

FLATCON[®] Konzentrator-PV Demonstrator-Kraftwerk

**Abschlussbericht über ein Entwicklungsprojekt,
gefördert unter dem Az: 24473-24/2
von der
Deutschen Bundesstiftung Umwelt**

von

Dr. Alexander Hakenjos

Freiburg im Januar 2008



Dr. Alexander Hakenjos
Concentrix Solar GmbH

- Solar Info Center -
Emmy-Noether-Str. 2
79110 Freiburg
www.concentrix-solar.de

Projektkennblatt
der
Deutschen Bundesstiftung Umwelt



Az	24473	Referat	24/2	Fördersumme	125.000,00
----	--------------	---------	-------------	-------------	-------------------

Antragstitel FLATCON Konzentrator-PV Demonstrator-Kraftwerk

Stichworte

Laufzeit	Projektbeginn	Projektende	Projektphase(n)
19 Monate	14.06.06	14.01.08	
Zwischenberichte	21.12.2006	09.08.2007	

Bewilligungsempfänger **Concentrix Solar GmbH**
Emmy-Noether-Str. 2
79108 Freiburg

79110 Freiburg

Tel (07 61) 2 14 108 27
Fax (07 61) 2 14 108 29

Projektleitung
Herr Hakenjos

Bearbeiter

Kooperationspartner **Fraunhofer ISE**
Heidenhofstr. 2
79110 Freiburg

Zielsetzung und Anlaß des Vorhabens

Ziel des Projekts ist die Erprobung und Demonstration der FLATCON-Konzentrator-Technologie im Rahmen eines aus drei Einzelsystemen bestehenden Demonstrator-Kraftwerks in Freiburg. Die drei Systeme mit einer Größe von jeweils 4 kW werden im Kraftwerksverbund aufgebaut und vermessen. Damit können Betriebserfahrungen zu der unmittelbar vor der Markteinführung stehenden FLATCON Technologie gesammelt werden.

Bei der FLATCON Konzentrator-PV-Technologie wird direkte Sonnenstrahlung mittels Fresnel-Linsen fokussiert und mit Hilfe von speziell entwickelten hocheffizienten Solarzellen in Strom gewandelt.

Die FLATCON-Module werden auf so genannten Trackern zu Photovoltaik-Systemen verschaltet. Die Tracker dienen dazu, die Module zweiachsig der Sonne nachzuführen, wobei hohe Anforderungen an die Nachführgenauigkeit im Bereich zehntel Grad gestellt werden.

Das Grundkonzept des im Rahmen dieses Projektes angestrebten Konzentrator-Kraftwerks sieht vor, die Ansteuerung und Nachführung der drei Tracking-Systeme zentral, von einem Leitreechner aus zu überwachen. Auch die Messdatenerfassung der Einzelanlagen sowie die Aufarbeitung der Messdaten werden von diesem zentralen Leitreechner vorgenommen. Durch die geplante Vorgehensweise können die Erträge der drei Tracking-Systeme experimentell ausgewertet werden und es können Ursachen von Fehlern oder Mindererträgen untersucht werden.

Darstellung der Arbeitsschritte und der angewandten Methoden

Die erste Phase des Projekts ist gekennzeichnet von der Fertigung der für den Aufbau der Systeme notwendigen Module (ca. 800 Stück). Während dessen wird simultan an der angestrebten Systementwicklung, das heißt an der Erprobung von entwickelten Algorithmen zur Regelung und Steuerung, zur Ertragsoptimierung und zur Erkennung von Fehlern oder Mindererträgen für das angestrebte Konzentrator-Kraftwerk gearbeitet. Nach der Installation der Anlagen des Konzentrator-Kraftwerk am Standort beginnt die Monitoringphase. Zunächst wird die Messdatenerfassung vor Ort vorbereitet und installiert, so dass bis zum Ende des Projektes, zu den angestrebten Optimierungspunkten (Jahreswirkungsgrad bzw. Ertrag) umfassende Messdaten gesammelt werden.

Ergebnisse und Diskussion

Im Rahmen des Projektes wurde die FLATCON-Konzentrator-Technologie der Firma Concentrix in einem aus drei Einzelsystemen bestehenden 12 kW Demonstrator-Kraftwerk erprobt und demonstriert. Die drei Systeme wurden im Kraftwerksverbund aufgebaut und vermessen. Damit wurde wichtige Betriebserfahrung für die Markteinführung der FLATCON Technologie gesammelt und Verbesserungen in der Konzeption und der Installation ermöglicht.

Das vom Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme entwickelte Grundkonzept des realisierten Konzentrator-Kraftwerks erlaubt die Ansteuerung und Nachführung der drei Tracking-Systeme zentral von einem PC aus zu überwachen. Auch die Messdatenerfassung der Einzelanlagen sowie die Aufarbeitung der Messdaten werden von diesem zentralen Leitrechner vorgenommen. Durch Internetanbindung kann das System fernüberwacht werden. Damit wurde in dieser Anlage eine erste Version der zukünftigen Kraftwerkleitertechnologie für FLATCON Kraftwerke eingesetzt. Das Solar-Kraftwerk des hier vorgeschlagenen Projekts, bestehend aus drei Tracking-Systemen, stellt den ersten Verbund dieser Art dar. Bereits in der Installationsphase konnte die neue Modulgeneration eingeführt werden, so dass zwei der drei Systeme den in Kraftwerksprojekten eingesetzten Systemen gleichen. Von unabhängiger Seite wurde eine Einzelsystemleistung von 5,6 kW bestätigt.

Öffentlichkeitsarbeit und Präsentation

Die Anlagen wurden auf der Messe der EUPVSEC Konferenz 2007 in Mailand präsentiert. Im Rahmen dieser Konferenz wurden auch Ergebnisse veröffentlicht: A. Hakenjos, J. Wüllner, H. Lerchenmüller FIELD PERFORMANCE OF FLATCON® HIGH CONCENTRATION PHOTOVOLTAIC SYSTEMS, in Proceedings of the 22nd EUPVSEC 2007.

Fazit

Erstmals konnte das System umfassenden Tests und Untersuchungen unterzogen werden. Durch die gewonnenen Erkenntnisse sowie durch die in der Installationsphase gesammelte Erfahrung wurde es Concentrix ermöglicht, auch größere Kraftwerksprojekte in Angriff zu nehmen. Ein Kraftwerk mit einer Gesamtleistung von 0,5 MW befindet sich derzeit im Bau in Puertollano, Spanien.

Die hier beschriebene Pilotanlage wird weiterhin für Testzwecke in Betrieb bleiben. Ein Test eines Wechselrichters neuerer Bauart schließt sich unmittelbar an. Es wurde eine wesentliche Beeinflussung der Systemleistung durch atmosphärisch bedingte Änderungen im Solarspektrum festgestellt. Dies bedarf weiterer Analyse, die im Rahmen eines umfangreichen Forschungsprojektes durchzuführen ist.

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung	1
2	Einleitung	3
3	Hauptteil	7
3.1	Der Projektstandort	7
3.2	Das FLATCON [®] -System	8
3.3	Winkelakzeptanz	13
3.4	Nachführgenauigkeit der Regelung	15
3.5	Verwindung der Modulfläche unter Eigenlast	19
3.6	Verwindung der Modulfläche unter zusätzlicher Last	24
3.7	Die DC-Leistung des FLATCON [®] Systems	28
3.8	Die Strom-Spannungskennlinie	30
3.9	Die optimale DC-Leistung im Betrieb	32
3.10	Verluste und Verlustmechanismen	35
3.11	Energieertrag	47
3.12	Ermittlung von Ertragskennzahlen	49
4	Fazit	51
5	Literaturverzeichnis	53

Abbildungsverzeichnis

3.1	Karte von Spanien. Der Projektstandort ist mit einem roten Punkt markiert.	7
3.2	Die Concentrix Pilotsysteme	8
3.3	Funktionsskizze des FLATCON-Systems	9
3.4	Spektrum der Solarstrahlung; Es ist zu erkennen, dass die III-V-Mehrfachsolarzelle einen wesentlich größeren Anteil des eingestrahnten Spektrums in Elektrizität umsetzen kann als die Silizium- Solarzelle.	9
3.5	Aufbau einer Tripel-III-V-Solarzelle	10
3.6	Fresnellinse	10
3.7	FLATCON-Modul	11
3.9	Schaltbild des FLATCON-Systems	12
3.11	Skizze der Winkelakzeptanz	13
3.12	Winkelakzeptanz der FLATCON-Technologie	14
3.13	Abweichung in der Nachführung	16
3.14	Genauigkeit der Regelung [AH07]	18
3.15	Module und Sensoren auf dem Tracker	19
3.16	Verwindung des Systems	20
3.17	Verwindung in Abhängigkeit zur Sonnenhöhe	20
3.18	Belastung der Nachführeinheit bei variierenden Elevationswinkeln	21
3.19	Verwindung der Modulspalten	24
3.20	Verwindung durch zusätzliche Last	25
3.21	Messaufbau: Belastung der Nachführeinheit	26
3.22	Systemverwindung bei Zugbelastung	27
3.23	Strahlungskarte der Globalstrahlung in Spanien	28
3.24	DNI-Einstrahlung in Lorca	29
3.25	Strom-Spannungskennlinie des Prototyps	31
3.26	Die DC-Leistung des Prototyps	32

3.27	Der Verlauf der DC-Leistung zwischen dem 2. und 8. September	33
3.28	Optimalleistung in Lorca	34
3.29	Der optimale Wirkungsgradverlauf	35
3.30	Leistungsverlauf des Pilotsystems bei abendlicher Abschattung	38
3.31	Abschattung des Systems um 19:10 Uhr (links) und um 19:27 (rechts) . . .	39
3.32	Systemabschattung um 9 Uhr (links) und um 9:15 Uhr (rechts)	41
3.33	Spektrale Verluste bei hoher Air Mass	42
3.34	Wirkungsgradkurve des Concentrix-Wechselrichters	45
3.35	Fit der realen Leistung in Lorca	48

Tabellenverzeichnis

2.1	Spezifische CO ₂ -Emissionen fossiler Kraftwerke, berechnet aus weltweiten Durchschnittswerten für Mittellastkraftwerke	5
3.1	Kenngößen der Winkelakzeptanz des FLATCON [®] -Systems	14
3.2	Parameter der Winkelakzeptanz	15
3.3	Parameter der Näherung für die Abweichung im Tracking der Elevation . . .	17
3.4	Parameter der Näherung für die Abweichung des Trackings im Azimut . . .	17
3.5	Parameter der Näherung für die Verwindung des Systems	22
3.6	Modulpositionen	23
3.7	Parameter der Verwindung durch Last	27
3.8	Von ISFOC ermittelte Systemleistungsdaten unter Nominalbedingungen . .	30
3.9	Parameter der optimalen Leistungskurve	33
3.10	Wirkungsgradverluste durch Abschattung	39
3.11	Parameter der Näherung für den Wirkungsgradverlauf bei hoher Air Mass .	40
3.12	Parameter für die Beschreibung der Wirkungsgradfunktion	44
3.13	Betrachtete Verlustmechanismen und deren Einfluss im Beobachtungszeitraum	46
3.14	Parameter der realen Leistungskurve	49

Nomenklatur

Lateinische Buchstaben

$a_{\eta_{WR}}$	Wechselrichter Näherungskonstante 1	
a_{v_1}	Linearer Anteil der Näherung	
$a_{v_{last}}$	Linearer Anteil der Näherung	
$a_{\tau_{azi}}$	Linearer Anteil der Näherung	
$a_{\tau_{ele}}$	Linearer Anteil der Näherung	
$a_{opt,AM}$	Linearer Anteil der Näherung	
a_{opt}	Linearer Anteil der Näherung	
a_{real}	Linearer Anteil der Näherung	
A_{sys}	Fläche des Systems	m^2
$a_{v_{sys}}, a_t$	Stärke der Parabelkrümmung	
a_{wak}	Steigung der Näherung der Winkelakzeptanz	
$B(r)$	Intensitätsverteilung	—
$b_{\eta_{WR}}$	Wechselrichter Näherungskonstante 2	
$b_{v_{last}}$	Ordinatenabschnitt der Näherung	
b_v	Quadratischer Anteil der Näherung	
$b_{\tau_{azi}}$	Quadratischer Anteil der Näherung	
$b_{\tau_{ele}}$	Quadratischer Anteil der Näherung	
$b_{opt,AM}$	Ordinatenabschnitt der Näherung	
b_{opt}	Ordinatenabschnitt der Näherung	
b_{real}	Ordinatenabschnitt der Näherung	
$c_{\eta_{WR}}$	Wechselrichter Näherungskonstante 3	
c_v	Ordinatenabschnitt der Näherung	
$c_{\tau_{azi}}$	Ordinatenabschnitt der Näherung	
$c_{\tau_{ele}}$	Kubischer Anteil der Näherung	
E	Energie	J, Ws

Tabellenverzeichnis

E_{Sonne}	Energie	J
F	Zugkraft	N
F_g	Gravitationskraft	N
g	Erdbeschleunigung	m/s^2
I_S	Sensorstrom	A
I_{SC}	Kurzschlussstrom	A
$l', l_{Fluegelstueck}$	Wirkabstand	m
l_ε	Wirkabstand des Moments	m
$l_{PositiondesModuls}$	Position des Moduls	m
M	Drehmoment	Nm
m	Masse	kg
m_{Last}	Masse der Last	kg
m_{Modul}	Masse des Moduls	$8 kg$
M_{Modul}	Versatzmoment für Modulspalte	Nm
M_{Sp}	Messfaktor für Spannungsteiler (DC-Leistung)	—
P	Leistung	W
$p(DNI)$	direkte Strahlungsdichte	$kWh/m^2 * a$
$P_{opt,AM}$	Leistungsnaherung bei hoher Air Mass	W
P_{opt}	Näherung der optimalen Leistung	W
P_{Rmess}	Leistungsaufnahme des Spannungsteilers	W
P_{real}	Näherung der gemessenen Leistung	W
$P_{verlust}$	Verlustleistung durch Winkelabweichungen	W
PR	Performance Ratio	$\%$
r	Sphärischer Radius	rad
R	Widerstand	Ω
T	Temperatur	$K, ^\circ C$
t	Zeit	s
U	Spannung	V
U_α	Spannung als fkt. von der Winkelabweichung	V
U_{max}	Maximale Systemspannung	V
$U_{T(25^\circ C)}$	Spannung bei Normlicht u. der Temperatur von $25^\circ C$	V
V_a	durchschnittliche verschmutzung zwischen zwei Reinigungsintervallen	$\%$
V_d	Verschmutzung pro Tag	$\%$
V_{OC}	Leerlaufspannung	V
x	gemessene Sonnenposition in Azimutrichtung	—
x_1	Position des äußeren Messmoduls	mm
x_n	Positionen der Modulspalten	mm

y	gemessene Sonnenposition in Elevationsrichtung	—
-----	--	---

Griechische Buchstaben

α, α_S	Azimutwinkel der Sonne	0 - 360°
β	Winkel zwischen den Sensoren	°
Δt	Messzeitraum	s
$\varepsilon, \varepsilon_S$	Elevationswinkel der Sonne	± 90°
η_{opt}	Wirkungsgrad	—
$\eta_{real_{lorca}}$	Energiewirkungsgrad des Pilotsystems	—
η_{WR}	Wirkungsgrad des Wechselrichter	—
γ, γ_t	Abweichung des Fokus zur Solarzelle	°
λ	Wellenlänge	m
v_1	Verwindung des Messmoduls	°
v_{last}	Verwindung unter Zugkraft	°
$v_{n,t}$	Verwindung an einer bel. Modulspalte zum Zeitpunkt t	°
v_{sys}	Verwindung auf Systemebene	°
ω	kummulierte Jahresenergiedichte der Direktstrahlung	$kWh/m^2 * a$
Φ_S	Strahlungsleistung der Sonne	W
Ψ_{lorca}	Spezifischer Energieertrag , Yield	$kWh/kWp * a$
τ_{azi}	Nachführabweichung in Azimutrichtung	°
τ_{ele}	Nachführabweichung in Elevationsrichtung	°

Abkürzungen

AC	A lternating C urrent, Wechselstrom
AM	A ir M ass
CPV	C oncentrating P hotovoltaics
DC	D irect C urrent, Gleichstrom
DNI	D irect N ormal I rradiation, Direkteinstrahlung
FF	F üllfaktor
FLATCON	F resnel L ens A ll- G lass T andem- C ell C ONcentrator
GHI	G lobal H orizontal I rradiation
ISFOC	I nstituto de S istemas F Otovoltaicos de C oncentración, spanisches Institut für konzentrierende Photovoltaiksysteme
MPP	M aximum P ower P oint

SCA **Solar Cell Assembly**

1 Zusammenfassung

Im Rahmen des Projektes wurde die FLATCON[®]-Konzentrator-Technologie der Firma Concentrix in einem aus drei Einzelsystemen bestehenden Demonstrator-Kraftwerk erprobt und demonstriert. Die drei Systeme mit einer Größe von jeweils 4 kW wurden im Kraftwerksverbund aufgebaut und vermessen. Damit wurde wichtige Betriebserfahrung für die Markteinführung der FLATCON[®] Technologie gesammelt und Verbesserungen in der Konzeption und der Installation ermöglicht.

Das vom Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme entwickelte Grundkonzept des im Rahmen dieses Projektes realisierten Konzentrator-Kraftwerks erlaubt, die Ansteuerung und Nachführung der drei Tracking-Systeme zentral von einem PC aus zu überwachen. Auch die Messdatenerfassung der Einzelanlagen sowie die Aufarbeitung der Messdaten werden von diesem zentralen Leitrechner vorgenommen. Durch Internetanbindung kann das System fernüberwacht werden. Damit wurde in dieser Anlage eine erste Version der zukünftigen Kraftwerkleitertechnologie für FLATCON[®] Kraftwerke eingesetzt. Das Solar-Kraftwerk des hier vorgestellten Projekts, bestehend aus drei Tracking-Systemen, stellt den ersten Verbund dieser Art dar. Bereits in der Installationsphase konnte die neue Modulgeneration eingeführt werden, so dass zwei der drei Systeme den in Kraftwerksprojekten eingesetzten Systemen gleichen.

In der Anfangsphase des Projektes wurde der Standort von Freiburg nach Spanien verlegt, womit wesentlich günstigere Einstrahlungsbedingungen ausgenutzt werden konnten.

Die Genauigkeit der Regelung der mechanischen Nachführung wurde getestet. Es konnte gezeigt werden, dass die Regelung sehr zuverlässig und genau arbeitet. Die hohe Präzision der Nachführmechanik wurde überprüft und konnte als sehr geeignet für die FLATCON[®] Konzentratortechnologie validiert werden. Die in Rahmen des Projektes verwendeten Nachführungen werden jetzt auch bei aktuellen Kraftwerksinstallationen eingesetzt.

Das System wurde von dem unabhängigen Institut ISFOC aus Spanien vermessen. Auf der Gleichstrom Seite wurde ein Wirkungsgrad von 23% unter Normbedingungen ermittelt. Dies

liegt wesentlich über den von herkömmlichen Photovoltaiksystemen erzielten Wirkungsgraden von ca. 14%. Die Systemleistung einer Nachführung liegt damit bei 5,6 kW. Verschiedene Einflussfaktoren auf die Systemleistung wurden identifiziert und quantifiziert. Wie oben erwähnt, ist die Nachführung so präzise, dass es kaum zu Verlusten kommt. Verschmutzung sowie atmosphärisch bedingte Veränderungen im Sonnenspektrum konnten in ihren Auswirkungen auf die Systemleistung abgeschätzt werden. Dabei ergab sich jedoch die Erkenntnis, dass auf diesem Gebiet noch weiterer Forschungsbedarf besteht.

Teile dieses Berichtes sind der Diplomarbeit von Herrn Wüllner entnommen [Wue07]. Das Projekt wurde unter Mithilfe des Fraunhofer ISE und der finanziellen Förderung durch die Deutsche Bundesstiftung Umwelt, Az. 24473-24/2, durchgeführt.

