweise auch einstellbare Datenlogger, Datenübertragung und Auswertungsprogramme. Auch Speziallösungen, z.B. der Betrieb in unzugänglichen abgelegenen Gebieten, die über keinerlei Stromnetzanbindung verfügen, sind bei kundenspezifischen Anfertigungen möglich.

Anbieter professioneller Systeme sind etwa die Firmen Ammonit, Theodor Friedrichs, Lufft, Suntrace oder UP. Diese Firmen sind teils in unterschiedlichen Bereichen meteorologischer Messsysteme spezialisiert. Zum Teil bieten die Firmen auch selbst entwickelte Komponenten an, wie bspw. Theodor Friedrichs oder Ammonit mit jeweiligen Datenloggern. Suntrace, spezialisiert in den Bereichen Standortuntersuchung und Monitoring für CSP-Projekte, ist hauptsächlich in Ländern mit hohem Direktstrahlungsanteil vertreten. Lufft und UP bieten neben Komplettsystemen auch Speziallösungen für den kundenspezifischen Einzelfall an.

In Abschnitt 2.3 wurden bereits einige Hersteller von Solarstrahlungssensoren genannt, die üblicherweise PV-Anlagen mit der entsprechenden Messtechnik ausstatten.

3.3 Anforderungskriterien an Komponenten

Als geographischer Einsatzort der im Rahmen dieser Arbeit aufzubauenden Wetterstation sind PV-Anlagen im Bundesgebiet Deutschlands geplant. Durch das langjährige und gut ausgebaute Messnetz des DWD existieren historische Daten, die zum Teil weit vor die Gründung des DWD im Jahr 1952 zurückreichen. Diese lassen eine Aussage über die zu erwartenden Extremwerte der Umgebungsbedingungen zu. Am Beispiel des Standorts Hamburg liefert eine Datenbank-Abfrage beim DWD die Temperatur-Extrema $-20,8\text{ °C}$ für Januar und $+34,8\text{ °C}$ für August. Die geringste mittlere Monatssumme der Globalstrahlung beträgt laut DWD 11 kWh/m^2 und wird erwartungsgemäß im Dezember verzeichnet. Für Standorte im übrigen Bundesgebiet ist ein eindeutiges Nord-Süd-Gefälle festzustellen: Die absoluten Tiefsttemperaturen nehmen weiter ab (Zugspitze, $-32,7\text{ °C}$), die absoluten Maxi-

maltemperaturen nehmen weiter zu (Nürnberg, 38,6 °C) ebenso wie die minimale mittlere monatliche Einstrahlung (Zugspitze, 38 kWh/m²). Die Funktionstüchtigkeit unter den klimatischen Bedingungen in Hamburg bildet zunächst das grundlegende Anforderungskriterium an die Wetterstation.

Die weiteren Anforderungen richten sich nach den zu erfassenden Messgrößen und der dabei gewünschten Genauigkeit. Darüber hinaus soll auch eine hohe Zuverlässigkeit der Wetterstation erzielt werden, insbesondere in Bezug auf Ausfallzeiten bei niedriger Außentemperatur und geringer Einstrahlung.

Zur Realisierung der möglichst exakten Messungen des gesamten terrestrischen Solarspektrums sollen Thermosäulen-Pyranometer der Güteklasse „Secondary Standard“ verwendet werden. In Bezug auf den Verwendungszweck der Überwachung von Energieerzeugungsanlagen im PV-Bereich wird vermehrt auf Sensoren dieser Klasse verwiesen. Im Vergleich zu niedriger klassifizierten Sensoren sind diese zwar teurer, bieten jedoch eine, der Anlagenkapazität angemessene, hohe Sensorgüte und ein damit verbundenes hohes Qualitätsniveau der Messung. Der Messbereich soll 0 W/m² bis 1500 W/m² umfassen, sodass auch Einstrahlungsüberhöhungen durch Reflexion an Wolken registriert werden können.

Zusätzlich zu den Thermosäulen-Pyranometern sollen Referenzzellen zum Einsatz kommen, die ein gleiches Spektralverhalten wie die im Solarpark verbauten Module aufweisen. Diese Sensoren sollen zur Beurteilung der Leistungsfähigkeit der Solarmodule genutzt werden. Es ist damit möglich, die zur Energieerzeugung zur Verfügung stehende Einstrahlung in dem für die Module verwertbaren Spektralbereich unmittelbar zu bestimmen. Der Messbereich soll hier, ebenso wie bei den Thermosäulen-Pyranometern, bis 1500 W/m² reichen. Die Messgenauigkeit der Referenzzellen darf maximal $\pm 5\%$ vom Wert des Secondary Standard Thermosäulen-Pyranometer betragen. Eine automatische Temperaturkorrektur des Messsignals ist dabei vorzunehmen. Hier soll über einen Temperaturfühler, der die Temperatur des Sensorelements erfasst, eine mögliche Temperaturabhängigkeit kompensiert werden. Die Kompensation soll bei Erfassung der Messwerte möglichst unmittelbar und automatisch im Datenlogger umgesetzt werden.

Je Einstrahlungssensortyp soll jeweils ein Exemplar in der horizontalen sowie eines in der geneigten Messebene montiert werden. Die geneigte Messebene muss dabei an die Neigung sowie den Azimut der Solarmodule in der PV-Anlage anpassbar sein.

Die Sensorik zur Erfassung der solaren Einstrahlung soll möglichst wartungsfrei beschaffen sein. Hierzu zählen neben Wartungsarbeiten auch Reinigungen. So sollen möglichst große Reinigungsintervalle der Strahlungssensoren von mehreren Wochen möglich sein. Eine häufigere Reinigung im wöchentlichen oder gar täglichen Rhythmus ist zu vermeiden. Da sich PV-Anlagen in teils weit entfernten und abseits gelegenen Regionen befinden, sind häufige Anfahrten zu Reinigungszwecken nicht wirtschaftlich.

Eine weitere Messgröße stellt die Temperatur dar. Hier soll zunächst die Lufttemperatur in 2 m Höhe ermittelt werden. Der Sensor soll vor Sonneneinstrahlung geschützt montiert werden. Dieser Temperaturwert wird als Vergleichswert für weitere Untersuchungen dienen. Wie die oben beschriebenen

Temperaturextrema für Deutschland zeigen, sollte der Messbereich hierbei -30 °C bis $+40\text{ °C}$ umfassen. Darüber hinaus sind zwei weitere Sensoren zur Messung der Temperatur der Solarzellen (Solarmodule) vorgesehen. Mit Hilfe dieser Messwerte wird eine Bereinigung des Temperatureinflusses auf den Wirkungsgrad der Solarmodule erzielt. Der Messbereich dieser Sensoren soll zwischen -30 °C bis $+70\text{ °C}$ liegen.

Die Stromversorgung der Wetterstation soll autark, ohne Netzanschluss, erfolgen, sodass ein geeigneter Standort für realistische und repräsentative Messungen in der PV-Anlage, unabhängig von weiter entfernten Stromanschlüssen, gewählt werden kann. Die autarke Stromversorgung soll mittels eines Solarmoduls und eines elektrischen Speichers erfolgen, sodass ein möglichst ausfallsicherer Betrieb der Anlage verwirklicht werden kann. Der ausfallsichere Betrieb umfasst hierbei einen geforderten Zeitraum von sieben Tagen. Dies beinhaltet den Betrieb der Wetterstation auch in Wintermonaten bei sehr geringer Einstrahlung sowie niedrigen Temperaturen. Der Arbeitstemperaturbereich der Anlage soll -20 °C bis $+40\text{ °C}$ umfassen. Insbesondere auf Zeiträume mit gleichzeitigem Auftreten tiefer Temperaturen sowie geringer Einstrahlung ist bei der Auslegung zu achten. Eine Überwachung des elektrischen Speichers ist hierbei vorteilhaft, sodass abnehmende Energiereserven frühzeitig erkannt werden können.

Die Werte jeder Messgröße sollen als 1-minütige Mittelwerte erfasst werden. Dazu dienen, je Messgröße, Einzelmessungen im Abstand von zehn Sekunden. Die 1-minütigen Mittelwerte sollen einmal täglich von der Messstation an einen Webserver übertragen werden. Darüber hinaus sollen diese Werte lokal innerhalb der Wetterstation abgespeichert werden, um Datenverlust durch Übertragungsfehler vorzubeugen. Das Datenspeichervolumen muss so bemessen sein, dass Messdaten über drei Monate zuverlässig gesichert werden können. Die Auslesung der gespeicherten Daten muss vor Ort mit tragbarem Computer und ohne großen Aufwand möglich sein.

Um die Unabhängigkeit der Wetterstation zu steigern, soll die Datenübertragung mittels eines GSM-Mobilfunkmodems (Global System for Mobile Communications) realisiert werden. Das in Deutschland gut ausgebaute Mobilfunknetz begünstigt die Festlegung auf diese Technologie. Die GSM-Datenrate beträgt 13 Kilobit pro Sekunde (kbit/s). Für die reinen Messdaten der gewünschten Sensoren muss mit einem täglichen Datenvolumen in Höhe von maximal 200 Kilobyte (kB) gerechnet werden. Dabei werden zur vollständigen Datenübertragung bei GSM-Geschwindigkeit etwa zwei Minuten Zeit benötigt. Um eine unterbrechungsfreie Verbindung zu ermöglichen und damit Datenverlust vorzubeugen, soll die Datenübertragung bei geringer Mobilfunknetzbelastung in der Nacht durchgeführt werden.

Die Montage der einzelnen Komponenten (Sensoren, elektronische Bauteile, Solarmodul, Energiespeicher) soll möglichst kompakt an einer leichten, aber dennoch stabilen Tragstruktur geschehen. Es soll dadurch eine maximal 10 m^2 große Fläche in Anspruch genommen werden. Zur kompakten Bauform soll ein Mast verwendet werden, sodass die Messhöhen für die Temperatur 2 m über dem Boden liegen. Die Einstrahlungsmessung soll darüber vorgenommen werden. Die Aufstellung des Masts soll mittels eines einstellbaren Mechanismus ausgeführt werden, sodass Bodenunebenheiten und schräges Gelände ausgeglichen werden können. Hierzu empfiehlt sich ein Plattenständer mit Standrohr, ähnlich

eines Sonnenschirmständers, oder ein Dreibeinstativ, an dem der Mast variabel befestigt werden kann. Schwingungen / Vibrationen der Mastspitze müssen vermieden werden, da in diesem Bereich die Sensoren zur Einstrahlungsmessung positioniert werden. Um die Tragstruktur vor umstürzen zu bewahren, soll eine Abspannung der Mastspitze vorgenommen werden.

Zur Einhaltung des Kantenschutzes an scharfkantigen Bauteilen sind alle Kabel an der Messstation in geeigneten Kabelschutzrohren zu verlegen. Freiliegende Abschnitte sind mit Spiralschlauch vor äußerer Beschädigung zu schützen.

Die elektronischen Bauteile sind in einem für den Außeneinsatz geeigneten und wetterfesten Gehäuse zu installieren. Sämtliche Signalleitungen und sonstige Kabel sind zu beschriften. Die Kabeldurchführungen in das Innere des wetterfesten Gehäuses sind gegen eindringende Feuchtigkeit und Insekten abzudichten.

Der Aufbau der Wetterstation soll modular erfolgen, sodass die Abmessungen der einzelnen Komponenten den Transport in einem PKW ermöglichen. Dies beinhaltet auch die notwendigen Werkzeuge und weitere Hilfsmittel.

Als optionale Ausstattung der Wetterstation kann eine Webcam angebracht werden, sodass in Verbindung mit der täglichen Datenübertragung ein Wetterbild geliefert wird. Darüber hinaus dient dieses Standbild auch zur Erkennung von Messfehlern, da die Messwerte in Verbindung mit dieser Ansicht des Himmels auf Plausibilität geprüft werden können. Nicht zuletzt dient die Webcam auch zur Erhöhung der Sicherheit für die Wetterstation und die PV-Anlage, denn somit können mutwillige Beschädigungen im Umfeld der Wetterstation durch ein täglich übertragenes Bild erkannt werden. Ferner ist optional ein Direktzugriff einzurichten, womit zusätzlich zu den aktuellen Messwerten auch das Wetterbild angesehen werden kann.

Zusammenfassend sollte ein Monitoring System für PV-Freiflächenanlagen sehr hochwertig und auch leistungsfähig ausgestattet werden. Bei PV-Anlagen im Megawatt-Bereich beträgt das Investitionsvolumen zurzeit etwa 1 500 000 Mio € pro MWp. An einstrahlungsreichen Sommertagen werden, bei guter Anlagenqualität und abhängig von Inbetriebnahme sowie Standort, rund 3000 € oder auch mehr erwirtschaftet. Mit Zusatzkosten von weniger als 1 % des Investitionsvolumens amortisieren sich die Ausgaben für ein Überwachungssystem sehr schnell. Die damit verbundene Möglichkeit zur Steigerung der Anlagenqualität zieht meist auch deren Wertsteigerung mit sich, sodass sich grundsätzlich der Einsatz eines solchen Überwachungssystems rentiert.

4 Konzeption und Anwendung einer Wettermessstation

Die in Abschnitt 3.3 dargestellten Anforderungen sollen durch einen kundenspezifischen Stationsaufbau möglichst vollständig erfüllt werden. In Abschnitt 4.1 werden Angebote mehrerer Lieferanten bezüglich der Umsetzung und Erfüllung der Anforderung geprüft. Der Aufbau der Messstation wird in Abschnitt 4.2 detailliert beschrieben, ebenso wie die Einstellungen des Datenloggers und die Realisierung der Datenübertragung. Im Anschluss daran wird in Abschnitt 4.3 der Testbetrieb der Messstation tiefergehend erläutert. Die Auswertung des Testbetriebs folgt in Abschnitt 4.4, inklusive einer ersten Plausibilitätsprüfung der erfassten Messwerte sowie Aussagen über Optimierungsansätze für den folgenden Feldbetrieb. Dieser wird in Abschnitt 4.5, nach der Anlagenidentifikation ausführlicher dargestellt. Abschnitt 4.6 befasst sich mit der Auswertung des Feldbetriebs, in der erneut die Messwerte auf Plausibilität geprüft werden und die Berechnung der PR erfolgt. Im Anschluss daran wird in Abschnitt 4.7 die Aussagekraft des PR-Werts durch die Betrachtung von möglichen Einflussfaktoren geprüft.

4.1 Anfrage und Einkauf der Messstation

Bei mehreren Anbietern wird auf Basis der bereits in Abschnitt 3.3 genannten Anforderungen ein Komplettsystem für eine Messstation angefragt. Die Angebote der Firmen Ammonit, Theodor Friedrichs und Suntrace werden im Folgenden analysiert.

Ammonit Measurement GmbH

Das Angebot der Firma Ammonit sieht die gewünschte Sensorik zur Einstrahlungsmessung vor. Sämtliche elektronischen Bauteile werden in einem Schaltschrank untergebracht. Der Anschluss der Kabel wird über Schraubklemmen ausgeführt, die eine Kabelzugentlastung bieten. Der Datenlogger, Meteor-40M, ist eine Eigenentwicklung von Ammonit. Er besitzt acht analoge Eingänge zur Spannungsmessung, sodass der Betrieb von Temperatur- und Einstrahlungssensoren möglich ist. Darüber hinaus vier digitale Stauseingänge sowie weitere Anschlüsse. Über einen USB-B-Anschluss kann der Datenlogger direkt mit einem PC verbunden werden, um bspw. die enthaltene Software an die individuellen Ansprüche bzw. Kalibrierwerte der Sensoren anzupassen. Zwei weitere USB-A-Anschlüsse am Logger ermöglichen etwa Speicher-Sticks oder W-LAN-Sticks zu betreiben. Mittels einer RS-232 Schnittstelle wird das Funkmodem angeschlossen.

Die autarke Stromversorgung der Wetterstation wird durch ein 12 V / 50 W Solarmodul und einen 18 Ah Blei-Akku realisiert. Der vorgesehene Serien-Laderegler mit PWM-Regelung der Firma Steca ist auf den Betrieb mit 12 V Solarmodulen ausgelegt. Die Bemessung der Akkukapazität zur Energieversorgung berücksichtigt eine 8-tägige Autonomiezeit für den ausfallsicheren Betrieb der Anlage. Der Blei-Akku wird ebenfalls im Schaltschrank untergebracht, sodass nur ein Gehäuse verwendet werden muss.

Es wird eine tägliche Datenübertragung der Messwerte mittels Mobilfunkmodem vorgesehen. Nach der Datenübertragung bleibt das Modem für weitere Zeit aktiviert, sodass ein externer Zugriff auf die Programmoberfläche des Datenloggers möglich ist. Der erhöhte Energieverbrauch durch diese verlängerte Bereitschaftszeit ist in der Auslegung Energieversorgung bereits berücksichtigt.

Das Mobilfunkmodem FXT009 des Herstellers Sierra Wireless bietet durch Quadband-Funkfrequenzen die Möglichkeit des weltweiten Einsatzes. Die Übertragungs-Standards GSM und GPRS (General Packet Radio Service, höherer Datendurchsatz von 171,2 kbit/s gegenüber GSM mit 13 kbit/s) werden unterstützt, sodass eine schnelle Datenübertragung zwischen Wetterstation und externen Empfängern möglich ist.

Als Einstrahlungssensoren werden zwei CMP11 Thermosäulen-Pyranometer (Secondary Standard) der Firma Kipp & Zonen vorgesehen. Zusätzlich wird ein Silizium-Einstrahlungssensor Si-01TC der Firma Mencke & Tegtmeyer, basierend auf einer monokristallinen Siliziumzelle und einlaminiertem Temperaturfühler, für das Komplettsystem vorgesehen. Die Lufttemperaturmessung wird mit der Messung der Luftfeuchtigkeit kombiniert und erfolgt über einen Sensor in einer Strahlungsschutzhütte. Der Temperaturfühler entspricht der Genauigkeitsklasse DIN 60751 B 1/3 Toleranz.

Eine Messung der Temperaturen der Solarmodule(-Rückseiten) ist nicht im Angebot aufgeführt. Diese muss nach den individuellen Vorstellungen selbst verwirklicht werden. Die optionale Anbindung einer Webcam kann nicht in Verbindung mit dem eingesetzten Datenlogger realisiert werden. Hierfür müsste ein Sekundärsystem aufgebaut werden, das lediglich zur Bilderfassung und -Übertragung dient.

Das vollständige Angebot der Firma Ammonit ist in Anlage A.1 aufgeführt.

Theodor Friedrichs & Co.

Das Angebot der Firma Theodor Friedrichs beinhaltet zu den vorgesehenen Komponenten teils weitere mögliche Alternativen, sodass noch speziellere Anforderungen erfüllt werden können. Die elektronischen Bauteile werden auch hier in einem Metall-Schaltschrank (Edelstahlgehäuse) untergebracht, das mit mehreren Kabelverschraubungen unterschiedlicher Größe ausgestattet ist. Der Datenlogger Combilog 1022 bietet sechs konfigurierbare digitale Ein-/Ausgänge für Frequenzmessung, Zähler oder Graycode und acht analoge Eingänge zur Spannungs-, Strom- und Widerstandsmessung sowie zur Messung mit Thermoelementen in 2- bis 4-Leitertechnik. Ferner besitzt der Datenlogger je einen USB- und Ethernet-Anschluss für den direkten Zugriff auf das hinterlegte Programm und die einstellbaren Parameter. Außerdem einen RS-232-Anschluss zur Anbindung eines Mobilfunkmodems.

Die Energieversorgung wird über ein 12 V / 50 W Solarmodul und einen 40 Ah Blei-Akku ermöglicht. Ein 6 A Solarregler dient zum Laden des Akkus und für den Anschluss der Last. Die Kapazität des Akkus ist so bemessen, dass bei 30 % Entladetiefe noch eine 7-tägige Autonomiezeit für den ausfallsicheren Betrieb der Anlage möglich ist. Wegen des hohen Eigengewichts wird der Akku in einem separaten Gehäuse untergebracht, das auf den Boden gestellt fixiert wird.

In der Auslegung der Energieversorgung ist ein erweiterter Bereitschafts-Betrieb des Modems eingeplant, sodass nach der täglichen Messdatenübertragung auch eine Einwahl von Außerhalb durchgeführt werden kann. Als Kommunikationsmodul zwischen der Wetterstation und externen Empfängern dient das Mobilfunkmodem 1026.000. Durch GSM und GPRS Mobilfunkstandards wird ein schneller Datenaustausch ermöglicht. Über vier Frequenzbänder (Quadband) ist der weltweite Einsatz des Modems realisierbar.

Zur Montage der Sensoren und des Schaltschranks dient ein 2 m hoher Aufstellmast. Dieser wird durch eine Erdbodenhülse im Boden verankert. Das freistehende Mast-Ende wird ohne Abspannung ausgeführt, sodass ein Querarm zur Aufnahme der Messwertgeber montiert werden kann. An diesem Querarm wird für die Messung in der geneigten Ebene eine Winkelverstellereinrichtung angebracht, an welcher das Solarmodul sowie ein Thermosäulen- und das Silizium-Pyranometer montiert werden.

Als Einstrahlungssensoren werden zwei Thermosäulen-Pyranometer gemäß Secondary Standard Güteklasse vorgesehen. Zusätzlich wird ein Einstrahlungssensor SOZ-03 des Herstellers NES, basierend auf einer polykristallinen Siliziumzelle und einem einlamierten Zelltemperaturfühler, angeboten. Alternativ dazu ist ein polykristalliner ISET Solarstrahlungssensor mit integriertem Temperaturfühler wählbar. Die Messung der Lufttemperatur wird mittels eines Messfühlers nach DIN 60751 B 1/3 Toleranz in einer Strahlungsschutzhütte realisiert. Für die Messung der Modulrückseitentemperatur sind zwei Temperaturegeber derselben Genauigkeitsklasse inklusive Spezialhalterung aufgeführt, die an der Rückseite der Solarmodule befestigt werden.

Die optionale Anbindung einer Webcam bleibt in diesem Angebot unberücksichtigt und müsste, ebenso wie im vorigen Angebot der Firma Ammonit, selbst mittels eines Sekundärsystems verwirklicht werden.

Das vollständige Angebot der Firma Theodor Friedrichs ist in Anlage A.2 aufgeführt.

Suntrace GmbH

Das Angebot der Firma Suntrace weist einzelne Komponenten und Bauteile zum Teil sehr detailliert aus. So wird hier ein Stativ zur Aufstellung des Masts angeboten, das variabel an Bodenunebenheiten anpassbar ist. Über die Klemmbefestigung am Stativ kann der Mast beliebig in der Höhe verstellt werden. Fußplatten verhindern ein Einsinken des Stativs in weichen Untergrund. Die Anbauteile können mittels U-Bügeln und Halteböcken am Mast in beliebiger Höhe befestigt werden. Für das Stativ ist eine Abspannung vorgesehen, die ein Umstürzen verhindert.

Die Installation der elektrischen Komponenten wird innerhalb eines Aluminium-Gehäuses, das die Schutzklasse IP 65 erfüllt, vorgenommen. Somit sind die Komponenten vor äußeren Witterungseinflüssen geschützt. Dieses Gehäuse muss zum Transport der Wetterstation von einer Messstelle zur nächsten wegen seiner Robustheit nicht weiter geschützt werden. Als Datenlogger wird das Modell CR 1000 des Herstellers Campbell Scientific vorgesehen. Dieser beinhaltet acht analoge Eingänge,

zwei Eingänge für Zähl-Impulse, acht digitale Eingänge, einen schaltbaren 12 V Spannungsausgang, je eine 5 V und 12 V Einspeiseklemme sowie jeweils einen RS-232-Anschluss zur Verbindung mit einem PC, einen CS I/O-Anschluss zur Anbindung eines Funkmodems und einen Peripherie-Anschluss für die Verwendung von Speicherkarten. Eine 2 GB Speicherkarte wird zur lokalen Sicherung der Messwerte eingesetzt, sodass auch nach abgebrochenen Mobilfunkverbindungen die Messwerte vor Ort manuell ausgelesen werden können.

Zur mobilen Kommunikation mit externen Anwendungen wird ein Mobilfunkmodem Wavecom Fastrack Supreme 10 angewendet. Dieses bietet GSM und GPRS Mobilfunkstandards und durch mehrere Frequenzbänder (Quadband) weltweite Einsatzmöglichkeiten.

Die Energieversorgung soll über ein 12 V / 185 W Solarmodul sowie einen 100 Ah Blei-Akku realisiert werden. Ein dazu passender 12 V Serien-Laderegler mit PWM-Technik dient als Bindeglied zwischen Solarmodul, Akku und angeschlossener Last. Der Akku wird, wegen des hohen Gewichts, in einem separaten Gehäuse auf den Boden gestellt.

Als Einstrahlungssensoren zur Messung der Globalstrahlung werden je ein Thermosäulen-Pyranometer CMP11 und CMP21 des Herstellers Kipp & Zonen sowie zwei Silizium-Pyranometer LI-200 des Herstellers Li-Cor. Darüber hinaus wird zur Messung der Diffus- sowie Direkt-Normalstrahlung ein Rotations-Schattenband-Radiometer RSR2 mit Motorcontroller des Herstellers Irradiance angeboten. Zur Justierung der Neigung der Sensoren werden, jeweils herstellerseitig vorgesehene, Montagevorrichtungen angeboten.

Die Messung der Lufttemperatur und –Feuchte wird mit einem kombinierten Sensor CS215 des Herstellers Campbell Scientific durchgeführt. Zur Abschattung der solaren Einstrahlung auf diesen Sensor wird die entsprechende Strahlungsschutzhütte MET20 desselben Herstellers verwendet.

Die Messungen der Temperaturen der Solarmodule an der Wetterstation und in der PV-Anlage sollen mittels PT100 oder PT1000 Temperatursensoren durchgeführt werden. Je ein solcher Sensor wird an der Rückseite des Versorgungsmoduls der Wetterstation und an der Rückseite eines Moduls der PV-Anlage befestigt.

Die optionale Anbindung einer Webcam zur Übermittlung eines täglichen Wetterbildes bleibt in diesem Angebot unberücksichtigt. Das Überwachungssystem müsste selbst, ebenso wie in den beiden vorigen Angeboten, durch eine zusätzliche Individuallösung verwirklicht werden.

Das vollständige Angebot der Firma Suntrace ist in Anlage A.3 aufgeführt.

Nachfolgend sind in Tabelle 1 einzelne Komponenteneigenschaften, sowie Einhaltung der Anforderungen, der jeweiligen Angebote tabellarisch aufgeführt.

4 Konzeption und Anwendung einer Wettermessstation

Tabelle 1: Angebote - Vergleich nach Komponenteneigenschaften

Anforderungskriterien / Komponenteneigenschaften	Anbieter		
	Ammonit	Theodor Friedrichs	Suntrace
Lufttemperatur-Sensor	Galltec Temperature Humidity Sensor KP	2030.0000	Campbell Scientific CS215
Messbereich (-30...+40) °C	✓	✓	✓
Genauigkeit	± 0,2 K	± 0,1 K bei 0 °C	± 0,9 K bei (-40...+70) °C
Modultemperatur-Sensor	Nicht aufgeführt	2018.0000	PT100 (Klasse B)
Messbereich (-30...+70) °C	[-]	✓	✓
Genauigkeit	[-]	± 0,1 K bei 0 °C	± 0,3 K bei 0 °C
Thermosäulen-Pyranometer Secondary Std.	Kipp&Zonen CMP11	6013.1000	Kipp&Zonen CMP11
Messbereich (0...1500) W/m ²	✓	✓	✓
Silizium-Einstrahlungssensor	Mencke&Tegtmeyer Si-01TC	6000.0028 NES SOZ-03	Li-Cor Li-200SZ
Messbereich (0...1500) W/m ²	(0...1300) W/m ²	(0...1200) W/m ²	(0...1300) W/m ²
Genauigkeit	± 5 %	± 3 %	± 5 %
Temperaturkorrektur Si-Sensor	✓	✓	Nein; Abw. 0,15 % / °C
Wartungsfreie / Reinigungsarme Einstrahlungssensoren	✓ / nein	✓ / nein	✓ / ja (Ventilationseinheit)
Datenlogger	Meteo-40M	Combilog 1022	Campbell Scientific CR1000
Einstellbare Messfrequenz	✓ (1 s bis 60 s)	✓ (0,25 s bis 1 h)	✓ (0,01 s bis 1 Tag)
Genauigkeit A/D-Wandlung	16 bit	16 bit	13 bit
Lokale Messdatenspeicherung	✓	✓	✓
Manueller Datendownload vor Ort	✓	✓	✓
Mobilfunkmodem	Sierra Wireless FXT009	1026.000	Wavecom Fastrack Supreme 10
Frequenzbänder / Datenrate	Quad / GPRS	Quad / GPRS	Quad / GPRS
Einwahl von Extern	✓	✓	✓
Energiesversorgung	CTM; Blei-Akku	SSB; AGM ¹ -Akku	Effekta; Blei-Gel-Akku
Akkukapazität / Entladetiefe	18 Ah / 43 %	40 Ah / 30 %	100 Ah / 50 %
Autonomiezeit	8 Tage	7 Tage	2 Tage
Temperaturbereich, empfohlen	(10...30) °C	(-10...50) °C	(0...40) °C
Temperaturextrema	Ausgasen ab 40 °C, Einfrieren unter -10 °C	Ausgasen ab 60 °C, Einfrieren unter -30 °C	Ausgasen ab 50 °C, Einfrieren unter -20 °C
Solarmodul	12 V / 50 W	12 V / 50 W	12 V / 185 W
Aufstellung	Nicht aufgeführt	Mast mit Bodenhülse	Dreibeinstativ
Variable Justierung	[-]	Eingeschränkt	✓
2 m Messhöhe	[-]	✓	✓
Abspannung	[-]	Ohne	✓
Benötigte Fläche <10 m ²	[-]	✓	✓

¹ AGM: Absorbent Glass Mat. Der Elektrolyt ist in einer Glasfasermatte gebunden.

Die Gegenüberstellung der vorgeschlagenen Komponenten und Erfüllung der Anforderungskriterien zeigt, dass die Hauptkomponenten wie Thermosäulen-Pyranometer, Silizium-Einstrahlungssensor, Datenlogger und Energiespeicher weitgehend den Anforderungen gerecht werden. Lediglich das Angebot der Firma Suntrace bietet mit den vorgesehenen Silizium-Einstrahlungssensoren keine Temperaturkompensation sowie eine geringere Autonomiezeit, als die übrigen Angebote. Die Autonomiezeit ist ein wichtiges Kriterium, das zur Ausfallsicherheit der Wetterstation beiträgt. Es ist daher im Angebot der Firma Suntrace noch keine optimale Auslegung gegeben. Das dort eing geplante Solarmodul ist mit einer Nennleistung von 185 W zwar deutlich größer dimensioniert, als die Module der übrigen Angebote. Durch den höheren Stromverbrauch der Heiz- und Ventilationseinheiten ist dies jedoch auch notwendig. Dennoch kann nicht die Autonomiezeit der beiden anderen Angebote erreicht werden. Hier besteht noch Bedarf zur Optimierung bei Annahme eines der Angebote. Weitaus wichtiger wiegt das Fehlen einer Temperaturkompensation bei der Globalstrahlungsmessung mittels der Silizium-Sensoren. Hier kann, aufgrund der Temperaturabhängigkeit der Sensortechnologie, keine korrekte und temperaturbereinigte Messung durchgeführt werden.

Die Messunsicherheiten zur Temperaturmessung der Luft liegt im Angebot der Firma Suntrace mit einer Abweichung von maximal $\pm 0,9$ K über den gesamten Messbereich von -40 °C bis $+70$ °C im akzeptablen Bereich. Zumal die Toleranz im weitaus häufiger auftretenden Temperaturbereich um 0 °C mit maximal $\pm 0,3$ K nochmals geringer ist.

Zur Messung der Modultemperatur ist seitens der Firma Ammonit keine Lösung angeboten worden. Die Messgenauigkeiten der übrigen beiden Angebote liegen mit maximal $\pm 0,3$ K bei 0 °C im akzeptablen Bereich.

