



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

Jahresbericht 30. November 2011

Etablierung eines CST Kompetenzzentrums am SPF

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE
Forschungsprogramm Industrielle Hoch-Temperatur Solarenergie
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Kofinanzierung:

Energie Solaire SA, CH-3960 Sierre
NEP Solar AG, CH-8005 Zürich

Auftragnehmer:

SPF-HSR
Oberseestr. 10
CH-8640 Rapperswil
www.solarenergy.ch

Autoren:

Stefan Brunold, SPF-HSR, stefan.brunold@solarenergy.ch
Elimar Frank, SPF-HSR, elimar.frank@solarenergy.ch
Marco Larcher, SPF-HSR, marco.larcher@solarenergy.ch
Matthias Rommel, SPF-HSR, matthias.rommel@solarenergy.ch

BFE-Bereichsleiter: Stefan Oberholzer

BFE-Programmleiter: Pierre Renaud

BFE-Vertrags- und Projektnummer: SI/500662-01 / SI/500662

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen ist ausschliesslich der Autor dieses Berichts verantwortlich.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Einleitung und Projektziele	4
Durchgeführte Arbeiten	4
Komponenten.....	4
Spektroskopie	4
Alterungsuntersuchungen (ALT)	7
Kollektoren	7
Wirkungsgradkennlinienmessungen bis 120°C	8
Auskühlmessungen am NEP-Kollektor	13
Messung der Zeitkonstante des NEP-Kollektors	15
Verfahren zur Überprüfung der Qualität der Reflektorgeometrie.....	16
Durchführung und Auswertung von Messungen an einem Parabolrinnenreflektor	17
Vergleich der gemessenen Direktstrahlung mit der berechneten Direktstrahlung aus horizontalen Strahlungsgrößen	19
Gegenüberstellung der Messergebnisse der drei Direktstrahlungsmessmethoden	20
Systeme	24
Nationale / internationale Zusammenarbeit	26
Bewertung 2010 und Ausblick 2011	26
Komponenten.....	26
Spektroskopie	26
Alterungsuntersuchungen (ALT)	26
Kollektoren	26
Wirkungsgradmessungen	26
Auskühlmessungen	27
Direktstrahlungsmessungen und deren Vergleich	27
Systeme	27
Status der Ziele und Milestones	28
Referenzen	29

Einleitung und Projektziele

Das Institut für Solartechnik SPF ist das schweizerische Kompetenzzentrum für Niedertemperatursolarthermie mit weltweiter Anerkennung. Ziel dieses Projektes ist es, die Kompetenzen des SPF auf den Bereich der konzentrierenden Kollektoren und der solarthermischen Prozesswärmenutzung sowie anderer Anwendungen zu übertragen bzw. zu erweitern, um insbesondere auf dem Gebiet der „Concentrating Solar Thermal Energy“ (CST) international eine zentrale Rolle einzunehmen. Zur Erreichung dieses Zieles sollen in unterschiedlichen CST Bereichen spezifische Aktivitäten durchgeführt werden, welche gezielt auf dem am SPF vorhandenen Know-how auf dem Gebiet der Niedertemperatursolarthermie aufbauen:

- Ausbau der Spektroskopie zur optischen Charakterisierung von Absorberrohren, Hüllrohren und Spiegeln sowie Alterungsuntersuchungen an Solarabsorberschichten für den Einsatz in Prozesswärmekollektoren im Bereich „Komponenten“,
- Leistungsmessungen an Prozesswärmekollektoren (insbes. konzentrierenden) im Bereich „Kollektoren“, sowie
- Messtechnische Erfassung und Analyse von solarthermischen Prozesswärmesystemen im Betrieb im Bereich „Systeme“.

Durchgeführte Arbeiten

Komponenten

Spektroskopie

Die zur Bestimmung der optischen Eigenschaften von Solarabsorberschichten notwendige Messtechnik beruht auf dem Prinzip der direkt-hemisphärischen Reflexionsmessung. Dazu ist am SPF ein handelsübliches Fouriertransformspektrometer (FTIR) der Firma Bruker Optics vorhanden, welches speziell für diese Anwendung mit stärkeren Lichtquellen ausgestattet, sowie durch integrierende Kugeln (Ulbrichtkugeln) mit 200 mm Durchmesser erweitert (Eigenentwicklung) worden ist. Damit sind spektrale Messungen an flachen Proben zwischen ca. 300 nm und 20 μm mit hoher Präzision möglich (s. Abbildung 1, links):

Der vom FTIR modulierte Lichtstrahl mit einem Querschnitt von etwa $2.5 \times 2.5 \text{ cm}^2$ tritt von links kommend durch die Eintrittsöffnung „E“ in die Kugel ein und trifft rechts auf die am Sample-Port montierte flache Probe „S“. Der nicht von der Probe absorbierte Anteil des Lichtes wird reflektiert. Die diffuse Komponente des reflektierten Lichtes (der Übersicht halber nicht in der Abbildung eingezeichnet) wird gleichmässig in die Kugel gestreut und von dem im Zenit der Kugel sitzenden Detektor registriert. Die direkte Komponente wird von dem der Probe gegenüber liegenden Plug „P“ ideal diffus reflektiert und ebenfalls vom Detektor registriert. Aus Vergleichsmessungen mit Reflexionsstandards kann daraus der spektrale Reflexionsgrad der Probe berechnet werden, welcher die Grundlage zur Bestimmung des solaren Absorptions- bzw. des thermischen Emissionsvermögens ist.

Handelt es sich bei der zu messenden Probe nicht um einen flachen sondern um einen zylindrischen Absorber, so ist die Vorgehensweise prinzipiell dieselbe. Dabei sind jedoch folgende Besonderheiten zu beachten (s. Abbildung 1, rechts):

1. Um zu Vermeiden dass die von der Probe „S“ direkt reflektierte (aber aufgefächerte) Komponente weder durch die Eintrittsöffnung „E“ noch zwischen Sample-Port „S“ und der Probe selbst die Kugel verlassen kann, muss der vom FTIR kommende Lichtstrahl in seiner Breite stark begrenzt werden.