2 Einleitung

Die Concentrix Solar GmbH ist ein junges Unternehmen, das als Spin-off des Fraunhofer Instituts für Solare Energiesysteme¹ im Februar 2005 gegründet wurde. Vier Monate nach der Gründung wurde das erste Demonstrationssystem mit einer Leistung von 1 kW präsentiert. Ein Jahr nach der Gründung fand man mit *Good Energies* einen strategischen Investor. Im August 2006 wurde in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer ISE eine Pilot-Fertigungslinie mit einer Produktionskapazität von einem Megawatt/Jahr in Betrieb genommen.

Ende 2006 bekam Concentrix bei der Ausschreibung zu dem bisher größten Konzentrator-Photovoltaik-Kraftwerk in Spanien einen Zuschlag über die Installation von 0,5 MW Nominalleistung. In der zweiten Jahreshälfte 2007 begannen die Arbeiten an dieser Kraftwerksinstallation. Die dazu notwendigen Erfahrungen und Technologien sollten im Rahmen des hier beschriebenen Projektes entwickelt werden. Heute gehört Concentrix zu den führenden Unternehmen der Branche und befindet sich im Aufbau einer 25 MW-Produktionslinie in Freiburg.

Bei der konzentrierenden Photovoltaik² wird die Sonnenenergie durch eine Optik auf eine Solarzelle konzentriert. Die im Fokus platzierte Solarzelle wandelt die konzentrierte Strahlung in elektrische Energie um. Dadurch wird teures Halbleitermaterial durch günstigere Linsen oder Spiegel ersetzt. Die Halbleiterkosten haben bei der hochkonzentrierenden Photovoltaik³ nur noch einen Anteil zwischen 10 und 20 % der Systemkosten. Dadurch ist es möglich, die Systemkosten in der Massenproduktion zu verringern.

Ein weitere wichtige Innovation bei der Konzentrator-Photovoltaik bzw. bei der FLATCON[®]-Technologie gegenüber der konventionellen Photovoltaik-Technologie auf Silizium-Basis ist, dass durch die Begrenzung der Fläche des Halbleitermaterials durch den Einsatz einer konzentrierenden Optik erstmals, die bisher nur in der Raumfahrt verwendeten hocheffizienten III-V Solarzellen auch für terrestrische Anwendungen einsetzbar sind. Bei Solarzellen aus Materialien der III. und V. Hauptgruppe des Periodensystems werden Verbindungshalbleiter

¹im Folgenden: Fraunhofer ISE

²im Folgenden: CPV - Concentrating Photovoltaics

³ab einer 200-fachen Konzentration spricht man von hochkonzentrierend - im Folgenden: HCPV

wie z.B. GaAs, AlAs, InP oder GaSb gebildet und gestapelt. Diese so genannten Stapelzellen werden dabei durch Epitaxie (Abscheidung einkristalliner Halbleiterschichten auf einkristalliner Unterlage) gebildet. Bei dieser Art Solarzelle handelt es sich dann im Prinzip um mehrere Einzel-Solarzellen mit abnehmender Bandlücke die übereinander gestapelt werden. Die Bandlücken dieser so genannten Tandem- oder Tripelzellen (Mehrfachzellen) sind so aufeinander abgestimmt, dass ein möglichst großer Teil des Sonnenspektrums zur Stromerzeugung genutzt werden kann. In der obersten Zelle mit größter Bandlücke werden hochenergetische Photonen nahe der Bandkantenenergie mit wenig Thermalisierungsverlusten absorbiert und Elektron-Loch-Paare generiert. Photonen mit Energien kleiner der Bandlücke werden zur nächsten Solarzelle mit kleinerer Bandlücke transmittiert. Durch diese Stapelung von Solarzellen unterschiedlich großer Bandlücken lassen sich die Thermalisierungsverluste verringern und ein bedeutend größerer Teil der Sonnenenergie kann in elektrische Energie umgesetzt werden.

Die konzentrierende FLATCON[®]-Technologie der Firma Concentrix zeigt ihren Beitrag zur Umweltentlastung dadurch, dass während des gesamten Betriebs keine klimarelevanten Schadstoffe emittiert werden. Aufgrund unserer derzeitigen Energieversorgungsstruktur fallen jedoch bei der Produktion von Photovoltaik-Modulen klimarelevante Emissionen an. Untersuchungen am Fraunhofer ISE haben ergeben, dass die energetische Amortisationszeit für die FLATCON[®]-Technologie je nach Standort zwischen 8 und 16 Monaten liegt. Das heißt, unabhängig davon, wie viele klimarelevante Schadstoffe zur Produktion eines FLATCON[®]-Systems notwendig waren, produziert das System nach rund einem Jahr für ca. weitere 20 Jahre Energie ohne weitere Emissionen. Für herkömmliche Siliziummodule wird eine Energieamortisationszeit von 3 - 4 Jahren angegeben. Durch den Betrieb einer FLATCON[®]-Anlage wird (unter Voraussetzung des derzeitigen Energiemixes) somit nach einem Jahr begonnen, Emissionen einzusparen. Das Reduzierungspotenzial für klimaschädigende Schadstoffe der FLATCON[®]-Technologie gegenüber der fossilen Stromerzeugung ist vergleichend mit den Emissionen fossiler Kraftwerke zu sehen. Beispielhaft sind in Tabelle 2 die Emissionswerte des Klimagases CO₂ für durchschnittliche Kohle- und Erdgaswerke gezeigt.

Bei der Produktion einer Kilowattstunde Strom mit einer FLATCON[®]-Anlage reduziert sich die Emission von CO₂ in die Atmosphäre demnach um 550 g gegenüber einem Erdgaskraftwerk und um 950 g gegenüber der Stromerzeugung durch ein Kohlekraftwerk. Die unmittelbare CO₂-Einsparung des dargestellten Systems ergibt sich damit zu 5.200 kg/a im Vergleich zu einem Erdgaskraftwerk und zu 9.000 kg/a gegenüber der Stromerzeugung durch ein Kohlekraftwerk. Bei dieser Betrachtung ist zusätzlich zu berücksichtigen, dass das im Rahmen des dargestellten Projektes aufgestellte 12 kW-System einen wichtigen Baustein darstellt, der zur Markteinführung der FLATCON[®]-Technologie beiträgt. Kann die Markteinführung

Brennstoff	Kohle	Erdgas
Anteil am Kraftwerksbestand [%]	60	28
mittlerer Wirkungsgrad [%]	36	48
spez. CO ₂ -Emissionen [g/kWh]	950	550

Tabelle 2.1: Spezifische CO₂-Emissionen fossiler Kraftwerke, berechnet aus weltweiten Durchschnittswerten für Mittellastkraftwerke

weiterhin in dem angestrebten Maße vollzogen werden, liegt ab dem Jahr 2010 die jährliche Produktionsmenge bei 45 MW. Für diese angestrebte Produktionsmenge ergeben sich je nach Standort des Kraftwerks und je nach Bezug des Vergleichs (Erdgas- oder Kohlekraftwerk) sehr große jährliche CO₂-Einsparungen, die in einer Größenordnung von einigen 10.000 t/a liegen.

3 Hauptteil

3.1 Der Projektstandort

Der Standort der FLATCON[®]-Pilotsysteme befindet sich in Lorca, Spanien. Lorca liegt in der autonomen südspanischen Region Murcia, etwa 60 Kilometer südwestlich der Stadt Murcia. Hier konnte das Gelände eines spanischen Geschäftspartners genutzt werden.



Abbildung 3.1: Karte von Spanien. Der Projektstandort ist mit einem roten Punkt markiert.

Der Standort ist mit einer jährlichen Direktstrahlung von $1844 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ für konzentrierende Solartechnologien sehr gut geeignet. Ein Stromnetzanschluss sowie Internetverbindung war auf dem Gelände vorhanden.

In Abb. 3.2 sind die drei installierten FLATCON[®]-Systeme zu sehen. Das hinterste System wurde zuerst installiert. Es ist noch mit kleineren Modulen ausgestattet, die die Vorläufer zum aktuellen Moduldesign darstellen. Die beiden Systeme im Vordergrund entsprechen den aktuell in Kraftwerken installierten Systemen.



Abbildung 3.2: Die Concentrix Pilotsysteme auf dem Testgelände in Lorca.

3.2 Das FLATCON[®]-System

Die FLATCON[®]-Technologie wurde im Laufe der letzten 10 Jahre vom Fraunhofer ISE entwickelt. In dieser Technologie werden punktfokussierende Fresnellinsen zur Konzentration der Sonneneinstrahlung, sowie effiziente III-V-Stapelzellen zur Wandlung des konzentrierten Sonnenlichts in Energie verwendet.

3.2.1 III-V-Stapelzellen

Um den Wirkungsgrad von Solarzellen zu erhöhen, werden heute mehrschichtige Stapelsolarzellen aus unterschiedlichen Halbleitermaterialien entwickelt. Diese sogenannten Verbindungshalbleiter bestehen in diesem Fall aus einem Verbund von Elementen der dritten und fünften Hauptgruppe des Periodensystem der Elemente. Bei einer Mehrschicht solarzelle (siehe Abb. 3.5) legt man nun mehrere Solarzellen aus Verbindungshalbleitern übereinander, sodass in jeder Schicht ein Teil des Lichtspektrums absorbiert werden kann. Die einzelnen Zellen werden dabei in dünnen Schichten durch die metallische Abscheidung aus der Gasphase¹ auf ein Trägersubstrat aufgebracht. Damit ist es so möglich unterschiedliche Teile des Lichtspektrums mit den unterschiedlichen Bandlücken der Materialkombinationen zu absorbieren.

Abbildung 3.4 zeigt die Absorption der einzelnen Schichten einer Tripelsolarzelle gegenüber der einer normalen Siliziumzelle. Hierbei wird deutlich, dass durch eine Anpassung der Materialien, der Energiegehalt des Sonnenspektrums besser ausgenutzt werden kann.

Im FLATCON[®]-System werden Tripelzellen mit einem Wirkungsgrad bis zu 35% eingesetzt, wobei in Laboranordnungen schon Wirkungsgrade bis 40% erreicht wurden.

¹MOVPE = Metal Organic Vapor Phase Epitaxy

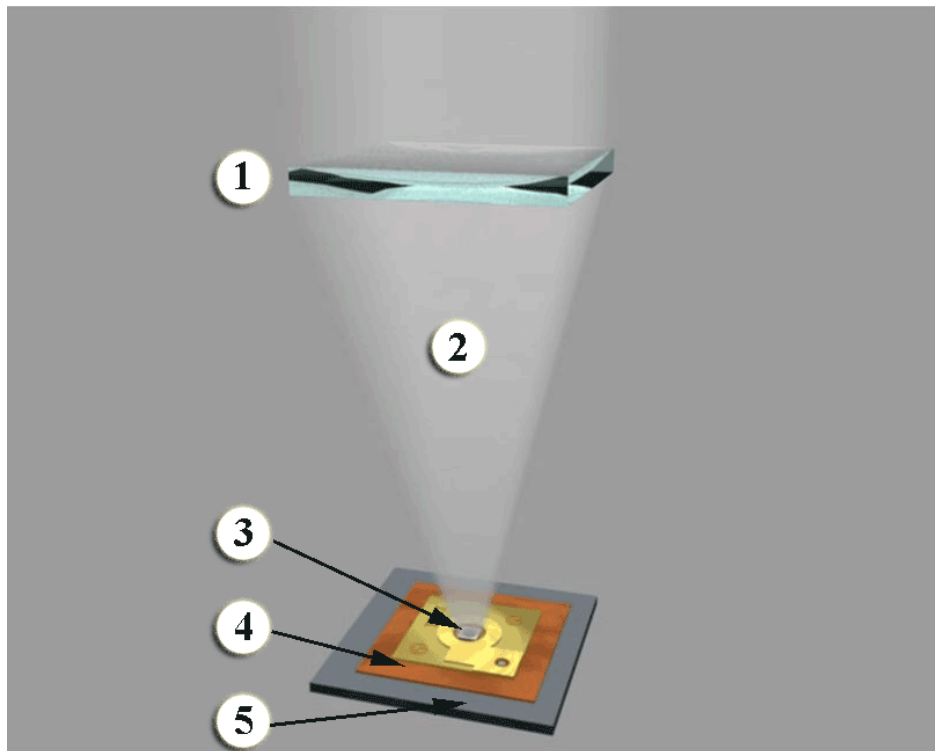


Abbildung 3.3: Die Funktionsskizze des FLATCON[®]-Systems; Im Punkt 1, der Fresnellinse, wird das parallel einfallende Sonnenlicht gebündelt. Das konzentrierte Licht (2) fällt auf eine III-V-Stapelsolarzelle (3). Das SCA (4) aus Kupfer dient als Wärmesenke, sowie zur Kontaktierung der Solarzelle und der Bypass-Diode. Diese befindet sich auf einem Glasträger (5), der die einzelnen Solarzellen zu einer Bodenplatte vereint.

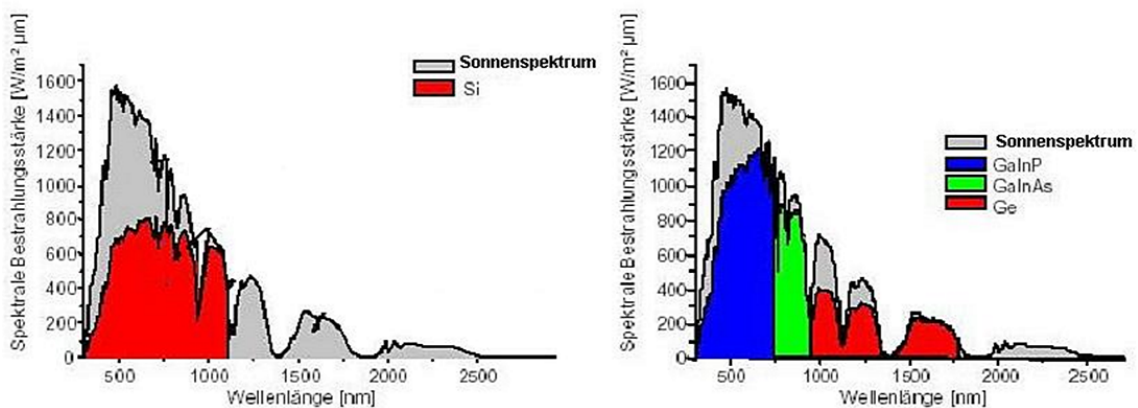


Abbildung 3.4: Spektrum der Solarstrahlung; Es ist zu erkennen, dass die III-V-Mehrfachsolare Zelle einen wesentlich größeren Anteil des eingestrahlten Spektrums in Elektrizität umsetzen kann als die Silizium-Solarzelle.

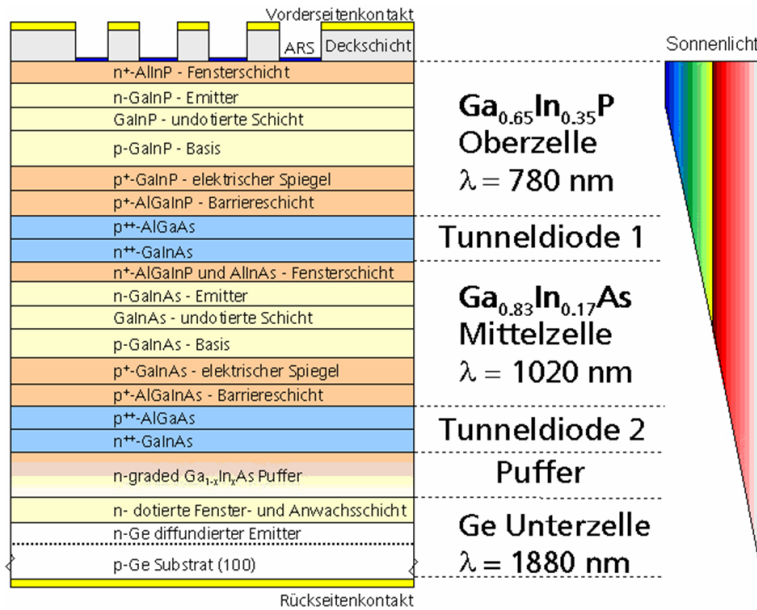


Abbildung 3.5: Aufbau einer Tripel-III-V-Solarzelle

3.2.2 Optik

Die Konzentration des Sonnenlichts wird im FLATCON[®] Modul durch Fresnel'sche Stufenlinsen erreicht. Der Aufbau einer Fresnel-Linse ist im Querschnitt in Abb. 3.6 dargestellt. Diese 16 cm² großen konvexe Fresnellinsen werden auf der oberen Glasplatte des FLATCON[®] Moduls aus Silicon aufgeprägt. Diese konzentrieren das Licht auf eine Solarzelle mit einem Durchmesser von 2,3 mm. Damit beträgt der geometrische Konzentrationsfaktor 385. Der optische Wirkungsgrad dieser Linsen beträgt ca. 85%. Die Brennweite liegt bei 76 mm.

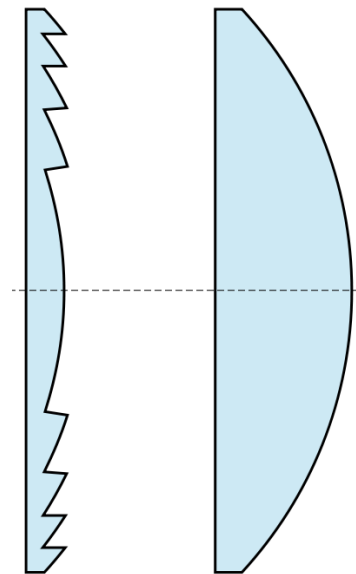


Abbildung 3.6: Fresnellinse

3.2.3 Der Aufbau des Moduls

Eine weitere Kernkomponente des FLATCON[®]-Moduls ist neben der Linse und der Solarzelle noch die Wärmesenke aus Kupfer, die gemeinsam mit der Solarzelle und einer Bypass-Diode das Solar Cell Assembly² bildet. Trotz einer sehr hohen Leistungsdichte von mehreren Hundert kW/m^2 in der Zelle reicht die passive Kühlung aus, um die Zelltemperatur selbst unter extremen Bedingungen unter 90 °C zu halten.

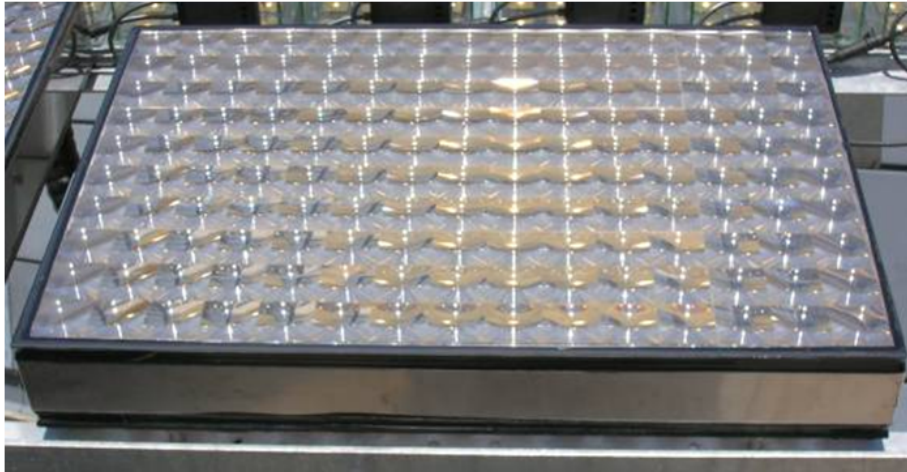


Abbildung 3.7: FLATCON[®]-Modul, bestehend aus 150 Fresnellinsen und Solarzellen, mit einer Leistung von 60 W

Ein FLATCON[®]-Modul besteht aus drei elementaren Teilen. Zum einen die Bodenplatte, die aus der präzisen Anordnung von 150 SCAs auf einer Glasplatte besteht. Zum anderen einer Linseplatte, bei der eine weitere Glasplatte mit der gleichen Anzahl an Fresnel-Linsen versehen ist, und einem Rahmen der die beiden Platten mit dem definierten Abstand, der Brennweite, verbindet.