Zur Globalstrahlungsmessung mittels Thermosäulen-Pyranometer ist von allen Anbietern dasselbe Messgerätemodell CMP11 vorgeschlagen worden. Dieses ist das günstigste Gerät der Güteklasse Secondary Standard des Herstellers Kipp&Zonen und liefert damit bereits sehr geringe Messunsicherheiten in Höhe von < 2 % der Tagessumme. Der spektrale Empfindlichkeitsbereich umfasst die Wellenlängen λ von 285 nm im ultravioletten (UV), über den sichtbaren (380...780) nm, bis hin zu 2800 nm im infraroten (IR) Bereich. Das nächst bessere Messgerät beinhaltet lediglich eine zusätzliche Temperaturmessung des Sensors, sodass der temperaturabhängige Messfehler (< 1 %) auch in einem geringfügig erweiterten Umgebungstemperaturbereich eingehalten werden kann. Die Gesamt-Messunsicherheit, sowie der spektrale Empfindlichkeitsbereich ändern sich dadurch jedoch nicht und bleiben bestehen. Das hochwertigste und damit auch teuerste Messgerät bietet durch ein hochwertigeres Material des Glas-Doms eine geringere thermische Abstrahlung, wodurch sich die Messunsicherheit insgesamt auf < 1 % der Tagessumme verringert. Darüber hinaus vergrößert sich der spektrale Empfindlichkeitsbereich im UV- und IR-Bereich. Die kaum besseren Ungenauigkeiten der beiden letztgenannten Messgeräte sind, in Relation zur hohen Preissteigerung, jedoch nicht attraktiv, weshalb das CMP11 als Globalstrahlungssensor ausgewählt wird. Die maximal messbare Bestrahlungsstärke beträgt bei allen genannten Secondary Standard Pyranometern (0...4000) W/m².

Die vorgeschlagenen Strahlungssensoren auf Silizium-Basis erfassen, wegen des verwendeten Halbleitermaterials, einen Spektralbereich von $\lambda = (400...1100)$ nm. Die spektrale Empfindlichkeit verän-

dert sich dabei in Abhängigkeit von λ , wie bereits in Abbildung 4, bzw. in Kapitel 2.3 dargestellt wurde. Der geforderte Messbereich von (0...1500) W/m² wird in keinem Angebot erreicht. Für die Sensoren werden Messbereiche von (0...1200) W/m² bzw (0...1300) W/m² angegeben. Üblicherweise dienen die angegebenen Messbereiche als Bezug für die jeweils gewährleistete Genauigkeit. Bei höheren Einstrahlungen kann diese nicht mehr gewährleistet werden. Siliziumsensoren, die den geforderten Messbereich vorweisen, sind jedoch vereinzelt bei anderen Herstellern zu deutlich höheren Preisen erhältlich. Dabei ist allerdings die angegebene Messgenauigkeit auch zum Teil größer, sodass ein höherer Preis nicht gerechtfertigt ist.

Die Häufigkeit von sehr hohen Einstrahlungswerten, die über 1200 W/m² bzw. 1300 W/m² hinausgehen und durch Reflexionen an der Wolkenunterseite entstehen, ist jedoch sehr gering. Daher beeinflussen diese kurzen und seltenen Einstrahlungsmaxima die Summe der Tageseinstrahlung nur minimal. Auch die Verarbeitung der Messwerte in Form von Mittelwertbildungen über 1 Minute aus sechs Momentanwerten glättet kurzfristige Einstrahlungsüberhöhungen wirksam.

Die Temperaturkompensation der Strahlungsmessung mit dieser Art Sensoren spielt hingegen eine weitaus größere Rolle. Wie bei Solarzellen auch, steigt mit zunehmender Temperatur, aber gleichbleibender Einstrahlungsintensität, der erzeugte Photostrom leicht an, während die Spannung stark absinkt. Da je nach Wetterlage die Sensortemperatur unterschiedlich ist, muss zur Bestimmung der realen Einstrahlung die Messung über den Temperaturkoeffizienten des Sensors bereinigt werden. Nur so kann die Energie, die theoretisch maximal durch die Solarmodule verarbeitet werden kann, mit geringer Abweichung erfasst werden.

Bezüglich wartungsfreier und reinigungsarmer Sensoren bietet Suntrace die vielversprechendste Lösung an. Hier werden, zur Vermeidung von Tau und Regentropfen auf den Glasdomen der Thermosäulen-Pyranometer, Ventilationseinheiten eingesetzt, sodass der Strahlungsdurchgang durch die Glasoberfläche nur möglichst kurz durch Feuchtigkeit beeinflusst wird. Ein weiterer Vorteil dieser Ventilationseinheiten ist ein stabileres thermisches Verhalten des Gehäuses. Somit liegt dessen Temperatur zu jedem Zeitpunkt möglichst auf dem Niveau der Umgebungstemperatur, wodurch die Messgenauigkeit verbessert wird. Auftreffender Schnee oder Frost am Glasdom wird über die integrierte Heizung abgetaut, sodass auch Niederschläge in der kalten Jahreszeit die Messung kaum beeinflussen.

Die Empfangsflächen der Silizium-Einstrahlungsmessgeräte im Angebot von Suntrace sind wesentlich kleiner, als die der übrigen Sensoren. Da mit größerer Oberfläche auch das Risiko von Ablagerungen grober Schmutzpartikel wie bspw. Vogelkot ansteigt, sind kleine Sensorflächen hier im Vorteil. Auch spielt die Geometrie der Sensorabdeckungen eine entscheidende Rolle: So sind die Messzellen der anderen Anbieter mittels Glasscheiben abgedeckt, das wiederum von einer Fassung gehalten wird. Am Rand dieser Fassung können sich Staubablagerungen bilden, die sich im Laufe kurzer Zeit bis über die Messzelle ausbreiten. Die Sensoren von Suntrace sind mit einer überstehenden Scheibe abgedeckt, die keine schmutzanfällige Kante aufweist.

Die in allen Angeboten aufgeführten Datenlogger weisen mit 13 bzw. 16 bit eine ausreichend hohe Genauigkeit der A/D-Wandlung auf, sodass der durch Umwandlung entstehende Fehler wesentlich

kleiner ist, als die Messgenauigkeit der jeweiligen Sensoren. Die geforderte individuell einstellbare Messfrequenz, eine lokale Datenspeicherung sowie die Möglichkeit zur manuellen Auslesung der Messdaten bieten alle Geräte an. Auch die jeweils verfügbare Anzahl der Anschlüsse / Messkanäle ist ausreichend und bietet Raum für eventuelle zukünftige Erweiterungen der Wetterstation.

Die Energieversorgung wird bei allen Angeboten über ein 12 V Solarmodul, einen Serien-Laderegler, sowie einen Blei-Akku realisiert. Die angebotenen Kapazitäten und Entladetiefen der Akkus variieren dabei stark, ebenso die Leistungen der Solarmodule und auch die möglichen Autonomiezeiten. In dieser Kategorie zeigt das Angebot von Theodor Friedrichs die vielversprechendste Lösung. Die angebotene sehr widerstandsfähige AGM-Blei-Akku Technologie gewährleistet eine stabile Stromversorgung auch bei sehr tiefen Temperaturen bis $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$. In Zusammenhang mit einer Entladetiefe von lediglich 30 % kann hier ein sicherer Winterbetrieb bei geringer Einstrahlung erwartet werden. Auch erhöht sich durch diese Entladetiefe die zu erwartende Lebensdauer des Akkus, was eine langfristige Verwendungsdauer begünstigt. Im Angebot der Firma Suntrace werden nur zwei Tage Autonomiezeit mit einem 100 Ah Blei-Gel-Akku und einer höheren Entladetiefe von 50 % erreicht. Dies ist auf den höheren Stromverbrauch der Ventilationseinheiten zurückzuführen, stellt aber in den Monaten März bis September wegen der höheren solaren Einstrahlung voraussichtlich kein Problem dar.

Die von Suntrace angebotene Aufstellung der Wetterstation bietet die vielfältigsten Justierungsmöglichkeiten zur Anpassung an den jeweiligen Standort. Durch das Dreibeinstativ kann die Wetterstation leicht auf den Boden gestellt und auch nachträglich, ohne größeren Aufwand, an eine andere Position umgestellt werden. Darüber hinaus bietet das Stativ die nötige Standsicherheit zur Montage aller Komponenten, ohne ein Umstürzen zu befürchten. Bei Verwendung des Erdschraubankers zur Aufstellung des Masts ist der endgültige Standort bereits im ersten Aufbauschnitt zu bestimmen. Zur Gewährleistung der Standsicherheit bei Seitenwind ohne zusätzliche Abspannung ist der Erdschraubanker entsprechend lang ausgeführt, sodass ein erhöhter Installationsaufwand nötig ist. Auch in Bezug auf die vertikale Ausrichtung des Masts muss der Schraubanker exakt vertikal in den Boden eingebracht werden, was den Aufwand zusätzlich erhöht. Im Angebot der Firma Ammonit ist keine Aufstellung der Wetterstation aufgeführt, weshalb hier keine Bewertung möglich ist.

Zusammenfassend erscheint das Angebot der Firma Suntrace aufgrund der fehlenden Temperaturkompensation an den Silizium-Pyranometern und der geringen Autonomiezeit zunächst als weniger vorteilhaft. Jedoch wird durch das variable Stativ mit einer Abspannung der Mastspitze gegen schädliche Vibrationen bei Windlasten und die vorgesehenen Lüftungseinheiten an den Thermosäulen-Pyranometern mit der damit einhergehenden Verbesserung der Messwerterfassung die Attraktivität des Angebots verstärkt.

Die Firmen Suntrace und 8.2 kooperieren bereits in einigen Geschäftsbereichen. Damit einhergehend sind gemeinsame Problemlösungen und Entwicklungen von entscheidender Bedeutung für beide Firmen. Da die Zusammenarbeit weiter ausgebaut werden soll und individuelle Anpassungen somit jederzeit möglich sind, wird schließlich das Angebot von Suntrace angenommen. Sämtliche Datenblätter der Einzelkomponenten, aus denen die Wetterstation aufgebaut ist, sind in Anlage B beigefügt.

4.2 Anlagenkonfiguration

Der Schematische Aufbau der Messstation ist in Abbildung 13 dargestellt. Die Station besteht zunächst aus der Tragstruktur, die sich aus dem Dreibeinstativ (A) und dem Stahlrohrmast (B) zusammensetzt. Das Stativ ist variabel einstellbar. So können die Beine im Neigungswinkel simultan und stufenlos durch Verschieben der Befestigungsschelle (C) am Mast justiert werden. Dies begünstigt die Anpassung der Aufstandsfläche an die vor Ort herrschenden Umgebungsbedingungen. Je nach Standort muss mit unterschiedlich starken Windgeschwindigkeiten gerechnet werden, die ein Kippen der gesamten Tragkonstruktion zur Folge haben könnten. Des Weiteren sind die Stativbeine jeweils unabhängig in der Länge einstellbar. Somit können Bodenunebenheiten, wie sie in Wiesengelände bzw. Photovoltaik-Freiflächenanlagen vorkommen, ausgeglichen werden. Bei Aufstellung der Messstation auf betonierten oder ähnlichen festen und ebenen Untergründen ist diese Anpassung gewöhnlich nicht nötig. Die eigentlichen Aufstandspunkte am Boden bilden die am Ende der Beine angebrachten Platten (D) in der Größe von ca. 12 cm x 24 cm Seitenlänge. Dadurch wird ein Einsinken in weichen Untergrund verhindert.

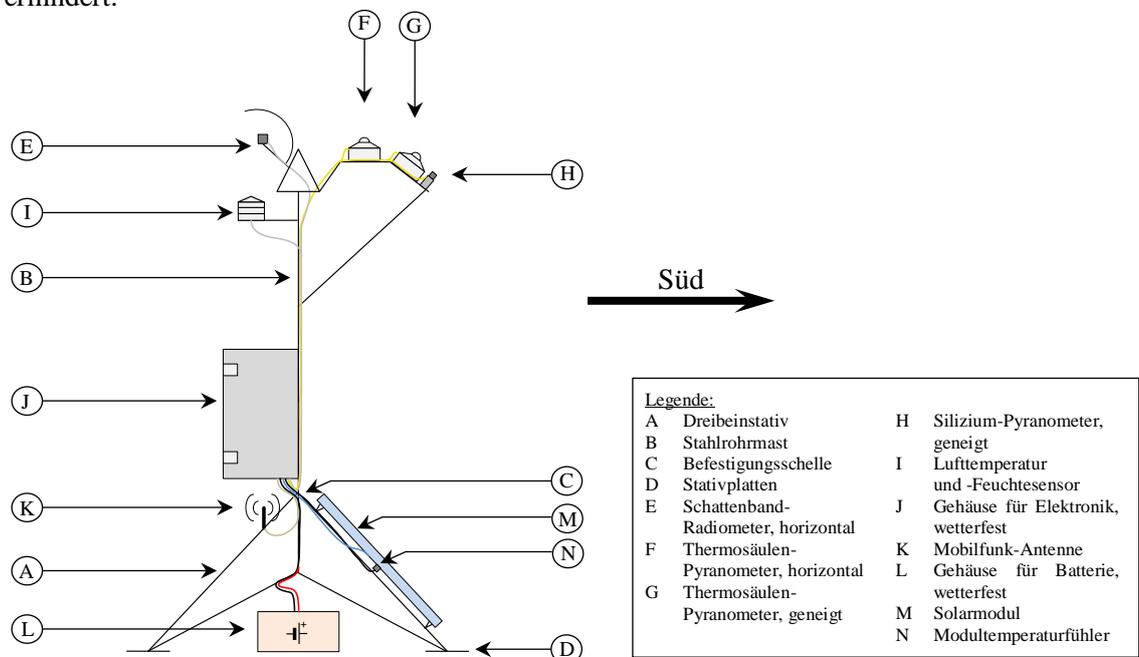


Abbildung 13: Schematischer Aufbau der Messstation

Die Mastspitze befindet sich in etwa 2 m Höhe über dem Boden. Je nach Einstellung des Stativs ist die Höhe variabel. Sämtliche Messgeräte (E bis H) zur Erfassung der solaren Einstrahlung sind im Bereich der Mastspitze angebracht. Ebenso der kombinierte Lufttemperatur- und Luftfeuchtesensor (I). Aufgrund des Gerätegewichts und der damit einhergehenden Kopflastigkeit des Masts wird eine Abspannung der Mastspitze an 3 Ankerpunkten am Boden vorgesehen. Mit Hilfe dieser Abspannung können schädliche Vibrationen durch Wind abgemildert werden. Darüber hinaus bietet die Abspannung einen zusätzlichen Schutz gegen kippen bei stärkeren Windlasten.

Wie bereits erwähnt sind die Messgeräte zur Erfassung der Solarstrahlung im Bereich der Mastspitze angebracht. Sie sind in einer „Nord-Süd“-Linie folgendermaßen angeordnet: Wegen der größten Bauhöhe ist am nördlichen Ende ein Silizium-Pyranometer (E) mit automatischem Schattenband in horizontaler Ebene montiert. Das Schattenband beeinflusst somit nicht die Messung der sich in Richtung Süden anschließenden Sensoren. Den nächsten Sensor, in horizontaler Ebene liegend, bildet ein Thermosäulen-Pyranometer (F) mit Heiz- und Ventilationseinheit. Die Sensoren der beiden Messgeräte liegen dabei auf derselben Höhe über dem Boden. Als südlichste Gruppe bildet die geneigte Messebene den Abschluss. Auf dieser sind nun je ein weiteres Thermosäulen- (G) und Silizium-Pyranometer (H) gemeinsam befestigt. Dieses Thermosäulen-Pyranometer ist ebenfalls mit einer Heiz- und Ventilationseinheit ausgestattet. Die Sensorebenen der beiden geneigten Messgeräte sind erneut identisch und verschatten sich nicht gegenseitig. Durch die leicht tiefer gelegene Positionierung der geneigten Ebene am südlichen Ende der Messgerätereihe wird die Messung in der horizontalen Ebene nicht beeinflusst.

Das Silizium-Pyranometer (E) mit automatischem Schattenband dient nicht der Erfüllung der Anforderungen und wird von Suntrace als zusätzliches Gerät bereitgestellt, um Diffus- und Direktstrahlung zu messen. Aufgrund des hauptsächlichen Geschäftsbereichs in der CSP-Technologie soll diese Funktionserweiterung der Wetterstation für Suntrace Erkenntnisse über die Einsatzmöglichkeiten von CSP in Deutschland liefern.

Die Heiz- und Ventilationseinheiten der Komponenten (F) und (G) dienen, wie bereits im vorigen Abschnitt 4.1 erwähnt, zur Verbesserung der Messgenauigkeit. Die Steuerung erfolgt erneut über das im Datenlogger hinterlegte Programm. So werden die Ventilatoren dauerhaft ohne Stillstand betrieben, sodass sich möglicher Niederschlag zu jedem Zeitpunkt schneller verflüchtigt. Die verfügbaren Heizstufen von 5 W und 10 W werden temperaturgesteuert aktiviert, um Strom zu sparen und den Akku, insbesondere im Winter, nicht unnötig zu belasten. So wird die erste Heizstufe bei Lufttemperaturen zwischen -10 °C und 0 °C aktiviert, um Reif oder Schnee auf den Glasdome abzutauen. Bei Temperaturen unter -10 °C wird die zweite Heizstufe aktiviert, um das Abtauen von Eiskristallen weiterhin zu ermöglichen. Der dauerhafte Luftstrom durch den Ringschlitz bläst frisch gefallene lockere Schneeflocken bereits von den Oberflächen der Glasdome fort. Durch die Beheizung löst sich auch die sonst verbleibende Schneehaube an der höchsten Stelle der Dome auf und die Messung kann unterbrechungsfrei fortgeführt werden.

Die zur Messwerterfassung relevanten elektronischen Bauteile sind in einem dafür vorgesehenen wetterfesten Gehäuse (J) untergebracht. Dadurch können auch nicht spritzwassergeschützte Geräte verwendet werden. Die in dem Gehäuse untergebrachten Komponenten sind Laderegler, Datenlogger, Daten-Speichereinheit, GPRS-Funkmodem und Motorcontroller für das automatische Schattenband. Das wichtigste Bauteil der Wetterstation bildet der Laderegler. Er ist die zentrale Schnittstelle zur Energieversorgung der gesamten Messstation. So sind sämtliche Verbraucher, der Blei-Gel-Akku als Energiespeicher und schließlich das zur Stromerzeugung verwendete Solarmodul über den Laderegler miteinander verbunden. Als Laderegler wird nicht das ursprünglich angebotene Modell mit PWM-Regelung verwendet, sondern ein Modell mit MPPT-Regelung. Aufgrund der ständigen Nachführung von Strom und Spannung für einen optimalen Betriebspunkt können hier auch Solarmodule mit Aus-

gangsspannungen größer 12 V ohne Leistungsverlust eingesetzt werden. Der Laderegler wandelt die Modulspannung immer in die passende Ladespannung um, sodass der Ladestrom variiert.

Der Datenlogger dient zur Erfassung der Messwerte und Steuerung der Heizstufen in den Heiz- und Ventilationseinheiten der Thermosäulen-Pyranometer. Des Weiteren beinhaltet der Datenlogger das Software-Programm zur ersten Verarbeitung der Messwerte. Darüber hinaus wird über den Datenlogger die Speicherung der Messwerte auf der Speichereinheit gesteuert sowie das Funkmodem angesprochen. Die Antenne (K) des Modems ist außerhalb des Gehäuses auf einem Stativbein befestigt. Zur Datenübertragung ist ein separates Programm vorgesehen, in dem die Zugangsdaten des Übertragungsziels konfiguriert werden. Hier werden die Daten des FTP²-Servers der Firma 8.2 hinterlegt. Der Motorcontroller zur Steuerung des automatischen Schattenbands wird sowohl an die Stromversorgung, als auch an den Datenlogger angeschlossen. Der Datenlogger gibt hierbei das Signal zum Start der Rotation des Schattenbands und wertet die Messung von Global- und Diffusstrahlung aus.

Neben den Sensoranschlüssen für zweiadrige Leitungen hält der Datenlogger auch Anschlüsse zur Verwendung zweier Sensoren in Drei-Leiter-Technik bereit. Die Drei-Leiter-Technik begünstigt bspw. bei Widerstands-Thermometern die Kompensation des Leitungswiderstands. Ohne diese würde das Messergebnis verfälscht werden.

Der zur Energiespeicherung verwendete Blei-Gel-Akku ist in einem separaten Gehäuse (L) untergebracht. Dieses wird wegen des hohen Gewichts des Akkus auf den Boden direkt am Stativ der Tragkonstruktion gestellt. Die Verbindungsleitungen zum Laderegler werden außerhalb der beiden Gehäuse entlang eines der Stativbeine verlegt, sodass eine beständige Führung der Kabel gewährleistet ist. Die Durchführungen der Kabel in die Gehäuse sind mit wasserdichten Kabelzugentlastungen ausgestattet, sodass die Schutzklassen der Gehäuse, trotz der zusätzlichen Bohrungen, erhalten bleiben.

Das zur Energieversorgung verwendete Solarmodul (M) wird wegen des hohen Gewichts und der großen Abmessungen an dem nach Süden ausgerichteten Stativbein im Querformat befestigt. Die über das Stativbein überstehenden Bereiche des Moduls werden zu jeder Seite mit je einem Drahtseil gegen Schwingungen und Verdrehung um das Bein gesichert. Die im Freien verlaufenden Solarkabel werden, dem Anwendungsfall entsprechend, mit wasserdichten Solarsteckern versehen und zum Laderegler geführt. Dabei ist besonderer Wert auf eine ordnungsgemäße Verbindung der Stecker zu legen, sodass keine Feuchtigkeit in die Kontaktstelle eindringt. Entgegen des Angebots der Firma Suntrace wird eines der im Büro der Firma 8.2 existierenden, bisher ungenutzten, Solarmodule zur Stromversorgung verwendet. Das Solarmodul Conergy PowerPlus 215P kommt dabei zum Einsatz. Dieses weist mit 215 W eine um 30 W höhere maximale Leistung auf, als das ursprünglich vorgesehene Modul und verbessert daher die Sicherung der Stromversorgung. Aufgrund der höheren Leerlaufspannung des Moduls von 35,53 V im Gegensatz zu 12 V des ursprünglichen Moduls, wird der bereits beschriebene Laderegler mit MPPT-Regelung verwendet.

Zusätzlich zu dem an der Mastspitze montierten Lufttemperatur- und Luftfeuchtesensor wird ein weiterer Temperatursensor (N) an der Rückseite des Solarmoduls der Wetterstation angebracht. Dieser

² FTP: File Transfer Protocol, dt. „Dateiübertragungsverfahren“ in Netzwerken mit Internet Protokoll

Sensor dient zur Messung der Modultemperatur. Über einen weiteren, baugleichen, Sensor kann dieser Wert mit der Temperatur der Solarmodule in der PV-Anlage abgeglichen werden. Aufgrund der sehr geringen äußeren Abmessungen des vorgeschlagenen PT100 Temperaturfühlers kann dieser nicht sicher und dauerhaft an der Modulrückseite montiert werden. Es wird daher ein anderes Modell, der Oberflächentemperaturfühler OF14 des Herstellers Thermokon, zur Messung angewendet. Dieser Sensor weist eine identische Messgenauigkeit sowie den gleichen Messbereich auf. Über das Aluminiumgehäuse von 6 mm x 10 mm x 35 mm Kantenlänge, in dem der Temperaturfühler vergossen ist, kann er problemlos mittels eines wärmeleitfähigen Klebebands an der Modulrückseite abgebracht werden.

4.3 Testbetrieb

Der Erstaufbau der Wetterstation erfolgt auf dem Dach des Büros der Firma 8.2 in der Hamburger Innenstadt. Dieser Ort wird gewählt, da so auf kurzem Wege notwendige Änderungen und Optimierungen an den Komponenten möglich sind. Die bereits genannten Anforderungen setzen Detaillösungen voraus, die zu Beginn des Aufbaus noch nicht existieren. Durch die Zusammenarbeit der Firmen 8.2 und Suntrace können jedoch die anfänglichen Schwierigkeiten schnell gelöst werden. In Tabelle 2 sind einige Daten zu Standort und Aufbau der Wetterstation angegeben.

Tabelle 2: Standort- und Aufbaudaten der Wetterstation zum Testbetrieb

Datum des Aufbaus	27. Januar 2012
Geokoordinaten / Höhe ü. NN	53°32'52.48"N, 9°59'47.51"E / 20 m
Modulausrichtung / -Neigung	Süd / 53°
Sensorausrichtung / -Neigung	Horizontal und 53° nach Süd geneigt
Abspannung	Vertikal: Von Stativmitte zu Sekurant im Dach
Horizontale Sensoren	
Thermosäulen-Pyranometer	CMP11
Seriennummer	115989
Heiz- und Ventilationseinheit	CVF3
Silizium-Pyranometer	Licor LI-200SZ, integriert im Schattenband-Radiometer RSR
Seriennummer	57547
Geneigte Sensoren	
Thermosäulen-Pyranometer	CMP11
Seriennummer	080427
Heiz- und Ventilationseinheit	CVF3
Silizium-Pyranometer	Licor LI-200SZ
Seriennummer	75727
Modultemperaturfühler	Thermokon OF14,
Messbereich	(-30...+70) °C
Genauigkeit	Klasse B: ± 0,3 K bei 0 °C



Abbildung 14: Wetterstation im Testbetrieb

Die horizontalen Sensoren sind zu Beginn des Testbetriebs im Bereich der Mastspitze montiert. Das horizontale Thermosäulen-Pyranometer, im Folgenden CMP11_a_hor genannt, ist dabei fest mit der Heiz- und Ventilationseinheit, CVF3 genannt, verschraubt. Diese CVF3 ist auf einer Montageplatte befestigt, die wiederum an einem zweifach abgekanteten Bügel angeschraubt ist. Das horizontale Silizium-Pyranometer, im weiteren Verlauf als Licor_a_hor bezeichnet, ist in Abbildung 14 noch durch eine Schutzkappe abgedeckt und im Schattenbandradiometer RSR eingebaut. Dieses wird von einem verstellbaren U-Profil getragen. Die Ebenen der beiden horizontalen Sensoren sind nicht identisch, da die CVF3 am CMP11_a_hor hier die Gesamthöhe des Messgeräts vergrößert.

Die geneigten Einstrahlungssensoren werden zu einer Einheit auf einer Montageplatte vormontiert. Das geneigte Silizium-Pyranometer, im Folgenden Licor_b_inc genannt, ist mit einem Abstandshalter auf der Platte befestigt. Die Ebene des eigentlichen Sensorelements liegt dadurch in derselben Höhe, wie die des geneigten Thermosäulen-Pyranometers, welches im Folgenden CMP11_b_inc genannt wird, und auch hier mit einer Heiz- und Ventilationseinheit, CVF3, verschraubt ist. Die Montageplatte wird daraufhin auf dem Stativbein, das in Richtung Süden steht, oberhalb des Solarmoduls montiert. Nachteilig ist dabei, dass diffuse Strahlung aus dem oberen Halbraum nicht vollständig erfasst werden kann. Wie in Abbildung 14 ersichtlich, schirmt die Rückseite des Elektronik-Gehäuses am Mast der Wetterstation einen gewissen Anteil diffuser Einstrahlung aus nördlicher Richtung ab. Darüber hinaus ist diese Gehäuserückseite sehr reflexionsstark, sodass Direkteinstrahlung aus südlichen Richtungen auf die Sensorelemente reflektiert wird. Auch die Sensoren am oberen Ende des Masts beeinflussen durch eine teilweise Verschattung diffuser Einstrahlung die Messung in der geneigten Ebene.

Sämtliche Kabel der einzelnen Sensoren, die Batterie- und Solarkabel, sowie die Verbindung zur Mobilfunkantenne, sind ungeschützt und frei hängend verlegt. Lediglich das Kabel des kombinierten Lufttemperatur & -Feuchtesensors ist in einem Kabelschutzrohr verlegt, hängt jedoch ohne weitere Fixierung frei in der Luft. Sämtliche Kabel müssen, wie in den Anforderungen bereits geschildert, in Schutzrohren und an einer Position fixiert, an der Tragstruktur befestigt werden.

Zur Gewährleistung einer hohen Energieausbeute durch das Solarmodul bei niedrigen Sonnenhöhen (Winterbetrieb) darf die Modulneigung nicht zu flach ausfallen. Auch das Abrutschen von gefallenem Schnee muss bei der gewählten Modulneigung möglich sein. Die Neigung für die optimale Energieversorgung im Winter beträgt für den Standort Hamburg ca. 60°. Dazu müssen jedoch die Stativbeine sehr eng zusammengeschoben werden. Hierbei verringert sich die Standfestigkeit des Stativs bei nur einer zentralen vertikalen Abspannung in der Stativmitte. Als Kompromiss aus Standfestigkeit und

möglichst hoher Energieausbeute wird eine Neigung der Stativbeine, und damit einhergehend des Solarmoduls, von 53° eingestellt.

Die Auswirkungen eines unterschiedlich geneigten Solarmoduls zur Stromversorgung sind vor der Aufstellung der Wetterstation mittels des Simulationsprogramms PVsyst simuliert worden. Dabei berücksichtigt sind sämtliche Verbraucher, wie Datenlogger, Funkmodem oder Motorcontroller des automatischen Schattenbands RSR, die als Dauerlast angenommen werden. Auch die erste der möglichen zwei Heizstufen an beiden eingesetzten CVF3 ist als Dauerlast in die Simulation eingegangen, denn die erste Planung sieht vor, dass diese Heizstufe temperaturunabhängig und ununterbrochen aktiv ist. Im weiteren Verlauf der Planung wird Heizstufe 1 lediglich bei Temperaturen zwischen -10 °C bis 0 °C aktiviert. Zur Komplettierung des Systems sind ein 103 Ah Kapazität fassender Akku, ein MPPT-Laderegler, sowie das 215 W leistende Conergy-Solarmodul als Parameter in die Simulation eingeflossen. In Anhang C.1 und C.2 sind die Auswirkungen der beiden genannten Neigungswinkel gegenübergestellt. Im Monat der geringsten solaren Einstrahlung (Dezember) für den Standort Hamburg ist ersichtlich, dass die flachere Modulneigung von 53° lediglich eine Einbuße von 0,2 % solarem Deckungsgrad, verglichen mit der steileren Modulneigung von 60° aufweist.

Von erheblich größerer Bedeutung ist jedoch, dass der Wert des solaren Deckungsgrads mit eingeschalteter erster Heizstufe bei lediglich 26 % liegt. Das Ziel, einen unterbrechungsfreien Betrieb der Wetterstation zu gewährleisten, kann so nicht erreicht werden. Jedoch muss dieser Wert im Hinblick auf die möglichen Temperaturschwankungen im Dezember kritisch betrachtet werden. Laut langjähriger Messungen des DWD (mindestens 20-jährige Reihe) für Hamburg liegen die mittlere Tagesmitteltemperatur im Dezember bei 1,9 °C und das mittlere Temperaturminimum bei lediglich -0,7 °C. Demnach wird die Heizstufe 1 an den CVF3 Einheiten durch die temperaturabhängige Aktivierung nicht dauerhaft in Betrieb sein, wie ursprünglich in der Simulation angenommen wurde. Damit verringert sich der Energieverbrauch und der solare Deckungsgrad steigt an. Nichtsdestotrotz wird die vollständige Deckung des Energiebedarfs durch das Versorgungssystem nicht gewährleistet.

Daher erfolgt eine weitere Simulation, in der die Verbraucher unverändert bleiben, jedoch ein zusätzliches zweites Solarmodul im ähnlichen Leistungsbereich zur Energieversorgung Verwendung findet. Die Ergebnisse der Simulation sind in Anhang C.3 dargestellt. Mit zwei Solarmodulen ergibt sich danach ein solarer Deckungsgrad von 43,1 % im Monat Dezember, wobei auch hier die Temperatureinflüsse, wie oben beschrieben, zu einem real höheren solaren Deckungsgrad führen werden.