2. Da die von der Probe „S“ direkt reflektierte Komponente nicht nur auf den Plug „P“ sondern auch auf einen Streifen der Kugelwandung trifft, muss die Kugelwandung dieselben optischen Eigenschaften wie der Plug „P“ besitzen.
3. Der Probenhalter, mit welchem der zylindrische Absorber am Sample-Port „S“ fixiert wird, muss so gestaltet sein, dass eine genaue und reproduzierbare Positionierung der Probe gegenüber dem Lichtstrahl gegeben ist.

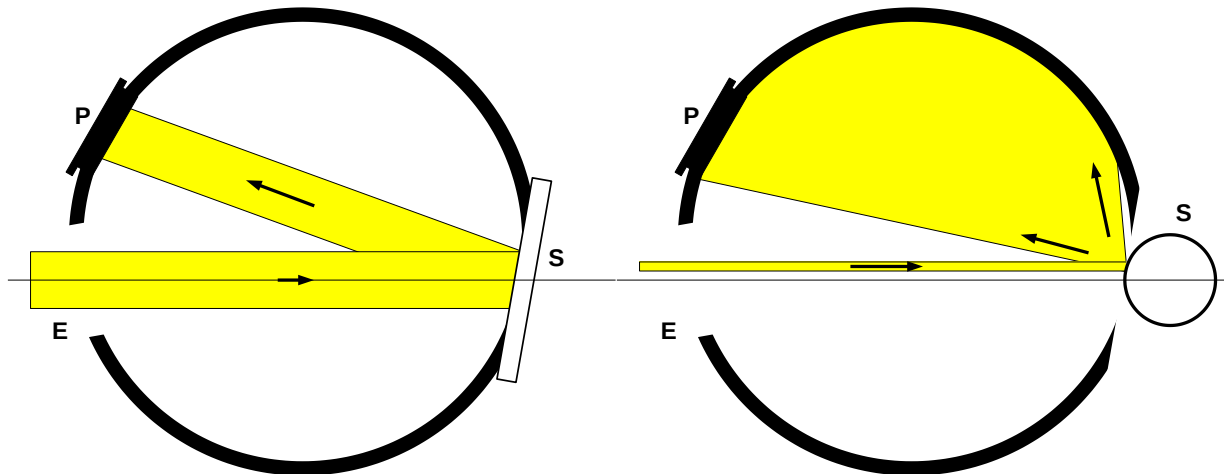


Abbildung 1: Messung der direkt-hemisphärischen Reflexion mittels Ulbrichtkugel bei planen (links) bzw. zylindrischen (rechts) Absorbern (Schnittbild durch die Kugel).

Um diese Anforderungen (1. – 3.) mit dem vorhandenen Messequipment zu erfüllen, wurden unterschiedliche Änderungen bzw. Ergänzungen am Spektrometer vorgenommen:

1. Um die Breite des Lichtstrahls zu begrenzen wurden Schlitzblenden angefertigt (s. Abbildung 2, rechts im Vordergrund). Für Versuchs- und Justierzwecke wurde eine Schlitzblende mit einstellbarer Spaltbreite angefertigt. Um diese Blenden in die Blendenkammer des FTIR einsetzen zu können, wurden justierbare Blendenhalter hergestellt und in die Blendenkammer eingebaut (s. Abbildung 2, links). Diese Anpassung ist trotz der sehr beengten Verhältnisse gut gelungen.
2. Für die spektrale Reflexionsmessung von UV bis MIR werden zwei Ulbrichtkugeln mit unterschiedlichen Oberflächen der Innenseite verwendet. Für den kurzwelligen Spektralbereich („UVIS“ bis etwa $2.5\ \mu\text{m}$) bestehen die Kugel sowie die verwendeten Plugs aus identischem optischem PTFE. Für den langwelligen Bereich („MIR“ oberhalb etwa $1.5\ \mu\text{m}$) bestehen die Kugel sowie die verwendeten Plugs aus Aluminium mit einer gestrahlten und vergoldeten Oberfläche. Während die Reflexionscharakteristik der Plugs nahezu ideal Lambert'sch ist, weist diejenige der MIR Kugelinnenoberfläche eine geringe direkte Komponente auf, was eine höhere Signalstärke bewirkt. Deshalb war für die MIR Kugel eine Überarbeitung und Neubeschichtung der Oberfläche notwendig.
3. Um eine reproduzierbare Platzierung der zylindrischen Absorber am Sample-Port der Ulbrichtkugel zu gewährleisten wurden spezielle Adapter für unterschiedliche Durchmesserbereiche angefertigt (s. Abbildung 2, rechts, hinten). Diese Adapter werden mittels eines Zentrierringes an der Kugelöffnung positioniert und bilden auf der Aussenseite des Sample-Ports eine Nut mit unterschiedlichen Breiten für unterschiedliche Rohrdurchmesser (s. Abbildung 5).

Erste Vergleichsmessungen zeigt Abbildung 6. Für diese Messungen wurde eine Spiegelfolie von Solarwall sowie eine Absorberfolie von Maxorb verwendet. Als Referenz wurden die Folien im flachen Zustand mit dem Standardaufbau gemessen. Für die Messung als zylindrische Probe wurden die Folien auf ein Rohr mit 40 mm Durchmesser geklebt. Im Idealfall sollten beide Messungen, flach und zylindrisch, dieselben Resultate liefern.