Alle 150 Solarzellen eines Moduls werden in Reihe verschaltet. Durch die Tripelzellen liegt die Leerlaufspannung der Solarzelle bei ungefähr drei Volt, woraus eine Modulspannung von 440 Volt resultiert. Der Kurzschlussstrom pro Modul liegt bei ungefähr 150 mA. Die Nominalleistung eines Moduls beträgt somit bei einer Fläche von $0,24\text{ m}^2$ etwa 60 Watt. Die resultierenden Wirkungsgrade liegen momentan bei bis zu 27 %.

Seit dem letzten Jahr werden die Linse- und Bodenplatten in der Pilotlinie in Freiburg vom Wafer bis hin zur bestückten Bodenplatte gefertigt.

²im Folgenden: SCA

3.2.4 Wechselrichter

Bei dem Wechselrichter als weitere Systemkomponente handelt es sich um eine Eigenentwicklung in Kooperation mit dem Fraunhofer ISE. Dieser Wechselrichter ist explizit auf das Strom-Spannungsprofil des FLATCON[®]-Systems ausgelegt. Die Einbindung des Wechselrichters in das FLATCON[®]-System wird in der Abbildung 3.9 veranschaulicht.

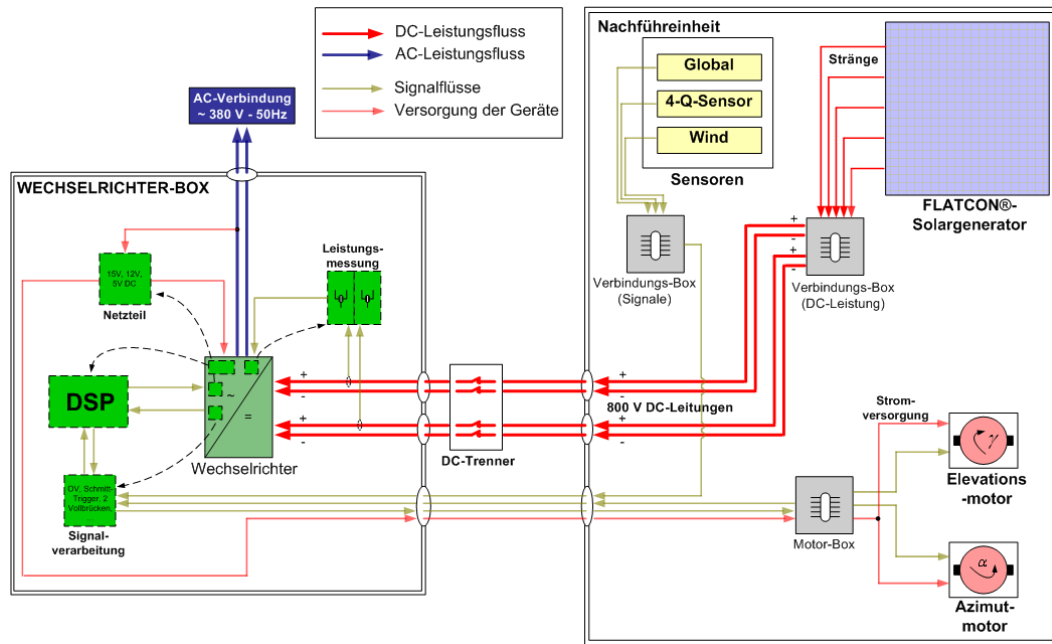


Abbildung 3.9: Schaltbild des FLATCON[®]-Systems: Auf der linken Seite befindet sich die Wechselrichtereinheit, die neben der Leistungswandlung auch die Steuerung der Nachführung übernimmt. Auf der rechten Seite ist die Nachführeinheit mit Solargenerator, Sensorik und Antrieben abgebildet. [Sta06]

3.2.5 Nachführung

Die konzentrierende Optik des Systems benötigt eine präzise Ausrichtung der Solarmodule zur Sonne. Derzeit werden modifizierte Nachführungen eines Zulieferers eingesetzt.

Das Ziel dieser gemeinsamen Entwicklung war die Modifikation einer Nachführung für nicht konzentrierende Photovoltaik. Hierbei wurde eine Verbesserung der Nachführgenauigkeit auf $\pm 0,1^\circ$ angestrebt. Dies wurde durch Verbesserungen an den Antrieben und der Stabilität der nachgeführten Fläche erreicht. Die Regelung der Nachführung ist im Wechselrichter integriert. Eine Evaluation des Gesamtsystems bezüglich der Nachführgenauigkeit wurde durchgeführt.

3.3 Winkelakzeptanz

Die Winkelakzeptanz gehört in der konzentrierenden Photovoltaik zu den charakteristischen Kenngrößen eines Systems. Sie wird durch den geometrischen Aufbau und durch die optische Konzentration des Systems bestimmt, die zum einen durch den Konzentrationsfaktor und zum anderen durch den Aufbau der Primär- und Sekundäroptik des Systems stark beeinflusst wird.

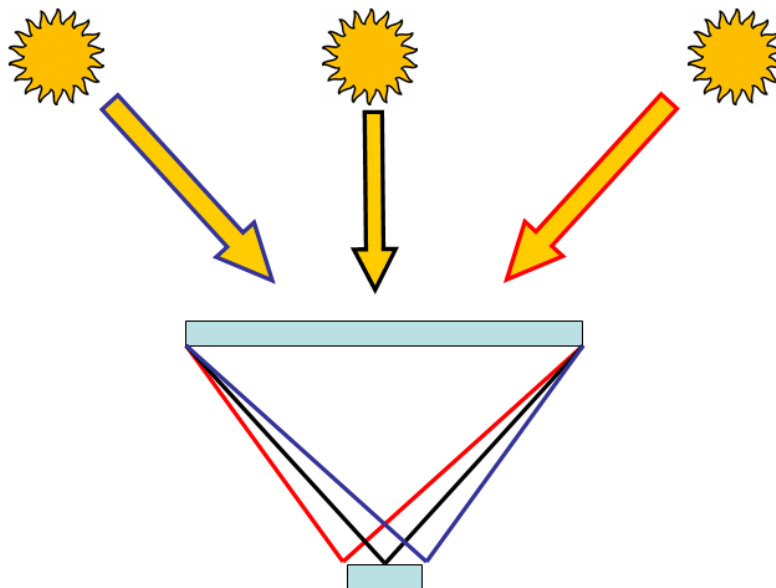


Abbildung 3.11: Skizze der Winkelakzeptanz

Wie es in der Skizze der Abbildung 3.11 dargestellt ist, kommt es bei einer Abweichung des Einfallswinkels der Sonne zu einer Defokussierung des Systems. Hierdurch ist der Fokus nur noch teilweise auf der aktiven Fläche der Solarzelle, so dass die Leistung des Systems sinkt. Die Winkelakzeptanz beschreibt dabei den Leistungsabfall des Systems bei einer Abweichung des Brennpunktes von der Solarzelle.

Die Bewertung der Winkelakzeptanz ist nicht eindeutig. So verringert eine hohe Winkelakzeptanz die Anforderungen an die Nachführeinheit und damit auch an den Regelungsaufwand. Jedoch resultiert im Gegenzug durch den Einsatz der benötigten Sekundär- oder Tertiäroptiken zum Erhöhen der Winkelakzeptanz ein Verlust im optischen Wirkungsgrad und damit über den Systemwirkungsgrad auch im Energieertrag.

Eine geringe Winkelakzeptanz hingegen entsteht aus einem Konzept mit geringen Systemtoleranzen, für das eine präzise Nachführung benötigt wird. Der hier getätigte Mehraufwand

kann jedoch in der Regel durch einen hohen Systemwirkungsgrad und damit höhere Ener-
gieerträge kompensiert werden. Im Folgenden ist die Winkelakzeptanz eines Systems in Lorca
abgebildet.

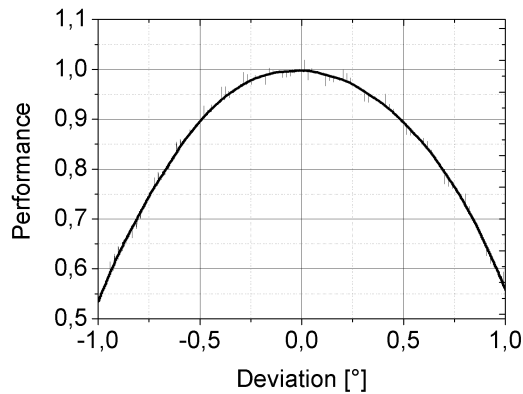


Abbildung 3.12: Die Winkelakzeptanz des Pilotsystems

Die charakteristischen Kenngrößen der Winkelakzeptanz sind die Winkelmaße bei einem
Leistungsabfall auf 95 % und 90 %. Hiermit kann unabhängig von der Systemleistung ein
Vergleich des Akzeptanzwinkels zwischen verschiedenen Systemen und Systemebenen durch-
geführt werden. Diese Kenngrößen für die FLATCON[®]-Technologie sind in der folgenden
Tabelle 3.1 aufgelistet.

$\pm 0,36^\circ$	für 95 % der Leistung.
$\pm 0,52^\circ$	für 90 % der Leistung.

Tabelle 3.1: Kenngrößen der Winkelakzeptanz des FLATCON[®]-Systems

Zur Ermittlung der Winkelakzeptanz lässt man die Sonne über die Zelle wandern (siehe
Abb. 3.11) und vergleicht den Leistungsverlauf mit dem Verlauf der Sonne. Dazu wird das
System von Hand über die Position der Sonne hinaus gefahren und die Nachführung im
Azimut angehalten. Dadurch erreicht man ein vollständiges Durchlaufen des Linsenfokus
über die Solarzelle.

Die Winkelakzeptanz auf Systemebene konnte durch die folgende quadratische Näherung mit den Parametern aus Tabelle 3.2 beschrieben werden.

$$P_{\text{verlust}} = a_{\text{wak}} * \text{Abweichung}^2 * P_{\text{opt}(p(\text{DNI}))} \quad (3.1)$$

a_{wak}	$P_{\text{nom,DNI}}$
0,3499	$f_{\text{kt}} \cdot \text{DNI}$

Tabelle 3.2: Parameter der Winkelakzeptanz

Durch diese Näherung der Winkelakzeptanz ist es möglich die folgenden Abweichungen in der Nachführgenauigkeit und Systemverwindung zu quantifizieren und so eine Abschätzung der Leistungs- und Ertragseinbußen zu ermöglichen.

3.4 Nachführgenauigkeit der Regelung

Das FLATCON[®]-System weist mit den Werten aus Tabelle 3.1 eine relativ geringe Winkelakzeptanz auf, so dass die Anforderungen an die Nachführung außergewöhnlich hoch sind. Aus diesen Grund war ein Schwerpunkt dieser Arbeit die Nachführgenauigkeit und Verwindungssteifigkeit der Nachführeinheit zu ermitteln und die daraus resultierenden Ertragsverluste zu spezifizieren. Zum Ermitteln der Nachführgenauigkeit wurde ein Messmodul, bestehend aus einem diskreten und einem lateralen PSD-Sensor, in der Mitte der Trackerfläche positioniert. Es wurde angenommen, dass in der Mitte die Beeinflussung durch statische Verwindung und Wind am geringsten ausfällt. Durch die Sensoren wird die Position der Sonne relativ zur Modulflächennormalen im Tagesverlauf ermittelt. Die Sonnenbewegungen sowie auch die Bewegungsrichtungen bei einer zweiachsigen Nachführung lassen sich in einen horizontalen³ und einen vertikalen⁴ Anteil aufteilen. Dadurch ist es möglich, gesondert Aussagen über die Trackinggenauigkeit des Azimut- und des Elevationsantriebs sowie über die Regelungsalgorithmen für die einzelnen Bewegungsrichtungen zu machen.

In Abbildung 3.13 ist die Abweichung des Systems in Lorca, Spanien, aufgezeigt. Hierbei handelt es sich in allen Fällen um eine sensorgesteuerte Regelung. Da PSD-Sensoren mit der Sonne als Bezugspunkt arbeiten, ist es nicht möglich gewesen, zuverlässige Messdaten von Tagen mit Bewölkung zu erheben. Da die Ertragsverluste bei geringer Einstrahlung ebenfalls gering ausfallen, ist jedoch die Ermittlung der Nachführgenauigkeit zu dieser Zeit von

³Azimut

⁴Elevation

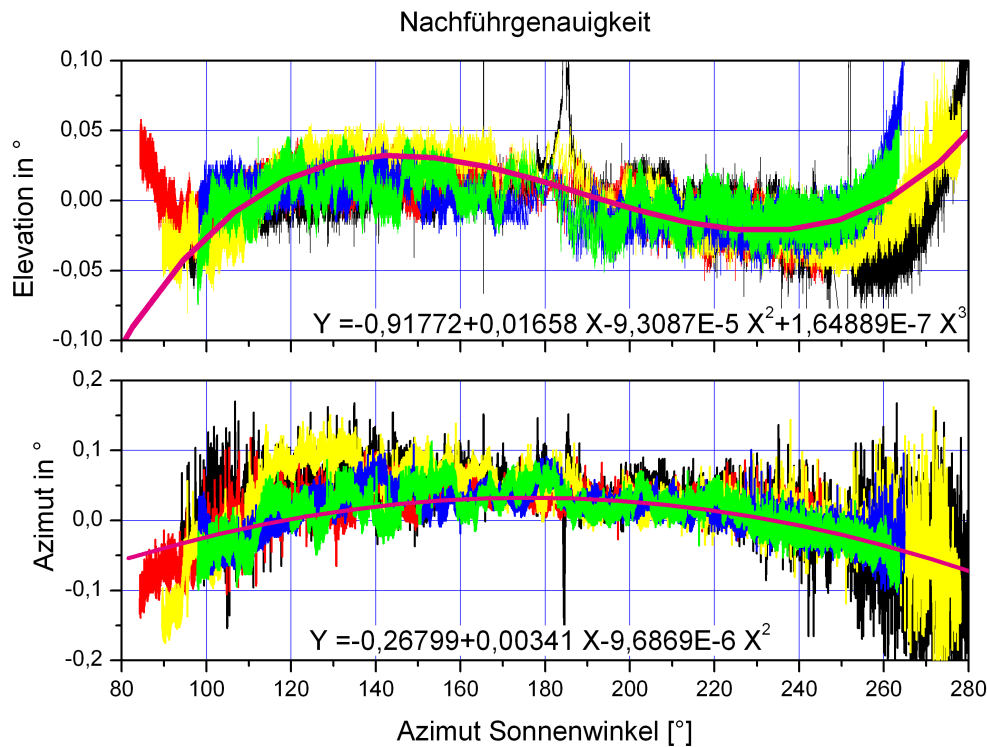


Abbildung 3.13: Abweichung in der Nachföhrung

geringerer Priorität.

Die Nachföhrgenauigkeit wurde über den Azimutwinkel (α) des Sonnenverlaufs aufgetragen (siehe Abzisse, Abb. 3.13). Eine hohe Nachföhrgenauigkeit in Elevationsrichtung (ε) zeigt die Tagesdifferenz von maximal $0,15^\circ$. Bis etwa 18 Uhr (dies entspricht einem Azimutwinkel (α) von etwa 260°) kommt es ebenso zu geringen Abweichungen, maximal $\pm 0,07^\circ$ zum Sonnenstand. Die Abweichungen der Nachföhrung zu späteren Tageszeiten sind durch Reflektionen hervorgerufen. Diese sind möglicherweise durch die dritte Nachföhrereinheit zu erklären.

Mithilfe einer polynominalen Approximation dritten Grades ist es möglich, die Nachführabweichungen (τ_{ele}) in der Elevation im Tagesverlauf mit folgender Gleichung anzunähern.

$$\tau_{ele} = a_{\tau_{ele}} * \alpha_t + b_{\tau_{ele}} * \alpha_t^2 + c_{\tau_{ele}} * \alpha_t^3 + d_{\tau_{ele}} \quad (3.2)$$

mit den Parametern

$a_{\tau_{ele}}$	$b_{\tau_{ele}}$	$c_{\tau_{ele}}$	$d_{\tau_{ele}}$
0,01658	-9,309E-5	1,649E-7	-0,91772

Tabelle 3.3: Parameter der Näherung für die Abweichung im Tracking der Elevation

Die Abweichungen in der Nachführung des Azimuts sind mit einer Tagesdifferenz von maximal $0,4^\circ$ und einer maximalen Abweichung zur Sonne von $\pm 0,2^\circ$ deutlich stärker ausgeprägt. Das verstärkte Rauschen ab einem Azimutwinkel von 250° (≈ 17 Uhr) kann durch eine Erhöhung des Lagerspiels aufgrund von Inhomogenitäten im Antrieb begründet werden. Aufgrund des Spielraums wird das System hervorgerufen durch die Regelimpulse in Schwingung versetzt. Diese Abweichung wird im folgenden Kapitel durch eine Untersuchung der Systemkomponenten näher betrachtet. Die Nachführabweichungen in Azimutrichtung (τ_{azi}) können durch eine polynominale Näherung zweiten Grades beschrieben werden.

$$\tau_{azi} = a_{\tau_{azi}} * \alpha_t + b_{\tau_{azi}} * \alpha_t^2 + c_{\tau_{azi}} \quad (3.3)$$

mit den Parametern

$a_{\tau_{azi}}$	$b_{\tau_{azi}}$	$c_{\tau_{azi}}$
0,00341	-9,6869E-6	-0,26799

Tabelle 3.4: Parameter der Näherung für die Abweichung des Trackings im Azimut

Die resultierende räumliche Abweichung des Linsenfokus auf der Zelle kann abschließend über die Winkelberechnung aus der sphärische Trigonometrie durchgeführt werden. Hierüber kann der resultierende Winkel (γ) durch die Gleichung 3.4 bestimmt werden.

$$\cos(\gamma) = \cos(\tau_{ele}) * \cos(\tau_{azi}) \quad (3.4)$$

Bei dem Oszillieren der Messwerte in den obigen Abbildungen handelt es sich nicht um ein Rauschen der Sensorik, sondern um die Bewegungen der Sonne zwischen den Regelintervallen der Nachführung. Zur näheren Betrachtung werden diese in Abbildung 3.14 noch einmal stark vergrößert dargestellt. Bei diesem entstandenen Sägezahnmuster beschreibt die ansteigende Flanke (siehe Abb. 3.14, Elevation) die Sonnenbewegung über die Zeit. Die sprunghaften Änderungen zwischen diesen Flanken resultieren aus der Regelung der Nachführeinheit. Das System führt die Elevation mit einem Interval von circa 20 Sekunden dem Solargenerator mit einer Genauigkeit von $\pm 0,02^\circ$ nach. Der Azimutwinkel wird in kürzeren Abschnitten von drei bis fünf Sekunden korrigiert, da die Azimutbewegung der Sonne schneller ausfällt als die der Elevation.