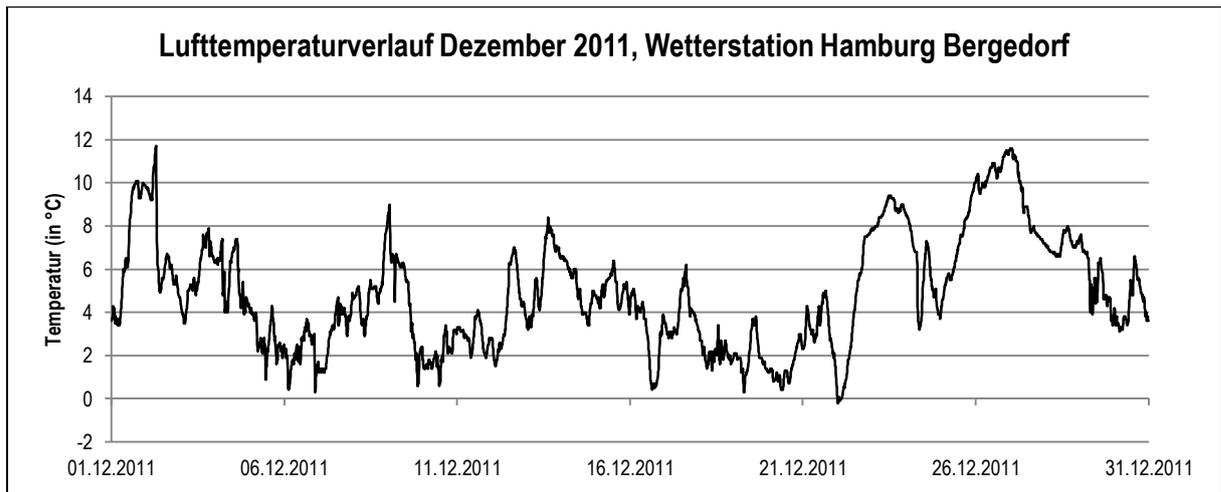


Abbildung 15: Lufttemperaturverlauf Dezember 2011, Wetterstation Hamburg Bergedorf nach (HAW Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg 2011)

In Abbildung 15 ist beispielhaft der Lufttemperaturverlauf an der Wetterstation Hamburg Bergedorf der HAW Hamburg für Dezember 2011 dargestellt. Der Temperaturverlauf unterstreicht die These, dass es im Dezember real eher selten zu negativen Temperaturwerten kommt und folglich der solare Deckungsgrad ansteigt.

Eine weitere PVsyst Simulation (in Anhang C.4) weist für die Energieversorgung mit zwei Solarmodulen und durchgängig ausgeschalteter Heizstufe 1 für Dezember einen solaren Deckungsgrad von 75,3 % auf. Um die Energieversorgung zu 100 % autark zu realisieren, wären erheblich größere Modulflächen und ein Vielfaches der Akku-Kapazität von Nöten. Es wird daher entschieden, zum Testbetrieb lediglich ein einzelnes Solarmodul sowie den angebotenen und beschriebenen Akku zu verwenden. Zur optimalen Nachverfolgung des Strombedarfs und der verbleibenden Akkukapazität wird die am Datenlogger anliegende Spannung aufgezeichnet und in die täglich zu übermittelnden Messdaten aufgenommen. So kann bei der täglichen Datenauswertung kurzfristig auf einen sinkenden Ladezustand reagiert werden.

Nach Inbetriebnahme zeichnet die Messstation ab dem 28. Januar 2012 kontinuierlich Messdaten auf. In den ersten vier Betriebswochen bleiben die Heizstufen der CVF3-Einheiten inaktiv, da die Temperaturregelung über den Datenlogger noch nicht durchgeführt werden kann. Der Datenlogger hält lediglich einen schaltbaren 12 V Spannungsausgang bereit. Deswegen können die zwei möglichen Heizstufen der CVF3 an den beiden CMP11 Sensoren nicht direkt separat ein- und ausgeschaltet werden. Zur Realisierung einer temperaturabhängigen Ansteuerung werden am Ende des Testbetriebs zwei separate Steuerungsausgänge des Datenloggers genutzt. Diese bieten jedoch lediglich sehr geringe zulässige Ströme, weshalb zwei Relais als Schalter herangezogen werden. Über die Einschaltsignale der Steuerungsausgänge schalten die Relais separat durch, sodass die Heizstufen direkt über die Batteriespannung versorgt werden können.

Die tägliche Datenübertragung wird nach der Aufstellung der Wetterstation realisiert und funktioniert anstandslos. Wie anfangs erwartet, beträgt die Dateigröße der täglichen, zu 1 Minute gemittelten, Messwerte etwa 200 kB, sodass die Dauer der Datenübertragung nur wenig Zeit beansprucht. Auch

die lokale Datenspeicherung auf der Speicherkarte des Datenloggers verläuft ordnungsgemäß, was durch das Auslesen der Messdaten von der Speicherkarte bestätigt wird. Das Datenformat, durch Komma getrennte Messwerte in Textdateien, ist identisch zu dem der täglich übertragenen Daten.

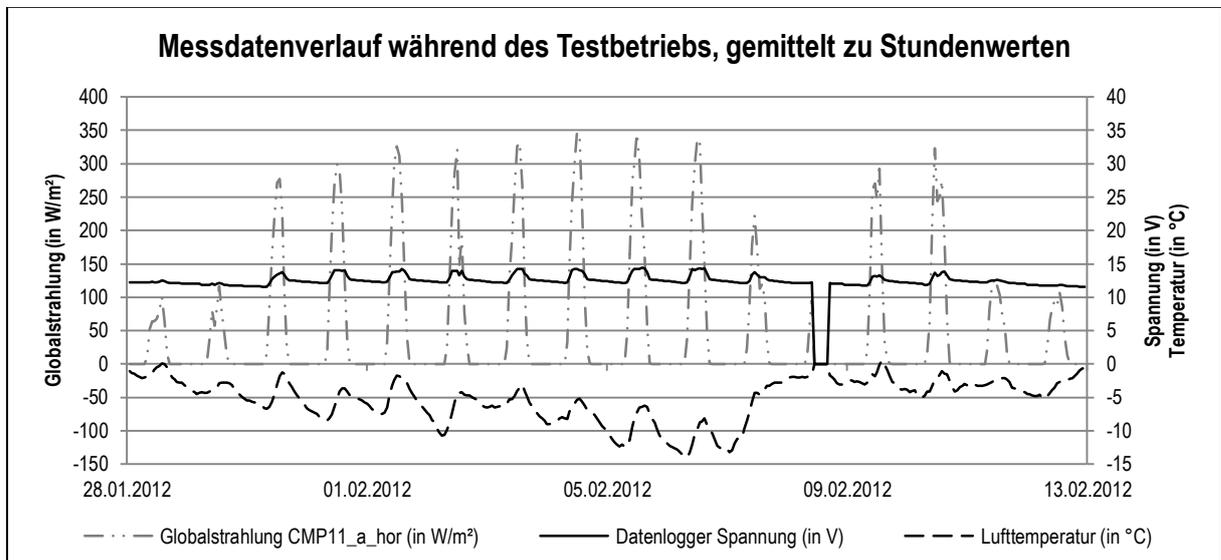


Abbildung 16: Verlauf ausgewählter Daten während des Testbetriebs

Wie oben beschrieben, erfolgt für den Testbetrieb zunächst der Einsatz lediglich eines Solarmoduls und des angebotenen Akkus. Die Verbraucher beanspruchen im dargestellten Zeitraum eine kontinuierliche Last von 13,5 W, da die Belüftungsfunktion an den CVF3 aktiviert ist. Die Heizfunktion ist aufgrund der fehlenden Steuerungsmöglichkeit deaktiviert. Abbildung 16 zeigt die Verläufe von Globalstrahlung in die horizontale Ebene, Lufttemperatur und die am Datenlogger anliegende Versorgungsspannung jeweils als gemittelte Stundenwerte. Wie der Messdatenverlauf zeigt, geht die am Datenlogger anliegende Spannung zu keinem Zeitpunkt unter 11,6 V zurück. Während der einstrahlungsreichen Tage wird die Ladeschlussspannung von 14,4 V erreicht. An Tagen mit niedriger Einstrahlung (bis ca. 100 W/m²) wird die Spannung tagsüber lediglich gehalten, nach Sonnenuntergang sinkt die Spannung dann weiter ab. Im dargestellten Zeitraum kam es, bis auf durchgeführte Arbeiten bei ausgeschaltetem Datenlogger am 08.02.2012, zu keiner Unterbrechung der Messungen. Dies lässt sich durch die häufige Anzahl von Tagen mit hoher Einstrahlung erklären. Es ist jedoch davon auszugehen, dass der autarke Betrieb des Messsystems bei einer dauerhaft niedrigen Einstrahlung bis ca. 100 W/m² auf lediglich vier bis fünf Tage beschränkt ist.

Der Verlauf der Lufttemperatur im abgebildeten Zeitraum zeigt eine lange andauernde Periode extremer Kälte, in der die Temperatur bis auf wenige Stunden durchgehend unter 0 °C liegt. Teilweise werden Tiefsttemperaturen von -14 °C erreicht. In dieser Zeit wäre folglich die Heizstufe 1 beider CVF3 nahezu durchgehend aktiv, sodass der Leistungsbedarf auf 23,5 W Dauerlast ansteigt. Während der einstrahlungsreichen Tage stellt dies keine Schwierigkeit dar. Jedoch wäre jeweils an den beiden ersten und letzten Tagen des Beobachtungszeitraums wegen der geringen Einstrahlung mit einem Ausfall der Anlage zu rechnen. Die Wiederaufladung des Akkus benötigt ein Mindestmaß solarer Einstrahlung. Daher können keine Messungen vorgenommen werden, während diese nicht erreicht wird. Zur Realisierung eines dauerhaften Feldbetriebs, der die Wintermonate einschließt, muss daher das Ener-

gieversorgungssystem nochmals überarbeitet werden. Da jedoch im Testzeitraum mit jedem weiteren Tag die maximal mögliche solare Einstrahlung zunimmt, wird diese Aufgabe zunächst zurückgestellt.

Abschließend muss jedoch festgehalten werden, dass während der Kälteperiode zu keiner Beeinträchtigung des Messsystems in seiner Konfiguration kam. Daher kann grundsätzlich davon ausgegangen werden, dass die geforderte Kältebeständigkeit erfüllt ist.

4.4 Auswertung des Testbetriebs

Im vorangehenden Abschnitt sind bereits erste Daten des Messsystems herangezogen worden. Die Hauptaufgabe der Wetterstation, die Erfassung der solaren Einstrahlung, wird nun näher betrachtet.

Der gewählte Teststandort in der Hamburger Innenstadt bietet, neben der schnellen Erreichbarkeit für notwendige Anpassungen, weitere Vorteile. Durch die räumliche Nähe zu bereits existierenden Wetterstationen kann ein Abgleich und zugleich eine Plausibilisierung der erfassten Daten gut realisiert werden. Zur Abgleichung der solaren Einstrahlungsdaten werden Messungen der Universität Hamburg (Uni HH), sowie der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg (HAW) herangezogen.

Auf dem Dach der HAW am Campus Bergedorf wird, als Bestandteil der Wetterstation, die Globalstrahlung mittels eines Kipp&Zonen CM3 Thermosäulen-Pyranometers der Genauigkeitsklasse Second Class in der horizontalen Ebene erfasst. Die Uni HH betreibt auf dem Gelände der Sendeanlage des Norddeutschen Rundfunks (NDR) in Hamburg-Billwerder die, als Wettermast bezeichnete, Messanlage. Dort werden Secondary Standard Thermosäulen-Pyranometern des Herstellers Kipp&Zonen zur Messung der Globalstrahlung in der horizontalen Ebene genutzt. Auf dem Dach des Geomatikum-Gebäudes in der Hamburger Innenstadt betreibt die Uni HH eine weitere Messanlage zu Lehrzwecken, die mit Globalstrahlungssensoren des gleichen Typs, ebenfalls horizontal angeordnet, ausgestattet ist. Tabelle 3 fasst die Standorte einschließlich der Geokoordinaten zusammen.

Tabelle 3: Standorte verschiedener Messanlagen

Identifikation und Standort der Messanlage	Geokoordinaten	
	Breitengrad (N)	Längengrad (O)
8.2, Bürodach Brandstwiete, Hamburg Innenstadt	53° 32' 52,6"	9° 59' 47,4"
HAW, Wetterstation, Dach Campus Bergedorf	53° 29' 40,08"	10° 11' 60,0"
Uni HH, Wettermast, NDR Sendeanlage, Hamburg Billwerder	53° 31' 11,7"	10° 06' 18,5"
Uni HH, Dach des Geomatikums, Hamburg Innenstadt	53° 34' 06,3"	9° 58' 26,5"

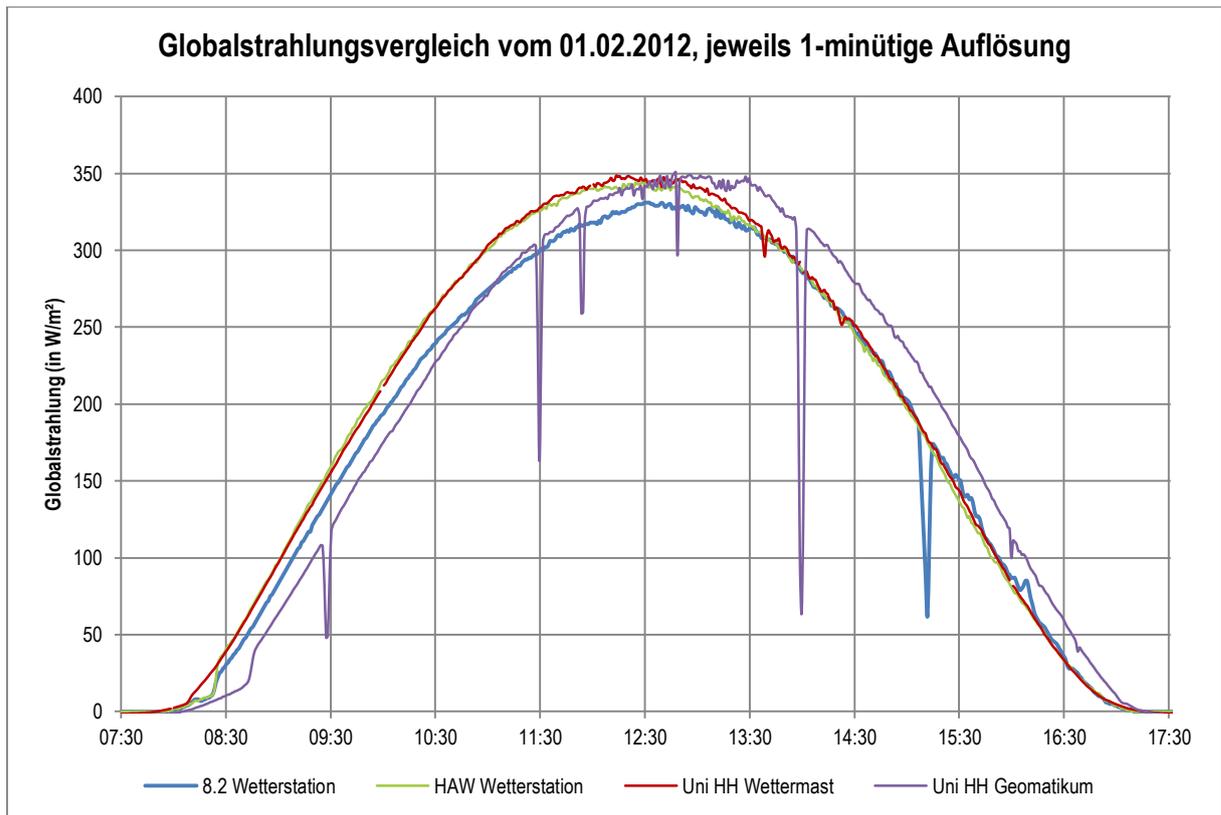


Abbildung 17: Abgleich der Globalstrahlungsmessung

In Abbildung 17 sind die jeweils aufgezeichneten Globalstrahlungsverläufe der genannten Messanlagen und der 8.2 Wetterstation in der horizontalen Ebene für den 01. Februar 2012 in 1-minütiger Auflösung dargestellt. Hierbei handelt es sich um Rohdaten, wie sie direkt von den Datenloggern gespeichert werden. Zum Datenabgleich ist dieser Tag ausgewählt, da die Wetterlage vom 31. Januar bis zum 01. Februar sehr stabil war und einen durchgängig wolkenlosen Himmel bot. Die weiteren Umgebungsvariablen, wie Lufttemperatur, Luftfeuchtigkeit und Langwellige Einstrahlung, bewegen sich in dieser Zeit auf beständigem Niveau.

Zunächst fällt auf, dass der Kurvenverlauf der Station am Geomatikum gegenüber den weiteren Stationen einen zeitlichen Versatz von ca. 18 Minuten aufweist, was sich durch die, im Datenlogger, eingestellte Uhrzeit erklären lässt. Darüber hinaus erscheinen mehrere kurzzeitige Strahlungseinbrüche, welche durch die, auf dem Dach montierten, Funkantennen und weitere Masten, die Sensoren zu anderen Zwecken tragen, verursacht werden. Die maximal gemessene Einstrahlung beträgt folglich unter Berücksichtigung des Zeit-Versatzes um 12:30 Uhr (MEZ) 349 W/m^2 . Die Messanlage am Wettermast weist zur selben Zeit ein Globalstrahlungsmaximum von 347 W/m^2 auf. Die Wetterstation der HAW verzeichnet 345 W/m^2 als Maximum zur selben Zeit. Wegen der räumlichen Nähe der einzelnen Messanlagen beträgt die maximale Differenz des Längengrads lediglich rund 13,5 Winkelminuten zwischen Geomatikum und HAW, wie aus Tabelle 3 ersichtlich ist. Unter Berücksichtigung des Sonnenverlaufs sind somit die Zeiten des Sonnenaufgangs nicht völlig identisch. Jedoch beträgt der zeitliche Versatz des Sonnenstands lediglich weniger als 1 Minute, sodass hier kein messbarer Einfluss existiert. Die Auflösung der Messungen ist mit 1 Minute dafür zu grob gefasst. Aufgrund der sehr hohen Messgenauigkeiten der beiden Sensoren an Geomatikum und Wettermast (Secondary Standard)

liegt die Differenz von lediglich 2 W/m^2 hier innerhalb des Toleranzbereichs. Wegen der schlechteren Genauigkeitsklasse des CM3 der Wettstation an der HAW ist hier die Abweichung von $1,15 \%$ zum gemessenen Wert des Sensors am Geomatikum ebenfalls im Toleranzbereich. Die Kurvenverläufe der drei genannten Messanlagen stimmen, bei Berücksichtigung des zeitlichen Versatzes am Geomatikum, überein.

Der Kurvenverlauf der Wetterstation von 8.2 auf dem Dach des Büros in der Hamburger Innenstadt zeigt jedoch eine deutlich erkennbare Abweichung zu den drei Referenz-Anlagen. Von Beginn des Strahlungseinfalls am Morgen bis etwa 13:30 Uhr liegt der Messwert unterhalb denen der Referenz-Anlagen. Ab 13:30 Uhr stimmen die Messwerte wiederum überein. Der Strahlungseinbruch gegen 15:12 Uhr ist auf die Verschattung durch einen, in Richtung Südwesten nah stehenden, Kirchturm zurückzuführen, wie in Abbildung 18 erkennbar ist. Diese tritt auch an anderen Tagen zur selben Uhrzeit auf. Das unmittelbar in Richtung Osten stehende benachbarte Gebäude in Abbildung 19 ist deutlich höher als der Standort der Wetterstation. Ebenso zwei weitere Gebäude, die in Richtung Südosten angeordnet sind.



Abbildung 18: Verschattender Kirchturm in Südwest-Richtung



Abbildung 19: Benachbarte Gebäude in Richtung Osten und Südosten

Der Strahlungsverlauf für die 8.2 Wetterstation aus Abbildung 17 zeigt lediglich am frühen Morgen bis etwa 08:20 Uhr die Anzeichen für eine Verschattung der direkten Sonneneinstrahlung. Dies macht sich durch den ab 08:20 Uhr sichtbaren abrupten steilen Anstieg der Kurve bemerkbar. Obwohl die Verschattung der direkten Einstrahlung für den Rest des Tages ausbleibt (mit Ausnahme des bereits genannten Kirchturms), ist der Kurvenverlauf bis zum Beginn des Nachmittags dennoch niedriger, als an den Referenz-Anlagen. Dies ist folglich auf eine Verschattung des hohen Anteils der diffusen Einstrahlung zurückzuführen. Wegen des generell noch niedrigen Sonnenstands im Januar und Februar ist der Anteil der Diffusstrahlung auch bei wolkenlosem Himmel besonders groß. Horizontaufhellung und zirkumsolare Diffusstrahlung tragen maßgeblich zur Einstrahlungssumme bei. Diese Anteile werden jedoch durch die östlich und südöstlich stehenden Gebäude verschattet. Lediglich am Nachmittag verschwindet der verschattende Einfluss dieser Gebäude. Ab 13:30 Uhr bis Sonnenuntergang stimmen die Messdaten mit denen der Referenz-Anlagen nahezu exakt überein. Über Reflexionen an den Fenstern des östlichen Gebäudes werden teilweise kurzzeitige Überhöhungen der Einstrahlung verzeichnet. Insbesondere der kurze Ausschlag um 16:15 Uhr ist darauf zurückzuführen. Weitere Vergleiche ande-

rer Tage im Testzeitraum bestätigen das beschriebene Verhalten bei der Einstrahlungsmessung. Es kann also davon ausgegangen werden, dass die korrekte Funktionsfähigkeit des horizontalen Thermosäulen-Pyranometers gewährleistet ist.

Eine Simulation in PVsyst, bei der die Verschattungssimulation im 3D-Modell nachgebildet wird, zeigt die Verschattung der Direktstrahlung am frühen Morgen an. Jedoch kann ein Einfluss der Diffusverschattung durch die beschriebenen Gebäude nicht festgestellt werden. In der Simulation wird eine Verschattung des diffusen Strahlungsanteils nicht berücksichtigt. Auch eine Strahlungsüberhöhung am Nachmittag kann in der Simulation nicht erkannt werden, da die Oberflächen von Verschattungsobjekten ohne einen Reflexionskoeffizienten behandelt werden. Lediglich die Fläche, die im Programm als Aufbauebene für Solarmodule dient, wird mit dem als Albedo bezeichneten Rückstrahlvermögen versehen. Da in der Simulation der Einfluss auf eine horizontale Ebene, 2 m oberhalb der Dachfläche, untersucht wird, kann der Untergrund die Einstrahlung in diese Ebene nicht verändern.

Der Abgleich zwischen den beiden Sensortypen, die an der 8.2 Wetterstation eingesetzt werden, ist in Abbildung 20 dargestellt. Hier repräsentieren die beiden niedrigeren Kurvenverläufe die Globalstrahlungssensoren CMP11_a_hor und Licor_a_hor in der horizontalen Ebene. Die beiden höheren Verläufe stellen dementsprechend die Sensoren CMP11_b_inc und Licor_b_inc in der geneigten Ebene dar.

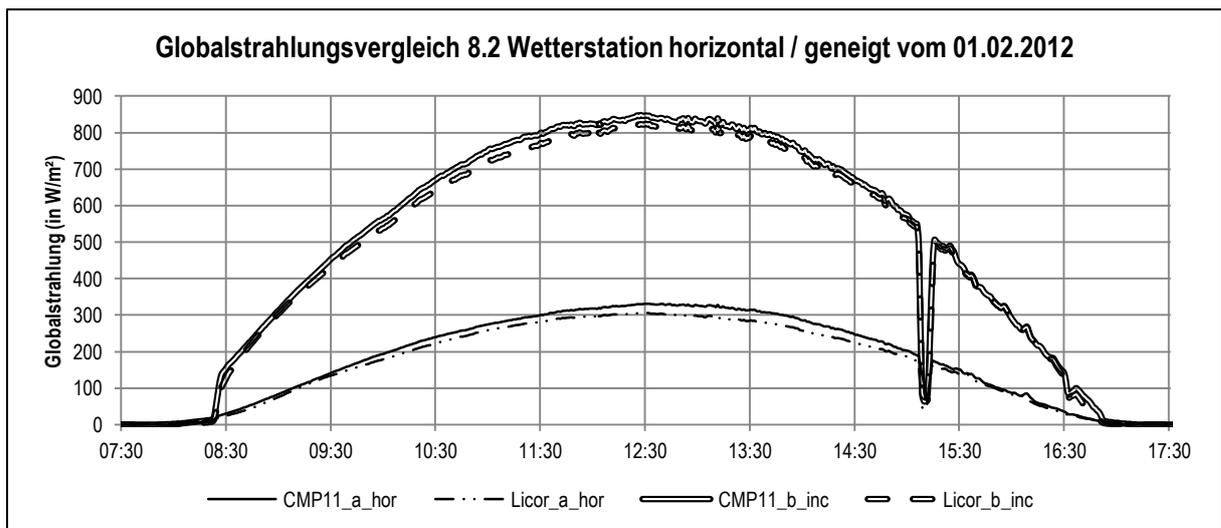


Abbildung 20: Globalstrahlungsvergleich horizontale / geneigte Ebene 8.2 Wetterstation

Die gemessenen Einstrahlungswerte beider eingesetzter CMP11 Thermosäulen-Pyranometer liegen jeweils um einige W/m^2 höher, als die Werte der Licor Silizium-Pyranometer in den jeweiligen Ebenen. Dies ist auf den spektralen Empfindlichkeitsbereich der jeweiligen Sensoren zurückzuführen. Die Empfindlichkeit der „Secondary Standard“ CMP11-Sensoren liegt über das Spektrum von etwa 300 nm bis ca. 3000 nm konstant bei 1. Aufgrund des im Licor verwendeten Halbleitermaterials Silizium ist der zur Messung erfassbare Spektralbereich gegenüber dem CMP11 mit 400 nm bis 1100 nm deutlich eingeschränkt. Wie bereits in Abschnitt 2.3 beschrieben, erfasst das Silizium-Pyranometer Licor dadurch weniger solare Einstrahlung. Evident ist auch, dass sich die gemessene Einstrahlung beider Sensortypen zu Zeiten niedriger Sonnenstände am Morgen und Abend immer mehr angleicht. Dies ist durch den Diffusor am Licor zu begründen, der bei niedrigen Sonnenständen durch die starke

Lichtbrechung prozentual mehr Einstrahlung auf die Fotodiode lenkt, als dies bei höheren Sonnenständen auftritt.

Durch die eingestellte Neigung von 53° der inklinierten Sensoren wird eine deutlich höhere Einstrahlung gemessen, als durch die horizontalen Sensoren. In der Tagessumme vom 01.02.2012 werden durch das CMP11_b_inc $4,87 \text{ kWh/m}^2$, durch das CMP11_a_hor hingegen lediglich $1,77 \text{ kWh/m}^2$ gemessen. Mittels der Licor Sensoren werden $4,71 \text{ kWh/m}^2$ respektive $1,63 \text{ kWh/m}^2$ erfasst. Je nach den vorherrschenden klimatischen Bedingungen (z.B. wolkenloser oder bedeckter Himmel) variiert diese Differenz an weiteren betrachteten Tagen im Testzeitraum. Deswegen kann zunächst keine allgemeingültige Aussage bezüglich der zu erwartenden Abweichungen im Feldbetrieb getroffen werden.

Darüber hinaus wird die Messung in der geneigten Ebene von Verschattung und Reflexion durch Anbauteile der Wetterstation beeinflusst. Insbesondere am wolkenlosen und einstrahlungsreichen 01.02.2012, der hier zum Vergleich der Messdaten herangezogen wird, ist der Einfluss durch die Reflexion an der Rückwand des Elektronik-Gehäuses besonders groß und verfälscht somit die Messung.

Ein direkter Vergleich mit Referenz-Anlagen kann für das geneigte Thermosäulen-Pyranometer der Wetterstation nicht durchgeführt werden. Keine, der oben genannten Referenz-Anlagen verfügt über einen um 53° nach Süden geneigten Strahlungssensor. Mithilfe des Programms PVsyst wird erneut eine Simulation durchgeführt, um die zu erwartende Differenz der Globalstrahlung zwischen der horizontalen und der geneigten Ebene zu ermitteln. Im Ergebnis der Simulation werden für Januar $16,5 \text{ kWh/m}^2$ in der horizontalen und $35,5 \text{ kWh/m}^2$ in der geneigten Ebene als Strahlungssummen ausgegeben. Im Februar betragen diese $32,4 \text{ kWh/m}^2$ bzw. $54,8 \text{ kWh/m}^2$. Das entspricht einer höheren Einstrahlung in die geneigte Ebene um den Faktor 2,15 im Januar und 1,69 im Februar. Da der betrachtete Testzeitraum vier Tage im Januar und zwölf Tage im Februar beinhaltet, werden die Faktoren zu $4/16$ für den Januar und $12/16$ für den Februar gewichtet, um einen Gesamtfaktor zu erhalten. Der gewichtete Faktor beträgt demnach rund 1,8. Nach Auswertung der Messdaten beträgt die Einstrahlung in die horizontale Ebene rund $20,05 \text{ kWh/m}^2$, in der geneigten Ebene werden $41,1 \text{ kWh/m}^2$ gemessen (jeweils mit dem CMP11 gemessen). Dies entspricht einer höheren Einstrahlung in die geneigte Ebene um den Faktor 2,05 und spiegelt nicht das durch die Simulation erwartete Verhalten wider.

Bei näherer Betrachtung des Messdatenverlaufs während des Testbetriebs in Abbildung 16 fällt jedoch auf, dass an zehn der 16 Tage im Testzeitraum jeweils durchgängig hohe Einstrahlungen von teilweise bis zu 350 W/m^2 auftraten. An den übrigen sechs Tagen ist diese durch wechselnde Bewölkung bzw. bedeckten Himmel deutlich niedriger. Es ist also davon auszugehen, dass die gemessene größere Differenz zwischen horizontaler und geneigter Ebene auch maßgeblich auf die Reflexion durch die Gehäuse-Rückwand zurückgeht.

Zur Plausibilisierung der Messwerte des geneigten Thermosäulen-Pyranometers ist demnach der Vergleich zu Daten aus der PVsyst-Simulation nicht geeignet. Zweckmäßig wäre hierzu ein direkter Vergleich der an der Wetterstation montierten vier Sensoren in derselben Messebene (horizontal). Dies kann jedoch während des Testzeitraums nicht sofort durchgeführt werden, da die hierfür nötigen Ein-

stellmöglichkeiten fehlen. Bis zu Beginn des Feldbetriebs wird daher eine solche Einstellmöglichkeit des Winkels für die geneigte Ebene nachgerüstet.

Die Globalstrahlungs-Messdaten der Silizium-Pyranometer in der horizontalen und geneigten Ebene liegen nahezu durchgängig niedriger, als die Werte der Thermosäulen-Pyranometer. Dies ist auf den kleineren spektralen Empfindlichkeitsbereich zurückzuführen. Jedoch ist die Differenz der Einstrahlungswerte bei niedrigen Sonnenständen geringer. Bei sehr geringer Einstrahlung zu Zeiten des Sonnenauf- und Untergangs, bzw. bei bedecktem Himmel, wird durch die Silizium-Pyranometer sogar eine leicht höhere Einstrahlung gemessen. Dieses Verhalten ist durch den Aufbau der Sensoren zu begründen: Die Diffusorscheibe oberhalb der Fotodiode im Silizium-Pyranometer streut das Licht sehr stark. Bei sehr geringer Einstrahlung wirkt dieser Diffusor jedoch verstärkt als Konzentrador, durch den das diffuse Umgebungslicht in Richtung der Fotodiode gelenkt wird.