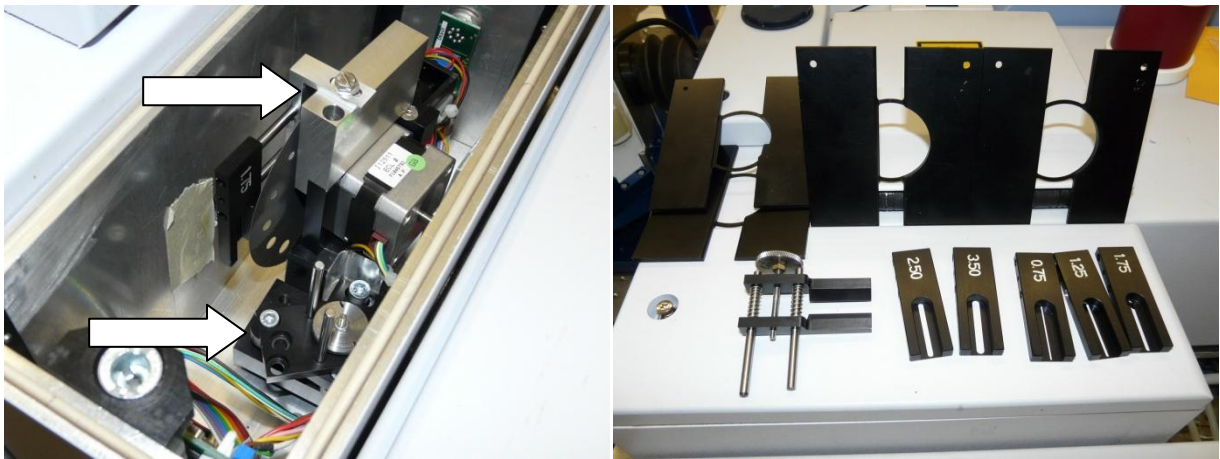


Abbildung 2: Blendenkammer des FTIR (links) mit zusätzlichen justierbaren Blendenhalterungen (Pfeile) sowie einstellbare und fixe Schlitzblenden (rechts, vorne) und Probenhalter für zylindrische Absorber (rechts, hinten).



Abbildung 3: Ulbrichtkugel mit an Sample-Port montiertem Probenhalter für zylindrische Absorber (links), mit Absorberrohr in Messposition (rechts).

Wie aus Abbildung 4 hervorgeht, ist die Übereinstimmung der Messungen mit der PTFE-Kugel im Kurzwelligen gut. Die Messungen mit der Gold-Kugel im MIR weisen jedoch eine deutliche Abweichung auf. Sowohl die Spiegelprobe als auch die Solarabsorberprobe weisen in zylindrischer Form ein um etwa 10% geringeres Reflexionsvermögen auf. Zudem ist das Rauschen sehr gross, und dies obwohl für die Messung der zylindrischen Proben eine etwa drei Mal längere Integrationszeit als für die Messung der flachen Proben verwendet worden ist.

Der Grund für die Messung eines zu kleinen Reflexionsgrades muss durch weitere Messungen und Experimente noch eruiert werden. Denkbare Ursachen könnten eine mangelhafte Qualität der Kugelloberfläche sein oder auch eine ungenügende Justierung der Probe in Bezug auf die Blende. Das hohe Rauschmass könnte durch eine längere Integrationszeit reduziert werden, was jedoch nicht sehr praktikabel erscheint, da die Messzeit im IR bereits jetzt über 30 Minuten beträgt. Daher soll versucht werden durch einen anderen Detektor das Ergebnis zu verbessern.

Vergleichsmessung flache - zylindrische Absorber

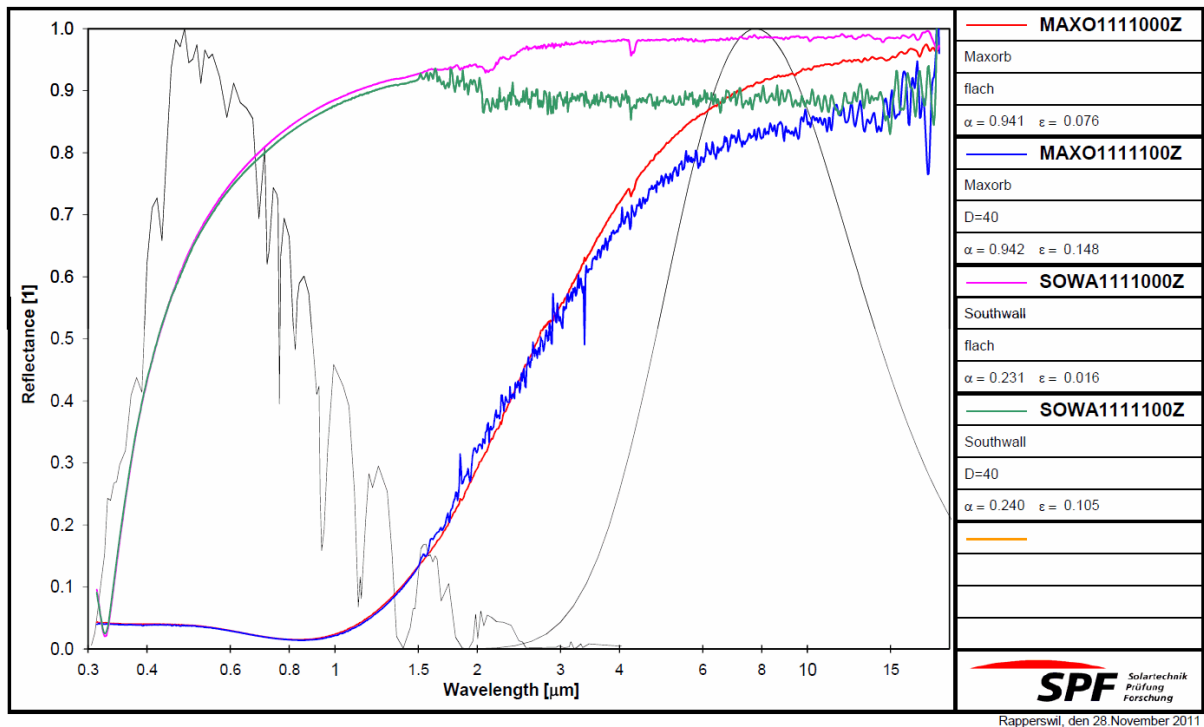


Abbildung 4: Vergleichsmessung flache zu zylindrische Proben. Selektiver Absorber („MAXO“) und Spiegel („SOWA“). Unterhalb etwa 2 μm Messung mit PTFE-Kugel, oberhalb mit Gold-Kugel.