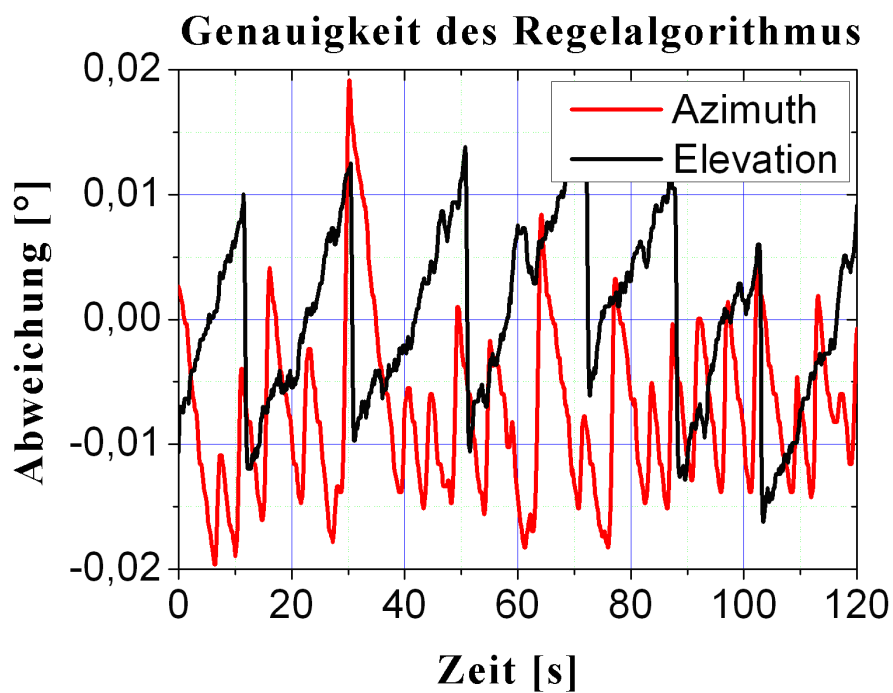


Abbildung 3.14: Genauigkeit der Regelung [AH07]

3.5 Verwindung der Modulfläche unter Eigenlast

Es kann angenommen werden, dass es bei einer Trackerfläche von über 28 m² zur Verwindung dieser durch das Eigengewicht bzw. durch Schwingungen kommen kann. Zur Ermittlung dieser Verkrümmung wurden zwei Messmodule, eines in der Mitte und ein weiteres an der rechten äußeren Ecke der Nachführeinheit, angebracht (siehe Abb. 3.15). Aus den von beiden Sensoren ermittelten Sonnenpositionen wurde die Differenz gebildet, die aus der Verwindung der Trackerfläche über den Tagesverlauf resultierte.

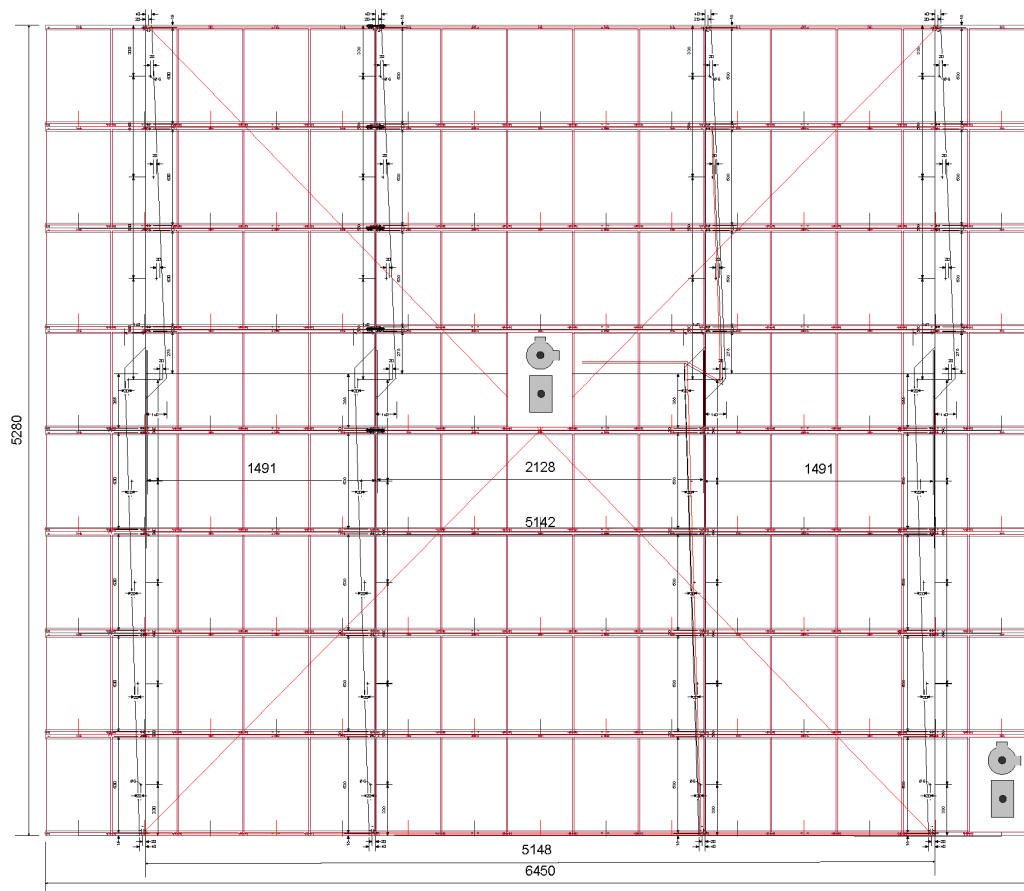


Abbildung 3.15: Module und Sensoren auf dem Tracker

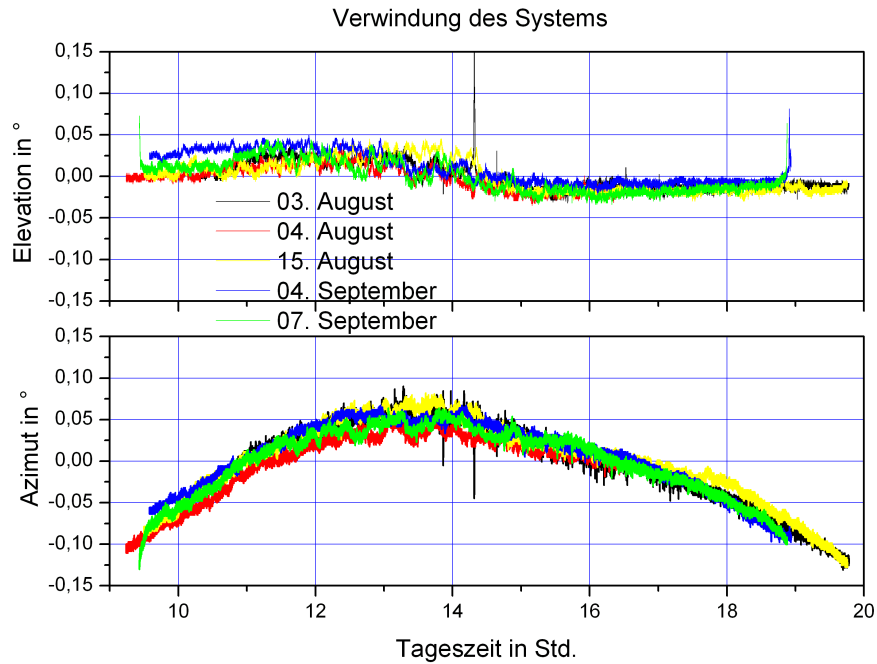


Abbildung 3.16: Verwindung des Systems

Die Messungen in Abb. 3.16 zeigen, dass die Verwindung in Azimutrichtung mit einer Verkrümmung von maximal $0,2^\circ$ und einer Abweichung zur Sonne von $\pm 0,12^\circ$ nicht zu vernachlässigen ist. Die Messungen der Elevationsrichtung zeigen mit weniger als $\pm 0,05^\circ$ einen marginalen Ausschlag. Aus diesem Grund wurde die Verwindung des Systems nur eindimensional in Richtung des Azimut betrachtet. Da diese einen ähnlichen Verlauf wie der Tagesverlauf der Sonnenhöhe hatte, wurde in einem nächsten Schritt die Krümmung des Azimuts über den Elevationswinkel der Sonne aufgetragen.

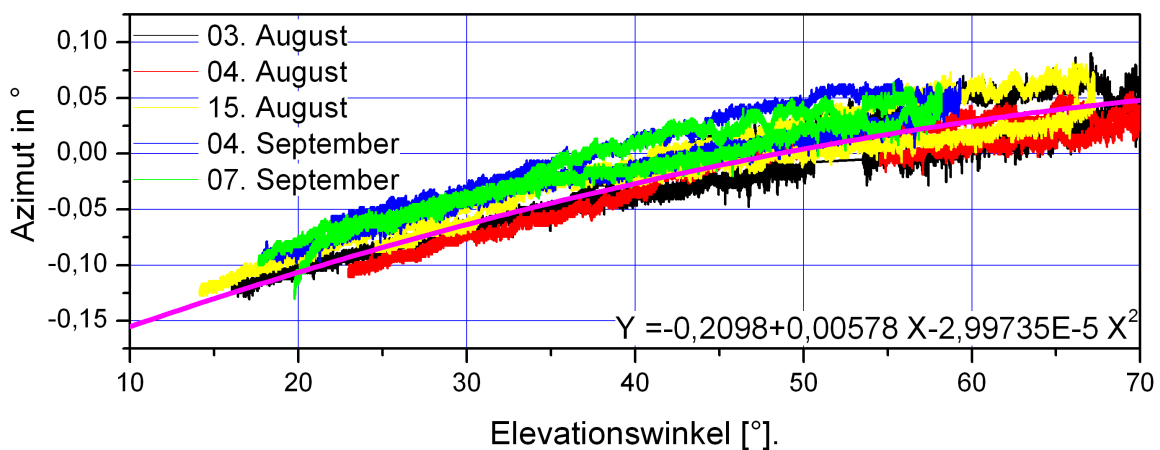


Abbildung 3.17: Verwindung in Abhängigkeit zur Sonnenhöhe

Der Graph in Abb. 3.17 zeigt eine eindeutige Beziehung zwischen der Verwindung und der Sonnenhöhe auf. Diese Korrelation lässt sich über die variierende Belastung der Stahlkonstruktion durch eine Änderung der Trackerfläche zur Gravitationskraft beschreiben. Dabei kann das Versatzmoment, das am Drehpunkt der Nachführeinheit anliegt, wie folgt qualitativ beschrieben werden.

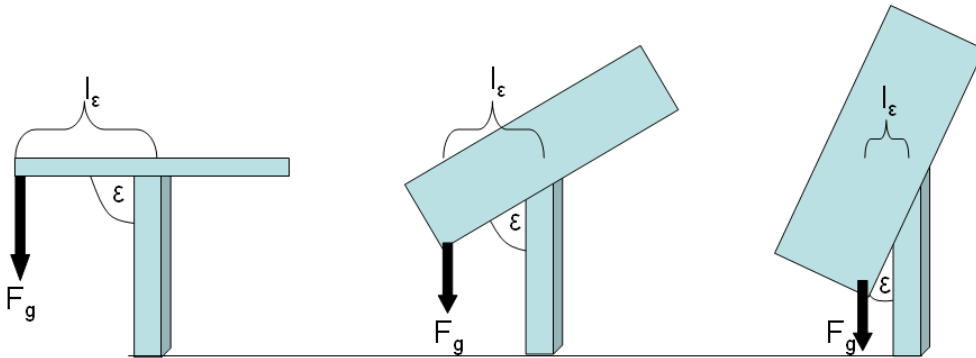


Abbildung 3.18: Belastung der Nachführeinheit bei variierenden Elevationswinkeln

Mit einem Einzelgewicht von acht Kilogramm pro Modul und den Azimutpositionen der Module ist es möglich, das resultierende Versatzmoment eines jeden Moduls auf der Trackerfläche zu bestimmen. Da nur von einer eindimensionalen Verwindung ausgegangen wird, können die Modulspalten mit denselben Azimutpositionen zusammengefasst werden. Das Eigengewicht der Stahlkonstruktion müsste in einer quantitativen Betrachtung, neben dem der gesamten Modulfläche aufgrund der inhomogenen Verteilung, gesondert betrachtet werden. Der von den Modulen hervorgerufene Kraftvektor wird in Richtung der Gravitationskraft angenommen. Der Wirkabstand des Moments (l_ε) resultiert dabei aus dem Sinus des Elevationswinkels.

Das resultierende Versatzmoment pro Modulspalte lässt sich somit über den Wirkabstand (l_ε) und die Gravitationskraft (F_g) wie folgt berechnen.

$$M_{Modul} = l_\varepsilon * F_g = \sin(\varepsilon) * l_{Position\ des\ Moduls} * g * m_{Modul} \quad (3.5)$$

Durch die in der Mitte der Trackerfläche an der Drehachse bestehende Gegenkraft wird durch das Kräftepaar eine Biegung der gesamten Trackerfläche hervorgerufen. Integriert man diese nun über alle Modulspalten, erhält man das gesamte Biegemoment zu einer gegebenen Sonnenhöhe.

Da die Optimierung der Konstruktion und die Kräfteverteilung in der Stahlkonstruktion nicht Teil dieser Arbeit sein sollen, wird diese Berechnung nicht in die Arbeit mit aufgenommen.

Aus dieser qualitativen Betrachtung wird jedoch ersichtlich, dass das Biegemoment, sowie die dadurch hervorgerufene Verwindung, aus dem Elevationswinkel resultiert.

Zur Bestimmung der Verluste durch die Verwindung zur Sonne ist es hier ausreichend, den Verlauf der Messergebnisse durch eine Approximation mit Polynomen zweiten Grades zu bestimmen.

$$v_1 = a_{v_1} * \varepsilon + b_v * \varepsilon^2 + c_v \quad (3.6)$$

mit den Parametern

a_v	b_v	c_v
0,00578	-2,99E-5	-0,2098

Tabelle 3.5: Parameter der Näherung für die Verwindung des Systems

Da der Elevationswinkel eine Funktion der Zeit ist, kann auch die Verwindung (v_1) als Funktion der Zeit beschrieben werden ($v_1(t)$)

Berechnung der Verwindung an einer beliebigen Modulposition Für diese Berechnung wird angenommen, dass sich eine statische Verwindung homogen über die Trackerfläche verteilt. Durch den symmetrischen Aufbau der Nachführeinheit kann so mithilfe der Daten der beiden Sensoren die Verwindung für jedes Modul im System berechnet werden. Da im Vorfeld ermittelt wurde, dass sich die Verwindung des gesamten Systems auf die Azimutrichtung beschränkt, wird dabei von einer Verwindung in der Form einer Parabel ausgegangen.

Die Messwerte und ihre Approximation ermöglichten es, die relative Krümmung des äußers-ten Moduls (Abb. 3.15, Messmodul außen) zum zentralen Messmodul (Abb. 3.15, Messmo-dul mitte) zu bestimmen. Um jedoch die Verluste durch die Verwindung der gesamten Fläche der Nachführeinheit ermitteln zu können, muss zusätzlich die Verwindung jeder Modulspal-te bestimmt werden. Dies wird durch die parabelförmige Näherung mit der allgemeinen Gleichung einer quadratischen Funktion mit $f_x = a * x^2 + b * x + c$ realisiert. Weil der Schei-telpunkt der Verwindung und somit auch der Parabel an der mittleren Modulreihe mit Null angenommen wird, fallen die Parameter b und c weg. Die Verwindung lässt sich somit durch die Gleichung 3.7 beschreiben.

$$v_{sys} = a_{v_{sys}} * x^2 \quad (3.7)$$

Die Variable $a_{v_{sys}}$ beschreibt die Krümmung der Parabel zu einem Messpunkt und ist daher auch eine Funktion der Zeit ($a_{v_{sys}(t)}$)

Durch die erste Ableitung kann die Steigung einer Kurve ermittelt werden. Deshalb gilt hier

$$v'_{\text{sys}} = 2 * a_{\text{vsys}} * x \quad (3.8)$$

Durch die Änderung von a_{vsys} ermittelt sich auch für jeden Messpunkt eine andere Steigung v'_{sys} in jeder Modulposition.

Durch den Tangens des für jeden Zeitpunkt t gemessenen Krümmungswinkels ($v_1(t)$) der äußersten Modulreihe kann $a_{\text{vsys}}(t)$ in Abhängigkeit von der Zeit bestimmt werden.

$$a_{\text{vsys}}(t) = \frac{\tan(v_1(t))}{2 * x_1} \quad (3.9)$$

Berechnung des Krümmungswinkels an einer beliebigen Position der Nachführeinheit

Die Nachführeinheit besteht aus acht Modulreihen mit 15 Modulspalten. Durch die minimale Verwindung in der Elevation kann angenommen werden, dass sich die Modulreihen zueinander minimal bzw. überhaupt nicht verbiegen. Durch den symmetrischen Aufbau kann weiterhin angenommen werden, dass die Verwindung auf beiden Seiten gleich ausfällt. Zur Berechnung der Verwindung des ganzen Trackers reicht es also aus, die Hälfte des Trackers zu berechnen. Die Verwindung kann so, mit den oben genannten Annahmen, für jede beliebige Modulspalte zum Zeitpunkt t durch die folgende Gleichung errechnet werden.

$$v(n, t) = \arctan(2 * a_{\text{vsys}}(t) * x_n) \quad (3.10)$$

Durch das Einsetzen der Gleichung 3.9 ergibt sich für eine beliebige Modulspalte

$$v(n, t) = \arctan\left(2 * \frac{\tan(v_1(t))}{2 * x_1} * x_n\right). \quad (3.11)$$

Die Positionen (x_n) der jeweiligen Modulmitte liegen bei einer Modulbreite von 420 mm mit 10 mm Freiraum zwischen den Modulen bei

Modulspalte:	x_1	x_2	x_3	x_4	x_5	x_6	x_7	x_8
Modulposition(mm):	3010	2580	2150	1720	1290	860	430	0

Tabelle 3.6: Modulpositionen

Wendet man nun die Gleichung 3.11 mit den Positionen der Tabelle 3.6 beispielhaft für einen Tagesverlauf an, ergibt sich folgende Verwindung für die einzelnen Modulspalten (siehe Abb. 3.19).

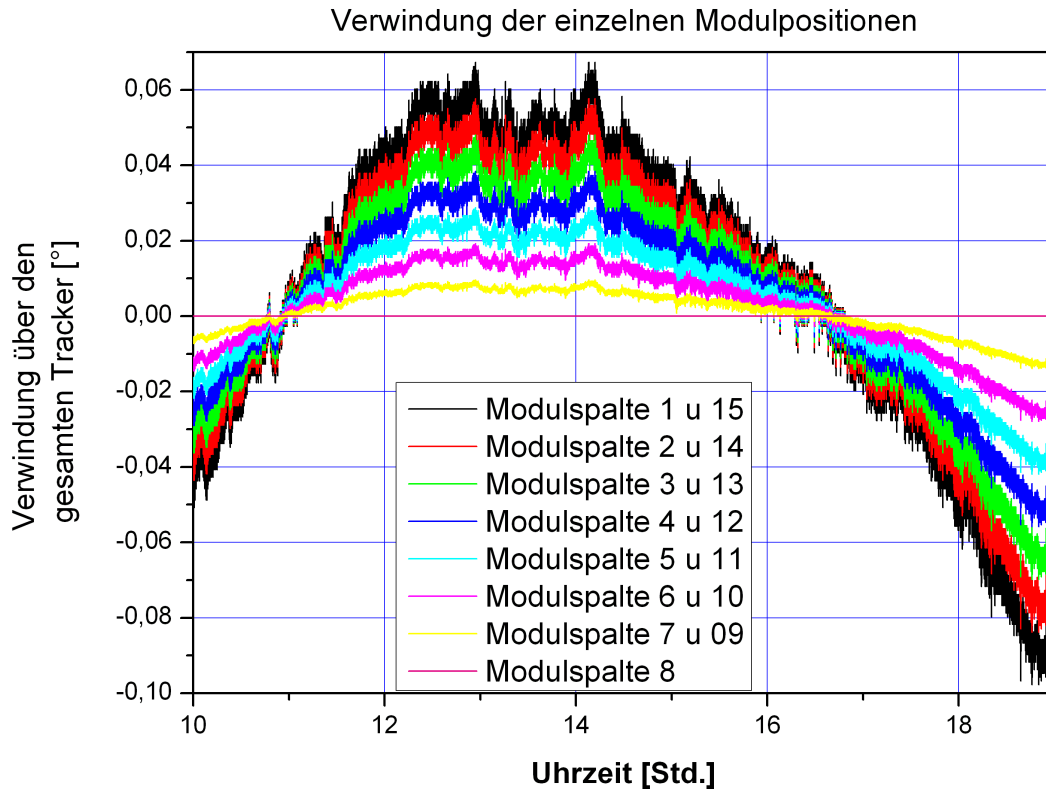


Abbildung 3.19: Verwindung der Modulspalten

3.6 Verwindung der Modulfläche unter zusätzlicher Last

Die Einflüsse einer zusätzlichen Last auf den Trackerflügel wird durch unterschiedliche Ansätze getestet. Das Ziel dieser Untersuchung ist die Empfindlichkeit durch mögliche Zusatzbelastungen wie Messperipherie oder Wiedereinflüsse wie Windböen zu testen.