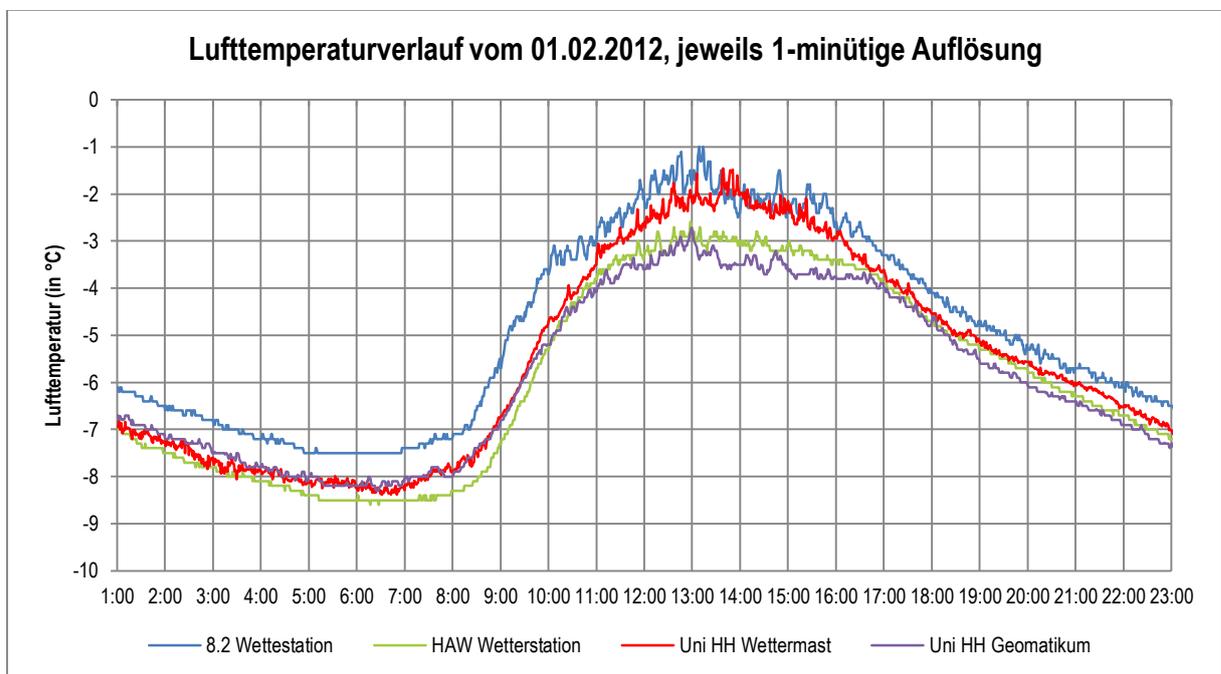


Abbildung 21: Abgleich der Lufttemperaturmessung

In Abbildung 21 sind die jeweils aufgezeichneten Lufttemperaturverläufe der bereits genannten Referenz-Messanlagen für den 01. Februar 2012 in 1-minütiger Auflösung dargestellt. Auch bei diesen Daten handelt es sich um Rohdaten. Grundsätzlich sind die dargestellten Verläufe zunächst recht ähnlich. Jedoch fällt auf, dass die Temperatur an der 8.2 Wetterstation speziell in der Nacht höhere Werte liefert, als die übrigen Anlagen. Diese liegen zwischen 01:00 Uhr und 11:00 Uhr mit maximalen Abweichungen von lediglich 0,5 °C sehr dicht beieinander. Die Abweichung der 8.2 Wetterstation ist auf den Standort zurückzuführen, der in der Hamburger Innenstadt liegt. Da umliegende Gebäude ähnlicher Höhe oder, wie bereits beschrieben, auch die Lage der Wetterstation überragen, ist das dort entstehende Mikroklima von entscheidender Bedeutung. Durch die dauerhafte Wärmeabstrahlung der Gebäude ist die höhere gemessene Temperatur zu erklären. Die Standorte der Referenz-Anlagen sind jeweils an exponierter Stelle, am höchsten Punkt eines Gebäudes (Geomatikum / HAW), welches durch keine anderen Bauwerke überragt wird. Der Standort des Wettermastes befindet sich auf dem

freien Feld, die nächstgelegenen vereinzelt stehenden Gebäude einer Kleingartenanlage befinden sich dort in mehr als 250 m Entfernung und beeinflussen die Messung der Lufttemperatur nicht.

Tagsüber liegt die an der 8.2 Wetterstation gemessene Temperatur ebenfalls am höchsten, was durch das städtische Mikroklima hervorgerufen wird. Durch die zerklüftete Geometrie der Häuserfronten und Gebäudehöhen ergibt sich eine raue Gesamtoberfläche, die der die Luftdurchmischung durch den Wind schlechter vollzogen wird, als bei frei umströmten Standorten. Ein Vergleich der Durchschnittstemperatur im beobachteten Zeitraum bestätigt die Momentaufnahme aus Abbildung 21. Somit liegt die Temperatur an der 8.2 Wetterstation mit $-5,26\text{ °C}$ am höchsten. An HAW und Geomatikum betragen die Durchschnittstemperaturen $-5,64\text{ °C}$ bzw. $-5,91\text{ °C}$. Die niedrigere Temperatur am Geomatikum ist hauptsächlich auf den höher gelegenen Messplatz von 85 m über Grund zurückzuführen, da mit höherer Position über Grund die Temperatur kontinuierlich abnimmt. Im Vergleich dazu beträgt die Höhe über Grund für die HAW Wetterstation lediglich 20 m. Wegen eines zweitägigen Messdatenausfalls am Wettermast kann diese Anlage im aktuellen Vergleich nicht berücksichtigt werden.

4.5 Feldbetrieb

Für den Feldbetrieb der Wetterstation wird das Messsystem zunächst am Teststandort auf dem Dach des Bürogebäudes der Firma 8.2 in der Hamburger Innenstadt vollständig demontiert. Während des Testbetriebs angefallene notwendige Optimierungen werden dabei durchgeführt. Unter anderem wird die geneigte Ebene zur Einstrahlungsmessung abgeändert, sodass zukünftig eine stufenlose Einstellmöglichkeit realisiert werden kann. Auch die Messebenen der beiden horizontalen Sensoren werden über ein Distanzstück am Haltebügel des Licor_a_hor angeglichen. Sämtliche offenen Aderenden der Sensoren werden mit Endhülsen versehen. Auch die Befestigung der einzelnen elektronischen Komponenten im Inneren des Elektronik-Gehäuses wird nochmals geprüft. Bei der späteren Installation der Wetterstation in einer PV-Anlage können somit die Arbeiten schnell und reibungslos durchgeführt werden.

Der Testbetrieb auf dem begrünten Dach des Bürogebäudes zeigt auch, dass das Gehäuse der Batterie, welches direkt auf dem Boden platziert wurde, leicht von Pflanzen überwachsen werden kann. Als Optimierung dieser Problematik wird das Gehäuse zukünftig auf eine Gehwegplatte gestellt, die eine größere Grundfläche als das Gehäuse selbst aufweist. Auch das Solarmodul zur Energieversorgung muss vor Verschattung durch Pflanzenwachstum geschützt werden. Es wird dazu im späteren Feldbetrieb am oberen Ende des südlichen Stativbeins befestigt. Darüber hinaus bietet die Einstellmöglichkeit des Stativs durch verlängerbare Fußplatten nochmals eine weitere Erhöhung und somit größere Bodenfreiheit. Diese wird in der PV-Anlage vollständig ausgenutzt.

Identifikation der Photovoltaikanlage für den Feldbetrieb der Wetterstation

Die PV-Anlage, die für den Feldbetrieb der Wetterstation gewählt wird, befindet sich in 24963 Tarp im Außenbereich. Die Geokoordinaten lauten: 54,679984° N, 9,391787° O. Die PV-Anlage wurde von Conergy Deutschland GmbH als Generalübernehmer geplant und errichtet. Sie umfasst eine installierte DC-Leistung von 6025,055 kWp. Dabei werden 4801,28 kWp durch Solarmodule des Typs Conergy PowerPlus 220P und 1223,775 kWp durch Module des Typs FirstSolar FS-275 erreicht. Die Conergy Module basieren auf Solarzellen aus polykristallinem Silizium und werden im Folgenden als CPP 220 bezeichnet. Die FirstSolar Module basieren auf der Dünnschicht-Technologie CdTe und werden nachstehend als FS-275 benannt. Die Module sind auf Solar Linea Gestellen des Herstellers Conergy einreihig hochkant montiert. Der Reihenabstand entspricht einem Verschattungswinkel von rund 12°. Innerhalb der Parkfläche befindet sich ein Sendemast von ca. 50 m Höhe, etwa 45 m von der Südgrenze entfernt zwischen den Teilfeldern C und D, wie die Übersicht in Abbildung 22 zeigt.

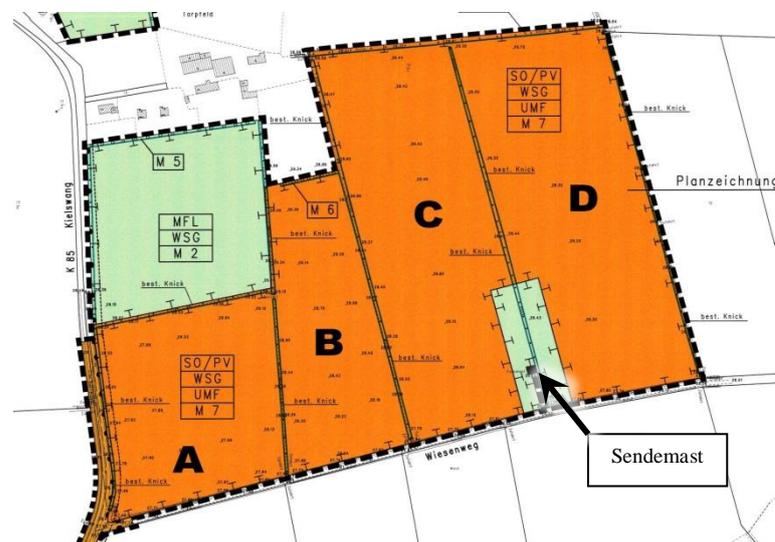


Abbildung 22: Übersicht PV-Anlage Tarp

Der Park gliedert sich in zehn Wechselrichterstationen (WR-Stationen) mit je zwei Wechselrichtern des Typs IGP 300k EEG der Firma Conergy. Die Wechselrichter weisen eine DC-Nennleistung von 300 kWp auf. Die unterschiedlichen Module sind, nach Typ getrennt, an den Wechselrichtern (WR) angeschlossen. Dabei werden pro WR 1364 CPP 220 Module mit einer Leistung von 300,08 kWp zusammengeführt. Die Verkabelung der FS-275 Module ist wegen der örtlichen Gegebenheiten nicht gleichmäßig. Hier sind pro WR wechselnde Modulanzahlen von 4050 bis 4104 Module mit Gesamtleistungen von 303,75 kWp bis 307,8 kWp angeschlossen. Die einzelnen CPP 220 Module werden in 15 bzw. 16 Strings von je 22 in Reihe geschalteter Module an GAKs angeschlossen. Jeweils vier GAKs werden dabei einem WR zugeführt. Die Verkabelung der FS-275 Module ist nicht gleichmäßig und variiert mit 14 bis 23 Strängen pro GAK sehr stark.

Zur Messung der solaren Einstrahlung sind im Bereich jeder WR-Station an den Gestellen für die Solarmodule Globalstrahlungssensoren seitlich der Module angebracht. Diese Sensoren des Typs Conergy ET Sensor (siehe Abbildung 23) basieren auf einer Fotodiode. Diese ist unter einer Diffusorscheibe und einem Deckglas mit glatter und unbeschichteter Oberfläche angeordnet. Als zusätzliche Funktion

bieten diese Sensoren die Messung der Solarmodultemperatur. Dazu soll mittels einer Feder ein Temperaturfühler an die Rückseite der Module gedrückt werden (siehe Abbildung 24).



Abbildung 23: Conergy ET Sensor



Abbildung 24: Temperaturfühler an ET Sensor

Die WR sind mit Stromzählern ausgestattet, sodass die erzeugte Energie dort direkt registriert werden kann. Im Internet-Portal „Sunreader“ werden diese Messdaten für jeden WR, bzw. die Einstrahlungsdaten für jede WR-Station angezeigt. Auch die Angabe zur Modultemperatur an jeder WR-Station kann abgerufen werden. Die zeitliche Auflösung aller genannten Messgrößen beträgt im Sunreader Portal 15 Minuten. Eine höhere Auflösung ist über das Portal nicht möglich. In Abbildung 25 ist eine der möglichen Ansichten im Sunreader Portal dargestellt. Sie zeigt den Verlauf von solarer Einstrahlung und erzeugter elektrischer Energie während dem 02. Mai 2012. Die einzelnen Stationen sind in dieser Ansicht durch unterschiedlich abgestufte Balken separiert. Über die Schaltflächen im oberen Bereich ist unter anderem das Herunterladen der Daten im Tabellenformat möglich.

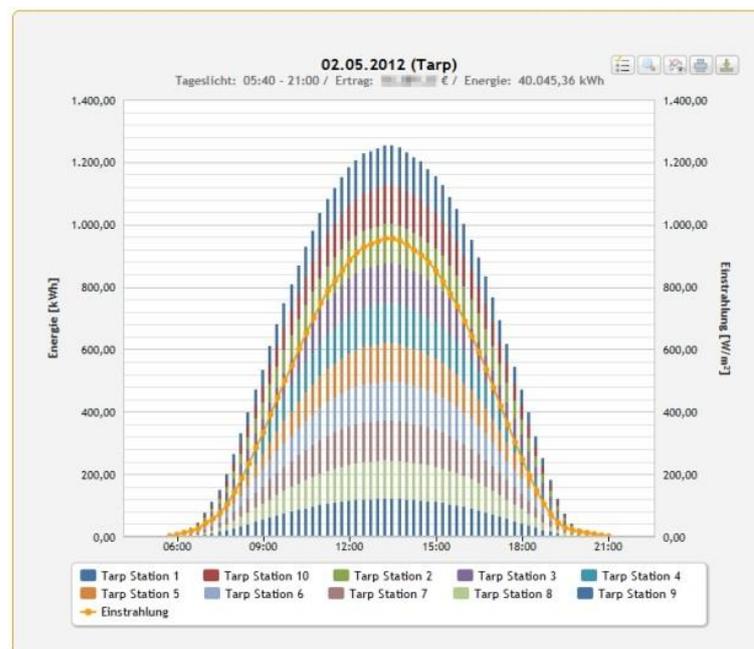


Abbildung 25: Darstellung Sunreader Portal

Das Inbetriebsetzungsdatum der PV-Anlage war der 30. Juni 2010.

Für den Standort der PV-Anlage Tarp im Norden Schleswig-Holsteins beträgt die jährliche durchschnittliche Globalstrahlung auf die horizontale Ebene 984 kWh/m²a (Deutscher Wetterdienst 2010). Im Falle der vorliegenden Südausrichtung der Solarmodule bei einer Modulneigung von 25° beträgt die durchschnittliche jährliche Globalstrahlung auf die geneigte Fläche 1121 kWh/m² a. Ferner liegt im Dezember die durchschnittliche Tiefsttemperatur bei -1 °C, die mittlere Sonnenscheindauer liegt bei 1 h pro Tag und es treten im Mittel 13 Regentage auf.

Aufstellung der Wetterstation in der PV-Anlage

Die Wahl des Standorts für den Feldbetrieb der Wetterstation fällt auf den freien Bereich nahe der WR-Station 2, im Westteil der PV-Anlage (im Bereich „A“ aus Abbildung 22). Dort wird der maximale Abstand zum Sendemast erreicht, durch den eine periodische Verschattung der Sensoren hervorgerufen werden könnte. Die Wetterstation wird an einem Ende einer Modulreihe in ca. 3 m Abstand positioniert, sodass eine Verschattung auf dahinter liegende Solarmodule der PV-Anlage minimiert wird. Ein weiterer Grund zur Wahl des Aufstellungsorts ist die räumliche Nähe zu zwei weiteren Einstrahlungssensoren der Park-FÜ. In Abbildung 26 ist der Aufstellungsort im Solarpark auf einem Modulplan dargestellt. Die Abstände von der Wetterstation zu den als ET 1 und ET 2 gekennzeichneten Sensoren betragen lediglich rund 20 m. Sie sind damit klein genug, sodass identische Einstrahlungsverhältnisse an diesen Sensoren und der Wetterstation angenommen werden können.

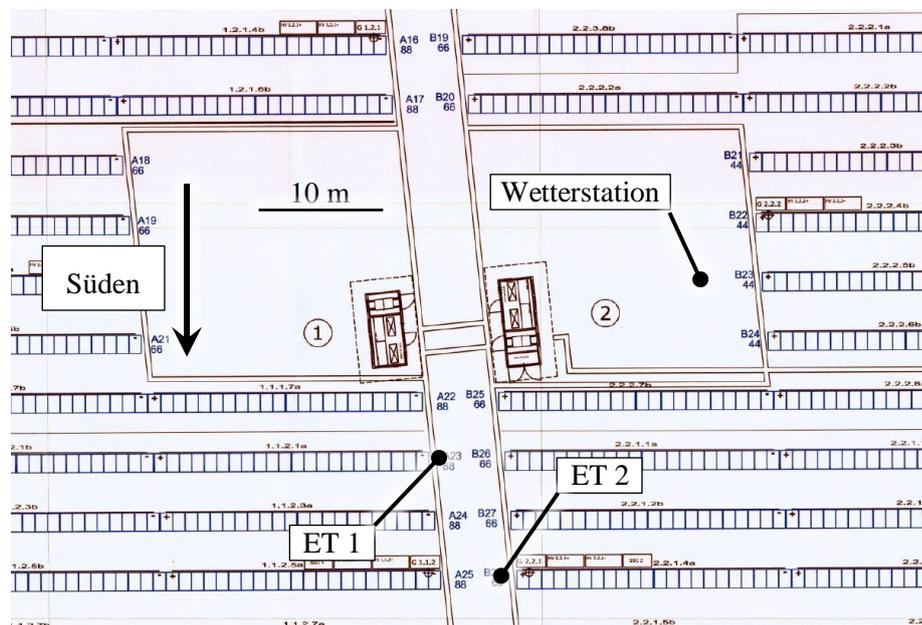


Abbildung 26: Aufstellungsort der Wetterstation

Zur Messung der Solarmodultemperatur eines Moduls in der PV-Anlage wird von der Wetterstation ein Temperaturfühler innerhalb eines Schutzrohrs durch den Boden verlegt. Dieses führt von der Wetterstation bis zum Ende der nächstgelegenen Modulreihe, in unmittelbar östlicher Richtung. Der Temperaturfühler wird an der Rückseite des ersten Solarmoduls dieser Reihe befestigt. Ein baugleicher Temperaturfühler kommt am Versorgungsmodul der Wetterstation zur Anwendung. Im gewählten

Bereich des Aufstellungsorts sind CPP 220 Module montiert. Aufgrund der identischen Zelltechnologie von Versorgungsmodul und den Modulen der PV-Anlage kann die gemessene Temperatur sehr gut abgeglichen werden.

Der Feldbetrieb beginnt am 01.04.2012. Abbildung 27 zeigt die Wetterstation im betriebsbereiten Zustand. Im Vergleich zum Testbetrieb ist das Versorgungsmodul nun mit deutlich größerem Abstand zum Boden montiert. Auch die Abspannung an drei Punkten durch Drahtseile ist nun verwirklicht. Sämtliche Kabel, die zwischen den Messgeräten und dem Elektronik-Gehäuse verlaufen, sind in Kabelschutzrohre eingezogen und an der Tragstruktur der Wetterstation fixiert. Die im Testbetrieb freiliegenden überschüssigen Kabellängen sind nun im Inneren des Elektronik-Gehäuses sauber aufgerollt und verstaut. Dort sind auch alle Kabelenden beschriftet, sodass die Zuordnung zu den entsprechenden Anschlüssen am Datenlogger einfach von Statten geht. Das Gehäuse, welches die Batterie beinhaltet, ist auf einer Gehwegplatte positioniert. Die Gesamtmasse dieser Komponenten beträgt etwa 60 kg. Diese Masse dient als zusätzliche Sicherung der Wetterstation, die, wie im Testbetrieb, als vertikale Abspannung in der Stativmitte realisiert wird.



Abbildung 27: Wetterstation im Feldbetrieb

Am rechten Bildrand ist das Ende der Modulreihe erkennbar, an welcher der Temperaturfühler angebracht ist. Die geneigte Sensor-Ebene an der Wetterstation wird auf 25° Neigung in Richtung Süden eingestellt, um der Modulneigung der PV-Anlage zu entsprechen. Wie in der Abbildung erkennbar, ist nun die neigbare Ebene am oberen Ende des Mastes angeordnet. Somit wird die solare Einstrahlung auf die Sensoren nicht durch verschattende Objekte oder spiegelnde Oberflächen der Wetterstation selbst beeinflusst.

Wegen der zu erwartenden höheren Einstrahlung ab Beginn des Feldbetriebs, im Gegensatz zum Zeitraum des Testbetriebs, wird die Neigung des Versorgungsmoduls auf 43° eingestellt. Da diese Neigung durch die Stativbeine vorgegeben ist, kann so eine größere Aufstandsfläche des Stativs erreicht

werden, was die Standsicherheit erhöht. Die Programmierung des Datenloggers wird durch Eingabe der Geokoordinaten des neuen Standorts getätigt. Zu Beginn des Feldbetriebs werden alle Messkanäle manuell geprüft, sodass ein möglicher Verkabelungsfehler ausgeschlossen werden kann. Die Kommunikationsverbindung von und zur Wetterstation wird durch eine, parallel seitens der Firma Suntrace durchgeführte, Anwahl der Station bestätigt. Die bis einschließlich 30.04.2012 angefallenen Messdaten werden zur anschließenden Auswertung des Feldbetriebs herangezogen.

Die stufenlos einstellbare Neigungsverstellung für die inklinierte Messebene wurde wenige Tage vor Beginn des Feldbetriebs installiert. Aus diesem Grund konnte ein Vergleich zwischen allen Einstrahlungssensoren zuvor nicht durchgeführt werden. Während des Beobachtungszeitraums über den gesamten April sollen nun unterbrechungsfreie Messungen der Einstrahlung in horizontaler und geneigter Ebene vorgenommen werden. Somit kann die Bestimmung der PR und der Leistungsfähigkeit der Module im Park realisiert werden. Eine unterbrechungsfreie Messung während eines vollen Monats ist von großer Bedeutung, denn die Einspeisewerte elektrischer Energie der gesamten PV-Anlage werden durch das Energieversorgungsunternehmen (EVU) lediglich im monatlichen Rhythmus bereitgestellt.

Nach Beendigung des Beobachtungszeitraums wird der Abgleich aller vier Einstrahlungssensoren vorgenommen. Dazu wird die vormals 25° geneigte Messebene in die Horizontale gebracht und fest mit der dort fixierten Messebene verbunden.

4.6 Auswertung des Feldbetriebs

Während des Beobachtungszeitraums im April erfolgt eine tägliche Kurzauswertung der erfassten Messdaten. So können Anlagenfehler schnell erkannt werden. Auch mögliche Trends, bspw. bei der Versorgungsspannung durch den Akku, werden sichtbar. Darüber hinaus ermöglicht eine inkrementelle Datenprüfung die Erfassung besonderer klimatischer Ereignisse und eine zeitnahe Verifikation der angefallenen Messwerte.

Täglich übertragene Messwerte

Im Folgenden wird die tägliche Kurzauswertung der erfassten Messwerte näher betrachtet. Dabei werden die Daten vom FTP-Laufwerk abgerufen, auf das die Wetterstation die über einen Tag angefallenen Messdaten regelmäßig sendet. Diese Daten liegen in 1-minütiger Auflösung vor. Zusätzlich erfolgt ein Abruf der Messdaten aus der Park-FÜ, die im Sunreader-Portal von Conergy heruntergeladen werden. Diese setzen folgendermaßen zusammen: Die Energie-Werte (kWh) werden als Summe für die zurückliegenden 15 Minuten angegeben. Die Werte für Modultemperatur und Globalstrahlung in die geneigte Ebene der Module sind Momentanwerte, die jeweils zum angegebenen Zeitpunkt (Zeitstempel) erfasst werden. Eine Mittelung, wie bei den Energie-Werten, geschieht bei diesen Werten also nicht.

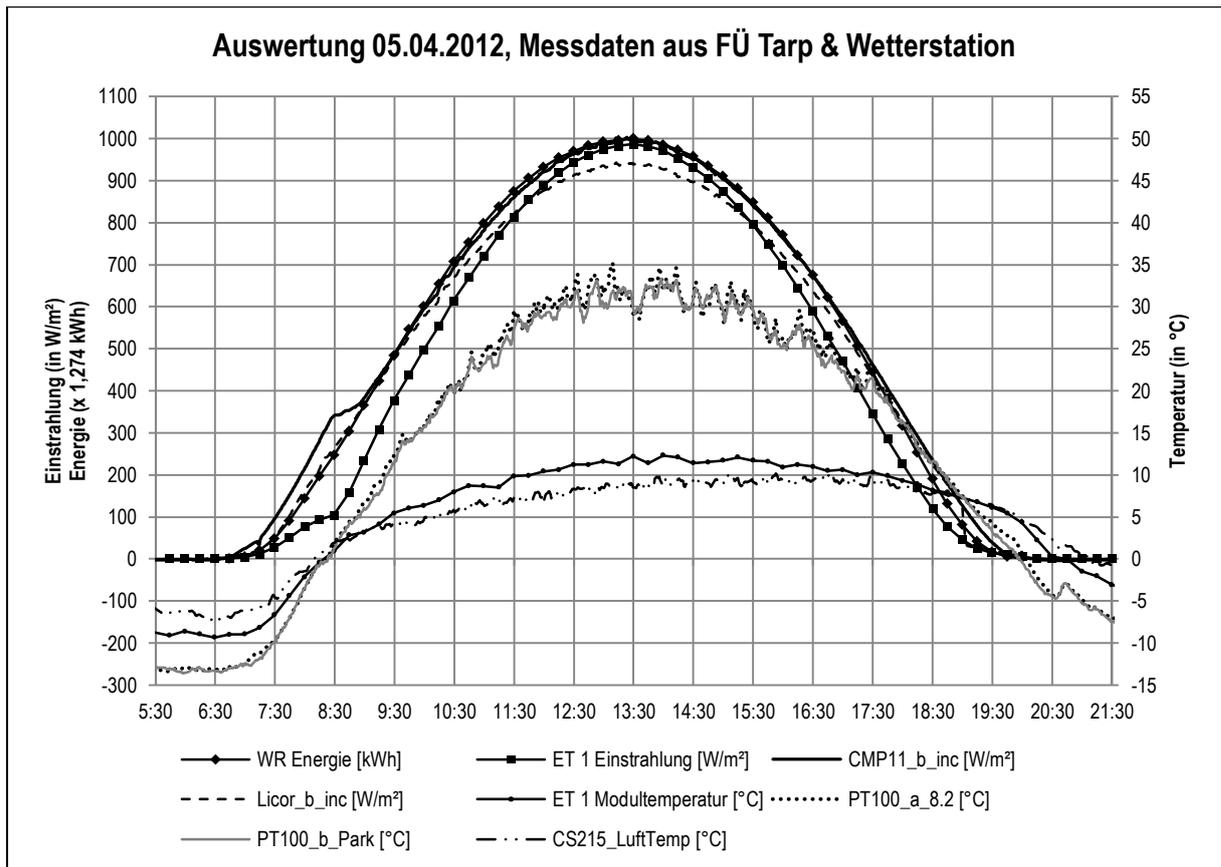


Abbildung 28: Täglicher Datenabgleich, Messdatenauswertung vom 05.04.2012

Ein Beispiel für den täglichen Datenabruf ist in Abbildung 28 dargestellt. Hierbei sind Einstrahlung aller betrachteter Sensoren (in W/m^2) und Energie der Wechselrichter aus der FÜ ($\times 1,274$ kWh) jeweils auf der linken Ordinatenachse aufgetragen. Die rechte Ordinatenachse zeigt sämtliche gemessenen Temperaturen (in $^{\circ}\text{C}$). Die Kurvenverläufe WR-Energie, ET 1 Einstrahlung und ET 1 Modultemperatur stammen aus dem Sunreader Portal für die Solaranlage. Die übrigen Werte CMP11_b_inc, Licor_b_inc, PT100_a_8.2, PT100_b_Park sowie CS215_LuftTemp stammen aus den übertragenen Datensätzen der Wetterstation.

Wegen der proportional zur Einstrahlung erzeugten elektrischen Energie, sollte der Einstrahlungsverlauf des ET 1 Sensors in der PV-Anlage zu dem Verlauf der erzeugten WR-Energie identisch sein. Demnach ist zu erwarten, dass zwischen diesen Kurvenverläufen keine Differenz besteht. Bei Betrachtung des Diagramms fallen jedoch Abweichungen an Vor- und Nachmittag auf. Zur Mittagszeit erreichen die genannten Kurven einen annähernd deckungsgleichen Verlauf. Die Abweichungen an Vor- und Nachmittag sind auf hohe Reflexionen durch das Abdeckglas am ET 1 Einstrahlungssensor zurückzuführen. Da zur Zeit von Sonnenauf- und Untergang lediglich diffuse Einstrahlung vorherrscht, kann hier noch keine Differenz zu den anderen Sensoren festgestellt werden. Mit steigender Sonnenhöhe vergrößert sich bei wolkenlosem Himmel jedoch der prozentuale Anteil der Direktstrahlung. Dadurch wirkt sich die Reflexion auf dem glatten und unbeschichteten Abdeckglas des ET 1 Einstrahlungssensors stärker auf die gemessene Einstrahlung aus.

In Abschnitt 2.3 wurde bereits der Richtungsfehler bei glatten und unbeschichteten Abdeckgläsern an Einstrahlungssensoren in Abhängigkeit des Einfallswinkels der Solarstrahlung behandelt. Da zur Mittagszeit die Sonnenhöhe zunimmt und sich folglich der Einfallswinkel verkleinert, verringert sich auch der reflektierte und nicht gemessene Strahlungsanteil. Wie der Verlauf der erzeugten Energie der WR zeigt, ist durch die Anti-Reflex-Beschichtung und die texturierte Oberfläche der Solarmodule hier keine Reflexion, wie am ET 1 Einstrahlungssensor, festzustellen. Die Verwendung der Einstrahlungswerte des ET-Sensors würde folglich zu unrealistischen Ergebnissen bei einer Bestimmung der PR führen.

Als zusätzliche Vergleichswerte dienen die beiden Kurvenverläufe der Einstrahlungssensoren an der Wetterstation. Der Verlauf des Licor_b_inc Sensors steigt zunächst deckungsgleich zur WR-Energie an. Im Bereich des Sonnenhöchststands um ca. 13:30 Uhr besteht jedoch eine Differenz von ca. 60 W/m^2 zum Verlauf der WR-Energie. Mit abnehmender Sonnenhöhe gleichen sich die Verläufe wieder aneinander an. Im Gegensatz zum Verlauf des Licor-Sensors zeigt die Einstrahlungskurve des CMP11_b_inc Sensors einen identischen Verlauf zur WR-Energie. Lediglich die Überhöhung der Einstrahlungswerte am frühen Morgen wird nicht durch die WR-Energiekurve wiedergespiegelt. Diese Einstrahlungsüberhöhung stellt bereits ein detaillierter zu untersuchendes Wetterphänomen dar, worauf später noch weiter eingegangen wird.

Wegen der großen Messgenauigkeit von $\pm 10 \%$ des ET 1 Einstrahlungssensors, kann die verzeichnete Einstrahlung zur Mittagszeit erheblich vom realen Wert abweichen. Die höhere Genauigkeit des Licor von $\pm 5 \%$ lässt die gemessene niedrigere Einstrahlung wesentlich plausibler erscheinen. Darüber hinaus müssen die mit Sensoren auf Silizium-Basis gemessenen Einstrahlungswerte wegen des schmalen spektralen Empfindlichkeitsbereichs niedriger sein, als die Werte, die durch das CMP11 ausgegeben werden.

Die zu Beginn herangezogenen 15-minütigen Werte der WR-Energie (in kWh) sind ebenfalls mit einer hohen Ungenauigkeit von $\pm 10 \%$ behaftet. Bei Betrachtung der Energiewerte der einzelnen WR fallen Abweichungen in Teilsystemen mit Modulen gleichen Typs in der PV-Anlage auf. Bei identisch verschalteten Komponenten und stabilen klimatischen Bedingungen ohne vorüber ziehende Wolken ist jedoch ein identisches Verhalten der Teilsysteme anzunehmen. Daher können die Energie-Werte der Wechselrichter nicht zur Beurteilung der Anlagenqualität verwendet werden.

Die Verläufe der unterschiedlichen Temperaturen, deren Werte (in $^{\circ}\text{C}$) auf der rechten Ordinatenachse aufgetragen sind, werden nun gegenübergestellt. Der tagsüber niedrigste Verlauf stellt die Lufttemperatur des Sensors CS215_LuftTemp dar. Diese wird in 2 m Höhe über dem Boden gemessen. Der Temperaturfühler befindet sich in einer Strahlungsschutzhütte, sodass keine solare Einstrahlung auf das Sensorgehäuse auftrifft. Dementsprechend findet keine Erwärmung des Sensorgehäuses durch die Einstrahlung statt. Gegen ca. 16:00 Uhr wird die höchste Tagestemperatur von ca. $10 \text{ }^{\circ}\text{C}$ erreicht. Am frühen Morgen, etwa bei Sonnenaufgang gegen 6:30 Uhr, beträgt die Lufttemperatur $-7 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Der tagsüber zweitniedrigste Temperaturverlauf repräsentiert die Modultemperatur, die durch den ET 1 Sensor in der FÜ erfasst wird. Der Verlauf liegt während der gesamten Sonnenscheindauer lediglich bis zu $2,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ höher, als der Verlauf der Lufttemperatur. Als Maximalwert wird etwa gegen

14:00 Uhr 12,3 °C erreicht. Während der Dunkelheit vor Sonnenauf- und nach Sonnenuntergang wird eine um bis zu 2 °C tiefere Temperatur, als die Lufttemperatur gemessen. Die tagsüber höheren Werte werden durch die hohe solare Einstrahlung auf die Solarmodule verursacht. In der Nacht hingegen strahlen die Oberflächen der Solarmodule Wärmeenergie an die kalte Atmosphäre ab, sodass deren Oberflächentemperatur unter den Wert der Lufttemperatur absinkt.