Alterungsuntersuchungen (ALT)

In Absprache mit Energie Solaire SA soll als Grundlage für die beschleunigten Alterungsuntersuchungen ein Einsatz der ESSA Absorberrohre bis zu einer Temperatur von 300°C in Betracht gezogen werden. Eine genauere Definition der thermischen Belastung, etwa in Form eines Temperatur – Histogramms, ist nicht nötig, da die beschleunigten Alterungsuntersuchungen derart durchgeführt werden sollen, dass diese die Aktivierungsenergie eines möglichen Degradationsmechanismus als Ergebnis liefern. Damit kann dann die zu erwartende Lebensdauer für jeden beliebig definierbaren Einsatz bestimmt werden.

Kollektoren

Nach Projektbeginn wurde ein kommerzieller Parabolinnenkollektor mit einer Aperturfläche (Aperturweite 1.2m) von 4.8m² ans SPF geliefert. Die Lieferung beinhaltete den Parabolinnenkollektor (Reflektor, Receiver und Receiverhalterung) und dessen Nachführvorrichtung (Aufständerung, Motor, Getriebe und Steuerungsschrank). Der Kollektor wurde auf dem SPF Prüfdach aufgebaut. Eine entsprechende Montageanleitung wurde von der Herstellerfirma mitgeliefert. Das Absorberrohr musste aus zwei Rohrstücken von je 2 Metern zusammengeschweisst und anschliessend zum Receiver zusammengebaut werden.

Der Kollektor wurde in der Ost-West-Achse aufgebaut. Somit wurde gewährleistet, dass jeweils einmal am Tag (solarer Mittag) die Sonne senkrecht auf den Kollektor scheint. Mit der Ost-West-Ausrichtung kann also der Wirkungsgrad um den solaren Mittag ohne IAM

(Einfallswinkelkorrekturfaktor) ermittelt werden, was bei einer Nord-Süd-Ausrichtung nicht möglich wäre(ausser man befindet sich am Äquator.)

Für die thermische Vermessung des Kollektors wurde der Testkreislauf des Trackers Z4 des SPF-Prüfdachs verwendet. Dieser Testkreislauf wird normalerweise für die thermische Vermessung von Vakuumröhren- und Flachkollektoren verwendet. Als Wärmeträgerfluid dient ein Wasser-Glykol-Gemisch (33% Glykol-Anteil). Die thermische Vermessung dieser Kollektortypen findet im Temperaturbereich zwischen 0°C und 100°C statt. Höhere Temperaturen können mit diesen Testkreisläufen aufgrund der Kreislaukomponenten (Dichtungen, Pumpen, Durchflussmesser etc.) nicht erreicht werden. Abgesehen von diesen Restriktionen bezüglich der Temperatur ist es deshalb möglich, die Wirkungsgradkennlinie und die thermischen Verluste eines konzentrierenden Kollektors mit eigener Nachführung, zu ermitteln.

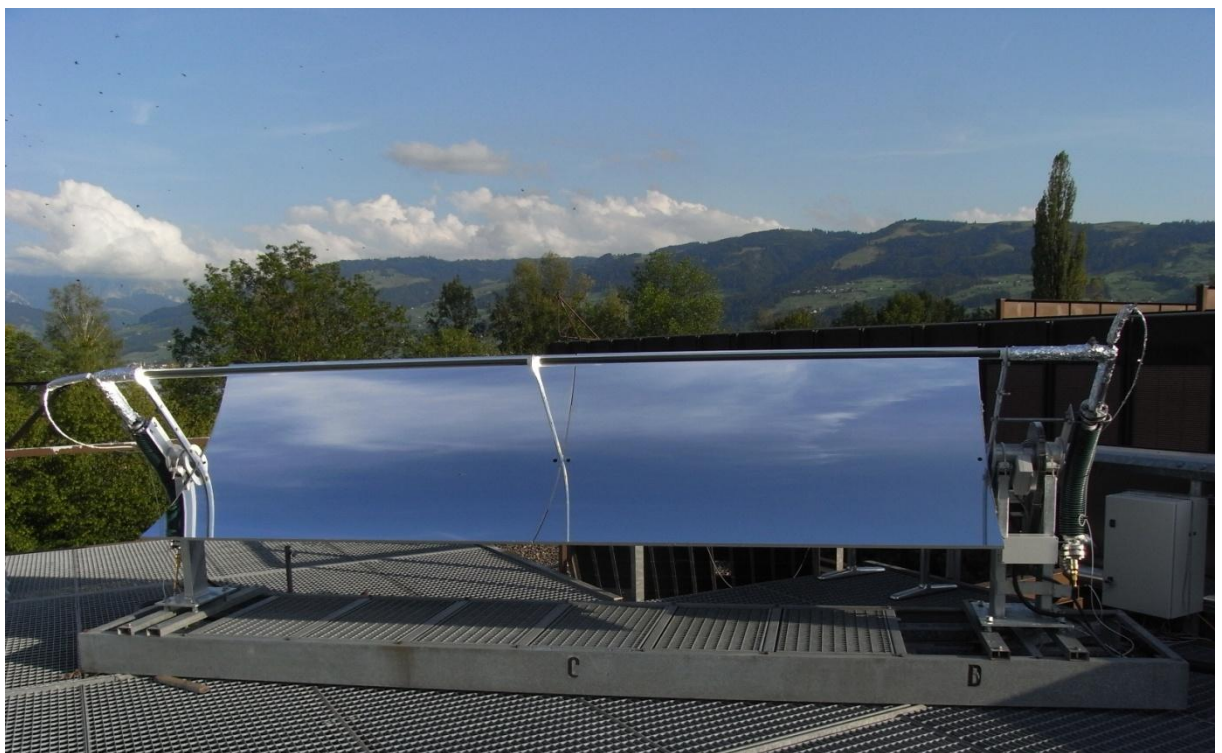


Abbildung 5: fertig installierter, trackender Parabolrinnenkollektor auf dem Prüfdach des SPF

Wirkungsgradkennlinienmessungen bis 120°C

Wirkungsgradkennlinienmessungen wurden vom Juni 2011 bis Anfang November 2011 durchgeführt. Der Kollektor wurde mit einem Durchfluss von 300 Litern pro Stunde durchströmt (17 cm/s), was in der Nähe liegt von dem in der Norm EN 12975-2 definierten Massenstrom von 0.02 Kilogramm pro Sekunde und m² Aperturfläche. Die Direktstrahlung wurde mittels eines Pyrheliometers gemessen, welches auf einem Tracker (zweiachsig nachgeführt) montiert ist. Ebenfalls auf dem Sonnentracker montiert ist ein Pyranometer. Somit war es möglich, neben der Direktstrahlung auch die Global- und die Diffusstrahlung zu messen. Darüberhinaus wurde direkt am Reflektor des Kollektors ein weiteres Pyranometer installiert.