Die Beeinflussung der Verwindungssteifigkeit der Fläche in Richtung der **Elevation** wurde durch eine Last von 20 kg getestet. Eine höhere Belastung war **im Betrieb** wegen der Leistungsbegrenzung des Elevationsantriebs nicht möglich.

Das Gewicht wurde frei beweglich am Ende der Trackerfläche angebracht, dadurch konnte angenommen werden, dass die Wirklinie der Kraft immer in Richtung der Gravitationskraft

lag. Das dadurch hervorgerufene zusätzliche Versatzmoment errechnet sich durch den Wirkabstand (l') und die Gravitationskraft (F_g) wie folgt:

$$M = l' * F_g = \sin(\varepsilon) * l_{Fluegelstueck} * g * m_{Last} \quad (3.12)$$

Bei einer Flügelstücklänge von drei Metern und einem Elevationswinkel zwischen 20 und 60° ergibt das ein Moment zwischen 201 Nm und 510 Nm.

Das Ergebnis dieser Messung zeigte keine signifikante Änderung in der Verwindung durch das zusätzliche Gewicht.

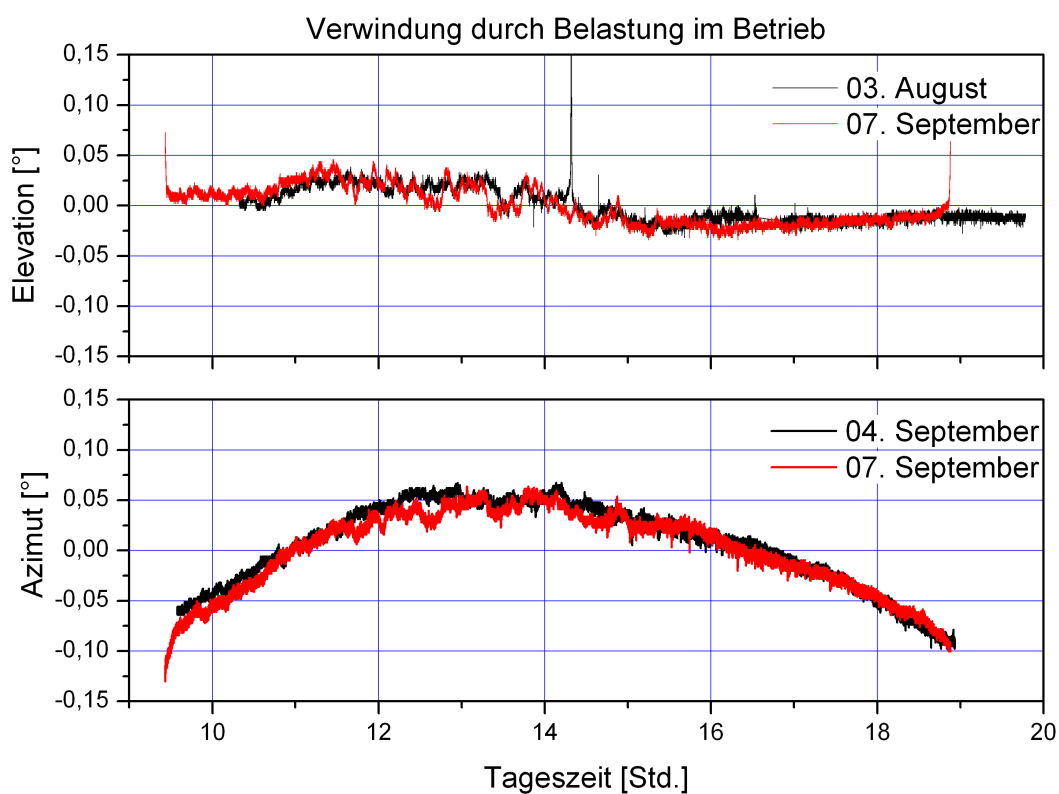


Abbildung 3.20: Verwindung durch zusätzliche Last: In der oberen Hälfte sind zwei Tagesverläufe der Azimutverwindung, vor und nach der Belastung durch ein Messaufbau aufgetragen. In der unteren Hälfte hingegen wird eine Gegenüberstellung der Verwindung der Elevation, mit und ohne zusätzliche Belastung gezeigt.

Die Belastung der **Azimutrichtung** wurde durch einen Messaufbau mit einem Gewicht von 48 kg getestet. Dieser wurde mit einem Abstand von 1,5 m zu den Lagern in Azimutrichtung an der Drehachse der Elevation befestigt. Das daraus resultierende Moment lag zwischen 241 Nm und 610 Nm. Auch diese Messung zeigte keine Änderung, die auf die Last zurückzuführen wäre.

In beiden Versuchen konnte keine signifikante Verwindung des Systems festgestellt werden. Dies kann durch die geringe Last mit einem Gewicht von nur ein bis zwei Prozent der Nachführeinheit begründet werden.

Aus diesem Grund wurden in einem weiteren Versuch die Einflüsse größerer Kräfte auf die Verwindung wurde die Nachführeinheit **im Stillstand** gemessen.

Dazu wurde das System mit zwei Inklinometern, eines in der Mitte und das andere am äußeren rechten Rand, bestückt. Am äußeren Rand der Nachführeinheit (Abstand zu den Lagern 3 m) wurde zusätzlich eine Zugvorrichtung über ein Seil mit einem Kraftsensor befestigt.

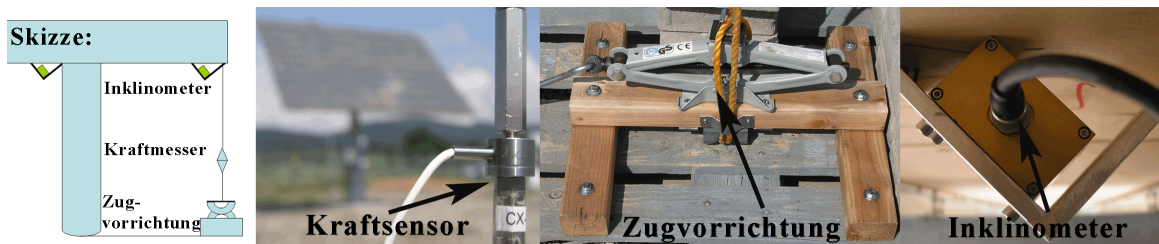


Abbildung 3.21: Messaufbau: Belastung der Nachführeinheit

So war es möglich eine definierte Kraft und damit ein definiertes Moment anzulegen. Über diese wurde dann eine Kraft senkrecht zur Trackerfläche von Null bis 1 000 N gegeben. Das resultierende Moment an den Lagern lag damit zwischen Null und 3 000 Nm.

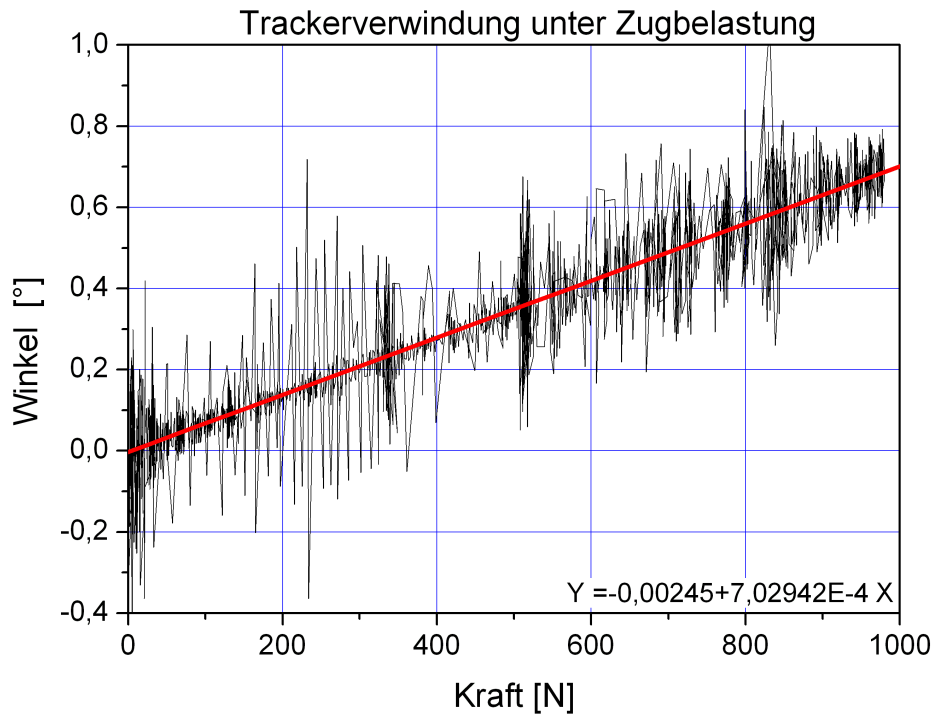


Abbildung 3.22: Systemverwindung bei Zugbelastung

Das Ergebnis zeigte eine Verwindung (v_{last}), die in einem linearen Verhältnis zur Kraft (F) stand. Diese kann mit der folgenden Gleichung wiedergegeben werden.

$$v_{last} = a_{v_{last}} * F + b_{v_{last}} \quad (3.13)$$

mit den Parametern

$a_{v_{last}}$	$b_{v_{last}}$
7,03E-4	0,00245

Tabelle 3.7: Parameter der Verwindung durch Last

3.7 Die DC-Leistung des FLATCON[®] Systems

Durch die installierte Messsensorik waren in den folgenden Messungen vier Module nicht angeschlossen, so dass es sich um die Leistung von nur 116 Modulen anstatt von 120 Modulen handelt. Die Leistung des Systems wurde mithilfe einer präzisen DC-Messung ermittelt.

Das Klima und der hohe Anteil an direkter Einstrahlung in Lorca entspricht den Gegebenheiten wie sie in Zielgebieten der FLATCON[®] Kraftwerkstechnologie zu erwarten sind. Daher stellen die an diesem Standort ermittelten Leistungswerte eine gute Referenz für spätere Kraftwerksprojekte dar.

Die Abbildung 3.23 zeigt die Verteilung der mittleren täglichen Globalstrahlung in Spanien. Der Standort Lorca zählt mit einer mittleren täglichen Globalstrahlung von mehr als fünf Kilowattstunden pro Quadratmeter zu der höchsten dargestellten Strahlungskategorie.

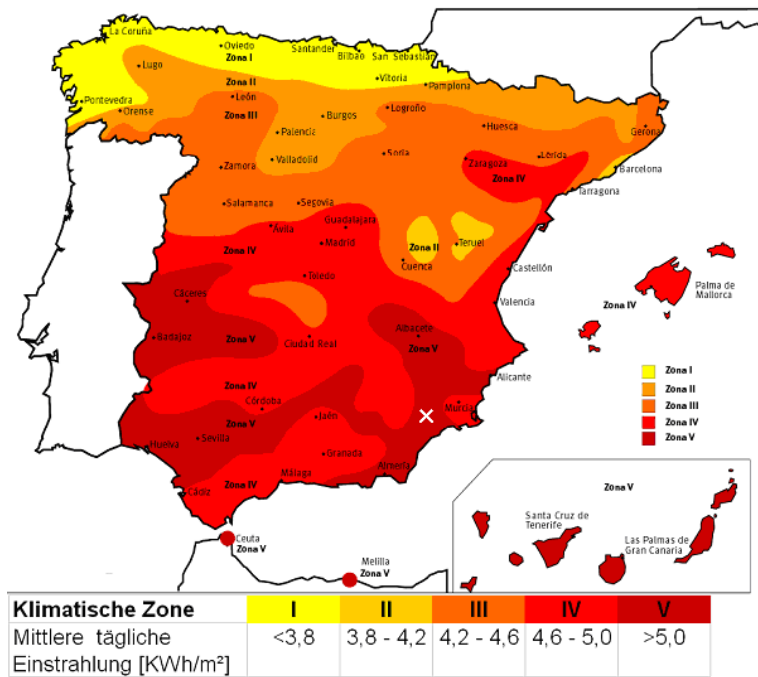


Abbildung 3.23: Strahlungskarte der Globalstrahlung in Spanien [Nac05]: Das weiße Kreuz zeigt dabei die Position des Standortes der FLATCON[®]-Pilotsysteme

Die Häufigkeitsverteilung der Direktstrahlung sowie die akkumulierte Energie über der Direktstrahlungsdichte ist in Abbildung 3.24 dargestellt. Die Klimadaten, die dieser Darstellung zu Grunde liegen, bestehen aus Stundenmittelwerten des Zeitraums von 1996 bis 2006. Die kummulierte direkt eingestrahlte Jahresenergie lag in diesen Jahren im Mittel bei $1\,844\text{ kWh}/\text{m}^2 \cdot \text{a}$. Der Modalwert der Häufigkeitsverteilung von $830\text{ W}/\text{m}^2$ zeigt, dass Lorca ein geeigneter Standort für konzentrierende Photovoltaik ist.

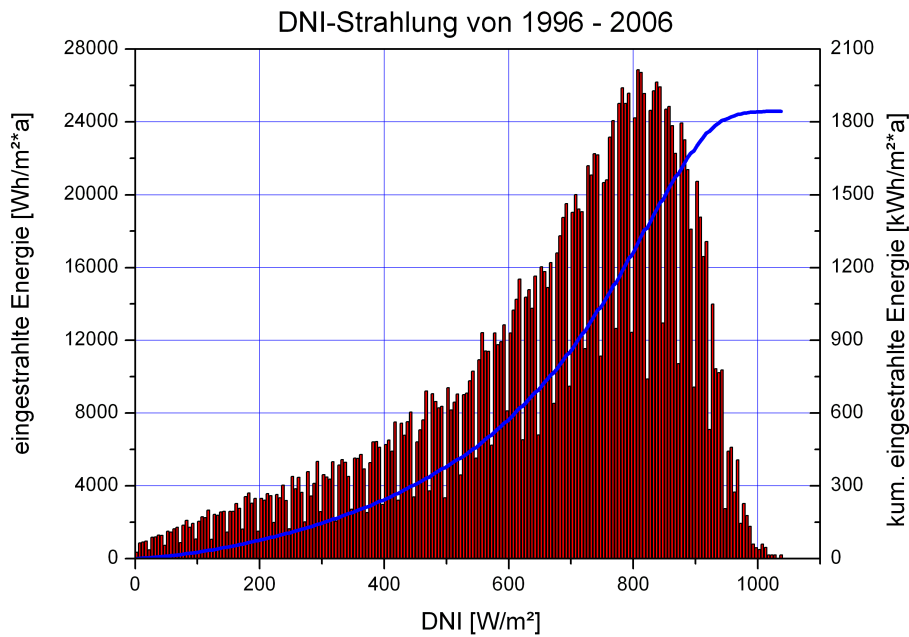


Abbildung 3.24: DNI-Einstrahlung in Lorca

3.8 Die Strom-Spannungskennlinie

Im Allgemeinen wird in der Photovoltaik die Bestimmung der Nominalleistung bei standardisierten Testbedingungen⁵ durchgeführt. In der konventionellen Photovoltaik liegen diese bei einer Globalstrahlung von 1000 W/m^2 , einer Zelltemperatur von $25 \text{ }^\circ\text{C}$ und einem genormten Sonnenspektrum (AM 1,5 g). Da in der konzentrierenden Photovoltaik die Strahlungsressource nicht die Globalstrahlung, sondern die direkte Einstrahlung ist und es derzeit keine geeignete Direktstrahlungssimulatoren gibt, können diese Bedingungen nicht übertragen werden. Aus diesem Grund beschäftigt sich derzeit ein internationales Normungsgremium mit der Definition von standardisierten Testbedingungen für die konzentrierende Photovoltaik.

Ein Ansatz, der von ISFOC⁶, dem Kunden der ersten großen Kraftwerksinstallation von Concentrix, für den Abnahmetest (Factory Acceptance Test) angewendet wird, ist eine Messung bei realen Bedingungen, unter direkter Sonneneinstrahlung. Dieses Messergebnis wird dann auf eine direkte Einstrahlung (DNI) von 850 W/m^2 und eine Zelltemperatur von $60 \text{ }^\circ\text{C}$ korrigiert.

Bei diesen Messungen des Concentrix-Pilotsystems CX5000 wurde eine Nominalleistung von 5,67 kW ermittelt. Dies entspricht einem Systemwirkungsgrad von 23 %.

I_{sc}	V_{oc}	Leistung	FF	Wirkungsgrad
8,6 A	888 V	5,67 kW	74 %	23 %

Tabelle 3.8: Von ISFOC ermittelte Systemleistungsdaten unter Nominalbedingungen von 850 W/m^2 DNI und einer Zelltemperatur von $60 \text{ }^\circ\text{C}$ [Mar07].

⁵ STC - Standard Test Conditions

⁶ Instituto de Sistemas Fotovoltaicos de Concentración,
spanisches Institut für konzentrierende Photovoltaiksysteme

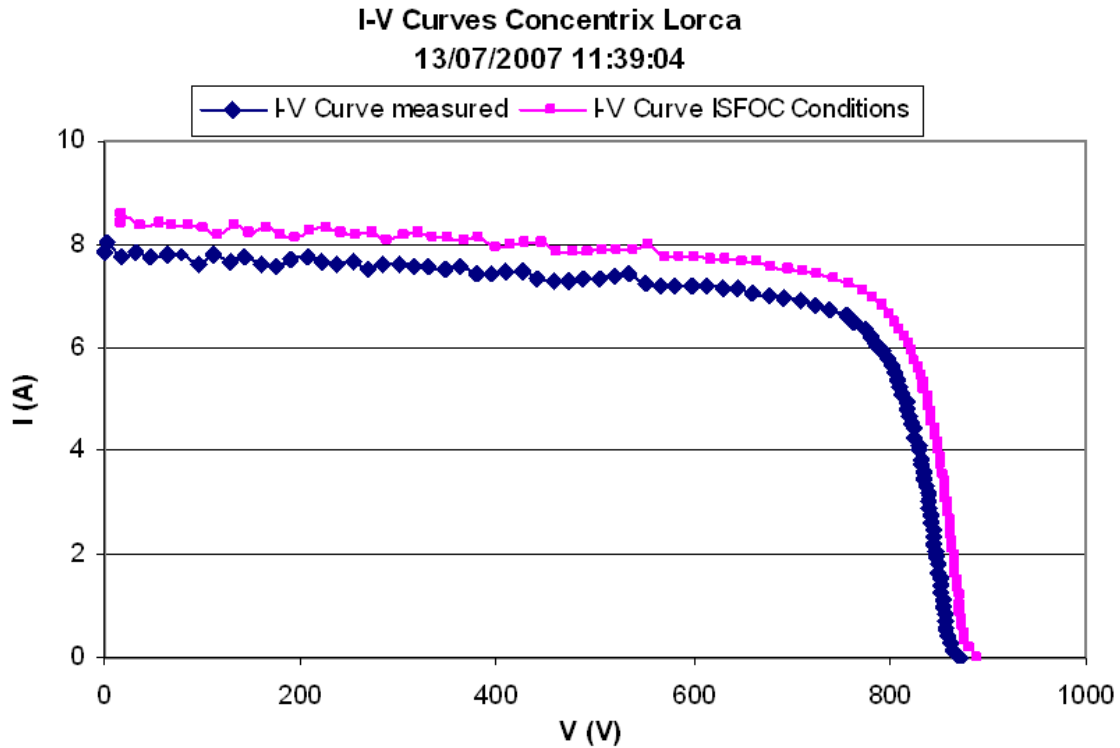


Abbildung 3.25: Strom-Spannungskennlinie des Prototyps gemessen von ISFOC [Mar07]: Die blaue Kurve gibt dabei die gemessene Strom-Spannungskennlinie und die rote Kurve den korrigierten Strom-Spannungsverlauf unter Nominalbedingungen von 850 W/m^2 DNI und einer Zelltemperatur von $60 \text{ }^\circ\text{C}$.