Die Tendenz, tagsüber höhere und nachts geringere Modultemperaturen als Lufttemperaturwerte anzuzeigen, ist auch bei den beiden PT100_a_8.2 und PT100_b_Park Sensoren erkennbar. Der erstgenannte Sensor (PT100_a_8.2) misst die Temperatur des Versorgungsmoduls der Wetterstation, während der zweite Sensor (PT100_b_Park) die Temperatur eines der in der PV-Anlage montierten Module misst. Zur Mittagszeit gegen 10:00 Uhr und 14:00 Uhr zeigen beide Sensoren nahezu identische Werte von ca. 35 °C an. Auch zu anderen Zeiten sind die Messwerte dieser Sensoren nahezu identisch. In der Nacht liegen die Werte dieser Sensoren bei etwa -13,5 °C. Grundsätzlich sollten die Temperaturwerte aus der Modultemperaturmessung aller Sensoren übereinstimmen, da die Module des Parks, ebenso wie das Versorgungsmodul der Wetterstation, im MPP-Betrieb laufen, um eine möglichst große Leistungsausbeute zu erreichen. Dennoch weichen die Messwerte des ET 1 Modultemperatur-sensors erheblich von den PT100-Sensoren ab.

Basierend auf den gleichmäßig verlaufenden Einstrahlungswerten wird ein ebenfalls gleichmäßiger Verlauf der Modultemperaturwerte erwartet. Dennoch zeigen sich, insbesondere zur Mittagszeit, mehrere an den PT100-Sensoren registrierte kurzzeitige Schwankungen um etwa 5 °C. Auch der ET 1 Modultemperatur Sensor registriert Schwankungen, allerdings fallen diese hier wegen der gröberen 15 minütigen Auflösung und der generell niedrigeren gemessenen Temperatur wesentlich kleiner aus. Eventuelle vorgenommene Einspeise-Abregelungen durch den Netzbetreiber werden auch im Sunreader Portal verzeichnet. Hier sind aber dennoch keine Eintragungen für diesen Tag vorzufinden, weshalb die Temperaturschwankungen folglich andere durch Ursachen begründet sein müssen. Ein bedeutender Einflussfaktor der Modultemperatur ist der Wind, da durch Luftströmungen entlang der Moduloberflächen die entstehende Temperaturerhöhung schneller abtransportiert wird. Da jedoch kein Windgeschwindigkeitssensor an der Wetterstation montiert ist, kann diese These nicht zweifelsfrei bestätigt werden.

Wetterphänomene

Die bereits beschriebene überhöhte Einstrahlung, die durch das CMP11_b_inc am Morgen des 05.04.2012 gemessen wurde, ist jedoch durch den Licor_b_inc Sensor nicht registriert worden. Dies lässt den Rückschluss zu, dass es sich bei dieser Überhöhung um einen Spektralbereich handeln muss, der außerhalb des Empfindlichkeitsbereichs von kristallinem Silizium liegt. Da am Morgen auch keine höhere Energieproduktion verzeichnet wird, wird diese These damit bestätigt.

In einer weiteren PV-Anlage im Norden Schleswig-Holsteins, in Süderlügum, etwa 50 km östlich der PV-Anlage Tarp gelegen, wurde diese Einstrahlungsüberhöhung ebenfalls mittels Thermosäulen-Pyranometer der dortigen FÜ registriert. Auswirkungen bezüglich der Energieproduktion durch die

dortigen kristallinen Module konnten nicht festgestellt werden. Die höhere Einstrahlung lag also definitiv in einem für Silizium nicht messbaren Spektralbereich. Vor Ort durchgeführte Beobachtungen beschreiben einen in Richtung Osten vollkommen klaren Himmel, während in Richtung Westen dunsiger und hochliegender Seenebel der Nordsee erkennbar war. Dort erfolgte die Reflexion von Solarstrahlung der noch tief stehenden Sonne.

Berechnung der Performance Ratio

Zur Berechnung der PR der PV-Anlage Tarp werden im Folgenden die zur Verfügung stehenden Einstrahlungssensoren und die Energie-Einspeisewerte des Energieversorgungsunternehmens (EVU) herangezogen. Die in Summe eingespeiste Energie wird vom EVU in 15-minütiger Auflösung nach Ablauf des Abrechnungsmonats bereitgestellt. Die im April angefallenen Daten werden zur Berechnung der PR angewendet, da in diesem Monat der Feldbetrieb der Wetterstation begonnen wurde. Die Berechnung erfolgt auf Basis der Daten des Energieversorgers, da die Gesamtheit der PV-Anlage bis zum Einspeisepunkt reicht. Die Energiezähler des EVU sind an dieser Stelle angeordnet. Da die Vergütung der eingespeisten Energie auf den Werten dieser Energiezähler basiert, sind hier geeichte Messgeräte im Einsatz. Berechnungen der PR, die im Auftrag von Investoren durch unabhängige Stellen durchgeführt werden, basieren mehrheitlich auf den Einspeisewerten der EVU-Energiezähler.

Die PR wird nach Gleichung (2.3) aus Abschnitt 2.4 berechnet. Dazu werden jeweils die Monatssummen von Einstrahlung und Energieeinspeisung herangezogen. Da sich die PV-Anlage aus Modulen zweier unterschiedlicher Technologien zusammensetzt, wird demnach der Modulwirkungsgrad anteilig gewichtet. Die Gewichtung erfolgt auf Basis der jeweiligen Gesamtfläche der Solarmodule. Tabelle 4 fasst die einzelnen Berechnungsfaktoren detailliert zusammen.

Tabelle 4: PR-Berechnungsfaktoren

Berechnungsfaktor	Monatssumme bzw. Moduldaten
Einstrahlung	
CMP11_b_inc	117,30 kWh/m ²
Licor_b_inc	112,66 kWh/m ²
ET 1 Einstrahlungssensor	102,21 kWh/m ²
Eingespeiste Energie	
EVU	635.630 kWh
Conergy CPP 220P Module	
Fläche	35.527 m ²
Wirkungsgrad	13,51 %
FirstSolar FS-275 Module	
Fläche	11.748 m ²
Wirkungsgrad	10,417 %

Je nach zu Grunde gelegtem Einstrahlungssensor, werden nun die in Tabelle 5 aufgeführten PR-Werte errechnet.

Tabelle 5: PR-Berechnung auf Basis der EVU-Energiewerte

Einstrahlungssensor	PR
CMP11_b_inc (Thermosäulen-Pyranometer)	89,96 % ²
Licor_b_inc (Silizium-Pyranometer)	92,28 %
ET 1 Einstrahlungssensor (Silizium-Pyranometer)	103,24 %

Wie aus Tabelle 5 ersichtlich, variieren die berechneten PR-Werte je nach Sensor sehr stark. Das Ergebnis für den in der PV-Anlage fest installierten ET 1 Einstrahlungssensor der FÜ ist mit 103,24 % nicht glaubwürdig. Werte nahe 100 % treten generell unter realen Bedingungen kaum auf, da bereits WR-Verluste und Kabelverluste zu teilweise mehr als 4 % an Gesamtverlust führen. Wie zuvor bei der Auswertung der Messwerte bereits erkannt wurde, wird mittels des ET 1 Einstrahlungssensors an Vor- und Nachmittag eine zu geringe Einstrahlung durch Reflexionsverluste gemessen.

Die PR, basierend auf dem Licor Sensor, beinhaltet lediglich die solare Einstrahlung in einem eingeschränkten Spektralbereich, sodass hier ebenfalls sehr hohe Werte zu errechnet werden. Darüber hinaus bedingt der Aufbau des Sensors eine nicht gleichförmige Einstrahlungsmessung bei unterschiedlichen Sonnenständen. Generell erscheint der berechnete Wert von 92,28 % jedoch deutlich plausibler, als der PR-Wert des ET 1 Sensors.

Die PR, basierend auf dem CMP11 Sensor ist mit 89,96 % ebenfalls sehr hoch. Dennoch ist dieser Wert weitaus realistischer, als die PR-Berechnungen nach den zuvor genannten Sensoren. Hierbei wird das gesamte, zur Energieerzeugung zur Verfügung stehende, terrestrische Einstrahlungsspektrum mit gleichbleibender Empfindlichkeit gemessen. Darüber hinaus liegt der betrachtete Zeitraum April in der Übergangsjahreszeit zwischen Winter und Sommer. In dieser Jahreszeit treten während des Jahresverlaufs die höchsten PR-Werte auf: Die solare Einstrahlung liegt bereits bei Werten oberhalb 500 W/m² und die Modultemperatur bleibt überwiegend auf niedrigem Niveau nahe der STC-Temperatur von 25 °C. Im Sommer sinkt der Modulwirkungsgrad wegen der hohen Temperaturen deutlich ab, sodass trotz sehr hoher Einstrahlung keine guten PR-Werte erreicht werden. Im Winter, bei sehr niedrigen Modultemperaturen, steigt der Modulwirkungsgrad generell an. Jedoch ist lediglich sehr geringe Einstrahlung vorhanden, sodass zum Teil die Einschalt-Leistungen für den Betrieb der WR nicht erreicht werden und somit niedrige PR-Werte erreicht werden.

Aufgrund der hohen Messungenauigkeit der Energiemessung in den WR wird die PR üblicherweise nicht auf Basis dieser Werte berechnet. Als Vergleich ist dennoch eine solche Berechnung erfolgt, die im Ergebnis die in Tabelle 6 dargestellten Werte liefert.

Tabelle 6: PR-Berechnung auf Basis der WR-Energiewerte

Einstrahlungssensor	PR
CMP11_b_inc (Thermosäulen-Pyranometer)	87,24 % ²
Licor_b_inc (Silizium-Pyranometer)	90,04 %
ET 1 Einstrahlungssensor (Silizium-Pyranometer)	100,12 %

Erneut ist der PR-Wert des ET 1 Sensors nicht realistisch. Gründe dafür wurden bereits bei der vorangegangenen Diskussion genannt. Die PR-Werte, basierend auf Licor und CMP11 Sensoren liegen nun niedriger, als in der vorangegangenen Berechnung. Dies ist darauf begründet, dass die Energiezähler der WR sehr hohe Messgenauigkeiten von $\pm 10\%$ aufweisen und geringere Werte liefern als der Hauptzähler des EVU.

Zusammenfassend sind jedoch die errechneten PR-Werte nicht repräsentativ für eine Gesamtbeurteilung anzuwenden. Wegen des kurzen Beobachtungszeitraums von lediglich einem Monat Dauer ist nur ein Ausschnitt bestimmter klimatischer Bedingungen in die PR-Berechnung eingeflossen. Bei Nennung der PR für eine PV-Anlage wird jedoch grundsätzlich ein Beobachtungszeitraum von einem Jahr Dauer zu Grunde gelegt. Nur dadurch lässt sich eine Aussage zur Anlagenqualität treffen. Dabei wird der Einfluss unterschiedlicher klimatischer Phasen, sowohl mit negativen als auch positiven Auswirkungen, berücksichtigt. Dennoch wird als Ergebnis eine Monats-PR von 89,96 % für den April 2012 errechnet. Diese basiert auf der Einstrahlungsmessung durch den CMP11 Sensor sowie den Einspeisedaten des Energieversorgungsunternehmens.

Laut des vorliegenden Ertragsgutachtens ist die Jahres-PR der PV-Anlage Tarp zu 87,33 % berechnet worden (Behrschmidt 2010). Um mittels der Wetterstation und der damit verbundenen hohen Genauigkeit der Einstrahlungsmessung die reale PR zu berechnen, muss der Beobachtungszeitraum auf ein volles Jahr ausgedehnt werden. Erst dann kann eine Beurteilung der Anlagenqualität stattfinden, wodurch eventuelle Optimierungen oder Nacharbeiten in der PV-Anlage ausgelöst werden könnten.

Bestimmung des Leistungsverhaltens der Solarmodule

Ein zweites Kriterium, die Anlagenqualität zu beurteilen, besteht in der Bestimmung des Leistungsverhaltens der Solarmodule in einer PV-Anlage. Hierbei können Schwachstellen bzw. Schäden erkannt werden, die eine Minderleistung der Anlage bewirken. Die Bestimmung der Leistungsfähigkeit der Solarmodule basiert auf einem Abgleich der Wirkungsgradkennlinien bei verschiedenen Einstrahlungsleistungen mit den realen Leistungsdaten einer PV-Anlage. Dazu werden erneut die Werte der eingespeisten Energie herangezogen, die durch das EVU bereitgestellt werden, da diese mittels geeichter Zähler erfasst werden. Dem werden die gemessenen Einstrahlungswerte der Sensoren CMP11_b_inc und Licor_b_inc gegenüber gesetzt. Ein weiterer Bestandteil dieser Beurteilung besteht in der Korrektur des Temperatureinflusses auf den Wirkungsgrad der Solarmodule. Dazu werden die Temperaturwerte des PT100_b_Park Modultemperaturfühlers, sowie die jeweiligen Temperaturkoeffizienten der Solarmodule angewandt.

Wegen der unterschiedlichen Modultypen in der PV-Anlage Tarp, erfolgt zunächst die Bestimmung eines Gesamt-Temperaturkoeffizienten. Dabei werden die jeweiligen Koeffizienten nach den Anteilen an der Gesamtleistung der PV-Anlage berücksichtigt.

Die ohmschen Leitungsverluste auf der DC-Seite werden branchenüblich zu 1 % bei Maximalleistung angenommen (Behrschmidt 2010). Aufgrund fehlender Unterlagen, die die genauere Berechnung der Leistungsverluste zulassen, erfolgt diese Annahme nach dem derzeitigen Stand der Technik sowie dem Ertragsgutachten, das für die PV-Anlage Tarp vorliegt. Darauf basierend werden auch die netzseitigen Kabelverluste bis zum Einspeisepunkt ebenfalls zu 1 % angenommen (Behrschmidt 2010).

Die Umwandlung von Gleich- in Wechselstrom durch den Wechselrichter ist ebenfalls verlustbehaftet. Da das in der PV-Anlage verwendete WR-Modell und damit dessen Eigenschaften bekannt sind, werden hierzu die Herstellerangaben herangezogen und in der Berechnung berücksichtigt.

Zur Angleichung der Datenbasis werden die 1-minütigen Einstrahlungswerte der Sensoren der Wetterstation zu 15-Minuten-Werten gemittelt. Dabei werden jeweils die Einstrahlungswerte der zurückliegenden 15 Minuten betrachtet. Somit wird eine zeitliche Verschiebung vermieden, die einen systematischen Fehler begründen könnte.

In Prüflaboren des TÜV (Technischer Überwachungsverein) und des ISE (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme) werden die Wirkungsgrad-Kennlinien zufällig ausgewählter Solarmodule festgestellt. Die geprüften Solarmodule sind baugleich zu den Modulen in der PV-Anlage Tarp. Sie werden unter STC-Bedingungen, sowie verminderter Einstrahlungsleistungen getestet. Die so ermittelten Wirkungsgrade bei unterschiedlichen Einstrahlungen werden genutzt, um im Simulationsprogramm PVsyst die vorhandenen Modelle der Module durch die Erkenntnisse realer Messungen zu optimieren. Mittels PVsyst können dann durchgängige Kennlinien auch bspw. bei unterschiedlichen Temperaturen ausgegeben werden.

Für die anstehende Bewertung der Modulleistungsfähigkeit der PV-Anlage Tarp wird für jeden der vorhandenen Modultypen die jeweilige Wirkungsgradkennlinie bei 25 °C genutzt. Diese Kennlinien werden, erneut anteilig nach der installierten Leistung beider Modultypen, zu einer Gesamtkennlinie verrechnet. Letztendlich dient der relative Wirkungsgrad in der Bewertung als Vergleichswert. Dazu werden die einstrahlungsabhängigen absoluten Wirkungsgrade jeweils durch den Wirkungsgrad bei 1000 W/m² Einstrahlung dividiert. Man erhält somit den in Abbildung 29 dargestellten Kurvenverlauf, der auf dem Wert 1 bei 1000 W/m² Einstrahlung endet.

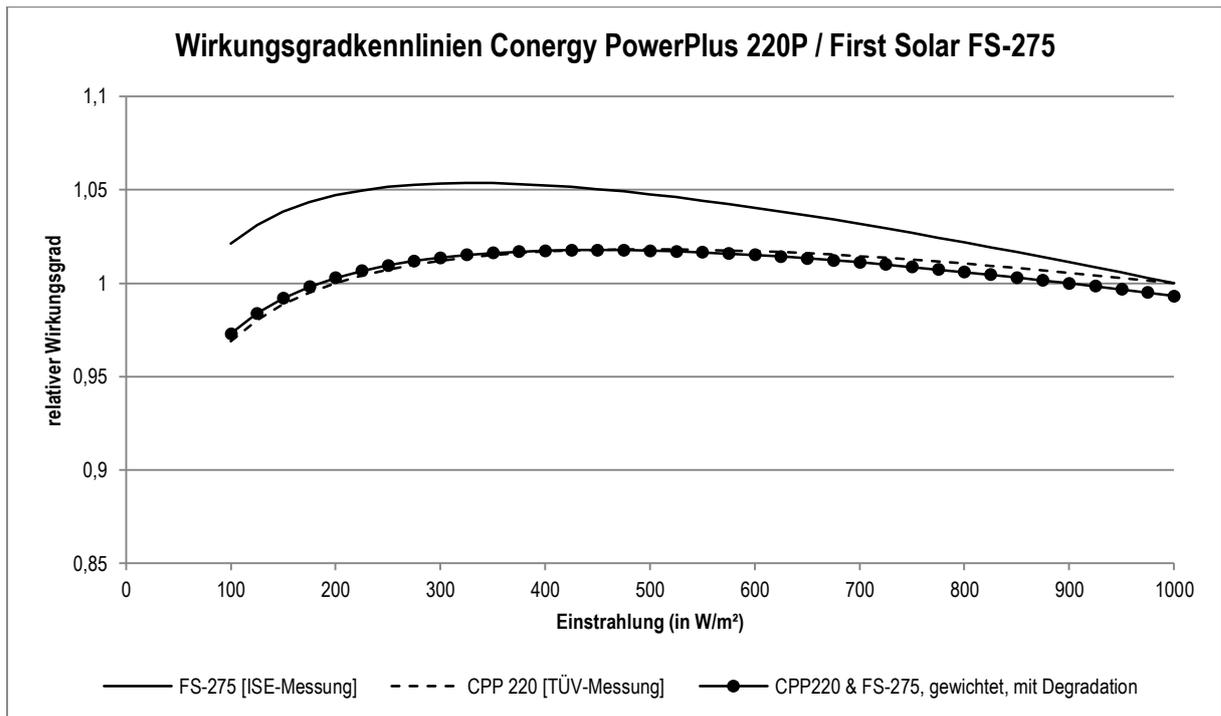


Abbildung 29: Wirkungsgradkennlinien nach Labormessungen

Der in Abbildung 29 dargestellte, aus CPP 220 und FS-275 Modulen gewichtete, Wirkungsgradverlauf ist bereits mit einer Degradation versehen. Dieser Wert setzt sich erneut anteilig aus den Einzelwerten beider Modultypen zusammen. Für die kristallinen CPP 220 Module wird eine Degradation von jährlich ca. 0,3 % angenommen, während für FS-275 Module auf CdTe Technologie eine jährliche Degradation von 0,5 % berücksichtigt wird (Behrschmidt 2010). Als gewichtete Degradation ergibt sich demnach für die zwei Jahre alte PV-Anlage ein Wert von 0,681 %. Um diesen Wert ist die zu erwartende Wirkungsgradkennlinie nun vom Wert 1 herabgesetzt.

Das Ziel der beschriebenen Untersuchung besteht nun in einem Vergleich temperaturbereinigter Wirkungsgradverläufe. Für eine gute PV-Anlage liegen die Kennlinien des verbauten Modulle und der Labor-Messungen möglichst nahe beieinander. Je größer die Differenz zwischen den Verläufen ausfällt, desto schlechter ist der Modulwirkungsgrad. Abbildung 30 zeigt nun zwei Wirkungsgradverläufe. Hier ist erneut der gewichtete Verlauf aus der vorigen Berechnung „CPP 220 & FS-275, gewichtet, mit Degradation“ sowie der Verlauf für die Solarmodule in der PV-Anlage als „Gesamtpark nach Licor“ dargestellt. Bei der Einstrahlung von 1000 W/m^2 ist ein um 3,56 % verminderter Wirkungsgrad zu erkennen. Diese Differenz steigt mit kleineren Einstrahlungswerten weiter an. Bei 100 W/m^2 beträgt die Wirkungsgradverminderung rund 10 %. Auf eine Berechnung für Wirkungsgrade bei kleineren Einstrahlungswerten wird verzichtet. Das gesamte Anlagenverhalten ist bei sehr niedrigen Einstrahlungswerten nicht mehr fehlerfrei erfassbar. Dies zeigt sich folglich auch in der Berechnung des Wirkungsgrads.

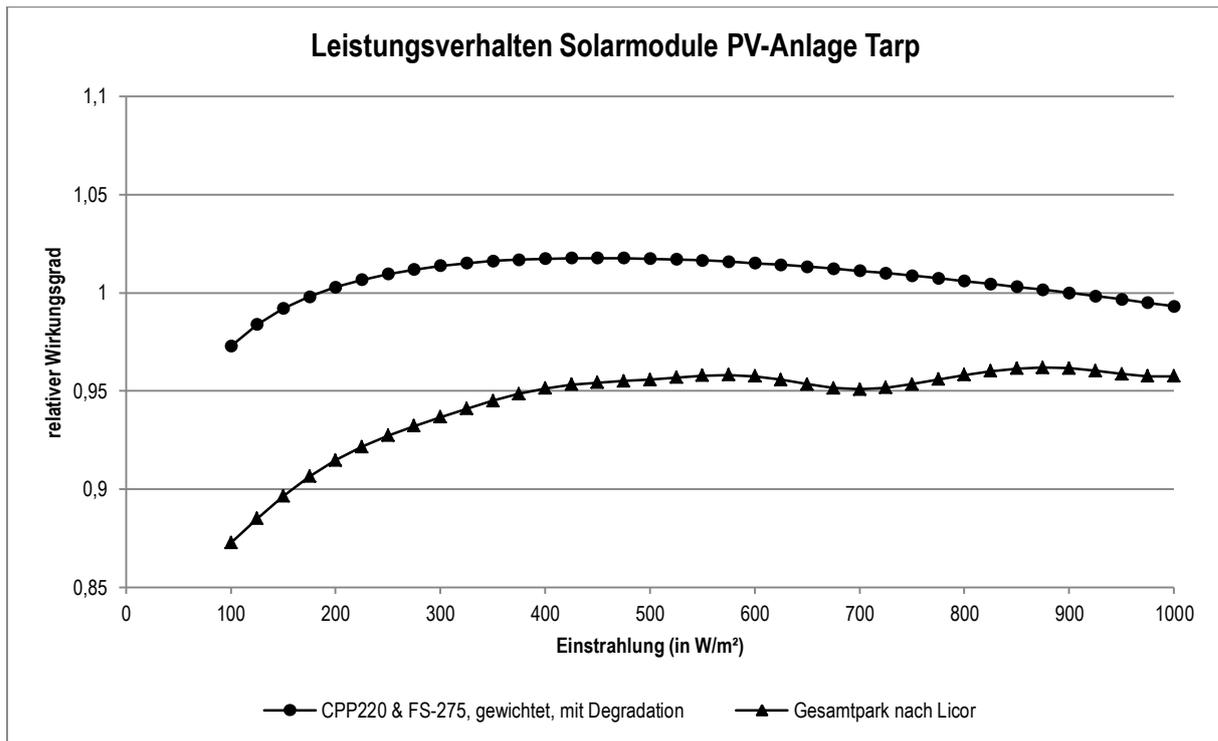


Abbildung 30: Leistungsverhalten der Solarmodule PV-Anlage Tarp

Die oben beschriebene Minderleistung der Module wird durch viele Einflussfaktoren bedingt. So wurden eingangs, zu Beginn der Berechnung, Leistungsverluste in Höhe von 2 % bei Maximalleistung angenommen. Dieser Wert stellt lediglich einen Schätzwert bzw. einen aktuell gängigen Wert für PV-Freiflächenanlagen dar. Bei genauer Kenntnis der verwendeten Komponenten und deren Eigenschaften, z.B. Kabelmaterialien und –Querschnitte, könnten die Verluste detailliert berechnet werden. Aufgrund der fehlenden Dokumentation kann hierfür jedoch keine Berechnung erfolgen. Darüber hinaus sind eventuelle Verschaltungsfehler in der PV-Anlage nicht genau festzustellen: Hierfür ist die vorhandene FÜ, durch die lediglich auf WR-Ebene erhältlichen Messdaten, zu grobmaschig. Eine detailliertere Anlagenüberwachung, die Messdaten auf Ebene der GAKs liefert, ist dabei von Nöten.

Auch der für die Bewertung verwendete Licor Sensor muss hier kritisch betrachtet werden. Für eine genaue Aussage bezüglich der Modulleistungsfähigkeit muss das Verhalten des herangezogenen Sensors möglichst identische zu dem der Solarmodule sein. Dies beinhaltet den spektralen Empfindlichkeitsbereich, ein identisches Reflexionsverhalten sowie gleiches Verhalten bei Schwachlicht. Darüber hinaus muss der Einstrahlungssensor eine Temperaturkompensation beinhalten, sodass temperaturbereinigte Einstrahlungswerte für den Vergleich vorliegen. Die mechanischen Eigenschaften des Licor Sensors lassen somit nur eine Bewertung mit Einschränkungen zu. Hier ist keine Temperaturkompensation vorhanden, sodass eine Messungenauigkeit von maximal $\pm 0,15\%$ / °C (laut Datenblatt) zu berücksichtigen ist. Darüber hinaus entspricht der spektrale Empfindlichkeitsbereich des Licor nicht exakt dem der kristallinen Solarmodule. Die Empfindlichkeitskurve polykristalliner Zellen ist gegenüber der des Licor leicht in Richtung kürzerer Wellenlängen verschoben. Zusätzlich beträgt die im Datenblatt des Licor angegebene absolute Messgenauigkeit unter natürlichem Tageslicht typischerweise $\pm 3\%$, jedoch bis zu maximal $\pm 5\%$. Die Diffusorscheibe am Licor Sensor weist kein identisches

Reflexionsverhalten zu Solarmoduloberflächen auf. Der Diffusor wirkt als Kosinus-Korrektor, sodass bei schrägem Lichteinfall unter 60° zur Normalenrichtung das Ansprechverhalten im Vergleich zur senkrechten Einstrahlung halbiert wird. Solarmodule weisen diese Eigenschaft nicht auf, weshalb ein Sensor mit Glasabdeckung und ähnlicher Oberflächenbeschichtung hier vorzuziehen ist. Generell ist das Schwachlichtverhalten des Licor Sensors nicht mit dem Verhalten von Solarmodulen vergleichbar. Durch die Diffusorscheibe wird bei geringer direkter, aber hohen diffusen Einstrahlungswerten mehr Licht auf die Fotodiode gelenkt, als dies ohne Streuscheibe bei Solarmodulen auftritt.

Eine Bewertung der Modulleistungsfähigkeit durch Einstrahlungswerte des CMP11 Sensors ist jedoch weniger vorteilhaft, da bei dieser Technologie das gesamte terrestrische Solarspektrum erfasst wird. Zusätzlich besteht auch am CMP11 Sensor ein anderes Reflexionsverhalten, als dies an Solarmodulen auftritt. Durch den halbkugelförmigen doppelwandigen Glasdom erfolgt die Einstrahlung aus allen Richtungen senkrecht zur Oberfläche, sodass nur sehr wenig Einstrahlung reflektiert wird. Das Schwachlichtverhalten wiederum entspricht, auf Grund der Erkenntnisse aus Test- und Feldbetrieb der Wetterstation, annähernd dem von Solarmodulen. Jedoch ist auch hier die Einschränkung auf den Spektralbereich zu Berücksichtigen.

4.7 Plausibilisierung mittels Betrachtung von Einflussgrößen

Verschmutzung

Verschmutzung wurde weder bei der Berechnung der PR noch bei der Ermittlung der Modulleistungsfähigkeit in Betracht gezogen. Zu Beginn des Feldbetriebs erscheinen die Moduloberflächen sehr sauber. Aufgrund der zuvor regenreichen Wetterperiode sind somit kaum grobe Verschmutzungen auf den Modulen vorhanden. Dennoch muss eine zunehmende Verschmutzung berücksichtigt werden, da sich durch die einsetzende Saison der Pflanzenblüte feiner Blütenstaub auf den Modulen niederschlägt. In der näheren Umgebung der PV-Anlage sind überwiegend landwirtschaftlich genutzte Flächen vorzufinden. Deren Bearbeitung durch landwirtschaftliche Maschinen verursacht eine hohe Staubbelastung, sodass auch dadurch die Solarmodule verschmutzt werden. Aufgrund der in direkter Nachbarschaft gelegenen Weiden für die Freiland-Tierhaltung kommt es zu Fütterungszeiten zu verstärktem Überflug von Vögeln. Insbesondere an den Randbereichen der PV-Anlage, die an die Weiden angrenzen, ist demnach mit erhöhter Verschmutzung durch Vogelkot zu rechnen.

Niederschlag

Etwaiger Niederschlag auf den Sensoren verfälscht das Messergebnis im Gegensatz zu trockenen Sensoroberflächen. Durch die Lichtbrechung und Reflexion von Lichtstrahlen an Wassertropfen wird eine geringere Einstrahlung gemessen, als tatsächlich vorliegt. Zur Verminderung des Einflusses von Niederschlag auf den Glasdomen der CMP11 Sensoren dient die Ventilationseinheit CVF3. Durch den kontinuierlichen Luftstrom werden Beschlag oder Wassertropfen schneller vaporisiert. Um die Mes-

sung durch etwaigen gefallenen Schnee nicht zu beeinträchtigen, ist die Ventilationseinheit mit einer integrierten Heizung ausgestattet. Diese ist temperaturgesteuert und ermöglicht somit ein zügiges Abtauen angefrorener Niederschläge.

Ein Test zur Beurteilung der Leistungsfähigkeit der Ventilationseinheiten verläuft zufriedenstellend. Abbildung 31 zeigt links einen Glasdom am CMP11 Sensor, der mit Wassertropfen besetzt ist. Wegen der über Nacht ausgeschalteten Ventilationseinheit hat sich Tau auf dem Glasdom niedergeschlagen. Die rechte Seite der Abbildung zeigt denselben Glasdom, nachdem die Ventilationseinheit etwa 90 Minuten aktiviert war. Lediglich die größten Wassertropfen sind noch nicht verdampft. Da die Ventilationseinheit jedoch dauerhaft in Betrieb ist, wird bereits die Entstehung von Tau unterbunden.



Abbildung 31: Trocknung der Glasdome

Die Licor Sensoren sind aufgrund ihrer kleinen Abmessungen noch schlecht zu beurteilen. Zu Beginn wurde ein geringer Einfluss durch Niederschlag angenommen. Ein Test, wie an den Glasdomen der CMP11 Sensoren (siehe oben) kann hier nicht vollzogen werden. Es fehlen dazu Ventilationseinheiten, bzw. sonstige Vorrichtungen, die etwaigen Niederschlag verringern.

Verschattung

Eine Beeinflussung durch Verschattung der Sensoren wird über die Wahl der Sensoranordnung unterbunden. Gegenseitige Verschattung ist durch die Anordnung der Sensoren in einer Nord-Süd-Linie ausgeschlossen. Durch die Montage der Sensoren am oberen Ende des Aufstellmastes fällt keine Verschattung durch andere Bauteile der Wetterstation auf die Sensoren. Da die Messebene der Sensoren in etwa 2,30 m Höhe liegt, haben auch Objekte in der PV-Anlage keinen Einfluss auf die Einstrahlungsmessung. Das obere Ende der Solarmodule die auf Gestellreihen in der PV-Anlage montiert sind, liegt auf ca. 1,50 m Höhe. Die Wahl des Standorts der Wetterstation berücksichtigt auch Begrünungen der Randbereiche der Anlagenfläche. Hier ist der Abstand so groß, dass ein nahezu freier Horizont ermöglicht wird. Die Sensorebene ist so gewählt, dass auch die Überdachungen der Wechselrichterstationen keinen nennenswerten Einfluss auf die Einstrahlungsmessung haben.