Die auf dem Sonnentracker gemessene Direktstrahlung wird als DNI, direct normal irradiance bezeichnet. Da der Parabolrinnenkollektor im Gegensatz zum Sonnentracker nur einachsig nachgeführt wird, musste zur Bestimmung des Kollektorwirkungsgrads die gemessene Direktstrahlung in die orthogonal zur Aperturfläche einfallende Direktstrahlung umgerechnet werden.

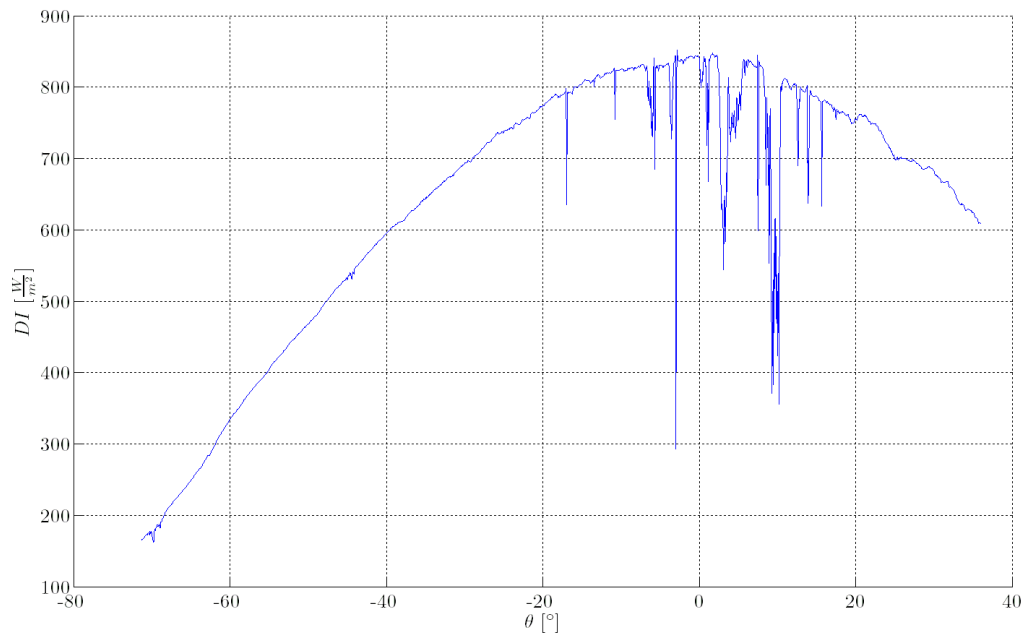


Abbildung 6: umgerechnete, einfallende Direktstrahlung in die Kollektoraperturfläche aufgetragen über dem Einfallswinkel (Beispieltag)

In Abbildung 6 ist die gerechnete, einfallende Direktstrahlung in die Kollektoraperturfläche dargestellt, die am 19. August 2011 gemessen wurde. Bei negativen Einfallswinkeln handelt es sich um den Vormittag. An einem klaren, sonnigen Tag nimmt die Direktstrahlung stetig zu bis die Sonne ihren Höchststand erreicht ("Solar Noon"). Anschliessend nimmt die Direktstrahlung wieder ab, bis zum Sonnenuntergang. Die kurzen Einbrüche in der Direktstrahlung sind auf vereinzelte Wolken zurückzuführen.

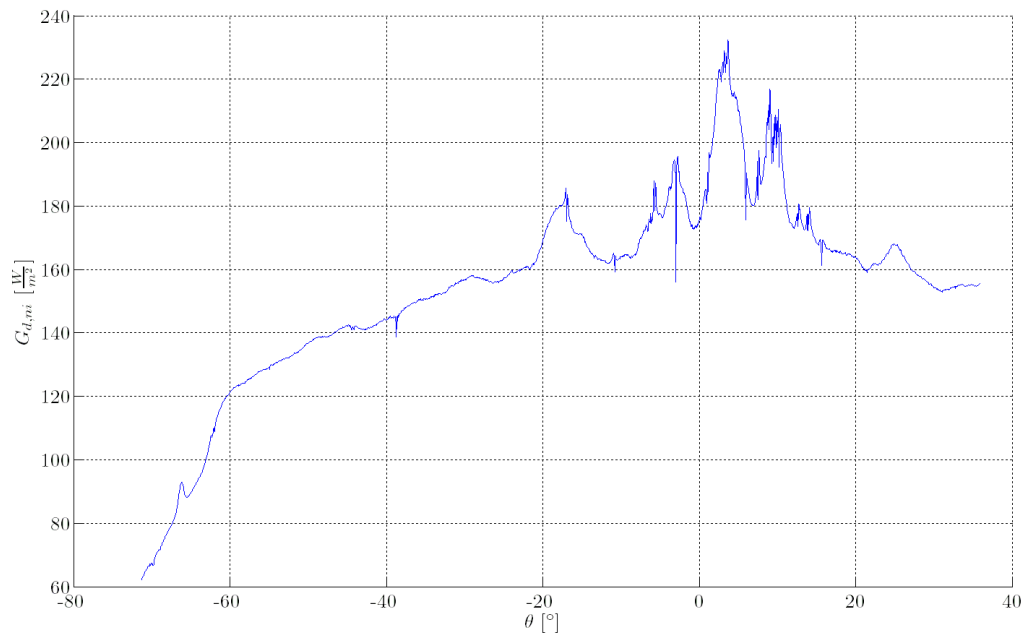


Abbildung 7: gerechnete orthogonale Diffusstrahlung aus der gemessenen Direktstrahlung (DNI) und der gemessenen Globalstrahlung (GNI)

In Abbildung 7 ist die gerechnete, orthogonale Diffusstrahlung dargestellt, aufgetragen über dem Einfallswinkel. Sie resultiert aus der Differenz zwischen der gemessenen Globalstrahlung (GNI) und Direktstrahlung (DNI).