3.9 Die optimale DC-Leistung im Betrieb

Ein weiterer wichtiger Aspekt zur Beschreibung der Leistungscharakteristik eines Systems ist der Vergleich des Leistungsverlaufs mit der direkten Einstrahlung im Tagesverlauf. Die Abbildung 3.26 zeigt exemplarisch einen sonnigen Tag (04.09), sowie einen Tag mit einigen Wolken um die Mittagszeit (02.09.). Im Kurvenverlauf zeigt sich bei beiden Tagen eine stabile Beziehung zwischen Leistung und Einstrahlung. Außerdem wird ersichtlich, dass es durch die zweiachsige Nachführung möglich ist, die Systemleistung auch morgens und abends stabil gegenüber der sinkenden Einstrahlung zu halten.

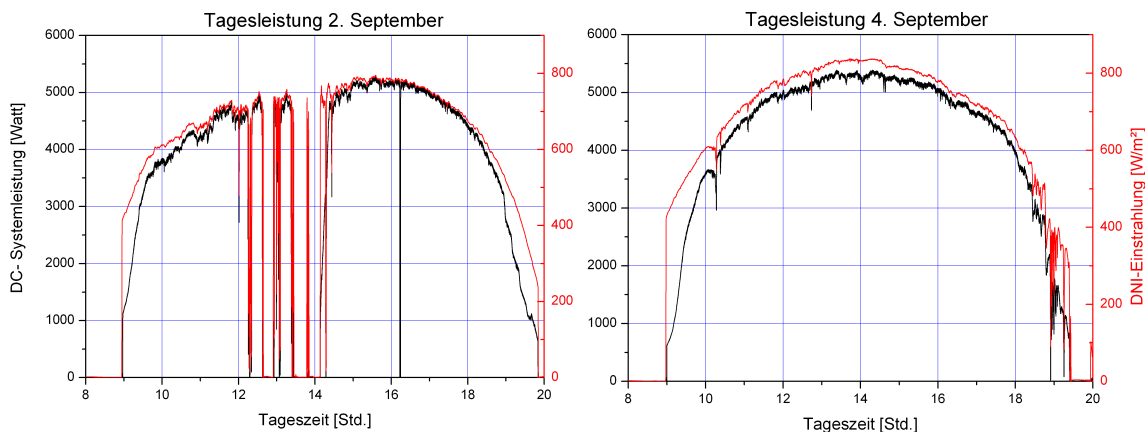


Abbildung 3.26: Die DC-Leistung des Prototyps in Lorca an zwei verschiedenen Tagen im September 2007.

Um einen verlässlichen Zusammenhang zwischen Einstrahlung und Leistung des FLATCON[®]-Systems zu ermitteln, sind jedoch mehrere Tage notwendig.

In seiner endgültigen Konfiguration ist das System seit Ende August dauerhaft in Betrieb, sodass erst seit diesem Zeitpunkt zuverlässige Messreihen verfügbar sind. Zur zuverlässigen Ermittlung des Systemwirkungsgrades ist es zudem notwendig, den Pyrheliometer regelmäßig zu reinigen, so dass zur Auswertung nur Tage herangezogen werden können, an denen eine Betreuung vor Ort gewährleistet war.

Die folgenden Ergebnisse wurden aus Messdaten extrahiert, die im Zeitraum vom 02. bis 08. September ermittelt wurden. Die DC-Systemleistung sowie die Direktstrahlung in diesem Zeitraum ist in Abbildung 3.27 dargestellt. In diesem Zeitraum wurde, wie oben schon erwähnt, das Pyrheliometer nahezu täglich gereinigt. Durch die hohe Einstrahlung kam es am dritten und siebten September zu einem Abregeln des Wechselrichters. Dies erklärt die Plateaus im Leistungsverlauf an diesen Tagen. Weiterhin kam es durch Messungen zu weiteren kleinen Unterbrechungen, die jedoch den Ertrag nicht wesentlich beeinflusst haben. Dazu

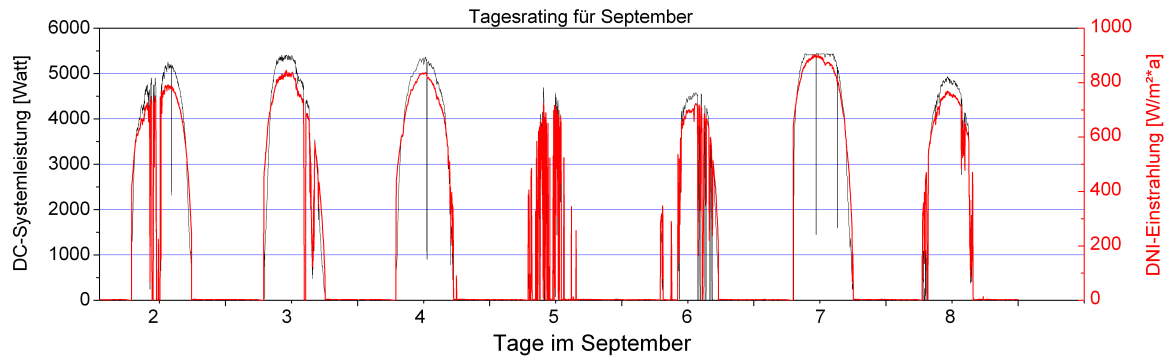


Abbildung 3.27: Der Verlauf der DC-Leistung zwischen dem 2. und 8. September zusammen mit der herrschenden direkten Einstrahlungsdichte

gehörten Winkelakzeptanzmessungen am Nachmittag des 06. Septembers, die Vermessung des Elevationsantriebs am 07. September sowie die Reinigung des Systems am Morgen des 08. Septembers.

Für die weitere Evaluierung der DC-Leistung dieser Tage wurde diese über die Einstrahlung aufgetragen, siehe Abbildung 3.28. In einem ersten Schritt wurde die **optimale Leistung** des Systems, wie sie also ohne temporäre Verluste und Einbrüche zu erwarten wäre, beschrieben. Hierzu wurde eine begrenzende lineare Näherung als mögliches Leistungsoptimum festgelegt.

Diese lineare Annahme der optimalen DC-Leistung P_{opt} wird durch die Gleichung 3.14 mit den Parametern aus Tabelle 3.9 in Abhängigkeit von der direkten Strahlungsdichte p_{DNI} beschrieben.

$$P_{opt} = a_{opt} * p_{DNI} + b_{opt} \quad (3.14)$$

a_{opt}	b_{opt}
7	-400

Tabelle 3.9: Parameter der optimalen Leistungskurve

Das System beginnt demnach ab einer Einstrahlung von 57 W/m^2 Energie zu liefern. Bei einer DNI von 850 W/m^2 resultiert aus der Gleichung 3.14 eine Leistung von 5,74 kW.

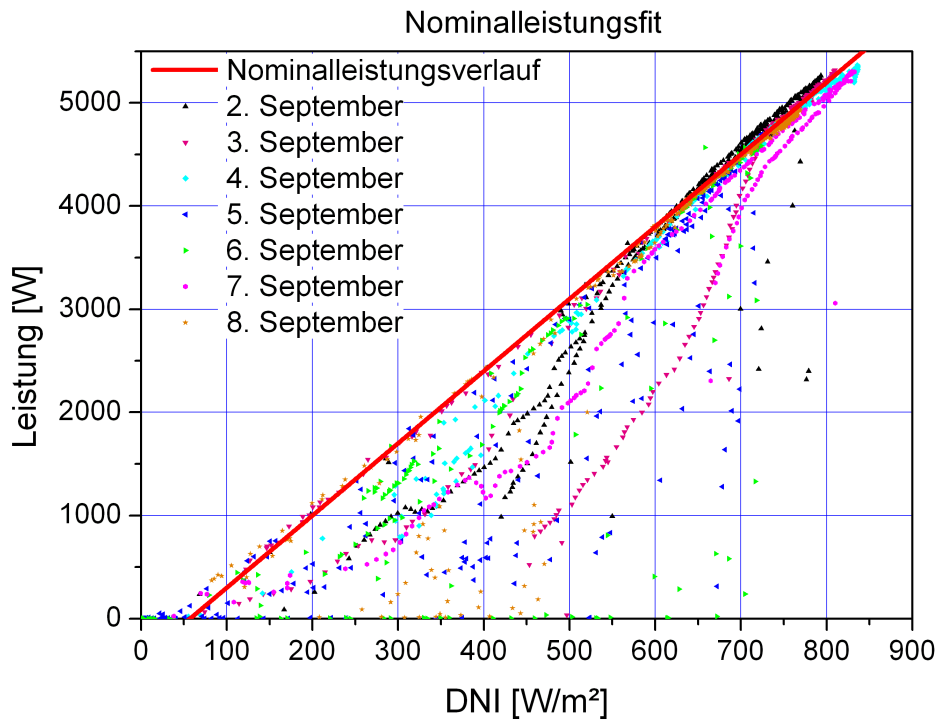


Abbildung 3.28: Optimalleistung in Lorca

Der **Wirkungsgrad** ergibt sich aus dem Quotienten der produzierten elektrischen Leistung (P_{opt}) und der eingestrahlt solarer Leistung P_{DNI} . Diese resultiert aus der Direktstrahlungsdichte (p_{DNI}) auf die Fläche (A_{sys}) des Solargenerators.

$$\eta_{opt} = \frac{P_{opt}}{p_{DNI} * A_{sys}} = \frac{a_{opt} * p_{DNI} + b_{opt}}{p_{DNI} * A_{sys}} \quad (3.15)$$

Aus dieser Gleichung errechnet sich mit einer Fläche von $27,84 \text{ m}^2$ bei einer direkten Einstrahlung von 850 W/m^2 ein optimaler Wirkungsgrad von $23,45 \%$. In Abbildung 3.29 wurde der Verlauf des optimalen Wirkungsgrads über den Messungen abgebildet.

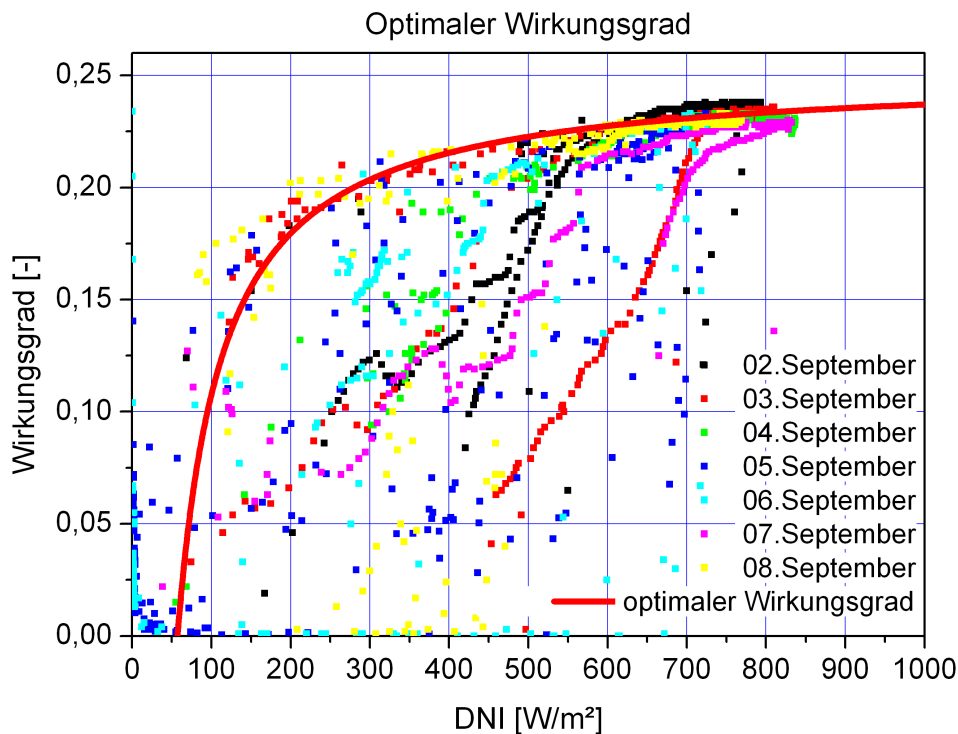


Abbildung 3.29: Dieser Graph zeigt die gemessenen Wirkungsgrade zusammen mit dem Verlauf der optimalen Wirkungsgrade über die Direkteinstrahlung (DNI).

3.10 Verluste und Verlustmechanismen

Im vorangegangenen Abschnitt wurde die optimale Systemleistung ermittelt. Die Messwerte zeigen jedoch, dass die Systemleistung zum Teil erheblich tiefer liegen kann. Die dafür verantwortlichen Verlustmechanismen werden im Folgenden dargestellt und soweit möglich quantifiziert.

In dieser Betrachtung werden nur die Faktoren berücksichtigt, auf die direkt auf Systemebene Einfluss genommen werden kann. Somit wurden Verlustfaktoren aus dem Modulbau, wie Bestückungsungenauigkeiten oder Wirkungsgradverluste durch Temperaturgradienten nicht berücksichtigt. Weiterhin konnten die Verluste aus spektralen Effekten, da zur Zeit noch keine Messdaten zur Verfügung stehen, nur geschätzt werden.

Die Genauigkeit und die **Verluste der Nachführung** gehören zu den zentralen Themen dieser Arbeit. Aus diesem Grund wird im Folgenden eine genaue Betrachtung der daraus resultierenden Verluste durchgeführt.

Diese werden zum einen aus den Abweichungen durch Nachführung und Verwindung und zum anderen aus der Winkelakzeptanz des Systems ermittelt. Durch das Einfügen der Glei-

chungen 3.2 und 3.3 mit den zugehörigen Parametern in die Gleichung 3.4 ist es möglich, die Abweichungen des Fokus zur Solarzelle wie folgt zu beschreiben.

$$\gamma = \arccos \left(\cos(a_{\tau_{ele}} * \alpha_t + b_{\tau_{ele}} * \alpha_t^2 + c_{\tau_{ele}} * \alpha_t^3 + d_{\tau_{ele}}) * \cos(a_{\tau_{azi}} * \alpha_t + b_{\tau_{azi}} * \alpha_t^2 + c_{\tau_{azi}}) \right) \quad (3.16)$$

Die Azimutposition der Sonne (α_t) konnte hierbei als Funktion der Zeit über die Algorithmen zur Sonnenstandsberechnung ermittelt werden.

Die aus dem Tracking resultierende Verlustleistung wurde durch die Gleichung 3.1 für die Winkelakzeptanz und die Gleichung 3.16 für die Abweichung (γ) ermittelt.

$$P_{tracking} = a_{wak} * \gamma^2 * P_{opt}(pDNI) \quad (3.17)$$

Integriert man nun die Gleichung 3.17 über den Messzeitraum (hier 2. bis 8. September), ergibt sich ein prozentualer Verlust ($V_{tracking,Lorca}$) von

$$V_{tracking,Lorca} = \int \frac{P_{tracking}}{P_{opt}(pDNI(t))} * dt = \int \frac{a_{wak} * \gamma(t)^2 * P_{opt}(pDNI(t))}{P_{opt}(pDNI(t))} * dt \quad (3.18)$$

Dies entspricht in etwa einem Verlust von 0,034 %.

Da die Näherungen aus Abbildung 3.13 die Streuung und das Rauschen der realen Nachführung nicht berücksichtigt, werden die Daten abschließend mit statistischen Hilfsmitteln auf die Auswirkungen dieses Rauschens untersucht. Es ergibt sich hierbei eine Standardabweichung von $\sigma = 0,06$. Unter der Berücksichtigung dieser Standardabweichung ergeben sich Verluste von 0,08 %.

Diese Verluste, die aus der Nachführung resultieren, liegen also im Bereich unter 0,1 % und werden daher im Folgenden wegen des geringen Einflusses vernachlässigt.

Die **Verwindungsverluste** werden ähnlich ermittelt wie die Verluste der Nachführung. Hierbei wird jedoch zusätzlich berücksichtigt, dass die Verwindung für die einzelnen Modulreihen durch die parabelförmige Verwindung des Systems unterschiedlich ausfällt und somit der Leistungsverlust jeder Modulreihe für einen Zeitpunkt t separat ermittelt werden muss. In Kapitel 3.5 wird auf die Herleitung des Krümmungswinkels der einzelnen Modulspalten ausführlich eingegangen.

Zur Anwendung auf den gewünschten Messzeitraum wird in einem ersten Schritt die Verwindung der äußersten Spalte durch die Näherung aus Gleichung 3.6 mit der Elevation (ϵ)

als Funktion der Zeit ermittelt. Durch das Einfügen dieser Gleichung in die Gleichung 3.11 ist es nun möglich, für jede der 15 Modulspalten die Winkelabweichung zu ermitteln.

$$v_{n,t} = \arctan \left(2 * \frac{\tan(a_{v_1} * \varepsilon + b_v * \varepsilon^2 + c_v)}{2 * x_1} * x_n \right) \quad (3.19)$$

Unter der Annahme, dass sich die Leistung des Systems homogen auf alle Module aufteilt, kann angenommen werden, dass jede Modulspalte ein Fünfzehntel (1/15) der Leistung produziert.

Integriert man nun die oben aufgestellte Gleichung 3.19 mit der Gleichung 3.1 für die Winkelakzeptanz über die gegebenen Modulpositionen (n) (Tabelle 3.6), lässt sich die Verlustleistung des gesamten Systems durch die Verwindung zum Zeitpunkt t ermitteln.

$$P_{verwLorca} = \int_0^{15} a_{wak} * \left(\arctan \left(\frac{\tan(a_{v_1} * \varepsilon + b_v * \varepsilon^2 + c_v)}{x_1} * x_n \right) \right)^2 * P_{opt}(p_{DNI}(t)) * dn \quad (3.20)$$

Integriert man diese Gleichung wiederum über den gewünschten Messzeitraum, erhält man die gesamten prozentualen Verluste ($V_{verw,Lorca}$)

$$V_{verw,Lorca} = \int \frac{P_{verwLorca}}{P_{opt}(p_{DNI}(t))} * dt \quad (3.21)$$

Diese liegen in den 7 Tagen bei einem Verlustanteil von etwas mehr als einem halben Promille (0,57 ‰). Auch diese Verluste können somit für eine Ertragsanalyse vernachlässigt werden.

Allgemein fallen die **Abschattungsverluste** bei Teilverschattung der FLATCON[®]-Systemen geringer aus als bei konventionellen Photovoltaikanlagen. Durch die Verwendung von Tripelzellen, der seriellen Verschaltung der Zellen und der kleinen Aperturfläche der Solarzellen, aus der eine hohe Zellanzahl pro Modul resultiert, liegt die Modulspannung mit 400 Volt sehr hoch. Hierdurch ist es möglich, mit sehr kurzen Modulsträngen zu arbeiten. Im Fall der Abschattung eines Moduls kommt es so nur zum Ausfall von einem Strang aus zwei Modulen, was die Verluste gering hält.

Diese Verluste des Pilotsystems in Lorca wurden durch einen Abgleich der verschatteten Module und der Verlustleistung des Systems ermittelt. In der Wirkungsgradkurve aus Abb. 3.30 ist am Abend eine deutliche Verringerung des Wirkungsgrades zu beobachten.