Messgenauigkeit

Die Beurteilung der Messgenauigkeit der Einstrahlungssensoren basiert auf den gegebenen Werten der Datenblätter. Die Genauigkeit des CMP11 Sensors beträgt $\pm 2\%$ in der Tagessumme. Die maximale Ungenauigkeit des Licor-Sensors beträgt $\pm 5\%$. Die Einstrahlungssensoren sind einer Veränderung der Messbeständigkeit unterworfen. Technologiebedingt ist die Veränderung beim Licor Sensor mit $< \pm 2\%$ pro Jahr von wesentlich größerer Bedeutung als am CMP11 Sensor. Dort beträgt die Sensitivitätsveränderung lediglich $< 0,5\%$ pro Jahr. Eine Rekalibrierung wird bei beiden Sensoren nach zwei Jahren Betrieb empfohlen.

Die Messung der Modultemperatur kann mit einer Sensorgenauigkeit von $\pm 0,3\text{ K}$ bei $0\text{ }^\circ\text{C}$ gewährleistet werden. Durch die Anbringung des Sensors auf der Rückseite des Solarmoduls mittels eines doppelseitigen Klebebands wird die Messung der realen Zelltemperatur verfälscht. Es wird daher eine Genauigkeit von $\pm 10\%$ angesetzt, da die Schwankungen der Messwerte vom 05.04.2012 (siehe Abbildung 28) in einem solchen Bereich liegen. Auch die verzögerte Erwärmung des Temperaturfühlers aufgrund seiner thermischen Masse ist dabei berücksichtigt.

Reaktionsgeschwindigkeit

Die Reaktionsgeschwindigkeit auf sich ändernde Einstrahlungsverhältnisse ist durch das Licor sehr hoch. Wegen des dabei angewendeten photoelektrischen Effekts wird nahezu ohne zeitliche Verzögerung eine geänderte Einstrahlungsintensität verzeichnet. Die Reaktionsgeschwindigkeit der CMP11 Sensoren ist, bauartbedingt, langsamer, als die des Licor. Dennoch beträgt laut Datenblatt die Reaktionszeit auf 95 % des Endwertes bei Einstrahlungsänderung lediglich 5 s. Die Abtastrate der Einzelmessungen liegt bei 10 s. Es wird also bei einer zwischenzeitlich eingetretenen Änderung sehr schnell der neue Wert erreicht.

Die Messung einer sich ändernden Temperatur der Solarzellen geht aufgrund der großen thermischen Masse des Messfühlers, sowie des schichtweisen Aufbaus der Solarmodule nur langsam von statten. Hierbei besteht noch Optimierungsbedarf, denn sogenannte Folien-Temperaturfühler, die eine wesentlich geringere thermische Masse aufweisen, reagieren unter Umständen erheblich schneller auf mögliche Temperaturänderungen. An der Wetterstation ist jedoch die Anwendung von 1-Minuten-Mittelwerten realisiert. Dadurch werden langsamere Reaktionszeiten kompensiert.

Genauigkeit der A/D Wandlung

Die A/D Wandlung ist mit einer Genauigkeit von 13 bit ausreichend hoch. Es können damit Umwandlungsgenauigkeiten von $0,012\text{ }^\circ\text{C}$ oder $0,18\text{ W/m}^2$ erreicht werden. Die Einstrahlungssensoren CMP11 verzeichnen als kleinste mögliche Änderung lediglich 1 W/m^2 . Auch die Genauigkeit der Temperaturmessung wird dadurch nicht nennenswert beeinträchtigt, da sie selbst mit $\pm 0,3\text{ K}$ bei $0\text{ }^\circ\text{C}$ um ein vielfaches ungenauer ist.

Temperatur der Solarzellen

Die Temperatur der Solarzellen hat keinen Einfluss auf die Berechnung der PR. Dennoch ist sie bei der Bestimmung der Leistungsfähigkeit der Solarmodule von großer Bedeutung. Wie bereits im Abschnitt Reaktionsgeschwindigkeit beschrieben, könnte eine andere Messmethode die Genauigkeit der Temperaturmessung erhöhen.

5 Ergebnisse

Das Ziel der Arbeit war, die Bestimmung von PR und Leistungsverhalten der Solarmodule zu optimieren. Dazu sollte eine autark arbeitende Wetterstation mit hochgenauen Sensoren entwickelt und aufgebaut werden.

Die Wetterstation liefert seit der ersten Inbetriebnahme kontinuierliche Messdaten. Durch Optimierungen, die während des Testbetriebs vorgenommen worden sind, konnte die Genauigkeit der Einstrahlungsmessung verbessert werden. Es erfolgt nun keine Beeinflussung der Sensoren durch Anbauteile der Station selbst. Mittels eines kristallinen Solarmoduls, das zur Energieversorgung der Wetterstation dient, kann das Temperaturverhalten der Module in der PV-Anlage zusätzlich beurteilt werden.

Der autarke Betrieb der Wetterstation konnte nicht vollständig sichergestellt werden. Insbesondere in den Wintermonaten ist mit einem hohen Energieverbrauch durch die Beheizung der CMP11 Sensoren zu rechnen. Diese Beheizung dient jedoch der Verbesserung der Messqualität. Es ist somit eine weitere Optimierung des Energieversorgungssystems vorzunehmen.

Die Berechnung der Monats-PR für die PV-Anlage Tarp ergibt einen Wert von 89,96 % für den betrachteten Monat April 2012. Die Berechnung basiert auf der Einstrahlungsmessung durch den CMP11 Sensor und den erzeugten Energiewerten, die durch den Energieversorger gemessen werden.

Eine Bestimmung der Leistungsfähigkeit der Solarmodule in der PV-Anlage ergibt die folgende Erkenntnis. Bei der Einstrahlung von 1000 W/m^2 ist ein um 3,56 % verminderter Wirkungsgrad gegenüber dem erwarteten Wirkungsgrad zu erkennen, welcher bereits Degradation der Module berücksichtigt. Diese Differenz steigt mit kleineren Einstrahlungswerten weiter an, sodass die Wirkungsgradverminderung bei 100 W/m^2 rund 10 % beträgt. Eine genauere Berechnung wäre bei Kenntnis der Materialeigenschaften der verbauten Komponenten möglich. Da dies jedoch nicht der Fall war, mussten Annahmen zu Leistungsverlusten getroffen werden.

6 Zusammenfassung / Empfehlung

Die Erfassung der solaren Einstrahlung erfolgt mittels einer autark arbeitenden Wetterstation in zwei Messebenen mit jeweils zwei unterschiedlichen Sensoren. Diese dienen einerseits zur Bestimmung der PR, andererseits zur Berechnung der Modulleistungsfähigkeit. Eine fundierte Aussage über den Wirkungsgrad der Solarmodule kann jedoch nur erfolgen, wenn die Eigenschaften des eingesetzten Sensors zu denen der Solarmodule identisch sind. Da dies nicht gegeben ist, muss für eine zukünftige Anwendung ein exakt auf die Modultechnologie abgestimmter Sensor genutzt werden. Unter Berücksichtigung eines größeren finanziellen Budgets hätte dies bereits zum Aufbau der Wetterstation realisiert werden können.

Die beiden baugleichen Einstrahlungssensoren auf Silizium-Basis können, wie oben beschrieben, nicht für alle Modultechnologien eingesetzt werden. Bereits zu Beginn des Aufbaus der Wetterstation bestand Kenntnis über mehrere in der PV-Anlage verbauter Modultypen. Dabei hätte direkt eine Entscheidung bezüglich weiterer, zur Modultechnologie passender Sensoren gefällt werden müssen. Insbesondere Dünnschicht-Module auf CdTe Basis zeigen im Labortest hohe Schwachlicht-Wirkungsgrade. Um dieses Verhalten auch in der PV-Anlage zu bestätigen, ist mindestens ein entsprechender Sensor zur Bewertung solcher Technologien erforderlich.

Die Beurteilung des Leistungsverhaltens der Solarmodule kann nur zweifelsfrei durchgeführt werden, wenn auch die Anlagenüberwachungstechnik eine detaillierte Auswertung zulässt. Dabei ist die Tiefe des installierten Messsystems von entscheidender Bedeutung. Eine Auswertung auf GAK-Ebene ist nach den gewonnenen Erkenntnissen notwendig, um auch feine Unterschiede innerhalb einzelner Messkanäle bzw. Modulstrings zu bewerten. Ferner sind genaueste Informationen über die installierten Komponenten heranzuziehen, sodass eine detaillierte Bestimmung von auftretenden Leistungsverlusten möglich wird. Eine ungenau arbeitende Messtechnik innerhalb der PV-Anlage kann auch mittels hochgenauer Einstrahlungsmessungen nicht ersetzt werden. Es zeigt sich also, dass auch ein gut ausgestattetes autarkes Wettermesssystem nicht unter jeden Umständen genaue und plausible Ergebnisse liefert. Die entsprechende Infrastruktur muss zur Vergleichbarkeit verfügbar sein.

Darüber hinaus bietet die Wetterstation zwei hochgenau arbeitende CMP11 Sensoren, die jeweils über eine Heiz- und Ventilationseinheit verfügen. Mittels dieser Zusatzkomponenten wird die Messung der solaren Einstrahlung in niederschlagsreichen Zeiten verbessert. Dennoch zieht dieses Plus an Genauigkeit einen höheren Energieverbrauch mit sich. Dadurch ist insbesondere im Winter durch schwache Einstrahlung und gleichzeitig hohen Energieverbrauch der ausfallsichere Betrieb der Wetterstation nicht gewährleistet. Bei einer Anpassung der Energieversorgung durch bspw. ein zusätzliches Solarmodul wird jedoch mehr Platz für die Aufstellung in Anspruch genommen. Zu Beginn der Auslegung bestand jedoch die Anforderung, so wenig Raum wie möglich für die Wetterstation zu beanspruchen. Durch eine Änderung der Anforderungen hätte dieser Aspekt bereits im Voraus tiefergehend erarbeitet werden können.

Schlussendlich ist die Aussage über eine Optimierung der PR-Berechnung und Bestimmung des Leistungsverhaltens der Solarmodule folgendermaßen zu treffen: Eine Mindestqualität an Anlagenüberwa-

chungstechnik muss bereits in der PV-Anlage vorhanden sein. Diese sollte Einstrahlungssensoren beinhalten, die das Verhalten der Solarmodule widerspiegeln. Nur somit kann in wiederkehrenden Intervallen die Leistungsfähigkeit bestimmt und beobachtet werden. Zur Berechnung der PR wird empfohlen, ein Thermosäulen-Pyranometer als zweiten Sensor in die Anlagenüberwachung zu integrieren. Damit lässt sich die gesamte eingestrahlte Solarenergie unabhängig von Spektralbereich erfassen, die zur Stromproduktion zur Verfügung steht.

Literaturverzeichnis

- AVANCIS GmbH & Co. KG. "Datenblatt_PowerMax_SMART_2012_01_DE." Vers. 9000213.
AVANCIS GmbH & Co. KG Webseite. Dezember 2011.
http://www.avancis.de/fileadmin/media/portal/produkt/Datenblatt_PowerMax_SMART_2012_01_DE.pdf (abgerufen am 29. März 2012).
- Behrens, Klaus. "Breitbandige Strahlungsmessungen im DWD." Hrsg. Prof. Dr. Stephan Völker.
Siebentes Symposium Licht und Gesundheit. Berlin: Universitätsverlag der TU Berlin, 2012.
pp.19-23.
- Behrschmidt, Jörg. *Ertragsgutachten*. Hamburg, 19. März 2010.
- BSW-Solar 2012a. "Entwicklung des deutschen PV-Marktes 2010/2011." *BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V.* 22. März 2012.
http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/bnetza_2011_konsolidiert.pdf (abgerufen am 19. April 2012).
- BSW-Solar 2012b. "Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik)." *BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V.*
http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/bsw_solar_fakten_pv.pdf (abgerufen am 19. April 2012).
- Deutscher Wetterdienst. *Tagessummen der Globalstrahlung - Monatsmittel - Tarp*. Hamburg, 08. März 2010.
- DIN EN 60751:2009-05. "Industrielle Platin-Widerstandsthermometer und Platin-Temperatursensoren (IEC 60751:2008)." Berlin: Beuth GmbH, 2009.
- First Solar, Inc. "Datasheet_s3." Vers. PD-5-401-03 NA JAN 2012. *First Solar, Inc. Webseite*. 2012.
http://www.firstsolar.com/~/media/WWW/Files/Downloads/PDF/Document-Library/Technology/Datasheet_s3.ashx (abgerufen am 29. März 2012).
- Häberlin, Heinrich. *Photovoltaik: Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen*. 2. Aufl. Fehraltorf: Electrosuisse, 2010.
- HAW Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg. *Wetterstation Hamburg Bergedorf*.
www.wetterstation.com, 01. bis 31. Dezember 2011.
- Hering, Garrett. "Das Jahr des Tigers, 2010 wurden mehr Solarzellen produziert als in den vier vorherigen Jahren zusammen." *Photon - Das Solarstrom-Magazin*, April 2011: pp. 38 - 71.
- Hukseflux Thermal Sensors B.V. "Outdoor PV performance monitoring: Pyranometers versus reference cells." Vers. 1110. *Hukseflux Thermal Sensors B.V. Webseite*. März 2012.
<http://www.hukseflux.com/brochures/solarRadiation/pv%20outdoor%20performance%20pyranometers%20versus%20reference%20cells%20v1112.pdf> (abgerufen am 18. April 2012).
- Ingenieurbüro Mencke & Tegtmeyer GmbH. "Telefonische Auskunft." Hameln, 23. Mai 2012.

- Kipp & Zonen B.V. *CMA series Albedometer, CMP series Pyranometer: Instruction Manual*. Version: 1007. PDF. Delft, Juli 2010.
- Kipp & Zonen B.V. *SP Lite 2*. Version: 1108. PDF. Delft, August 2011.
- Klose, Brigitte. *Meteorologie: Eine interdisziplinäre Einführung in die Physik der Atmosphäre*. Berlin, Heidelberg: Springer, 2008.
- LDK Solar Co. Ltd. "LDK_170P_200P_24_S_DE_V1_12_120315." Vers. V1. *LDK Solar Co. Ltd Webseite*. Februar 2012.
http://www.ldksolar.com/uploadfiles/down/LDK_170P_200P_24_S_DE_V1_12_120315.pdf
(abgerufen am 29. März 2012).
- Lorenzo, Eduardo. "Energy Collected and Delivered by PV Modules." In *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, edited by Antonio Luque and Steven Hegedus, p. 1004. Chichester: Wiley, 2011.
- Malberg, Horst. *Meteorologie und Klimatologie, Eine Einführung*. 5. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer, 2007.
- Mertens, Konrad. *Photovoltaik: Lehrbuch zu Grundlagen, Technologien und Praxis*. München: Carl Hanser, 2011.
- Meschede, Dieter, ed. *Gerthsen Physik*. 24. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer, 2010.
- Quaschnig, Volker. *Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Simulation*. 7. Aufl. München: Hanser, 2011.
- Rösemann, Reinhold. *A Guide to Solar Radiation Measurement, from sensor to application: An Overview of the State of the Art, UV - Visible - Infrared*. 2. Aufl. Reichenbach/Fils: Gengenbach Messtechnik, 2011.
- SunPower GmbH. "SunPower E20 Serie – Unser erstes Solarmodul mit über 20% Wirkungsgrad." Vers. 001-65483 Rev*A/A4_DE. *SunPower Corporation Webseite*. 2011.
http://www.sunpowercorp.de/cs/BlobServer?blobkey=id&blobwhere=1300271107466&blobheadername2=Content-Disposition&blobheadername1=Content-Type&blobheadervalue2=inline%3B+filename%3D11_819_sp_e20_333_327_ds_de_a4_wsel f.pdf&blobheadervalue1=application%2Fpdf& (abgerufen am 29. März 2012).
- Tobías, Ignacio, Carlos del Cañizo, and Jesús Alonso. "Crystalline Silicon Solar Cells and Modules." In *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, edited by Antonio Luque and Steven Hegedus, p. 298. Chichester: Wiley, 2011.

A. Angebote

A.1. Ammonit Measurement GmbH

Ammonit Measurement GmbH
 Angebot Nr.: 3600 vom: 16.11.2011 Seite: 2 von 2

Pos.	Menge	Artikel Nr.	Beschreibung	Einzelpreis EUR	Gesamtpreis EUR
13	1 Stk	P6349	Solarstrahlungssensor mit externer Spannungsversorgung von 5 bis 28 VDC, 3m Anschlusskabel, aktiver Temperaturkompensation, Werkzertifikat (Vergleich mit Referenzzelle)		

Warenwert netto
 Gesamtrabatt 3 %
 Rechnungsbetrag netto
 MwSt. 19 %
Rechnungsbetrag [EUR]
 Versandart: FCA DE-10997 Berlin; Wrangelstr. 100

Ammonit Measurement GmbH, Liefer- und Zahlungsbedingungen:

Innerhalb der Europäischen Union: Vorkasse,
 außerhalb der Europäischen Union: Lieferung nach Vorauszahlung oder zahlbar mittels unwiderruflichem Akkreditiv.
 Bis zur endgültigen Begleichung unserer Forderung bleibt die Ware Eigentum der Firma Ammonit Measurement GmbH. Der Besteller ist bis dahin nicht berechtigt, die Gegenstände an Dritte zu verpfänden oder zur Sicherheit zu übereignen.
 Bei Zahlungsverzug berechnen wir monatlich 1% der Auftragssumme an Verzugszinsen.
 Unsere Garantiefrist beträgt 12 Monate ab Datum des Versandnachweises. Gerichtsstand ist Berlin. Im übrigen liefern wir nach den "Allgemeinen Lieferbedingungen für Erzeugnisse der Elektroindustrie".
 Dieses Angebot ist 30 Tage gültig.

Ammonit
 T +49 30 6003188-0
 F +49 30 6003188-1
 E info@ammonit.com
 W www.ammonit.com
 Ammonit Measurement GmbH
 Wrangelstraße 100
 D-10997 Berlin
 Local Court Berlin Charlottenburg 92
 Berliner Volksbank AG
 Konto 3 863 749 003
 BIC BEVODE33
 IBAN DE39 1007 0000 5803 7490 03
 Deutsche Bank
 Konto 010 077 600
 BIC DEUTDE33
 IBAN DE03 1007 0024 0010 0774 00



Ammonit Measurement GmbH | Wrangelstraße 100 | D-10997 Berlin
sp2 Consulting AG
 Herr Buchholz

Datum: 16.11.2011
 Gültig bis: 16.12.2011
 Ihre Kunden Nr.: 20642
 Unsere Liefer-Nr.:
 Unser Zeichen: MAG
 Seite: 1 von 2
 Ihre Ref.Nr.: Solar Messung

Angebot Nr.: AN-3600

Pos.	Menge	Artikel Nr.	Beschreibung	Einzelpreis EUR	Gesamtpreis EUR
1	1 Stk	M21000	METEO-40M / Datenlogger		
2	1 Stk	X9150	Schaltschrank Meteo-40 mit Klemmblock inkl. Edelschloß und Montage des METEO-40, Kabelanschluss über Schraubklemmen		
3	4 Stk	P8041M	Überspannungsschutzmodul für 2 Datenleitungen DataPro 2x1 - 24V/24 Tr		
4	2 Stk	P8042M	Überspannungsschutzmodul für 3 Datenleitungen DataPro 3x1 - 24V/24 Tr		
5	1 Stk	P8241M	Überspannungsschutzmodul für Stromversorgung EnerPro 24V Tr. inkl. Schaltschrankmontage		
6	1 Stk	P8273M	große Solarversorgung 12V ohne Solarmodul inkl. Laderegler, Akku, Überspannungsschutz und Schaltschrankmontage		
7	1 Stk	P8203.2	Solarmodul 12V / 50W Mit 10m Kabel, Außenmaße ca. 75 x 52 cm HS Code: 85414990 Origin:		
8	1 Stk	X8125	GSM/GPRS/EDGE-Modem-terminal, FXT009 Quarzbund-Modem (650/9500/1800/1900) HS Code: 85176200 Lieferung: CN		
9	1 Stk	S52100	Aktiver Lufttemperatur- / Feuchte-sensor KP Temperaturbereich: -30...70°C; Feuchte 0...100%rF; Ausgang 2 x 0-1 V		
10	1 Stk	C52101	Kabel für Lufttemp. - / Feuchte-sensor KP 10m konfektioniertes geschirmtes Kabel, 10m Länge		
11	1 Stk	S50000	Wetter- und Strahlungsschutz Für Lufttemperatur- / Feuchte-sensor, Klemmbereich: 35...50 mm		
12	2 Stk	S61120	Pyranometer CMP 11 Globalstrahlungssensor, ISO secondary standard		

Fortsetzung auf der folgenden Seite

Ammonit
 T +49 30 6003188-0
 F +49 30 6003188-1
 E info@ammonit.com
 W www.ammonit.com
 Ammonit Measurement GmbH
 Wrangelstraße 100
 D-10997 Berlin
 Local Court Berlin Charlottenburg 92
 Berliner Volksbank AG
 Konto 3 863 749 003
 BIC BEVODE33
 IBAN DE39 1007 0000 5803 7490 03
 Deutsche Bank
 Konto 010 077 600
 BIC DEUTDE33
 IBAN DE03 1007 0024 0010 0774 00

A.2. Angebot Theodor Friedrichs & Co.



Theodor Friedrichs & Co., P.O. Box 1105, 22888 Schmedefeld
 Ingenieurpartnerschaft Obstz-Zielmann
 Brandsweg 4
 20457 Hamburg

Angebot
 Vorgangsnummer 2011-10407
 Belegnummer 17.11.2011
 Datum 17.11.2011
 Kundennummer D30920
 Bitte bei allen Rückfragen angeben!

Bearbeiter Jürgen Zillner
 Bezug UPS Paketdienst
 Ihr Zeichen Ab Werk, unverpackt
 Ihr Beleg Ihre USIDNR

Sehr geehrte Damen und Herren,
 wir bedanken uns für Ihre freundliche Anfrage, für die wir Ihnen freibleibend, gemäß unseren beiliegenden Liefer- und Zahlungsbedingungen, wie folgt anbieten:

Pos.	Artikelnr.	Bezeichnung	Menge	ME	Einzelpreis	Gesamtpreis	SC
1	6013.1000	Pyranometer, WMO/ISO Sekundärstandard	2	Stück	abzgl.	104	104
2	6000.0028	Silizium-Solar-Einstrahlungssensor SOZ-03 inkl. Montageplatte u. 3m Anschlusskabel	1	Stück	abzgl.	104	104
Alternativ:							
3	6000.0030	Solarstrahlungssensor SET, polykristallin, inkl. 3m Anschlusskabel	1	Stück	abzgl.	104	104
4	2030.0000	Temperatur-Messfühler in Strahlungsschutzhülle, Anschlusskabel 5 m	1	Stück	abzgl.	104	104
5	2018.0000	Temperaturgeber für Erdbodentemperatur bzw. Wassertemperatur	2	Stück	abzgl.	104	104
6	150	Spezialhalterung für Temperaturgeber 2018 zur Messung der rückseitigen Paneltemperatur	2	Stück	abzgl.	104	104
7	9000.0162	Erdblechgehäuse, IP66, BxHxT= 300x150x100 mm, 8 Kabelverschraubungen M16, 2 Kabelverschraubungen M20, Druckausgleich, Netzanschlussklammer, verdrahtet	1	Stück	abzgl.	104	104
8	9000.0158	Mistbefestigung für Gehäuse 380 x 380 60mm Durchm.	1	Stück		104	104

Übertrag

Theodor Friedrichs & Co. Meteorologische Geräte und Systeme GmbH
 Gasstraße 6
 Bornhöft 6
 Bornhöft
 P.O. Box 1105
 Schmedefeld
 D-22888 Schmedefeld
 E-mail: info@th-friedrichs.de
 www.th-friedrichs.de
 Steuer-Nr.: 31 021 02006

Deutsche Bank AG, BLZ 250 700 00 | Konto-Nr. 710 02 29
 Phone: +49 48 838 660-0
 Fax: +49 48 838 660-1
 Hamburggürtel Spartenkass. BLZ 250 550 50 | Konto-Nr. 1038 211379
 E-mail: info@th-friedrichs.de
 www.th-friedrichs.de
 IBAN: DE59 2505 0550 1038 2113 79 BIC: HASPDE33HAN



Angebot 2011-10407 Seite 2 von 3

Pos.	Artikelnr.	Bezeichnung	Menge	ME	Einzelpreis	Gesamtpreis	SC
9	1022.2000	Datenlogger COMBLOG, mit 6 digitalen und 8 analogen Eingängen, RS232, RS485, Ethernet und USB Schnittstellen, 7 MByte interner Speicher und SD Karten Slot, 12V Solarbetrieb, 12V Solarladung, Gerätehandbuch und Konfigurationssoftware	1	Stück	abzgl.	104	104
10	112	Konfiguration des COMBLOG werkseitig n. individuell. Kundenanford.	1,00	Stück		104	104
11	1026.0000	GSM GPRS Quadband Modem, vorkonfiguriert für den Betrieb mit COMBLOG inkl. Kabelsatz einschl. Stabantenne, 4 dB	1	Stück	abzgl.	104	104
12	9920.5200	Akku/Solarversorgung, besteht aus: Akku 40Ah, 12V, Solarregler 6A, Solarpanel 50W, inkl. Halterung und Verkabelung. Aus Gewichtsgründen wird der Akku in ein separates Kunststoffgehäuse eingebaut, das über einen separaten Kabelsatz mit dem Boden gestellt und am Mast gesichert wird.	1	Stück	abzgl.	104	104
13	9020.0000	Aufstellmast 2 m, freistehend m. Querarm zur Aufnahme von max. 3 Messwertgebern zum Einfundamentieren in einen Norm-Betonsockel, oder inkl. Erdbodenhülse (ohne Abspammung)	1	Stück	abzgl.	104	104
14	0900.0000	Winkelverleinnichtung für die gewinkelte Montage des Solarpanels, eines Pyranometers und eines Silizium Pyranometers. Optional	1	Stück		104	104
15	1029.3001	COMGRAPH 32, Softwarepaket zur Datenübernahme vom COMBLOG direkt oder über Modem/GSM und Archivierung inkl. labelirischer und grafischer Auswertung, lauffähig ab WINDOWS 95	1	Stück	abzgl.	104	104

Zwischensumme EUR
 zzgl. MwSt. mit Steuercode 104 19,00 % von
 Endsumme EUR

Theodor Friedrichs & Co. Meteorologische Geräte und Systeme GmbH
 Gasstraße 6
 Bornhöft 6
 Bornhöft
 P.O. Box 1105
 Schmedefeld
 D-22888 Schmedefeld
 E-mail: info@th-friedrichs.de
 www.th-friedrichs.de
 Steuer-Nr.: 31 021 02006

Deutsche Bank AG, BLZ 250 700 00 | Konto-Nr. 710 02 29
 Phone: +49 48 838 660-0
 Fax: +49 48 838 660-1
 Hamburggürtel Spartenkass. BLZ 250 550 50 | Konto-Nr. 1038 211379
 E-mail: info@th-friedrichs.de
 www.th-friedrichs.de
 IBAN: DE59 2505 0550 1038 2113 79 BIC: HASPDE33HAN

A.3. Angebot Suntrace GmbH

Notwendige Komponenten für PV-Forschungs- und Entwicklungsstation für 8.2

USD/EUR:

Beireits bei Suntrace GmbH vorhandene Komponenten

		Anzahl	Neupreis / Stück	Neupreis	Summe
Stativ	Satz Stativ-Fußplatten 240x120mm 3 Stk.	1			
	Maststativ ST 1,35 / 60	1			
	Edelstahlrohr 40x2 mm, Länge 1.5m	1			
	U-Bügel M8, 40mm Innenmaß, Edelstahl	4			
	Haltebock Edelstahl für 42mm-Rohr	4			
	Edelstahlklemmen Duplex	4			
	Mastkappe 40mm	2			
	Seilspannschloss 8mm	1			
	Transportkosten				
	gesamt (netto)				
Alubox	IP 65 Transportkiste K470	1			
	Umbau auf IP 65	1			
	Clip-On Bockrollensatz	2			
	Transportkosten				
	gesamt (netto)				
Komponenten Campbell Sien- tific	Data Logger Cambell CR 1000 kalibriert	1			
	CS-GPRS Modempaket	1			
	CS215 Temperatur und RH Sensor	1			
	MET20 Radiation Shield	1			
	CFM100 Compact Flash Speicherkartenmodul	1			
	CFMC2G Speicherkarte	1			
	CM225E Pyranometerhalterung	3			
	Transportkosten				
	gesamt (netto)				
Power System	100Ah Solar battery	1			
	185W PV Panel (12V/24V)	1			
	laderegler	1			
	Transportkosten				
	gesamt (netto)				
Bürklin	PT100/1000	2			
	Transportkosten				
	gesamt (netto)				
Geonica	Si-pyranomter LI-200	2			
	Transportkosten				
	Geonica gesamt (netto)				
Gengenbach Messtechnik	thermopile pyranometer CMP11	1			
	thermopile pyranometer CMP21	1			
	CVF3 Ventilationssystem mit integrierter Heizung	2			
	angular verstellbare Montagevorrichtung	1			
	Transportkosten				
	gesamt (netto)				
RSR2	RSR2 mit Motorcontroller	1			
	Transportkosten				
	gesamt (netto)				
Kleinteile	Kabel, Schrauben, ...	1			

Gesamte Ausgaben (Neupreis):

Ausgaben neue Komponenten

B. Datenblätter verbauter Komponenten

B.1. Lufttemperatur und Feuchtesensor CS215

➤ Technisches Datenblatt

Specifications

Sensing Element: Sensirion SHT75

Relative Humidity

Measurement Range: 0 to 100% RH

Accuracy (at 25°C): ±2% (10% to 90% RH),
±4% (0 to 100% RH)

Short Term Hysteresis: <1% RH

Temperature Dependence: better than ±2% over
-20° to 60°C

Long-Term Stability (Typical): ±1.0% per year

Response Time w/Filter: <10 seconds (63% response time
in air moving at 1 m s⁻¹)

Calibration Traceability: NIST and NPL standards

Temperature Measurement

Measurement Range: -40° to +70°C

Accuracy: ±0.3°C at 25°C;
±0.4°C over +5° to +40°C;
±0.9°C over -40° to +70°C

Response Time w/Filter: <120 seconds (63% response
time in air moving at 1 m s⁻¹)

Sensor Output

Communication Standard: SDI-12 V1.3 (responds to a
subset of commands)

Output Resolution: 0.03% RH; 0.01°C

Electrical

Supply Voltage: 6 to 16 Vdc

Current Drain (typical)

Quiescent: 120 µA

During Measurement: 1.7 mA (takes 0.7 seconds)

EMC Compliance: Tested and conforms to
IEC61326:2002

Physical

Operating Temp. Range: -40° to +70°C

Weight w/10 ft cable: 5.3 oz. (150 g)

Cable Type: Low-temperature cable with
Santoprene outer jacket

Housing Material: Anodized aluminium

Housing Classification: IP65 (NEMA 4)

Sensor Protection: Sintered high density
polyethylene filter cap,
average pore size 10 µm

Dimensions

Diameter at sensor tip: 0.5 in. (1.2 cm)

Diameter at cable end: 0.7 in. (1.8 cm)

**Length including
strain relief:** 7.1 in. (18.0 cm)



B.2. Photodioden-Einstrahlungssensor LI-200SZ

➤ Technisches Datenblatt

LI200X Pyranometer

1. General Description

The LI200X measures incoming solar radiation with a silicon photovoltaic detector mounted in cosine-corrected head. The detector outputs current; a shunt resistor in the sensor cable converts the signal from current to voltage, allowing the LI200X to be measured directly by Campbell Scientific dataloggers. The LI200X is calibrated against an Eppley Precision Spectral Pyranometer to accurately measure sun plus sky radiation. Do not use the LI200X under vegetation or artificial lights, because it is calibrated for the daylight spectrum (400 to 1100 nm).