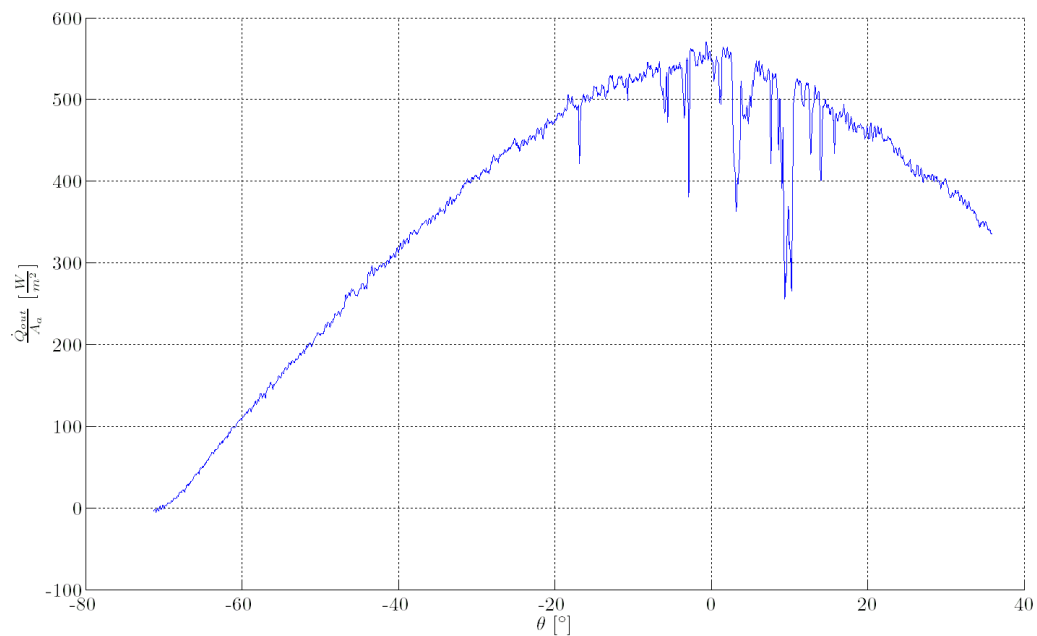


Abbildung 8: Abgegebene Kollektorleistung (bezogen auf die Aperturfläche) aufgetragen über dem Einfallswinkel

In Abbildung 8 ist die abgegebene Kollektorleistung, bezogen auf die Aperturfläche, über dem Einfallswinkel aufgetragen.

Bei einem der Sonnenhöhe (Elevation) nachgeführten Kollektor (aufgestellt in Ost-West-Ausrichtung) ist zu erwarten, dass die Kollektorleistung ihren Peak während des solaren Mittags erreicht, da dort der Einfallswinkel auf die Aperturfläche Null wird.

Bis auf die kurzzeitigen Einbrüche der Kollektorleistung aufgrund von vorbeiziehenden Wolken, lässt sich dieses Verhalten aus dem obigen Beispieltag nachvollziehen. Generell gilt dies für die Messungen des Juli und August. Jedoch zeigte sich bei Messtagen zum Jahresende hin, namentlich die Monate September, Oktober und November, eine neue Charakteristik. Das Maximum der Kollektorleistung wurde immer noch zum solaren Mittag erreicht, jedoch war die Zu- und Abnahme der abgegebenen Leistung immer weniger symmetrisch zum Vor- und Nachmittag. Während des Vormittags steigt die Kollektorleistung rampenähnlich zum Kollektor-Peak hin an. Ab dem solaren Mittag nimmt die Kollektorleistung dann merklich weniger ab, als dies in den Monaten Juli und August der Fall war. Der Grund für diese Beobachtung ist zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht vollständig analysiert und muss weiter untersucht werden.

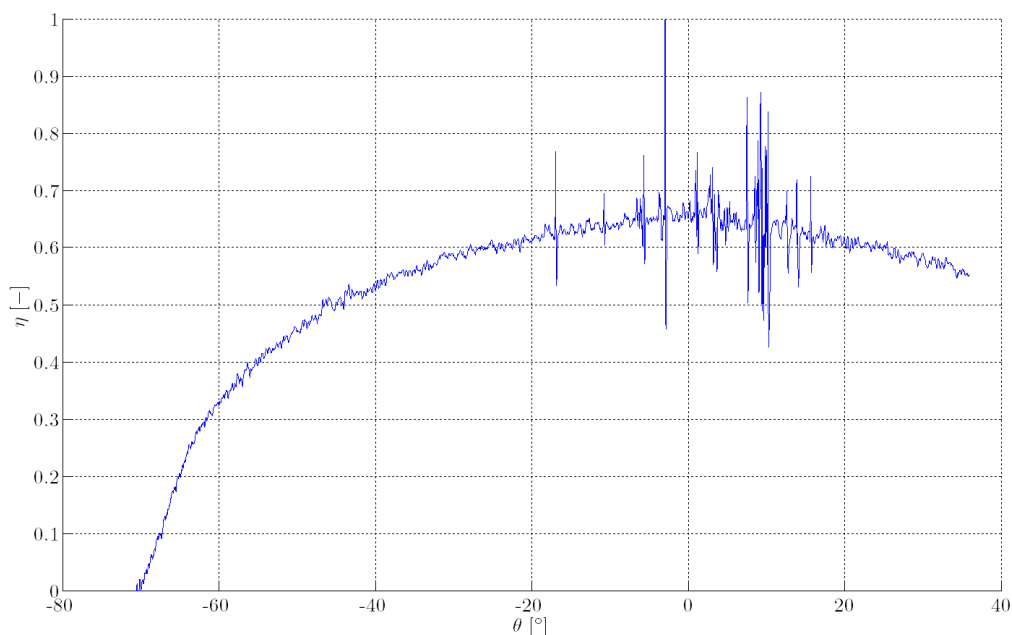


Abbildung 9: Dargestellt ist der Kollektorstufenwirkungsgrad aufgetragen über dem Einfallswinkel, bezogen auf die Aperturfläche und die senkrecht einfallende Direktstrahlung DNI

In Abbildung 9 ist nun der resultierende Kollektorstufenwirkungsgrad aus Kollektorleistung und einfallender Direktstrahlung zu sehen, wiederum aufgetragen über dem Einfallswinkel.