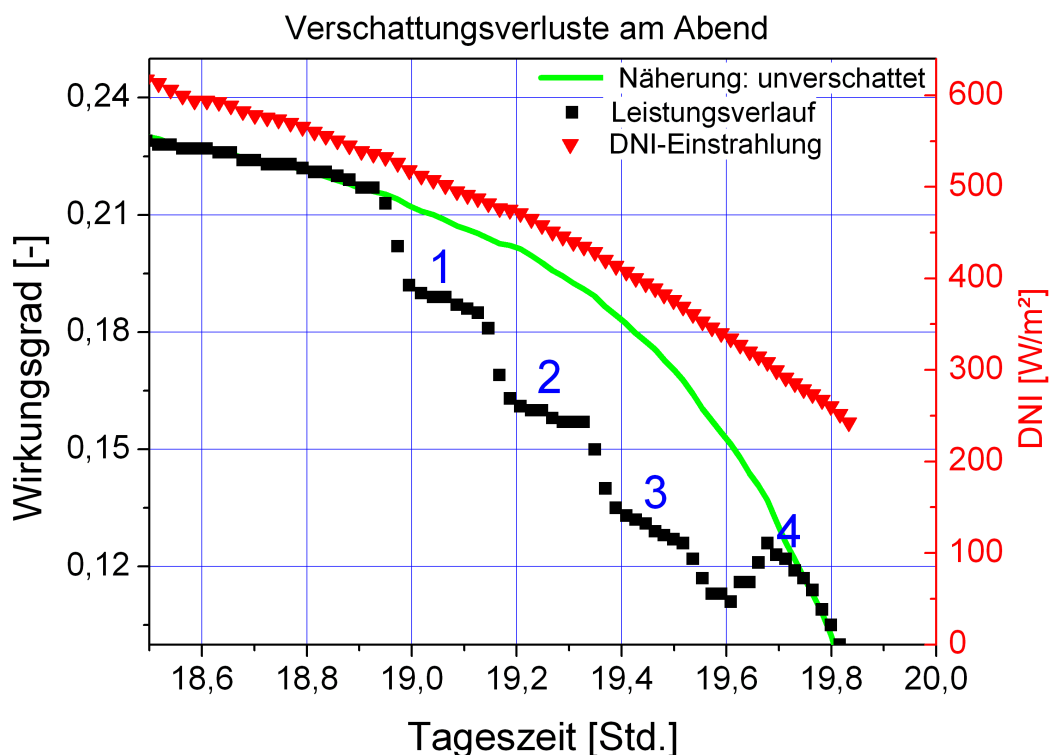


Abbildung 3.30: Leistungsverlauf des Pilotsystems bei abendlicher Abschattung. Die schwarzen Punkte zeigen den realen Leistungsverlauf des Pilotsystems. Die Verluste und die Verschattung an den Punkten 1-4 sind in der folgenden Tabelle dargestellt. Die Grüne Approximation zeigt den voraussichtlichen Wirkungsgradverlauf ohne Abschattung. Die roten Punkte beschreiben den Verlauf der DNI

Anhand der Messdaten wurde ermittelt, dass sich der optimale Wirkungsgradverlauf bei einer hohen Air Mass durch eine Spektralverschiebung des Lichts verringert. Aus diesem Grund konnten die vollständigen Wirkungsgradverluste nicht allein auf die Abschattung zu-

rückgeführt werden, sondern es mussten explizit spektrale Verluste berücksichtigt werden.

Die Einbrüche von 19:00 bis 19:45 Uhr dagegen waren relativ deutlich einer Abschattung zuzuordnen. Durch eine Approximation (grüne Kurve) der optimalen Leistung bei hoher Air Mass konnte eine Abschätzung des Wirkungsgradverlaufs ohne Abschattungsverluste ermittelt werden.

Position:	1	2	3	4
Uhrzeit:	19,0	19,2	19,45	19,7
Abschattung:	≈ 1 Reihe	≈ 2 Reihen	≈ 3 Reihen	< 1 Reihe
Ist-Wirkungsgrad:	19,0 %	16,2 %	13,0 %	12,8 %
Trend-Wirkungsgrad:	21,2 %	20,2 %	17,7 %	13,7 %
realativer Wirkungsgrad-Verlust:	10,4 %	19,8 %	26,55 %	6,6 %

Tabelle 3.10: Wirkungsgradverluste durch Abschattung

Vergleicht man nun die Wirkungsgradkurve mit Photos der Abschattung, die zur gleichen Zeit gemacht wurden, können relativ eindeutig die Einbrüche im Wirkungsgrad den Abschattungen einzelner Modulreihen zugeordnet werden.

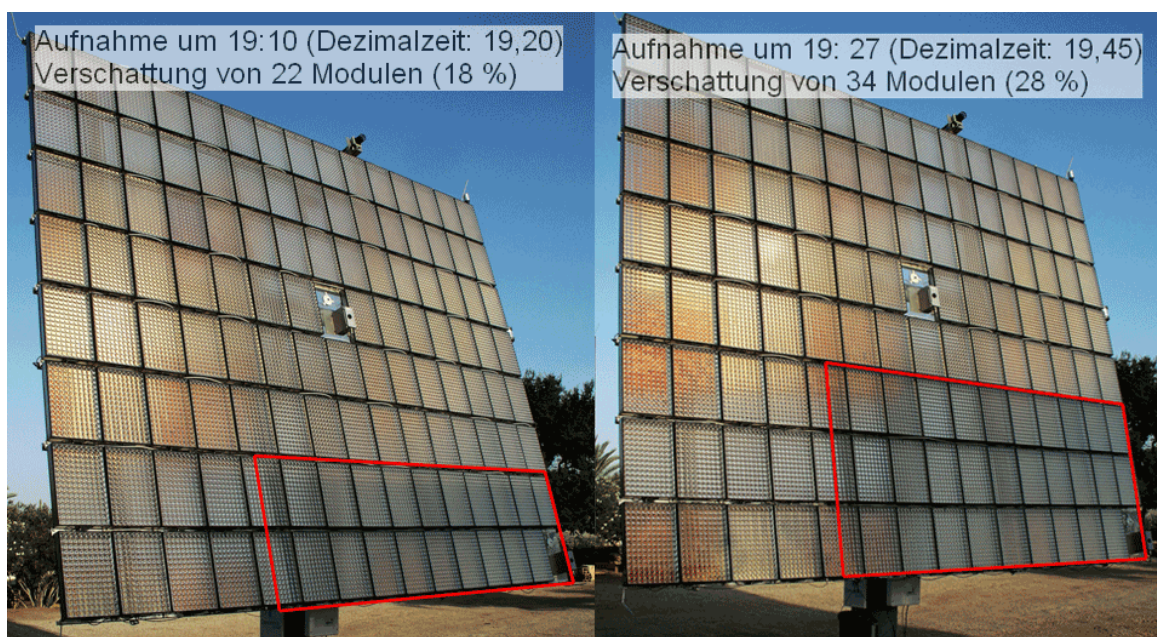


Abbildung 3.31: Abschattung des Systems um 19:10 Uhr (links) und um 19:27 (rechts)

Im linken Teil der Abbildung 3.31 handelt es sich um eine Aufnahme der Abschattung um 19:10 Uhr. Auf dem Photo ist zu sehen, dass um diese Uhrzeit circa zwei Modulreihen zu

ungefähr zwei Drittel verschattet sind. Unter der Berücksichtigung der Verschattung kommt es somit zum Ausfall von 22 Modulen, was einer Abschattung von 18 % entspricht. Im Vergleich mit der Näherung kam es so zu einem Leistungsverlust von ungefähr 470 W und einem Einbruch des Wirkungsgrad um 19,8 %.

Der rechte Teil der Abbildung 3.31 wurde um 19:27 Uhr aufgenommen. In diesen 15 Minuten die zwischen den beiden Aufnahmen verstrichen sind, kam es zur Abschattung einer weiteren Modulreihe. Dies entspricht nach der DC-Verschaltung einem Ausfall von 34 Modulen (28 %). Die relativen Verluste im Wirkungsgrad betragen bei den obigen Annahmen 26,5 %.

Das abschließende Ansteigen des Wirkungsgrades in Position 4 begründet sich darin, dass die verschattende dritte Nachführeinheit um 19:35 Uhr die Nachführung beendet hat und für die Nacht in die Stand-by-Position gefahren ist. In der Stand-by-Position stellt das System die Trackerfläche in die Horizontale, damit die Belastungen des Systems durch Wind minimiert werden. Dadurch wurde auch seine Schattenfläche minimiert und die Abschattung des zweiten Trackers verringerte sich.

Die Approximation des Wirkungsgradverlaufs bei hoher Air Mass ($P_{opt,AM}$) aus Abb. 3.30, ohne Berücksichtigung der Verschattungseinbrüche, konnte analog zu Näherung des optimalen Wirkungsgrades in Abhängigkeit der Strahlungsdichte (p_{DNI}) mit der folgenden Gleichung 3.22 beschrieben werden.

$$P_{opt,AM} = a_{opt,AM} * p_{DNI} + b_{opt,AM} \quad (3.22)$$

Die dazu gehörigen Parameter werden im Folgenden aufgeführt.

$a_{opt,AM}$	$b_{opt,AM}$
9	-1600

Tabelle 3.11: Parameter der Näherung für den Wirkungsgradverlauf bei hoher Air Mass

Errechnet man nun über die Einstrahlung die für die Näherung resultierende Leistung, kann die produzierte Energie ohne Abschattungsverluste aus dem Integral der Näherung in den Grenzen von 18:30 bis 20:00 Uhr ermittelt werden.

$$V_{schatten,abend,Lorca} = \frac{\int_{18:30}^{20:00} (a_{opt,AM} * p_{DNI}(t) + b_{opt,AM}) * dt - \int_{18:30}^{20:00} (P_{System}) * dt}{\int P_{opt}(p_{DNI}(Tag)) * dt} \quad (3.23)$$

Subtrahiert man nun das Integral der gemessenen Systemleistung (P_{System}) über dieselben Grenzen (Gleichung 3.23), erhält man die prozentualen Verluste, die durch die Abschattung am Abend verursacht wurden.

Mit einem Verlust von 269 Wh und einem Tagesenergieertrag von 40 425 Wh resultiert durch die abendliche Abschattung bei dem untersuchten Pilotsystem ein Energieverlust von 0,66 %.

Um im Versuchsbetrieb die Zeit vor 9 Uhr für die Reinigung des Pyrheliometers nutzen zu können, setzte morgens die Nachführung erst um 9 Uhr ein. Die Abschattung lag zu diesem Zeitpunkt nach Abb. 3.32 mit 14 Modulen bei 8,5 %. Nach 15 Minuten hatte sich die Anzahl der verschatteten Module auf 4 Module reduziert. Um 9:30 Uhr war das komplette System frei von Abschattungen.

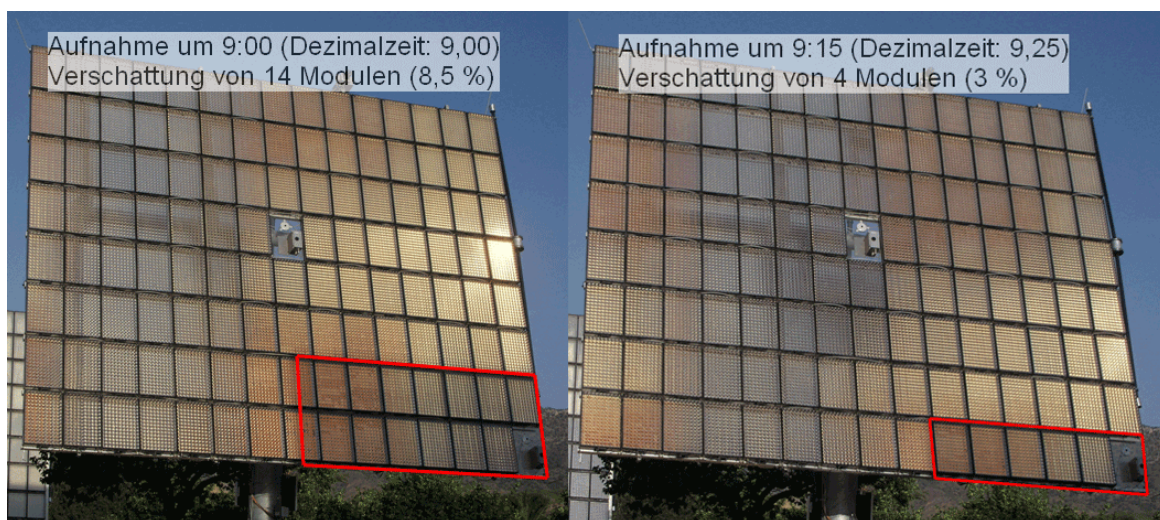


Abbildung 3.32: Systemabschattung um 9 Uhr (links) und um 9:15 Uhr (rechts)

Im morgendlichen Leistungsverlauf konnten keine eindeutigen Abschattungsverluste differenziert werden. Dies liegt wahrscheinlich daran, dass der Schatten morgens in Richtung der rechten Ecke des Systems wanderte. Dadurch erhöht sich die Systemleistung nicht in großen Schritten, wie es durch die Änderung der Verschattung einer kompletten Modulreihe der Fall wäre, sondern es vollzieht sich eine kontinuierliche Leistungssteigerung.

Für die Bestimmung der morgendlichen Abschattung kann jedoch anhand der Abschattungswerte vom Abend und einer abgeschatteten Fläche von 8,5 % um neun Uhr morgens bis hin zum schattenfreien System um 9:30 Uhr ein Wert zwischen 0,2 und 0,4 % angenommen werden.

Unter diesen Annahmen liegt die resultierende Abschattung des Pilotsystems bei ungefähr einem Prozent. Da sich die Abschattung in der einen Woche nicht grundlegend änderte, konnte so der Gesamtverlust durch Abschattung für den Messzeitraum wie folgt angenommen werden.

$$V_{\text{Schatten,Lorca}} \approx 1\% \quad (3.24)$$

Im Rahmen dieser Arbeit wurde festgestellt, dass es bei niedriger Sonnenhöhe beziehungsweise hoher Air Mass zu bisher undefinierten Wirkungsgrad- und Leistungsverlusten kommt. Es wurde angenommen, dass dies auf eine Verschiebung des Sonnenspektrums durch die erhöhte Absorption der energieintensiven kurzwelligeren Strahlung bei einem langen Atmosphärendurchgang zurückzuführen ist.

Diese **spektralen Verluste** konnten im Rahmen dieser Arbeit nur empirisch anhand der vorhandenen Messdaten ermittelt werden. In wie weit diese Erkenntnisse jedoch repräsentativ auf das ganze Jahr anzuwenden sind, konnte aus Mangel an Messdaten nicht ermittelt werden.

Zur Quantifizierung dieser Verluste wurde der optimale Wirkungsgradverlauf bei geringen Elevationswinkeln ($P_{\text{opt,AM}}$, Gleichung 3.22) mit dem allgemeinen optimalen Wirkungsgradverlauf (P_{opt} , Gleichung 3.14) verglichen.

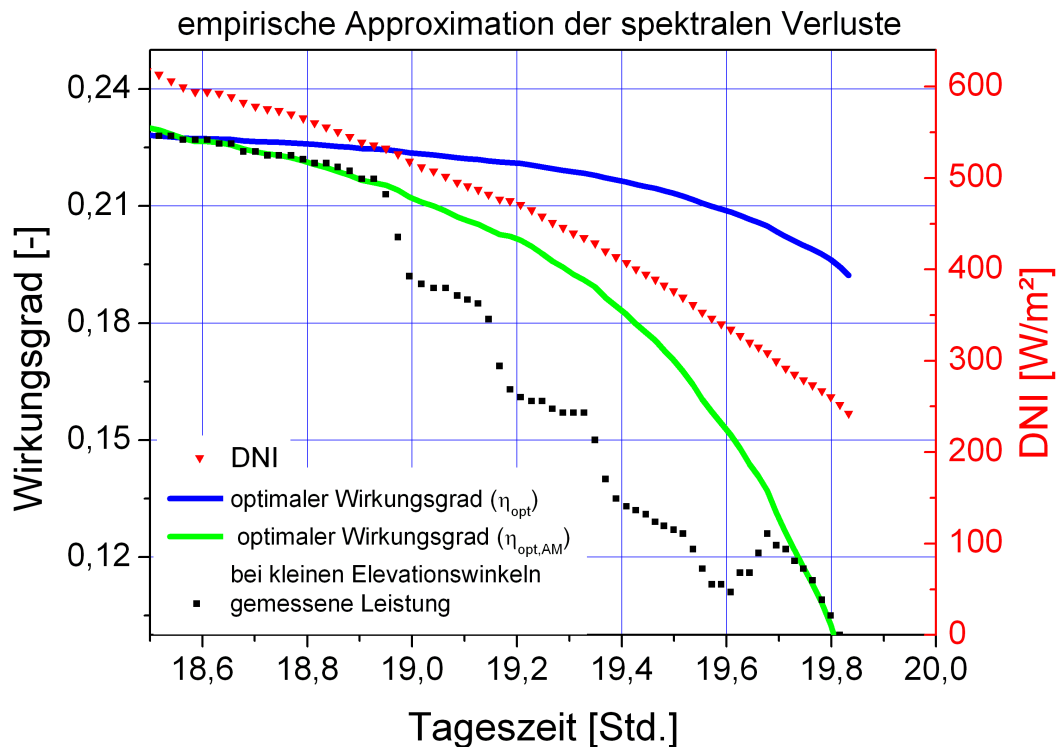


Abbildung 3.33: Spektrale Verluste bei hoher Air Mass

Durch eine Subtraktion der Wirkungsgradverläufe in den Grenzen von 18:30 bis 20:00 Uhr war es möglich, die spektralen Verluste in diesem Zeitraum zu ermitteln.

$$V_{\text{spektral,abend,Lorca}} = \frac{\int_{18:30}^{20:00} P_{\text{opt}}(PDNI(t)) * dt - \int_{18:30}^{20:00} P_{\text{opt,AM}}(PDNI(t)) * dt}{\int P_{\text{opt}}(PDNI(\text{Tag})) * dt} \quad (3.25)$$

Dies ergibt ein Energieverlust von 388 Wh, was einem prozentualen Verlust von 1 % entspricht.

Die spektralen Verluste am Vormittag waren durch die unscharfe Trennung zwischen Abschattungs- und Spektralverlusten nicht eindeutig zu ermitteln. Da jedoch angenommen werden kann, dass es morgens zu einer ähnlichen Spektralverschiebung kommt, wurden hier die gleichen Verluste angenommen. Die resultierenden Verluste, hervorgerufen durch die spektrale Verschiebung, können haben somit folgenden prozentualen Anteil am Energieertrag.

$$V_{\text{spektral,Lorca}} \approx 2\% \quad (3.26)$$

Die **Verschmutzung des Systems** hat in der konzentrierenden Photovoltaik eine ähnliche Relevanz wie in der solarthermischen Kraftwerkstechnologie. Für die optische Konzentration ist in beiden Fällen eine möglichst unverschmutzte reflektierende beziehungsweise brechende Optik gefordert.

Der Verschmutzungsgrad resultiert dabei aus den Reinigungsintervallen und den externen Umwelteinflüssen. Grundsätzlich handelt es sich bei der Bestimmung der Reinigungsintervalle und damit der gesamten Systemverschmutzung, um eine wirtschaftliche Auslegung, da es gilt, ein Optimum zwischen den Kosten durch Reinigung und den Ertragsverlusten durch die Verschmutzung zu ermitteln. Dabei ist es sinnvoll, die resultierenden Reinigungsintervalle im Jahresverlauf dynamisch zu gestalten, um so un stetige Verschmutzungsfaktoren wie Pollenflug, Sandstürme aber auch eine natürliche Reinigung durch Tau und Regen zu berücksichtigen.

Die reale Verschmutzung ist dabei neben den oben genannten Faktoren auch stark vom Standort des Systems abhängig. Hier können topographische Faktoren wie Vegetation und Verwüstung aber auch Landwirtschaft und Luftfeuchtigkeit eine Rolle spielen. Aus diesen Gründen können real gemessene Ergebnisse von den folgenden Betrachtungen abweichen.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde die Bestimmung der Verluste durch Verschmutzung nicht explizit untersucht. In der Literatur wurden durch Versuche an einem Parabolrinnenkraftwerk Verluste mit einer konstanten Zunahmerate von 0,45 % pro Tag (V_d) quantifiziert [Moh99].