During the night the LI200X may read slightly negative incoming solar radiation. This negative signal is caused by RF noise. Negative values may be set to zero in the datalogger program.

For more theoretical information on the silicon photovoltaic detector see Kerr, J. P., G. W. Thurtell, and C. B. Tanner: An integrating pyranometer for climatological observer stations and mesoscale networks. *J. Appl. Meteor.*, **6**, 688-694.

1.1 Specifications

Stability:	< ±2% change over a 1 year period
Response Time:	10 μs
Cosine Correction:	Cosine corrected up to 80°
Operating Temperature:	-40 to +65 °C
Temperature Dependence:	0.15% per °C
Relative Humidity:	0 to 100%
Detector:	High stability silicon photovoltaic detector (blue enhanced)
Sensor Housing:	Weatherproof anodized aluminum case with acrylic diffuser and stainless steel hardware
Size:	0.94" dia x 1.00" H (2.38 cm dia x 2.54 cm H)
Weight:	1 oz. (28 g)
Accuracy:	Absolute error in natural daylight is ±5% maximum; ±3% typical
Sensitivity:	0.2 kW m ⁻² mV ⁻¹
Linearity:	Maximum deviation of 1% up to 3000 W m ⁻²
Shunt Resistor:	Adjustable, 40.2 to 90.2 Ω, factory set to give the above sensitivity
Light Spectrum Waveband:	400 to 1100 nm

➤ Kalibrierschein

CERTIFICATE of CALIBRATION
for LI-COR SENSOR

Pyranometer
Model Number: LI-200

Serial Number: **PY75727** Calibration Date: **June 27, 2011**
Manufacture Date: **June 27, 2011**

Calibration Constant:
Output: 98.2 microamps per 1000 watts m⁻²

For use with LI-COR handheld meters:
Multiplier: -10.18 watts m⁻² per microamp

For use with LI-COR 2220 (147 ohm) Millivolt Adapter:
Multiplier: -69.27 watts m⁻² per millivolt

If this is an SL sensor:
Multiplier: -100.0 watts m⁻² per millivolt

IMPORTANT: Read the appropriate instruction manual (<http://www.licor.com/TSM>) before using this sensor.
IMPORTANT: It is recommended that sensors be recalibrated every two years.

Calibration Technician: *Cameron Oedema*

LI-COR[®]
Biosciences

LI-COR Biosciences • Environmental • 4421 Superior Street • P.O. Box 4425 • Lincoln, NE 68504 USA
Phone: (1) 402-467-3576 • Fax: 402-467-2819 • Toll-free: 800-447-3576 (USA & Canada)
envsales@licor.com • envsupport@licor.com • www.licor.com
Manual: <http://www.licor.com/TSM>

B.3. Rotierendes Schattenbandradiometer RSR2

➤ Technisches Datenblatt

2.2 Irradiance Inc. RSR2 Rotating Shadowband Radiometer



Figure 2: RSR2 instrument by Irradiance Inc.

The RSR2, manufactured by Irradiance, Inc. is equipped with a single silicon cell detector, model LI-200SZ, to measure incident solar radiation. This detector is manufactured by LI-COR, Inc. As shown in Figure 2 and Figure 3 the LI-200SZ is mounted on a “head unit” called apparatus, which allows unobstructed measurement of global horizontal irradiance (GHI) and to measure horizontal diffuse irradiance (DHI) by shading the sensor with a shadow band. The shadow band is a motor driven metal band, which periodically blocks the direct beam component. The RSR2 is controlled by an Irradiance motor control module and the corresponding program code and the data logger.

In addition to the calibration of the manufacturer, the RSR2 instrument has been calibrated by the German Aerospace Center (DLR) at the Plataforma Solar de Almería (PSA), Spain. It is recommended to recalibrate the sensor every two years after installation as the degradation is mainly caused by UV-irradiance.

Measured values:

- Global Horizontal Irradiance in W/m^2
- Direct Normal Irradiance in W/m^2
- Diffuse Horizontal Irradiance in W/m^2

Accuracy (time resolution: 60 min):

- Corrected Global Horizontal Irradiance: 6 W/m^2
- Corrected Direct Normal Irradiance: 12 W/m^2
- Corrected Diffuse Horizontal Irradiance: 6 W/m^2

B.4. Thermosäulen-Pyranometer CMP11

➤ Technisches Datenblatt

2 INSTRUMENTS

2.1 CMP11 Pyranometer

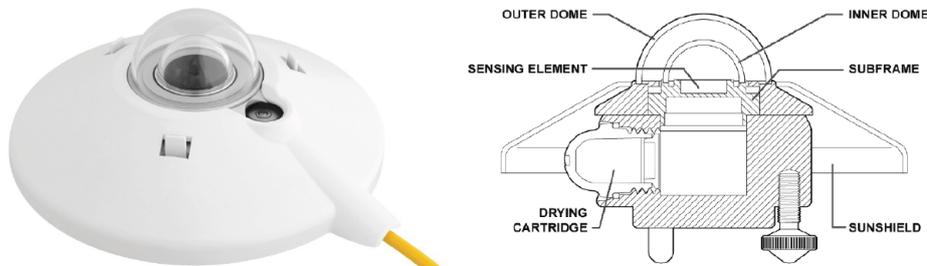


Figure 1: CMP11 Pyranometer

To achieve the required spectral and directional characteristics the CMP11 pyranometer uses a double glass dome construction and a thermopile detector, whose design provides temperature compensation. It is equipped with a built-in bubble level and adjustable leveling feet. The waterproof connector has gold-plated contacts and is fitted with a 10 m high quality signal cable as standard. The instrument doesn't require power and is supplied with a comprehensive calibration certificate.

Measured values:

- Global Horizontal / Inclined Irradiance in W/m^2

ISO Classification:	Secondary Standard
Response time (95 %):	< 5 s
Zero offsets: a) thermal radiation ($200 W/m^2$)	< $7 W/m^2$
b) temperature change (5 K/hr)	< $2 W/m^2$
Non-stability (change/year):	< 0.5 %
Non-linearity (0 to $1000 W/m^2$):	< 0.2 %
Directional error (up to 80° with $1000 W/m^2$ beam):	< $10 W/m^2$
Temperature dependence of sensitivity:	< 1 % ($-10^\circ C$ to $+40^\circ C$)
Tilt error (at $1000 W/m^2$):	< 0.2%
Sensitivity:	7 to $14 \mu V/W/m^2$
Impedance:	10 to 100Ω
Level accuracy:	0.1°
Operating temperature:	$-40^\circ C$ to $+80^\circ C$
Spectral range (50 % points):	285 to 2800 nm
Typical signal output for atmospheric applications:	0 to 15 mV
Maximum irradiance:	$4000 W/m^2$
Expected daily uncertainty:	< 2 %

➤ Kalibrierschein



CALIBRATION CERTIFICATE

CERTIFICATE NUMBER : 004451080427
PYRANOMETER MODEL : CMP 11
SERIAL NUMBER : 080427
SENSITIVITY : 8.65 µW/m² at normal incidence on horizontal pyranometer
IMPEDANCE : 32 Ohm
TEMPERATURE : 22 ± 2 °C
REFERENCE PYRANOMETER : Kipp & Zonen CMP 21 sn070114 active from 08/01/2010
CALIBRATION DATE : 01 November 2010 (recalibration is recommended every two years)
IN CHARGE OF CALIBRATION : P. van der Heijden

Calibration procedure
 The reference pyranometer is based on a side-by-side comparison with a reference pyranometer under an artificial sun fed by an AC voltage stabilizer. It embodies a 150 W Metal-Halide high-pressure gas discharge lamp, behind the lamp is a reflector with a diameter of 16.2 cm. The reflector is 1 m above the pyranometers producing a vertical beam. The reference and test pyranometers are mounted horizontally on a table, which can rotate. The irradiance at the pyranometers is approximately 500 W/m². During the calibration procedure the reference and test pyranometer are interchanged to correct for any non-homogeneity of the beam.

Hierarchy of traceability
 The reference pyranometer was compared with the sun and sky radiation as source under mainly clear sky conditions using the "continuous sun-and-shade" method. The readings are referred to the World Radiometric Reference (WRR) as stated in the WMO Technical Regulations. The originally estimated uncertainty of the WRR relative to SI is ± 0.3%.

The inclination of the receiver surface versus the true horizontal plane was set to 0.0 degrees, the instrument signal wire to the north. During the commissioning the receiver surface varied from 63.9 to 35.8 degrees, with a mean of 81.5 W/m². The angle between the solar beam and the normal of the receiver surface varied from 28.2 to 50.0 with a mean of 39.9 degrees. The ambient temperature ranged from +15.7 to +25.5 with a mean of +21.8 °C. The sensitivity calculation and the single measurements deviation (σ) are based on 880 individual measurements. The obtained sensitivity value and its expanded uncertainty (95% level of confidence) are valid for similar conditions and are: 8.40 ± 0.11 µW/m² (but is corrected by Kipp & Zonen to 8.38 µW/m²). See "correction applied" below.
 Dates of measurements: 2009, July 29, 30, August 5, 6, 18 - 20, 24
 Global radiation data were calculated from the direct solar radiation as measured with the absolute cavity pyrheliometer PMO2 (member of the WSG, WRR-Factor: 0.998618, based on the last international Pyrheliometer Comparison IPC-2005) and from the diffuse radiation as measured with a continuous disk shaded pyranometer Kipp & Zonen CM 22 sn020059 with sensitivity 8.91 (ventilated with heated air, instrument-wire to the north).

Correction applied -0.2 %
 This correction is necessary to compensate for the mean directional errors of the reference CMP 21 in Davos. This error is estimated at Kipp & Zonen by measuring the directional error for the mean angle of incidence at azimuth 5°-30° and 3°-30°. The reference CMP 21 now measures the vertical beam of the indoor calibration facility more correctly.

Justification of total instrument calibration uncertainty
 The combined uncertainty of the result of the calibration is the positive "root sum square" of three uncertainties.
 1. The expanded uncertainty due to random effects and instrumental errors during the calibration of the reference CMP 21 as given by the World Radiation Center in Davos is ± 0.11840 = ± 1.31%. (See traceability text).
 2. The uncertainty in the correction for the systematic effect of a directional error (cosine error) during the calibration in Davos, based on experience this cosine error can be estimated with an expanded uncertainty of the transfer procedure (calibration by comparison) is estimated to be ± 0.5%.
 3. Also included in the uncertainty of the transfer procedure is the positive "root sum square" of these three uncertainties: √(1.31² + 0.5² + 0.5²) = ± 1.5%.
 The estimated combined expanded uncertainty is the positive "root sum square" of these three uncertainties.

Notice
 The calibration certificate supplied with the instrument is at the date of first use. Even though the calibration certificate is stated relative to manufacture, or recalibration, the instrument does not undergo any sensitivity changes when kept in the original packing. From the moment the instrument is taken from its packaging and exposed to irradiance the sensitivity may deviate with time. See the "non-stability" table (s change in sensitivity per year) given in the radiometer specifications.

Page : Kipp & Zonen BV.
1/1 : Delftsehoek 36, 2628 XH Delft
 info@kippzonen.com
 P.O. Box 507, 2600 AM Delft
 www.kippzonen.com
 VAT no.: NL005574.857.B.01
 Trade Register no.: 27239004
 Member of HMEI

CALIBRATION CERTIFICATE
PYRANOMETER

PYRANOMETER MODEL : CMP 11
SERIAL NUMBER : 080427
SENSITIVITY : 8.74 µW/m²
 at normal incidence on horizontal pyranometer
IMPEDANCE : 29 Ohm
CALIBRATION PROCEDURE : The indoor calibration procedure is based on a side-by-side comparison with a reference pyranometer under an artificial sun fed by an AC voltage stabilizer. It embodies a 150 W Metal-Halide high-pressure gas discharge lamp, behind the lamp is a reflector with a diameter of 16.2 cm. The reflector is 1 m above the pyranometers producing a vertical beam. The reference and test pyranometers are mounted horizontally on a table, which can rotate. The irradiance at the pyranometers is approximately 500 W/m². During the calibration procedure the reference and test pyranometers are interchanged to correct for any non-homogeneity of the beam. The dark offsets of both pyranometers are measured before and after the interchange and taken into account.

REFERENCE PYRANOMETER : Kipp & Zonen CMP 21 sn070114 active from 01/01/2008.

Hierarchy of traceability

This pyranometer was compared with the sun and sky radiation as source under mainly clear sky conditions using the "continuous sun-and-shade" method. The readings are referred to the World Radiometric Reference (WRR) as stated in the WMO Technical Regulations. The originally estimated uncertainty of the WRR relative to SI is ± 0.3%.

The inclination of the receiver surface versus their horizontal position were set to 0.0 degrees, the instrument signal wire to the north. During the commissioning, the instrument received global radiation intensities from 63.9 to 103.5 with a mean of 86.7 W/m². The angle between the solar beam and the normal of the receiver surface varied from 25.2 to 49.9 with a mean of 34.0 degrees. The instrument temperature ranged from +16.6 to +25.7 with a mean of +22.6 °C. The sensitivity calculation and the single measurements deviation (σ) are based on 351 individual measurements. The obtained sensitivity value and its expanded uncertainty (95% level of confidence) are valid for similar conditions and are: 8.39 ± 0.11 µW/m² (but is corrected by Kipp & Zonen to 8.43 µW/m²). See "correction applied" below.
 Dates of measurements: 2007, July 13 - 18.

Correction applied +0.5 %
 Global radiation data were calculated from the direct solar radiation as measured with the absolute cavity pyrheliometer PMO2 (member of the WSG, WRR-Factor: 0.998618, based on the last international Pyrheliometer Comparison IPC-2005) and from the diffuse radiation as measured with a continuous disk shaded pyranometer Kipp & Zonen CM 22 sn020059 with sensitivity 8.91 (ventilated with heated air, instrument-wire to the north).

Notice
 This correction was necessary to correct for the mean directional errors of the reference CM 21 in Davos. This error is estimated at Kipp & Zonen by measuring the cosine error for the mean angle of incidence at azimuth 5°-30° and 3°-30°. The reference CM 21 now measures the vertical directed beam of the indoor calibration facility more correctly.

IN CHARGE OF TEST : M. Eishout Date: August 22, 2008 Kipp & Zonen, Delft, Holland

Notice
 The calibration certificate supplied with the instrument is valid from the date of shipment to the customer. Even though the calibration certificate is stated relative to manufacture or recalibration, the instrument does not undergo any sensitivity changes when kept in the original packing. From the moment the instrument is taken from its packaging and exposed to irradiance the sensitivity will deviate with time. See also the "non-stability performance (max. sensitivity change / year) given in the radiometer specification list.

Kipp & Zonen BV.
 Delftsehoek 36, 2628 XH Delft
 P.O. Box 507, 2600 AM Delft
 The Netherlands
 info@kippzonen.com
 www.kippzonen.com
 VAT no.: NL005574.857.B.01
 Trade Register no.: 27239004
 Member of HMEI

B.5. Heiz-und Ventilationseinheit CVF3

➤ Technisches Datenblatt

APPLICATIONS

CVF 3 is designed to operate under all weather conditions and is easy to use. The only part that needs maintenance is the removable air inlet filter, which should be checked at regular intervals and cleaned or replaced when necessary.

A ventilation system does not prevent the radiometer dome becoming dirty, but it can reduce the frequency of cleaning. Typical applications are in locations where frost and snow are frequent or where the site is unmanned and it is necessary to reduce the need for cleaning of the domes.

In top level solar radiation monitoring networks, such as the Baseline Surface Radiation Network (BSRN) of the World Meteorological Organisation, ventilation of pyranometers and pyrgeometers is mandatory.

BUILDING A SYSTEM

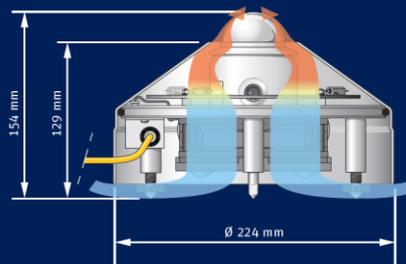
CVF 3 is designed to be used with Kipp & Zonen CMP 6, 11, 21 and 22 pyranometers, the CGR 4 pyrgeometer, and the CUV 4 total UV radiometer.

The instrument bubble level is visible through the ventilator air outlet in the cover, which is easily removed to check the radiometer desiccant. CVF 3 is backwards compatible with the older CM and CG series radiometers and uses the same mountings as the CV 2.

CVF 3 can be mounted on the 2AP and SOLYS 2 sun trackers and the CM 121C shadow ring. The ventilation fan and heaters run from 12 VDC. The accessory CVP 2 universal AC-DC power supply can operate up to two CVF 3 ventilation units with the heaters on.

Specifications	
Ventilator fan power	5 W continuously
Heater power (selectable)	5 W and 10 W
Operating temperature	-40 to +70 °C
Air temperature rise caused by CVF 3	< 0.25 K with ventilator fan only < 0.5 K with 5 W heater < 1 K with 10 W heater
Offset caused by 10 W heater	< 1 W/m ² for CMP 11 Pyranometer
Tacho output	5 V, 2 pulses per revolution
Power required	12 Volt DC, 1.3 A (with 10 W heater)
Cable voltage drop	0.07 V/m (with 10 W heater)
Weight (excluding cable)	1,6 kg
CVF 3 has a standard cable length of 10 m. Optional cable lengths 25 m and 50 m.	
Accessory CVP 2 universal AC-DC power supply for 1 or 2 x CVF 3 (with 10W heating).	
Accessory Powerbox weatherproof heavy duty AC-DC power supply for 1, 2 or 3 x CVF 3 (with 10W heating).	
Spare ventilator fan inlet filters are available in packs of 5 filters.	

Note: CVP 2 is not suitable for unprotected outdoor use.



Go to www.kippzonen.com for your local distributor

HEAD OFFICE

Kipp & Zonen B.V.
 Delftechpark 36, 2628 XH Delft
 P.O. Box 507, 2600 AM Delft
 The Netherlands
 T: +31 (0) 15 2755 210
 F: +31 (0) 15 2620 351
 info@kippzonen.com

Kipp & Zonen B.V. reserve the right to alter specifications of the equipment described in this documentation without prior notice

4414392-0901

B.6. Datenlogger CR1000, incl. Compact Flash Modul CFM100

➤ Technische Datenblätter

The CR1000 provides precision measurement capabilities in a rugged, battery-perated package. It consists of a measurement and control module and a wiring panel. Standard operating range is -25° to +50°C. The module measures sensors, drives direct communications and telecommunications, reduces data, controls external devices, and stores data and programs in on-board, non-volatile storage. The electronics are RF shielded and glitch protected by the sealed, stainless steel canister. A battery-backed clock assures accurate timekeeping. The module can simultaneously provide measurement and communication functions. The on-board, BASIC-like programming language supports data processing and analysis routines.

Accuracy:

- Analog Inputs:
 - $\pm(0.06\%$ of reading + offset) for 0° to 40°C
 - $\pm(0.12\%$ of reading + offset) for -25° to 50°C
 - $\pm(0.18\%$ of reading + offset) for -55° to 85°C
 - The sensor and measurement noise are not included and the offsets are the following:
 - Offset for DF w/input reversal = $1.5 \cdot \text{Basic Res} + 1.0 \mu\text{V}$
 - Offset for DF w/o input reversal = $3 \cdot \text{Basic Res} + 2.0 \mu\text{V}$
 - Offset for SE = $3 \cdot \text{Basic Res} + 3.0 \mu\text{V}$
- Analog Outputs:
 - $\pm(0.06\%$ of setting + 0.8 mV) for 0° to 40°C
 - $\pm(0.12\%$ of setting + 0.8 mV) for -25° to 50°C
 - $\pm(0.18\%$ of setting + 0.8 mV) for -55° to 85°C (-XT only)
 - CURRENT SOURCING/SINKING: $\pm 25 \text{ mA}$
- Resistance Measurements:
 - Assuming excitation voltage of at least 1000 mV, not including bridge resistor error: $\pm(0.04\%$ of voltage reading + offset)/Vx
 - The sensor and measurement noise are not included and the offsets are the following:
 - Offset for DF w/input reversal = $1.5 \cdot \text{Basic Res} + 1.0 \mu\text{V}$
 - Offset for DF w/o input reversal = $3 \cdot \text{Basic Res} + 2.0 \mu\text{V}$
 - Offset for SE = $3 \cdot \text{Basic Res} + 3.0 \mu\text{V}$
 - Offset values are reduced by a factor of 2 when excitation reversal is used
- Period accuracy: $\pm(0.01\%$ of reading + resolution)
- Clock accuracy: $\pm 3 \text{ min per year}$

3.3 CFM100 Compact Flash Module



Figure 8: CFM100 Compact Flash Module

The Campbell Scientific's CFM100 CompactFlash® Module stores the datalogger's data on a removable CompactFlash (CF) card. The CFM100 module connects to the datalogger via the 40-pin peripheral port.

There is one red-green-orange LED (light emitting diode) and two buttons: control and eject. The LED indicates the status of the module. The LED will flash red when the CF card is being accessed, solid green when it is OK to remove the card, solid orange to indicate an error, and flashing orange if the card has been removed and has been out long enough that CPU memory has wrapped and data is being overwritten without being stored to the card. The control button must be pressed before removing a card to allow the datalogger to store any buffered data to the card and then power it off.

➤ Kalibrierschein

CAMPBELL SCIENTIFIC LIMITED

Campbell Park
80 Hathern Road
Shepshed
Loughborough
LE12 9GX

Telephone: +44 (0) 1509 601141
Fax: +44 (0) 1509 601091
Email: support@campbellsci.co.uk



Certificate of Calibration

Customer:

Company Name: SUNTRACE GmbH
Address: Brandshöhe 46
20457 Hamburg
Germany

Model: CR1000-CSL

Serial Number: 4072

Calibration Date: 21-Nov-11
Test Panel Loc.: 13
CSL Calibration Number: 111121260
Calibration Procedures: WIT/0069, 70, 71

Instrument Calibration Condition

Received Disposition: In Tolerance Out of Tolerance Operational Failure
Returned Disposition: In Tolerance *

Report of Calibration Standards Used

Make/ Model: Test Equipment Number: Calibration Service Certificate Number
Krohn Hill 323 TEZ164 AGS0112
CSI Oscillator TEZ165 CSI

Campbell Scientific Limited certifies that the above instrument meets or exceeds published specifications and has been calibrated using standards and instruments whose accuracies are traceable to UK National Standards. All standards have been calibrated by a U.K.A.S. accredited calibration service. The uncertainties, including those attributable to the standards used, together with those contributed by personnel, procedures and environment are estimated not to exceed a 4:1 accuracy ratio for any given measurement.

Quality Control Officer responsible for content of certificate: Steve Sharratt

Remarks:

Based on the selected report options, some fields are intentionally left blank.
This document shall not be reproduced except in full, without the written approval of Campbell Scientific Limited.

Instrument Data Report

Analog Inputs

Log Option: 1	SIN-4072	Range	Input (mV)	Tolerance (mV)	Single-Ended (Full Scale) Before (mV)	Single-Ended (Full Scale) After (mV)	Differential Before (mV)	Differential After (mV)	Temp (C)
6	5000	6	5000	+4	5000.2	5000.2	5000.0	5000.0	25
6	-5000	6	-5000	+4	-5001.2	-5001.2	-5000.7	-5000.7	25
5	2500	5	2500	+2			2499.8	2499.8	25
4	250	4	250	+0.2			250.02	250.02	25
3	25	3	25	+0.002			25.01	25.01	25
2	7.5	2	7.5	+0.006			7.500	7.500	25
1	2.5	1	2.5	+0.002			2.500	2.500	25
6	5000	6	5000	+7.5			4998.5	4998.5	25
6	5000	6	5000	+7.5			4999.9	4999.9	50
6	5000	6	5000	+12.5			0.0	0.0	-55
6	5000	6	5000	+12.5			0.0	0.0	85

Quiescent System Power

Tolerance Max (mA): 0.75
As Received (mA): 0.67
As Returned (mA): 0.67
Temp (C): 25.0

Real-Time Clock

Clock accuracy: Meets or exceeds +3 min/year (-55 to 85C)

Laboratory temperature and relative humidity at the time of calibration

Temperature: 25 C Relative Humidity: 37 %
Functions tested per test document (see page 1):

Excitation Channels: Pulse Counters
CAO Channels: Period Averaging
Analog Input ranges over temperature

Calibration by: P. C. Harratt Title: Test Technician

P Redmile

Based on the selected report options, some fields are intentionally left blank.

This document shall not be reproduced except in full, without the written approval of Campbell Scientific Limited.

B.7. GPRS Mobilfunkmodem Fastrack Supreme 10

➤ Technisches Datenblatt

one serial port to the modem connected on another. When the modem is offline it is possible to send configuration commands to the modem via this route – see the data logger manual and the description of terminal mode. The baud rate has normally to be fixed to 9600 baud for use with Campbell Scientific data loggers. To change the setting the following command has to be entered: AT+IPR=9600;&W This changes the communications speed and write the setting to non-volatile memory.

To configure the Fastrack Supreme 10 for the CR800/CR1000 data logger the following AT commands had to be send to the modem to change the settings from the factory defaults (please refer to the Wavecom Fastrack manuals for full details):

- AT&F Reset to factory default settings.
- ATX0 Basic connect messages only
- ATS0=1 Set the Fastrack to auto-answer incoming calls
- AT+IFC=0,0 Handshaking off
- AT+WIND=0 Turn off advanced result codes
- AT+WASR=1 Mode which turns off the serial port when DTR is low.
- AT+WOPEN=0 Turn off any AT-OPEN applications that may be included in the Fastrack operating system.

ATV0 Numeric result codes – the Fastrack will not respond with 'OK' to this or following commands; instead it returns '0' (zero) at the start of the current line.

AT&W Saves all of the above settings in non-volatile memory.

For validation that all settings are correct, the AT&V command has to be issued to display many of the settings on the screen.

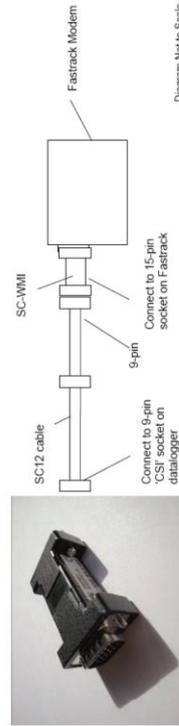


Figure 7: Campbell Scientific SC-WMI interface with connection scheme

3.2 Wavecom Fastrack Supreme 10 Modem



Figure 6: Wavecom Fastrack Supreme 10

The Fastrack Supreme 10 is a cellular Plug & Play Wireless CPU® offering state-of-the-art GSM/GPRS connectivity for machine to machine applications. It offers an Internal Expansion Socket (IES) interface accessible for customer use. Expanding application features is possible by simply plugging in of an Internal Expansion Socket Module (IESM) board. Fully certified, the quad band 850/900/1800/1900 MHz Fastrack Supreme 10 offers GPRS Class 10 capability. It supports an open software platform (Open AT®), which allows embedded standard ANSI C applications to be natively executed directly on the Wireless CPU®. Fastrack Supreme 10 is controlled by firmware through a set of AT commands.

The Fastrack module requires a power supply capable of supplying 5.5-32V DC, at an average current of up to 500mA, with short peak currents of 2.5A (at 5.5 V supply). Wavecom recommend that a 800mA, 'fast acting', fuse is inserted in the positive rail of the supply, to minimize damage in the event of a failure. This fuse is fitted in the power cable supplied. The normal color scheme for wiring is RED for positive and BLACK for negative.

The Fastrack Supreme 10 can either be connected to CS I/O port of CR800/CR1000 data loggers or directly to the RS232 port. In case of this meteorological measurement station it is connected to the CS I/O port by the Campbell Scientific SC-WMI interface. There is no use configuration of this device. It is simply connected between the data logger CS I/O port and the Fastrack module as shown in Figure 7. Communicating via the CS I/O port requires less power than the RS232 port (by ~10 mA) although the quiescent consumption is much the same. It is typically less than 100 jumps and it uses less than 3 mA when communications are in progress. The data logger is also able to terminate calls a few seconds quicker via the SC-WMI. Using an interface between the data logger and the Fastrack is necessary to enable normal operation of all Campbell Scientific peripherals that might share the 9-way serial I/O port on the data logger (e.g. Storage Modules).

The Fastrack had to be configured to ensure proper operation with Campbell Scientific data loggers. To allow easy configuration of the Fastrack obtaining a converter cable between the 15 pin socket on the module and a standard 9-pin connector suitable to plug in the serial port of a PC is necessary. In an emergency it is also possible to send commands from the data logger to the attached module, but this requires complex programming. With the CR800/CR1000 it is also possible to 'talk-through' from

B.8. Laderegler MPPT 10A

➤ Technisches Datenblatt

Technische Daten

Bitte beachten Sie zur Ausstattung und Stromstärke das jeweilige Typenschild Ihres Gerätes!

Batteriesystemspannung	12/24 V DC
Modulspannung	5 V bis 60 V DC
Max. Modul-/Laststrom	10/20/30 A (je nach Ausführung)
Batterietypen	alle 12 V- oder 24 V-Blei-Akkus (Offene, AGM, Gel)
Eigenstromverbrauch aktiv	15 mA
Eigenstromverbrauch Standby	< 1 mA
Eigenstromverbrauch bei Last Ein	130 mA
Ladeschlussspannung Hauptladephase	14,1 V/28,2 V
Ladeerhaltung	13,7 V/27,4 V
Lastabschaltung	10,5 V/21,0 V
Wiedereinschaltung	12,5 V/25,0 V
Temperaturkompensation	-4 mA/K/Zelle
Temperaturbereich	-25 °C bis +60 °C
Schutzart	IP 20
Querschnitt Anschlussklemme	bis 16 mm ²
Länge Temperaturfühler	150 cm
Abmessungen	190 x 112 x 59 mm
Gewicht	10 A: 780 g; 20 A: 870 g; 30 A: 890 g



Hinweis zum Umweltschutz

Dieses Produkt darf am Ende seiner Lebensdauer nicht über den normalen Haushaltsabfall entsorgt werden, sondern muss an einem Sammelpunkt für das Recycling von elektrischen und elektronischen Geräten abgegeben werden. Das Symbol auf dem Produkt, der Gebrauchsanleitung oder der Verpackung weist darauf hin.
Die Werkstoffe sind gemäß ihrer Kennzeichnung wieder verwertbar. Mit der Wiederverwendung, der stofflichen Verwertung oder anderen Formen der Verwertung von Altgeräten leisten Sie einen wichtigen Beitrag zum Schutze unserer Umwelt. Bitte erfragen Sie bei der Gemeindeverwaltung die zuständige Entsorgungsstelle.