Für Messpunkte der Wirkungsgradkennlinie können nur die Wirkungsgradmessungen um den solaren Mittag ausgewertet werden, da bei nicht senkrechter Einstrahlung sogenannte Reihenendverluste an der Parabolrinne auftreten: zwar wird durch die Kollektornachführung die Strahlung auf die Linie des Receivers konzentriert, aber ausserhalb von Solar Noon wird immer ein Teil der konzentrierten Strahlung links oder rechts neben das Absorberrohr reflektiert. Das Resultat aller auswertbaren Wirkungsgradmesstage ist in Abbildung 10 zusammengefasst.

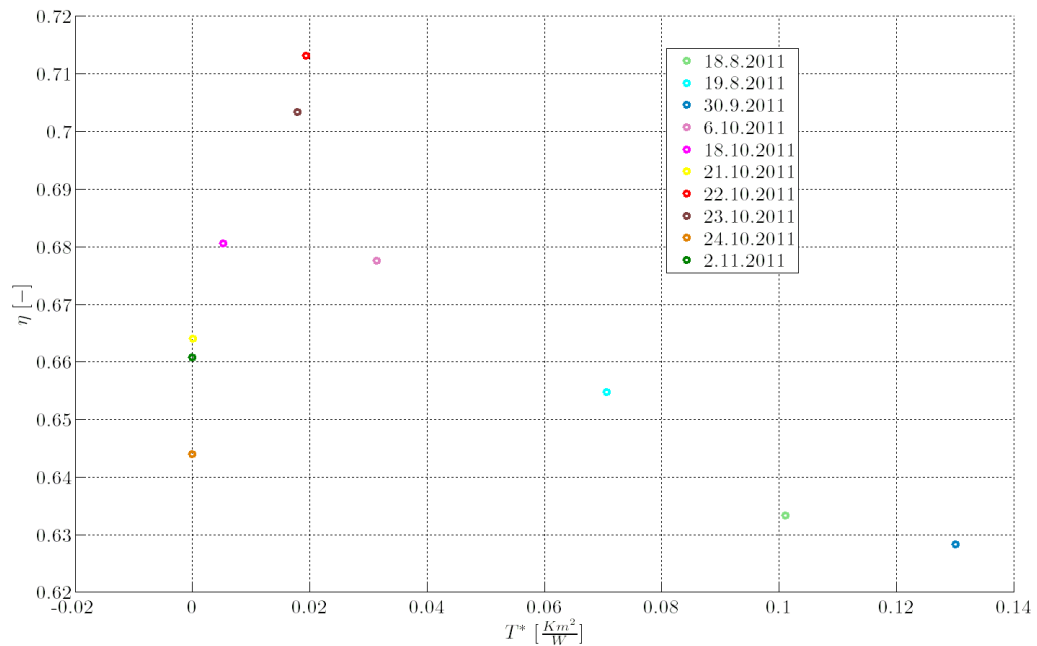


Abbildung 10: Wirkungsgrade, gemessen um den solaren Mittag (Einfallswinkel $\approx 0^\circ$) und aufgetragen über die reduzierte Temperaturdifferenz $(T_{\text{fluid}} - T_{\text{amb}})/\text{DNI}$

Abbildung 10 zeigt die ermittelten Wirkungsgrade um den solaren Mittag, bei unterschiedlichen Betriebspunkten des Kollektors.

Nach der Theorie von hochkonzentrierenden Kollektoren kann die Diffusstrahlung für die Wirkungsgradermittlung vernachlässigt werden, falls der Konzentrationsfaktor des Kollektors grösser 10 ist [1]. Der NEP-Kollektor hat einen Konzentrationsfaktor von 13.6. Demnach kann die Diffusstrahlung für die Wirkungsgradberechnung vernachlässigt werden und als Bezugsstrahlung die senkrecht eingestrahlte Direktstrahlung ($\text{DNI} = \text{direct normal irradiance}$) verwendet werden. Folgendes Kollektormodell kann angewandt werden:

$$\dot{Q} = A_a G_b \left(\eta_0 - a_1 \frac{T_m - T_{\text{amb}}}{G_b} \right)$$

mit $G_b = \text{DNI}$. In Abbildung 10 ist zu erkennen, dass die gemessenen Wirkungsgrade um etwa $\pm 5\%$ -Punkte schwanken. Bei der Auswertung wird deshalb der Einfluss der Diffusstrahlung auf den Wirkungsgrad mit berücksichtigt. Dieser Einfluss ist am deutlichsten festzustellen bei minimalen Temperaturdifferenzen (η_0 -Messungen vom 18.10.11, 21.10.11, 24.10.11 und 2.11.11) was in Abbildung 11 dargestellt ist.