Unter der Annahme, dass diese Verschmutzungsraten auf die FLATCON[®]-Technologie angewendet werden kann, ergibt sich die durchschnittliche Verschmutzung des Systems zwischen zwei Reinigungsintervallen (V_a) aus der Gleichung 3.27.

$$V_a = V_0 + \frac{1}{2} * V_d * t \quad (3.27)$$

Bei FLATCON[®]-Kraftwerken wird mit einem Reinigungsintervall von zwei bis drei Wochen gerechnet, sodass eine durchschnittliche Verschmutzung zwischen 3 und 5 % wahrscheinlich ist.

Da das System am 31.08.2007 zuletzt gereinigt wurde, wird der Verschmutzungsgrad zu Beginn (02.09.2007) mit 0,9 % angenommen. Die Zunahme der Verluste in dem Beobachtungszeitraum von einer Woche liegen gemäß der obigen Angaben bei 3,2 %. Das ergibt eine mittlere Verschmutzung von

$$V_a = 0,9 \% + \left(\frac{3,2 \%}{2}\right) = 2,5 \%. \quad (3.28)$$

Die **Verluste im Wechselrichter** konnten durch die im Labor gemessene Wirkungsgradkurve (Abb. 3.34) als Funktion der Leistung bestimmt werden [Sta07]. Der Verlauf des Wirkungsgrads konnte dabei mithilfe der Funktion 3.29 und den Parametern aus Tabelle 3.12 beschrieben werden.

$$\eta_{WR} = a1_{\eta_{WR}} * \exp(-P(DNI)/b1_{\eta_{WR}}) + a2_{\eta_{WR}} * \exp(-P(DNI)/b2_{\eta_{WR}}) + c_{\eta_{WR}} \quad (3.29)$$

$a1_{\eta_{WR}}$	$b1_{\eta_{WR}}$	$a2_{\eta_{WR}}$	$b2_{\eta_{WR}}$	$c_{\eta_{WR}}$
-0.20993	209.36463	-0.08671	775.15354	0.95868

Tabelle 3.12: Parameter für die Beschreibung der Wirkungsgradfunktion

$$V_{WR} = \int 1 - \eta_{WR}(p(DNI(t))) * dt \quad (3.30)$$

Eine Integration dieser Wirkungsgradkurve über den Einstrahlungsverlauf des Messzeitraums ergibt sich eine Ertragsminderung um

$$V_{WR} = 4,2 \%. \quad (3.31)$$

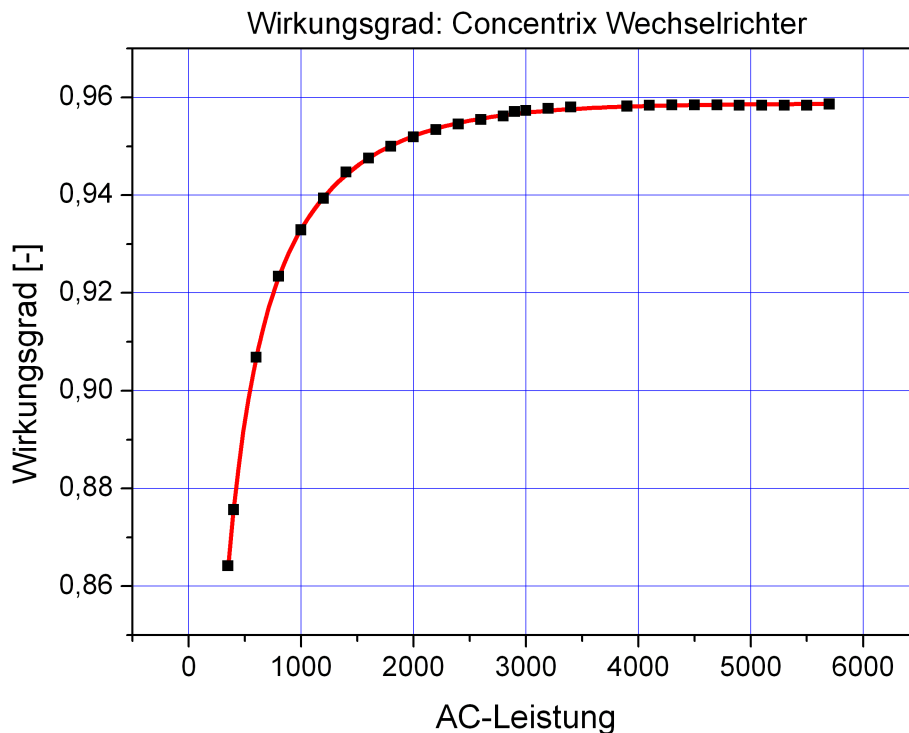


Abbildung 3.34: Wirkungsgradkurve des Concentrix-Wechselrichters bis zur Nennleistung (5,75 kW) [Sta07]

Die Ermittlung der **Gesamtverluste** erfolgt über eine Multiplikation der Verlustanteile. Eine Addition der Verluste ist hierbei nicht möglich, da die einzelnen Verlustfaktoren nicht unabhängig voneinander zu betrachten sind und sich gegenseitig beeinflussen. Die gesamten Verluste ergeben sich somit aus der Gleichung 3.32.

$$\begin{aligned}
 V_{ges,Lorca} = & 1 - [(1 - V_{tracking,Lorca}) * (1 - V_{verw,Lorca}) \\
 & * (1 - V_{schatten,Lorca}) * (1 - V_{spektral,Lorca}) \\
 & * (1 - V_a) * (1 - V_{WR}) * (1 - V_{Ausfall,Lorca})] \quad (3.32)
 \end{aligned}$$

Die resultierenden Gesamtverluste belaufen sich danach auf 10,40 %.

Eine Zusammenfassung der Verlustfaktoren für die Berechnung der Ertragskennzahlen werden in der Tabelle ?? aufgeführt.

Faktor für	Verlust [%]	Ermittelt durch
Nachführung	0,034	Gleichung 3.18
Verwindung	0,057	Gleichung 3.20
Abschattung	1,0	Gleichung 3.23
Spektralverluste	2,0	Gleichung 3.23
Verschmutzung	2,5	Gleichung 3.27
Mismatching	enthalten in der optimalen Systemleistung	
DC-Verluste	enthalten in der optimalen Systemleistung	
Wechselrichter	4,23	Wirkungsgradkurve
Ausfallzeiten	1,0	Abschätzung
Gesamt:	10,40	Multiplikation der Verluste

Table 3.13: Betrachtete Verlustmechanismen und deren Einfluss im Beobachtungszeitraum

3.11 Energieertrag

In der Planung und Auslegung solarer Anlagen und Kraftwerke spielt der Energieertrag eine zentrale Rolle. Er beschreibt dabei die produzierte Energiemenge eines Systems, sodass durch ihn die wirtschaftliche und energetische Amortisation bestimmt wird.

Im Folgenden werden die Messdaten zur Ertragsbestimmung herangezogen. Dabei wird der real gemessene Ertrag mit dem bei optimaler Leistung errechneten Energieertrag abzüglich der im vorangegangenen Abschnitt ermittelten Verluste verglichen. Da an Messdaten sowohl die Einstrahlung als auch die Ergebnisse der DC-Leistungsmessung zur Verfügung stehen, ist es möglich, diese beiden Leistungsverläufe und die resultierenden Energieerträge miteinander zu vergleichen.

Zur Ermittlung des **gemessenen Energieertrags** wird die gemessene Momentanleistung über den Messzeitraum integriert. Alle im Vorfeld beschriebenen Verluste sind in dieser Betrachtung schon in den Messdaten enthalten. Um den Wechselstromertrag zu erhalten, werden lediglich die Wechselrichterverluste in einer Höhe von 9,4 kWh zusätzlich berücksichtigt.

$$E_{\text{gemessen,Lorca}} = \int (P_{\text{gemessen}} * dt) - \text{Verluste}_{WR} \quad (3.33)$$

Hieraus ergab sich ein gemessener Energieertrag von

$$E_{\text{gemessen,Lorca}} = 230 \text{ kWh} \quad (3.34)$$

Die **rechnerische Ermittlung des Energieertrags** gestaltete sich, wie oben schon erwähnt, wie folgt. In einem ersten Schritt wurde die optimale Leistung des Systems über die gemessenen Klimadaten integriert. Der daraus resultierende optimale Ertrag ohne Verluste wurde über die folgende Gleichung ermittelt.

$$E_{\text{opt,Lorca}} = \int (P_{\text{opt}} * dt) \quad (3.35)$$

Daraus ergab sich ein optimaler Energieertrag von

$$E_{\text{opt,Lorca}} = 262 \text{ kWh} \quad (3.36)$$

In einem zweiten Schritt wurden dann die Verluste, die in Kap. 3.10 errechnet wurden, subtrahiert. Der so resultierende Verlustanteil liegt nach Tabelle 3.13 bei 10,40 % und damit bei 27,26 kWh.

$$E_{\text{berechnet,Lorca}} = E_{\text{opt,Lorca}} - E_{\text{ges,Verluste}} \quad (3.37)$$

Über diesen Rechenweg wurde ein zu erwartender Energieertrag von

$$E_{\text{berechnet,Lorca}} = 235 \text{ kWh} \quad (3.38)$$

ermittelt.

Die Differenz zwischen dem real gemessenen und dem errechneten Energieertrag beträgt somit $5,1 \text{ kWh}$. Diese höheren Verluste von $1,9 \%$ in den gemessenen Werten können durch die oben genannten ausstehenden Kalibrierung der Steuerplatine begründet werden.

Eine dritte Möglichkeit den Energieertrag zu ermitteln, ist durch eine **lineare Näherung aller gemessenen Datenpunkte** (Abb. 3.35). In dieser Näherung sind alle Verluste und Einbrüche schon enthalten, sodass dadurch diese Näherung auf der Ordinate nach unten verschoben wird. Die Steigung erhöhte sich minimal, da die Verluste bei hoher Leistung geringer ausfallen.

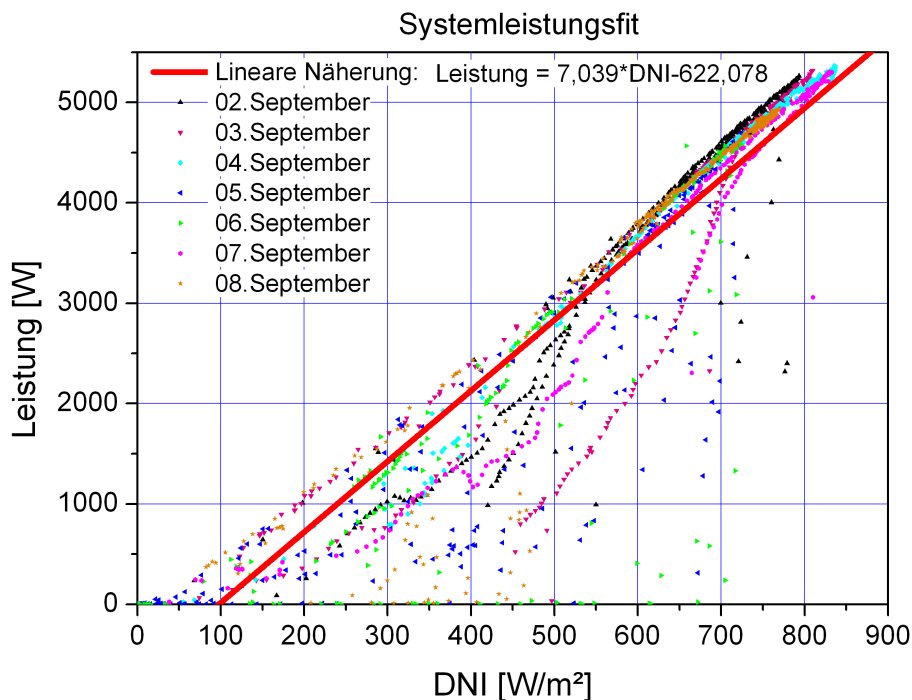


Abbildung 3.35: Fit der realen Leistung in Lorca

Diese real gemessene Leistung, die auch alle DC-Verluste enthält, ist somit durch die Gleichung 3.39 mit den Parametern aus Tabelle 3.14 in Abhängigkeit von der direkten Strahlungsdichte (p_{DNI}) zu beschreiben.

$$P_{\text{real}} = a_{\text{real}} * p_{DNI} + b_{\text{real}} \quad (3.39)$$

a_{real}	b_{real}
7,039	-622,078

Tabelle 3.14: Parameter der realen Leistungskurve

Aus diesem realen Leistungsverlauf konnte abschließend der DC-Energieertrag über das Integral der Zeit ermittelt werden. Dieser beträgt

$$E_{real,Lorca} = 250 \text{ kWh}. \quad (3.40)$$

Für die Berechnung des Wechselstromenergieertrags mussten abschließend die Wirkungsgradverluste des Wechselrichters in einer Höhe von 10,61 kWh berücksichtigt werden. Der so resultierende Energieertrag inklusive aller Verluste liegt für diesen Rechenweg bei 239 kWh.

Ein Vergleich dieser drei unterschiedlichen Ansätze zeigt, dass es eine sehr gute Übereinstimmung der resultierenden Energieerträge gibt.

3.12 Ermittlung von Ertragskennzahlen

Bei den folgenden Kennzahlen des Pilotsystems handelt es sich um die Ergebnisse der gemessenen Leistungskurve. Die meisten dieser Größen werden im Normalfall auf einen Zeitraum von einem Jahr berechnet und angewendet. Da die Tageserträge im Jahresverlauf nicht konstant sind, kann durch die Messdaten keine direkte Hochrechnung der Jahresleistung durchgeführt werden. Aus diesem Grund werden hier die charakteristischen Kennziffern für die eine Woche ermittelt und interpretiert.

Die eingebrachte Strahlungsenergie über diesen Zeitraum kann durch die Energiedichte definiert werden.

$$PDNI_{Lorca} = \int PDNI(t) * dt \quad (3.41)$$

Durch die Integration ergibt sich für die Woche eine Energiedichte von

$$PDNI_{Lorca} = 41 \text{ kWh/m}^2. \quad (3.42)$$

Vergleicht man dies mit der kumulierten direkt eingestrahlt Jahresenergie ($PDNI(a)$) von $1844 \text{ kWh/m}^2 * a$, liegt die Einstrahlungsleistung dieser Woche ungefähr 16 % über dem Durchschnitt ($35,46 \text{ kWh/m}^2$).

Der **Energiewirkungsgrad** des Pilotsystems beschreibt prozentual, wieviel der auf die Modulfläche (A_{sys}) eingestrahlten Sonnenenergie in elektrische Energie umgewandelt wird.

$$\eta_{real_{lorca}} = \frac{Energieertrag_{lorca}}{Energiedichte_{lorca} * A_{sys}} \quad (3.43)$$

Aus dieser Gleichung ergibt sich mit einer Modulfläche (A_{sys}) von $27,84 \text{ m}^2$ ein Energiewirkungsgrad von

$$\eta_{real_{lorca}} = 20\%. \quad (3.44)$$

Um eine Bewertung der Effizienz eines Systems durchzuführen, kann die so genannte **Performance Ratio** (PR) herangezogen werden. Der Zusammenhang zwischen dem realen und dem nominalen Energieertrag wird durch dieses Maß beschrieben.

$$PR = \frac{Ertrag_{real}}{Ertrag_{nom}} = \frac{\int P_{system}(t) * dt}{\eta_{nom} * p_{DNI} * A_{sys}} \quad (3.45)$$

Zur Ermittlung wird normalerweise der Quotient aus real produziertem Wechselstromertrag und dem nominalen Ertrag gewählt. Unter der Berücksichtigung der Wirkungsgradkurve des Wechselrichters ergibt sich eine DC-Performance Ratio von

$$PR_{DC,Lorca} = 90\%, \quad (3.46)$$

sowie eine AC-Performance Ratio von

$$PR_{AC,Lorca} = 86\%. \quad (3.47)$$

4 Fazit

Im Rahmen des Projektes wurde die FLATCON[®]-Konzentrator-Technologie der Firma Concentrix im Rahmen eines aus drei Einzelsystemen bestehenden 12 kW Demonstrator-Kraftwerks erprobt und demonstriert. Die drei Systeme mit einer Größe von jeweils 4 kW wurden im Kraftwerksverbund aufgebaut und vermessen. Damit wurde wichtige Betriebserfahrung zu der unmittelbar vor der Markteinführung stehenden FLATCON[®] Technologie gesammelt und Verbesserungen in der Konzeption und der Installation ermöglicht.

Das Grundkonzept des im Rahmen dieses Projektes angestrebten Konzentrator-Kraftwerks erlaubt die Ansteuerung und Nachführung der drei Tracking-Systeme zentral von einem PC aus zu überwachen. Auch die Messdatenerfassung der Einzelanlagen sowie die Aufarbeitung der Messdaten werden von diesem zentralen Leitrechner vorgenommen. Durch Internetanbindung kann das System fernüberwacht werden. Damit wurde in dieser Anlage eine erste Version der zukünftigen Kraftwerkleittechnologie für FLATCON[®] Kraftwerke eingesetzt. Das Solar-Kraftwerk des hier vorgeschlagenen Projekts, bestehend aus drei Tracking-Systemen, stellt den ersten Verbund dieser Art dar.

Die in der Anfangsphase durchgeführte Standortverlegung führte zunächst zu Verzögerungen. Trotzdem konnte das Projekt in dem geplanten Umfang durchgeführt werden, wobei in der Betriebsphase die wesentlich günstigeren Einstrahlungsbedingungen ausgenutzt werden konnten.

Erstmals konnte das System umfassenden Tests und Untersuchungen unterzogen werden. Durch die gewonnenen Erkenntnisse sowie durch die in der Installationsphase gesammelte Erfahrung wurde es Concentrix ermöglicht, auch größere Kraftwerksprojekte in Angriff zu nehmen. Ein Kraftwerk mit einer Gesamtleistung von 0,5 MW befindet sich derzeit im Bau in Puertollano, Spanien.

Die hier beschriebene Pilotanlage wird weiterhin für Testzwecke in Betrieb bleiben. Ein Test eines Wechselrichters neuerer Bauart schließt sich unmittelbar an.

Es wurde eine wesentliche Beeinflussung der Systemleistung durch atmosphärisch bedingte Änderungen im Solarspektrum festgestellt. Dies bedarf weiterer Analyse, die im Rahmen eines umfangreichen Forschungsprojektes durchzuführen ist.

5 Literaturverzeichnis

- [AH07] A. HAKENJOS, J. WÜLLNER, H. LERCHENMÜLLER: *Field performance of Flat-con high concentration Photovoltaic system*. Proceedings, 22nd. EU PV SEC, 2007.
- [Mar07] MARTINEZ, M.: *CONCENTRIX PROTOTYPE TESTS REPORT*. Diplomarbeit, ISFOC, 2007.
- [Moh99] MOHR, SVOBODA, UNGER: *Praxis Solarthermische Kraftwerke*. Springer Verlag, 1999.
- [Nac05] NACIONAL, METEOROLOGIA INSTITUTO: *Plan de Energias Renovables para Espana, 2005-2010*, August 2005. S. 162.
- [Sta06] STALTER, O.: *Entwicklung eines einphasigen, traflosen Solarwechselrichters für FLATCON[®]-Konzentrator – Module*. Diplomarbeit, Universität Karlsruhe, 2006.
- [Sta07] STALTER, O.: *Wirkungsgradmessung CNX WR 3.0*. Messprotokoll des dreiphasigen Wechselrichters, 2007.
- [Wue07] WUELLNER, J.: *Monitoring und Charakterisierung der FLATCON Pilotsysteme*. , Fachhochschule Trier, 2007.