Technische Änderungen vorbehalten. Für Druckfehler übernehmen wir keine Haftung. 07/2010
IVT Innovative Versorgungs-Technik GmbH, Dienhof 14, D-92242 Hirschau
Tel: 09622-719910, Fax: 09622-7199120; Info@IVT-Hirschau.de; www.IVT-Hirschau.de

B.9. Blei-Gel-Akku BTL 12-100

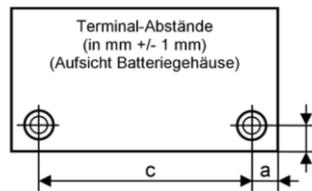
➤ Technisches Datenblatt

Batterien

Technische Daten

Typ	Spannung (V)	Kapazität in Ah (C20)	L (+/-1 mm)	B (+/-1 mm)	H (+/-1 mm)	H (+/-1 mm) Max.	Gewicht in kg	Terminal
BTG 12-33D	12	33	195	130	163	176	10.60	F12
BTG 12-40D	12	40	197	166	170	178	14.95	F12
BTG 12-75D	12	75	260	167	212	225	24.45	F12
BTG 12-80D	12	80	350	168	180	191	26.90	F12
BTG 12-100D	12	100	327	171	215	230	30.60	F12
BTG 12-120SD	12	120	327	171	215	230	33.60	F12
BTG 12-150D	12	150	483	170	242	250	45.40	F12

Typ	a (+/-1 mm)	b (+/-1 mm)	c (+/-1 mm)
BTG 12-33D	20	30	160
BTG 12-40D	20	23	160
BTG 12-75D	30	22	202
BTG 12-80D	43	44	264
BTG 12-100D	32	47	266
BTG 12-120SD	31	45	265
BTG 12-150D	50	32	382



B.10. Solarmodul PowerPlus 215P

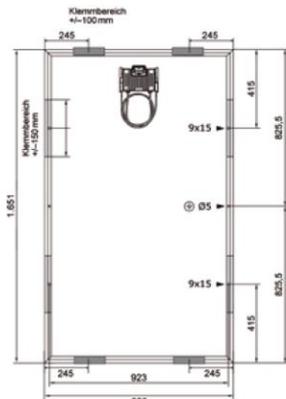
➤ Technisches Datenblatt

Technische Daten | Photovoltaik-Module



CONERGY

Conergy PowerPlus 210P-230P



Alle Angaben in mm

- Modulmaße (L × B × H):¹ 1.651 × 986 × 46 mm
- Zellmaße: 156 × 156 mm
- Anzahl Zellen: 60
- Zelltyp: polykristalline Zelle mit 3-Busbar-Technologie
- NOCT:² 44° C ± 2° C
- Maximal zulässige Belastung: 5.400 Pa³
- Frontabdeckungsart: mikrostrukturiertes Solarglas
- Kabel: 2 × 1.000 mm Länge, 4 mm² Querschnitt
- Steckertyp: Huber + Suhner: Steckerverbinder mit integrierter Drehverriegelung
- Modulgewicht:⁴ 19,6 kg
- Zertifizierung: IEC/EN 61215 Ed. 2, IEC/EN 61730, SK II, ISO 9001:2008, ISO 14001:2004
- Produktgarantie:⁵ 5 Jahre, optional verlängerbar auf 10 Jahre
- Leistungsgarantie 1:⁵ 12 Jahre, 92 % der Nominalleistung
- Leistungsgarantie 2:⁵ 25 Jahre, 80 % der Nominalleistung
- Maximal zugelassene Systemspannung: 1.000 V
- Rückstrombelastbarkeit (I_r): 20 A
- Rahmenmaterial: eloxiertes Aluminium
- Reduktion des Wirkungsgrades von 1.000 W/m² auf 200 W/m² nach EN 60904-1: Bei 200 W/m² werden 97 % des STC-Wirkungsgrades erreicht

Conergy PowerPlus	210P	215P	220P	225P	230P
Elektrische Kenndaten bei Standardtestbedingungen:⁵					
Nominalleistung (P _{nom})	210 W	215 W	220 W	225 W	230 W
Leistungstoleranz	-0/+2,5 %	-0/+2,5 %	-0/+2,5 %	-0/+2,5 %	-0/+2,5 %
Modulwirkungsgrad (P _{nom})	12,90 %	13,21 %	13,51 %	13,82 %	14,13 %
Spannung bei maximaler Leistung (U _{mppt}) ⁷	28,48 V	28,77 V	29,14 V	29,50 V	29,70 V
Strom bei maximaler Leistung (I _{mppt}) ⁷	7,47 A	7,56 A	7,65 A	7,72 A	7,82 A
Leerlaufspannung (U _{oc}) ⁷	35,27 V	35,53 V	35,90 V	36,21 V	36,40 V
Kurzschlussstrom (I _{sc}) ⁷	7,97 A	8,04 A	8,13 A	8,22 A	8,33 A
Temperaturkoeffizient (P _{mppt})	-0,43 %/°C				
Temperaturkoeffizient (U _{oc}) absolut	-0,116 V/°C	-0,117 V/°C	-0,118 V/°C	-0,119 V/°C	-0,120 V/°C
Temperaturkoeffizient (U _{oc}) prozentual	-0,33 %/°C				
Temperaturkoeffizient (I _{sc}) absolut	4,0 mA/°C	4,0 mA/°C	4,1 mA/°C	4,1 mA/°C	4,2 mA/°C
Temperaturkoeffizient (I _{sc}) prozentual	0,05 %/°C				
Elektrische Kenndaten bei 800 W/m², NOCT und AM 1,5					
Leistung (P _{mppt})	159,53 W	163,12 W	167,21 W	170,82 W	174,16 W
Leerlaufspannung (U _{oc})	32,49 V	32,73 V	33,07 V	33,35 V	33,52 V
Kurzschlussstrom (I _{sc})	6,61 A	6,67 A	6,75 A	6,83 A	6,92 A
Spannung (U _{mppt})	25,49 V	25,75 V	26,08 V	26,40	26,58 V
Strom (I _{mppt})	6,26 A	6,34 A	6,41 A	6,47 A	6,55 A

¹ Toleranz der Abmaße: +/-1 mm.
² Nominale Betriebstemperatur der Zelle bei Einstrahlung 800 W/m², 20° C Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit von 1 m/s.
³ Gemäß IEC 61215 Ed. 2.
⁴ Gewichtstoleranz: +/- 0,5 kg.
⁵ Gemäß den aktuellen Garantiebedingungen der Conergy AG.
⁶ Standard Test Conditions, die wie folgt definiert sind: Strahlungsleistung von 1.000 W/m² bei einer spektralen Dichte von AM 1,5 und Zelltemperatur von 25° C.
⁷ Typische Produktionswerte.

Dieses Datenblatt entspricht den Vorgaben der DIN EN 50380.

www.conergy.de

Erhältlich bei:

2010©Conergy

Technische Änderungen vorbehalten

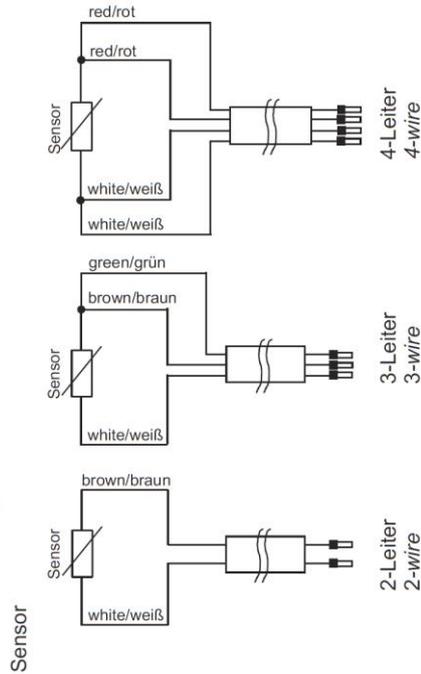
PowerPlus210P-230P-TD-GET-1008

B.11. Modultemperatursensor OF14

➤ Technisches Datenblatt

Seite 4

Anschlussplan



Bei elektronischen Sensoren wie z.B. **AD592, SMT160, LM235, DS1820**
gilt: braun= plus (+), weiß= minus (-), grün=out

Seite 2

Technische Daten

Allgemein:

- Sensorleitung L: 1m/2m/4m/6m, andere Längen auf Anfrage, Kabelenden standardmäßig mit Aderend-Hülsen,
 Leiterquerschnitt: TF14: 0,14mm²
 OF14: 0,25mm²
 Einsatztemperatur: PVC/HT: -35...100°C
 Silikon: -50...180°C
 PTFE: -80...260°C, nur TF14
 TF14: Edelstahl Mat. 1.4571
 Fühlerhülse: OF14: Aluminium
 Durchmesser: TF14: 4mm
 Einbaulänge: TF14: 50mm/100mm/150mm/200mm/400mm
 OF14: LxBxH 35mmx10mmx6mm
 Schutzart: TF14: Sechskant verpresst -> IP54
 Feuchtdicht rolliert -> IP67
 OF14: IP65

Typ Sensor:

- Messelement: Sensor nach Kundenwunsch
 Messbereich: Abhängig v. verwendeten Sensor
 OF14: -20...+70°C
 Genauigkeit: Abhängig v. verwendeten Sensor und der Länge der Sensorleitung
 Typ. <1mA
 Messstrom: 2polig (Zweileiter)
 Anschluss: 3polig (Dreileiter), TF14 nur PTFE Leitung
 4polig (Vierleiter), TF14 nur PTFE Leitung
 TF14: ca. 15g; OF14: ca. 20g
 Gewicht:

C. PVsyst Simulation Modulneigung

C.1. Modulneigung 60°, 1 Modul, geringe Last, Standort 8.2 (HH)

PVSYST V5.55		24/05/12	Seite 3/4
Verbraucher 13,5W (ohne Heizung), 60° Modulneigung			
Inselanlage mit Akku : Hauptergebnisse			
Projekt :		Wetterstation_neu	
Simulationsvariante :		01_ohne_Heizung_60°Tilt	
Hauptsystemparameter		Systemtyp Insel mit Akkus	
PV-Feld-Ausrichtung	Neigung	60°	Azimit 0°
PV-Feld	Anzahl der Module	1	Pnenn Total 215 Wp
Benutzeranforderungen	Tägl. Haushalts-Verbraucher	Gleich bleibend übers Jahr global	123 kWh/Jahr
Hauptsimulationsergebnisse			
Systemproduktion	Verfügbare Energie	199.2 kWh/Jahr	Produzierbar 926 kWh/kWp/Jahr
	Genutzte Energie	104.9 kWh/Jahr	Überfluss 87.4 kWh/Jahr
	Performance Ratio PR	45.4 %	Sonnenanteil SF 85.6 %
Lastverlust	Zeitanteil	14.4 %	Fehlende Energie 17.7 kWh/Jahr

Spezifischer Ertrag (pro installiertem kWp): Nennleistung 215 Wp

Performance Ratio PR und Sonnenanteil SF

01_ohne_Heizung_60°Tilt

Bilanzen und Hauptergebnisse

	GlobHor	GlobEff	E Avail	EUnused	E Miss	E User	E Load	SolFrac
	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	
Januar	15.9	34.6	6.51	1.98	5.588	4.83	10.42	0.464
Februar	31.6	51.3	9.65	0.97	2.408	7.00	9.41	0.744
März	70.2	90.6	17.47	6.47	0.000	10.42	10.42	1.000
April	107.3	108.1	21.33	10.63	0.000	10.08	10.08	1.000
Mai	164.3	143.4	28.30	16.98	0.000	10.42	10.42	1.000
Juni	166.3	132.6	25.39	14.46	0.000	10.08	10.08	1.000
Juli	150.6	123.7	23.35	12.07	0.000	10.42	10.42	1.000
August	128.5	119.5	22.88	12.39	0.000	10.42	10.42	1.000
September	85.7	97.6	18.14	7.75	0.000	10.08	10.08	1.000
Oktober	47.3	72.9	13.93	2.57	0.485	9.93	10.42	0.953
November	20.8	35.2	6.46	0.69	3.469	6.61	10.08	0.656
Dezember	12.7	30.3	5.75	0.49	5.759	4.66	10.42	0.447
Jahr	1001.1	1039.6	199.15	87.44	17.709	104.93	122.64	0.856

Legenden:

GlobHor	Horizontale Globalstrahlung	E Miss	Fehlende Energie
GlobEff	Effektive Globalstr. (IAM u. Verschattungen)	E User	Dem Verbraucher gelieferte Energie
E Avail	Verfügbare Solarenergie	E Load	Energiebedarf des Verbrauchers (Last)
EUnused	Verluste ungenutzter Energie (volle Batt.)	SolFrac	Solarer Anteil (Enutz / Ebenöt)

Übersetzung ohne Garantie, nur der englische Text ist maßgeblich.

C.2. Modulneigung 53°, 1 Modul, geringe Last, Standort 8.2 (HH)

PVSYST V5.55		24/05/12	Seite 3/4																																																																																																																																							
Verbraucher 13,5W (ohne Heizung)																																																																																																																																										
Inselanlage mit Akku : Hauptergebnisse																																																																																																																																										
Projekt :		Wetterstation_neu																																																																																																																																								
Simulationsvariante :		01_ohne_Heizung																																																																																																																																								
Hauptsystemparameter		Systemtyp Insel mit Akkus																																																																																																																																								
PV-Feld-Ausrichtung	Neigung	53°	Azimit 0°																																																																																																																																							
PV-Feld	Anzahl der Module	1	Pnenn Total 215 Wp																																																																																																																																							
Benutzeranforderungen	Tägl. Haushalts-Verbraucher	Gleich bleibend übers Jahr global	123 kWh/Jahr																																																																																																																																							
Hauptsimulationsergebnisse																																																																																																																																										
Systemproduktion	Verfügbare Energie	207 kWh/Jahr	Produzierbar 962 kWh/kWp/Jahr																																																																																																																																							
	Genutzte Energie	105 kWh/Jahr	Überfluss 95 kWh/Jahr																																																																																																																																							
	Performance Ratio PR	43.9 %	Sonnenanteil SF 85.3 %																																																																																																																																							
Lastverlust	Zeitanteil	14.7 %	Fehlende Energie 18 kWh/Jahr																																																																																																																																							
<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="width: 45%;"> <p>Spezifischer Ertrag (pro installiertem kWp): Nennleistung 215 Wp</p> <p>Lu: Nicht genutzte Energie (voller Akku) 1.22 kWh/kWp/Tag Lc: Sammlerverluste (PV-Generatorverluste) 0.31 kWh/kWp/Tag Ls: Systemverlust und Akkuladen 0.18 kWh/kWp/Tag Yt: Dem Benutzer gelieferte Energie 1.33 kWh/kWp/Tag</p> </div> <div style="width: 45%;"> <p>Performance Ratio PR und Sonnenanteil SF</p> <p>PR: Leistungsindex (Yt/Yr) : 0.439 SF: Sonnenanteil (Esol/Elast) : 0.853</p> </div> </div>																																																																																																																																										
<p>01_ohne_Heizung</p> <p>Bilanzen und Hauptergebnisse</p> <table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th></th> <th>GlobHor</th> <th>GlobEff</th> <th>E Avail</th> <th>EUnused</th> <th>E Miss</th> <th>E User</th> <th>E Load</th> <th>SolFrac</th> </tr> <tr> <th></th> <th>kWh/m²</th> <th>kWh/m²</th> <th>kWh</th> <th>kWh</th> <th>kWh</th> <th>kWh</th> <th>kWh</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Januar</td><td>15.9</td><td>33.6</td><td>6.41</td><td>2.02</td><td>5.734</td><td>4.68</td><td>10.42</td><td>0.450</td></tr> <tr><td>Februar</td><td>31.6</td><td>50.9</td><td>9.57</td><td>0.95</td><td>2.441</td><td>6.97</td><td>9.41</td><td>0.741</td></tr> <tr><td>März</td><td>70.2</td><td>91.8</td><td>17.93</td><td>6.88</td><td>0.000</td><td>10.42</td><td>10.42</td><td>1.000</td></tr> <tr><td>April</td><td>107.3</td><td>112.1</td><td>22.16</td><td>11.43</td><td>0.000</td><td>10.08</td><td>10.08</td><td>1.000</td></tr> <tr><td>Mai</td><td>164.3</td><td>151.5</td><td>29.59</td><td>18.33</td><td>0.000</td><td>10.42</td><td>10.42</td><td>1.000</td></tr> <tr><td>Juni</td><td>166.3</td><td>141.5</td><td>27.15</td><td>16.15</td><td>0.000</td><td>10.08</td><td>10.08</td><td>1.000</td></tr> <tr><td>Juli</td><td>150.6</td><td>131.2</td><td>25.32</td><td>13.99</td><td>0.000</td><td>10.42</td><td>10.42</td><td>1.000</td></tr> <tr><td>August</td><td>128.5</td><td>125.1</td><td>23.91</td><td>13.37</td><td>0.000</td><td>10.42</td><td>10.42</td><td>1.000</td></tr> <tr><td>September</td><td>85.7</td><td>100.0</td><td>19.10</td><td>8.68</td><td>0.000</td><td>10.08</td><td>10.08</td><td>1.000</td></tr> <tr><td>Oktober</td><td>47.3</td><td>72.7</td><td>13.82</td><td>2.52</td><td>0.475</td><td>9.94</td><td>10.42</td><td>0.954</td></tr> <tr><td>November</td><td>20.8</td><td>34.7</td><td>6.40</td><td>0.66</td><td>3.549</td><td>6.53</td><td>10.08</td><td>0.648</td></tr> <tr><td>Dezember</td><td>12.7</td><td>29.3</td><td>5.51</td><td>0.38</td><td>5.866</td><td>4.55</td><td>10.42</td><td>0.437</td></tr> <tr><td>Jahr</td><td>1001.1</td><td>1074.4</td><td>206.86</td><td>95.38</td><td>18.065</td><td>104.58</td><td>122.64</td><td>0.853</td></tr> </tbody> </table> <p>Legenden: GlobHor Horizontale Globalstrahlung E Miss Fehlende Energie GlobEff Effektive Globalstr. (IAM u. Verschattungen) E User Dem Verbraucher gelieferte Energie E Avail Verfügbare Solarenergie E Load Energiebedarf des Verbrauchers (Last) EUnused Verluste ungenutzter Energie (volle Batt.) SolFrac Solarer Anteil (Enutz / Ebenöt)</p>					GlobHor	GlobEff	E Avail	EUnused	E Miss	E User	E Load	SolFrac		kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh		Januar	15.9	33.6	6.41	2.02	5.734	4.68	10.42	0.450	Februar	31.6	50.9	9.57	0.95	2.441	6.97	9.41	0.741	März	70.2	91.8	17.93	6.88	0.000	10.42	10.42	1.000	April	107.3	112.1	22.16	11.43	0.000	10.08	10.08	1.000	Mai	164.3	151.5	29.59	18.33	0.000	10.42	10.42	1.000	Juni	166.3	141.5	27.15	16.15	0.000	10.08	10.08	1.000	Juli	150.6	131.2	25.32	13.99	0.000	10.42	10.42	1.000	August	128.5	125.1	23.91	13.37	0.000	10.42	10.42	1.000	September	85.7	100.0	19.10	8.68	0.000	10.08	10.08	1.000	Oktober	47.3	72.7	13.82	2.52	0.475	9.94	10.42	0.954	November	20.8	34.7	6.40	0.66	3.549	6.53	10.08	0.648	Dezember	12.7	29.3	5.51	0.38	5.866	4.55	10.42	0.437	Jahr	1001.1	1074.4	206.86	95.38	18.065	104.58	122.64	0.853
	GlobHor	GlobEff	E Avail	EUnused	E Miss	E User	E Load	SolFrac																																																																																																																																		
	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh																																																																																																																																			
Januar	15.9	33.6	6.41	2.02	5.734	4.68	10.42	0.450																																																																																																																																		
Februar	31.6	50.9	9.57	0.95	2.441	6.97	9.41	0.741																																																																																																																																		
März	70.2	91.8	17.93	6.88	0.000	10.42	10.42	1.000																																																																																																																																		
April	107.3	112.1	22.16	11.43	0.000	10.08	10.08	1.000																																																																																																																																		
Mai	164.3	151.5	29.59	18.33	0.000	10.42	10.42	1.000																																																																																																																																		
Juni	166.3	141.5	27.15	16.15	0.000	10.08	10.08	1.000																																																																																																																																		
Juli	150.6	131.2	25.32	13.99	0.000	10.42	10.42	1.000																																																																																																																																		
August	128.5	125.1	23.91	13.37	0.000	10.42	10.42	1.000																																																																																																																																		
September	85.7	100.0	19.10	8.68	0.000	10.08	10.08	1.000																																																																																																																																		
Oktober	47.3	72.7	13.82	2.52	0.475	9.94	10.42	0.954																																																																																																																																		
November	20.8	34.7	6.40	0.66	3.549	6.53	10.08	0.648																																																																																																																																		
Dezember	12.7	29.3	5.51	0.38	5.866	4.55	10.42	0.437																																																																																																																																		
Jahr	1001.1	1074.4	206.86	95.38	18.065	104.58	122.64	0.853																																																																																																																																		

Übersetzung ohne Garantie, nur der englische Text ist maßgeblich.

C.3. Modulneigung 53°, 2 Module, hohe Last, Standort 8.2 (HH)

PVSYST V5.55		24/05/12	Seite 3/4					
Verbraucher 23,5W (Heizstufe 1 Dauerlast), 53° Modulneigung, 2 Module								
Inselanlage mit Akku : Hauptergebnisse								
Projekt :		Wetterstation_neu						
Simulationsvariante :		03_Heizstufe1_2Module						
Hauptsystemparameter	Systemtyp	Insel mit Akkus						
PV-Feld-Ausrichtung	Neigung	53°	Azimit 0°					
PV-Feld	Anzahl der Module	2	Pnenn Total 430 Wp					
Benutzeranforderungen	Tägl. Haushalts-Verbraucher	Gleich bleibend übers Jahr global	210 kWh/Jahr					
Hauptsimulationsergebnisse								
Systemproduktion	Verfügbare Energie	437 kWh/Jahr	Produzierbar 1017 kWh/kWp/Jahr					
	Genutzte Energie	174 kWh/Jahr	Überfluss 252 kWh/Jahr					
	Performance Ratio PR	36.5 %	Sonnenanteil SF 82.7 %					
Lastverlust	Zeitanteil	17.2 %	Fehlende Energie 36 kWh/Jahr					
Spezifischer Ertrag (pro installiertem kWp): Nennleistung 430 Wp		Performance Ratio PR und Sonnenanteil SF						
<p>Lu: Nicht genutzte Energie (voller Akku) 1.61 kWh/kWp/Tag Ls: Systemverluste (PV-Generatorverluste) 0.14 kWh/kWp/Tag Yf: Dem Benutzer gelieferte Energie 1.11 kWh/kWp/Tag</p>		<p>PR: Leistungsindex (Yf/Yr) : 0.365 SF: Sonnenanteil (Esol/Elast) : 0.827</p>						
03_Heizstufe1_2Module								
Bilanzen und Hauptergebnisse								
	GlobHor	GlobEff	E Avail	EUnused	E Miss	E User	E Load	SolFrac
	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	
Januar	15.9	33.6	13.77	6.67	11.10	6.75	17.86	0.378
Februar	31.6	50.9	20.69	6.06	3.15	12.98	16.13	0.805
März	70.2	91.8	38.02	19.46	0.20	17.65	17.86	0.989
April	107.3	112.1	47.53	29.22	0.00	17.28	17.28	1.000
Mai	164.3	151.5	62.63	43.54	0.00	17.86	17.86	1.000
Juni	166.3	141.5	58.01	39.58	0.00	17.28	17.28	1.000
Juli	150.6	131.2	52.93	34.56	0.62	17.24	17.86	0.965
August	128.5	125.1	49.35	31.35	0.00	17.86	17.86	1.000
September	85.7	100.0	39.65	22.10	1.26	16.02	17.28	0.927
Oktober	47.3	72.7	29.00	12.10	2.40	15.45	17.86	0.865
November	20.8	34.7	13.97	4.36	7.52	9.76	17.28	0.565
Dezember	12.7	29.3	11.87	2.94	10.15	7.70	17.86	0.431
Jahr	1001.1	1074.4	437.45	251.95	36.41	173.83	210.24	0.827
Legenden:				GlobHor	Horizontale Globalstrahlung	E Miss	Fehlende Energie	
				GlobEff	Effektive Globalstr. (IAM u. Verschattungen)	E User	Dem Verbraucher gelieferte Energie	
				E Avail	Verfügbare Solarenergie	E Load	Energiebedarf des Verbrauchers (Last)	
				EUnused	Verluste ungenutzter Energie (volle Batt.)	SolFrac	Solarer Anteil (Enutz / Ebenöt)	

Übersetzung ohne Garantie, nur der englische Text ist maßgeblich.

C.4. Modulneigung 53°, 2 Module, geringe Last, Standort 8.2 (HH)

PVSYST V5.55		24/05/12	Seite 3/4																																																																																																																																							
Verbraucher 13.5W (ohne Heizung), 53° Modulneigung, 2 Module																																																																																																																																										
Inselanlage mit Akku : Hauptergebnisse																																																																																																																																										
Projekt :		Wetterstation_neu																																																																																																																																								
Simulationsvariante :		03_ohne_Heizung_2Module																																																																																																																																								
Hauptsystemparameter		Systemtyp Insel mit Akkus																																																																																																																																								
PV-Feld-Ausrichtung	Neigung	53°	Azimet 0°																																																																																																																																							
PV-Feld	Anzahl der Module	2	Pnenn Total 430 Wp																																																																																																																																							
Benutzeranforderungen	Tägl. Haushalts-Verbraucher	Gleich bleibend übers Jahr global	123 kWh/Jahr																																																																																																																																							
Hauptsimulationsergebnisse																																																																																																																																										
Systemproduktion	Verfügbare Energie	405 kWh/Jahr	Produzierbar 943 kWh/kWp/Jahr																																																																																																																																							
	Genutzte Energie	113 kWh/Jahr	Überfluss 278 kWh/Jahr																																																																																																																																							
	Performance Ratio PR	23.7 %	Sonnenanteil SF 92.3 %																																																																																																																																							
Lastverlust	Zeitanteil	7.7 %	Fehlende Energie 9 kWh/Jahr																																																																																																																																							
<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="width: 45%;"> <p>Spezifischer Ertrag (pro installiertem kWp): Nennleistung 430 Wp</p> </div> <div style="width: 45%;"> <p>Performance Ratio PR und Sonnenanteil SF</p> </div> </div>																																																																																																																																										
<p>03_ohne_Heizung_2Module</p> <p>Bilanzen und Hauptergebnisse</p> <table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse; text-align:center;"> <thead> <tr> <th></th> <th>GlobHor</th> <th>GlobEff</th> <th>E Avail</th> <th>EUnused</th> <th>E Miss</th> <th>E User</th> <th>E Load</th> <th>SolFrac</th> </tr> <tr> <th></th> <th>kWh/m²</th> <th>kWh/m²</th> <th>kWh</th> <th>kWh</th> <th>kWh</th> <th>kWh</th> <th>kWh</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Januar</td><td>15.9</td><td>33.6</td><td>12.63</td><td>6.75</td><td>4.626</td><td>5.79</td><td>10.42</td><td>0.556</td></tr> <tr><td>Februar</td><td>31.6</td><td>50.9</td><td>20.32</td><td>9.49</td><td>0.144</td><td>9.26</td><td>9.41</td><td>0.985</td></tr> <tr><td>März</td><td>70.2</td><td>91.8</td><td>34.90</td><td>23.32</td><td>0.000</td><td>10.42</td><td>10.42</td><td>1.000</td></tr> <tr><td>April</td><td>107.3</td><td>112.1</td><td>42.74</td><td>30.47</td><td>0.000</td><td>10.08</td><td>10.08</td><td>1.000</td></tr> <tr><td>Mai</td><td>164.3</td><td>151.5</td><td>58.16</td><td>45.91</td><td>0.000</td><td>10.42</td><td>10.42</td><td>1.000</td></tr> <tr><td>Juni</td><td>166.3</td><td>141.5</td><td>54.89</td><td>43.56</td><td>0.000</td><td>10.08</td><td>10.08</td><td>1.000</td></tr> <tr><td>Juli</td><td>150.6</td><td>131.2</td><td>47.16</td><td>35.00</td><td>0.000</td><td>10.42</td><td>10.42</td><td>1.000</td></tr> <tr><td>August</td><td>128.5</td><td>125.1</td><td>43.01</td><td>30.28</td><td>0.000</td><td>10.42</td><td>10.42</td><td>1.000</td></tr> <tr><td>September</td><td>85.7</td><td>100.0</td><td>38.11</td><td>26.90</td><td>0.000</td><td>10.08</td><td>10.08</td><td>1.000</td></tr> <tr><td>Oktober</td><td>47.3</td><td>72.7</td><td>28.90</td><td>17.61</td><td>0.000</td><td>10.42</td><td>10.42</td><td>1.000</td></tr> <tr><td>November</td><td>20.8</td><td>34.7</td><td>13.61</td><td>5.85</td><td>2.145</td><td>7.94</td><td>10.08</td><td>0.787</td></tr> <tr><td>Dezember</td><td>12.7</td><td>29.3</td><td>11.04</td><td>2.67</td><td>2.570</td><td>7.85</td><td>10.42</td><td>0.753</td></tr> <tr><td>Jahr</td><td>1001.1</td><td>1074.4</td><td>405.46</td><td>277.80</td><td>9.484</td><td>113.16</td><td>122.64</td><td>0.923</td></tr> </tbody> </table>					GlobHor	GlobEff	E Avail	EUnused	E Miss	E User	E Load	SolFrac		kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh		Januar	15.9	33.6	12.63	6.75	4.626	5.79	10.42	0.556	Februar	31.6	50.9	20.32	9.49	0.144	9.26	9.41	0.985	März	70.2	91.8	34.90	23.32	0.000	10.42	10.42	1.000	April	107.3	112.1	42.74	30.47	0.000	10.08	10.08	1.000	Mai	164.3	151.5	58.16	45.91	0.000	10.42	10.42	1.000	Juni	166.3	141.5	54.89	43.56	0.000	10.08	10.08	1.000	Juli	150.6	131.2	47.16	35.00	0.000	10.42	10.42	1.000	August	128.5	125.1	43.01	30.28	0.000	10.42	10.42	1.000	September	85.7	100.0	38.11	26.90	0.000	10.08	10.08	1.000	Oktober	47.3	72.7	28.90	17.61	0.000	10.42	10.42	1.000	November	20.8	34.7	13.61	5.85	2.145	7.94	10.08	0.787	Dezember	12.7	29.3	11.04	2.67	2.570	7.85	10.42	0.753	Jahr	1001.1	1074.4	405.46	277.80	9.484	113.16	122.64	0.923
	GlobHor	GlobEff	E Avail	EUnused	E Miss	E User	E Load	SolFrac																																																																																																																																		
	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh																																																																																																																																			
Januar	15.9	33.6	12.63	6.75	4.626	5.79	10.42	0.556																																																																																																																																		
Februar	31.6	50.9	20.32	9.49	0.144	9.26	9.41	0.985																																																																																																																																		
März	70.2	91.8	34.90	23.32	0.000	10.42	10.42	1.000																																																																																																																																		
April	107.3	112.1	42.74	30.47	0.000	10.08	10.08	1.000																																																																																																																																		
Mai	164.3	151.5	58.16	45.91	0.000	10.42	10.42	1.000																																																																																																																																		
Juni	166.3	141.5	54.89	43.56	0.000	10.08	10.08	1.000																																																																																																																																		
Juli	150.6	131.2	47.16	35.00	0.000	10.42	10.42	1.000																																																																																																																																		
August	128.5	125.1	43.01	30.28	0.000	10.42	10.42	1.000																																																																																																																																		
September	85.7	100.0	38.11	26.90	0.000	10.08	10.08	1.000																																																																																																																																		
Oktober	47.3	72.7	28.90	17.61	0.000	10.42	10.42	1.000																																																																																																																																		
November	20.8	34.7	13.61	5.85	2.145	7.94	10.08	0.787																																																																																																																																		
Dezember	12.7	29.3	11.04	2.67	2.570	7.85	10.42	0.753																																																																																																																																		
Jahr	1001.1	1074.4	405.46	277.80	9.484	113.16	122.64	0.923																																																																																																																																		
<p>Legenden:</p> <table style="width:100%;"> <tr> <td>GlobHor</td><td>Horizontale Globalstrahlung</td> <td>E Miss</td><td>Fehlende Energie</td> </tr> <tr> <td>GlobEff</td><td>Effektive Globalstr. (IAM u. Verschattungen)</td> <td>E User</td><td>Dem Verbraucher gelieferte Energie</td> </tr> <tr> <td>E Avail</td><td>Verfügbare Solarenergie</td> <td>E Load</td><td>Energiebedarf des Verbrauchers (Last)</td> </tr> <tr> <td>EUnused</td><td>Verluste ungenutzter Energie (volle Batt.)</td> <td>SolFrac</td><td>Solarer Anteil (Enutz / Ebenöt)</td> </tr> </table>				GlobHor	Horizontale Globalstrahlung	E Miss	Fehlende Energie	GlobEff	Effektive Globalstr. (IAM u. Verschattungen)	E User	Dem Verbraucher gelieferte Energie	E Avail	Verfügbare Solarenergie	E Load	Energiebedarf des Verbrauchers (Last)	EUnused	Verluste ungenutzter Energie (volle Batt.)	SolFrac	Solarer Anteil (Enutz / Ebenöt)																																																																																																																							
GlobHor	Horizontale Globalstrahlung	E Miss	Fehlende Energie																																																																																																																																							
GlobEff	Effektive Globalstr. (IAM u. Verschattungen)	E User	Dem Verbraucher gelieferte Energie																																																																																																																																							
E Avail	Verfügbare Solarenergie	E Load	Energiebedarf des Verbrauchers (Last)																																																																																																																																							
EUnused	Verluste ungenutzter Energie (volle Batt.)	SolFrac	Solarer Anteil (Enutz / Ebenöt)																																																																																																																																							

Übersetzung ohne Garantie, nur der englische Text ist maßgeblich.