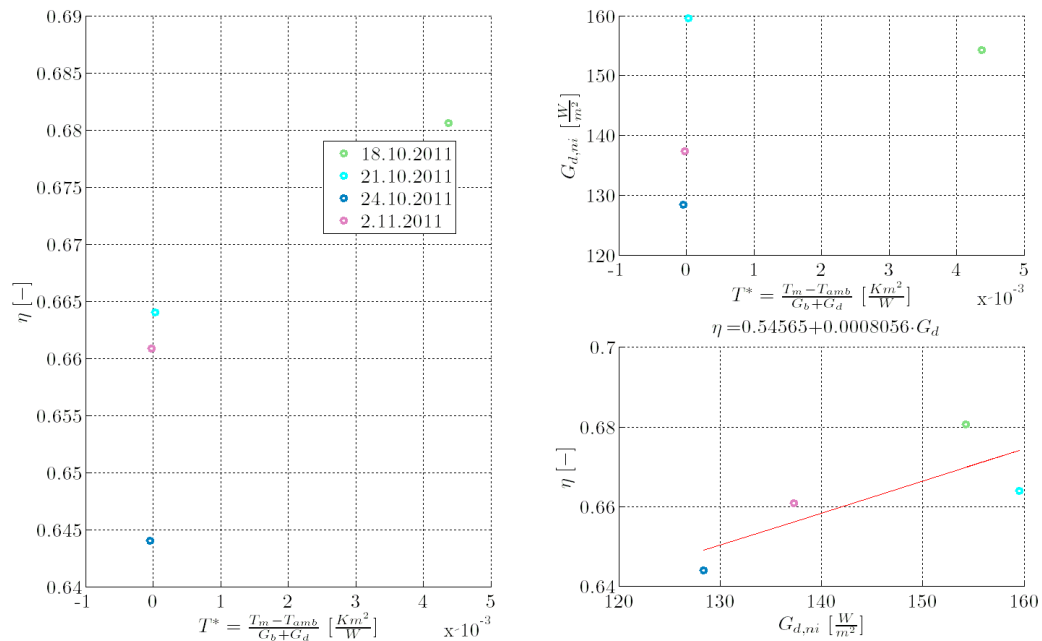


Abbildung 11: Wirkungsgrad bei minimalen Temperaturdifferenzen, aufgetragen über der reduzierten Temperaturdifferenz (links) und über der einfallenden Diffusstrahlung (rechts unten). Die Grafik rechts oben zeigt die einfallende Diffusstrahlung aufgetragen über der reduzierten Temperaturdifferenz

In Abbildung 11 unten links ist deutlich zu sehen, wie der optische Wirkungsgrad η_0 linear zur Diffusstrahlung ansteigt. Die Untersuchungen zum Einfluss des Diffustrahlungsanteils und die Ursachen der Schwankungen der gemessenen η_0 -Werte werden fortgesetzt.

Auskühlmessungen am NEP-Kollektor

Während der Messperiode für die Wirkungsgradkennlinie wurden in den Nächten jeweils Auskühlmessungen durchgeführt. Ziel der Messungen war es, die thermischen Verluste des Kollektors (des Receivers) zu bestimmen. Dazu muss der Kollektor auf eine mittlere Fluidtemperatur geregelt werden, die höher ist als die Umgebungstemperatur. Um den langwelligen Strahlungsaustausch zwischen Kollektor und Himmel zu unterbinden, wurde bei diesen Messungen der Reflektor zum Boden hin gedreht, wie in der unteren Abbildung zu sehen ist (Park-Position). Auf der Höhe des Receivers wurde ausserdem eine Ventilator zur Bewindung des Receivers installiert, um die thermischen Verluste bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten messen zu können. Mit diesem Aufbau, ist es möglich, eine maximale Windgeschwindigkeit von 3 Metern pro Sekunde am Receiver einzustellen.



Abbildung 12: Windanlage mit Parabolrinnenkollektor in Park-Position für die Auskühlmessungen (die meistens während der Nacht durchgeführt wurden).

Aufgrund der Temperaturdifferenz zwischen Ein- und Austritt am Receiverrohr, dem Volumenstrom durch den Receiver und den Stoffdaten des Wärmeträgerfluides können die thermischen Verluste berechnet werden:

$$\dot{Q}_{loss} = \dot{V} \rho(T_m) c_p(T_m) (T_{in} - T_{out})$$

wobei mit T_m die mittlere Fluidtemperatur bezeichnet ist, die aus dem arithmetischen Mittelwert der Kollektorein- und -auslauftemperatur berechnet wird.

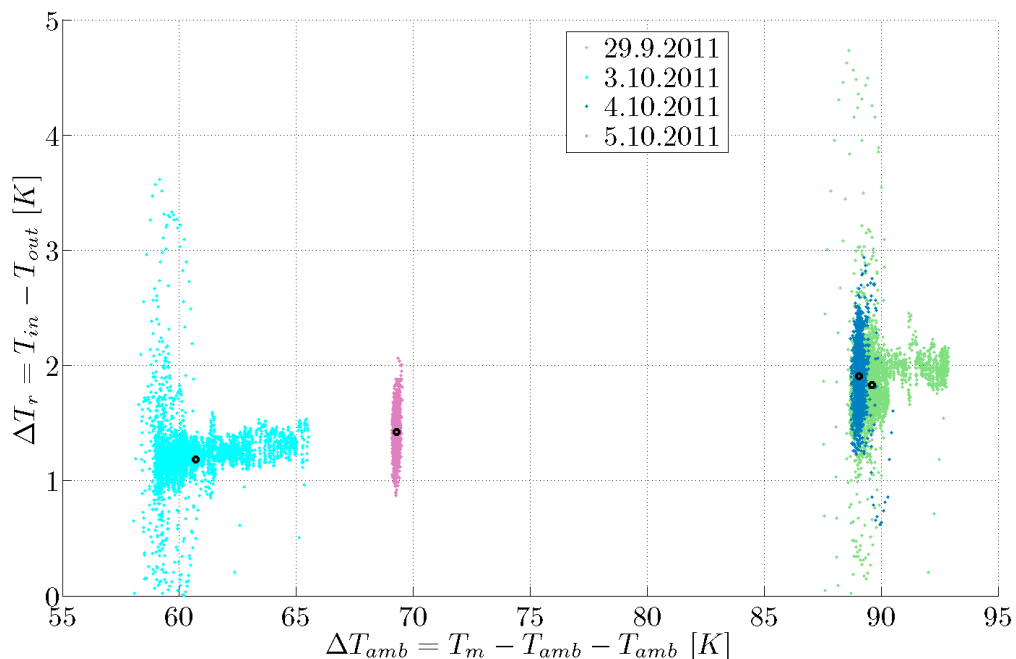


Abbildung 13: Temperaturabfall zwischen Ein- und Austritt aufgetragen über dem Temperaturunterschied zwischen mittlerer Fluid- und Umgebungstemperatur

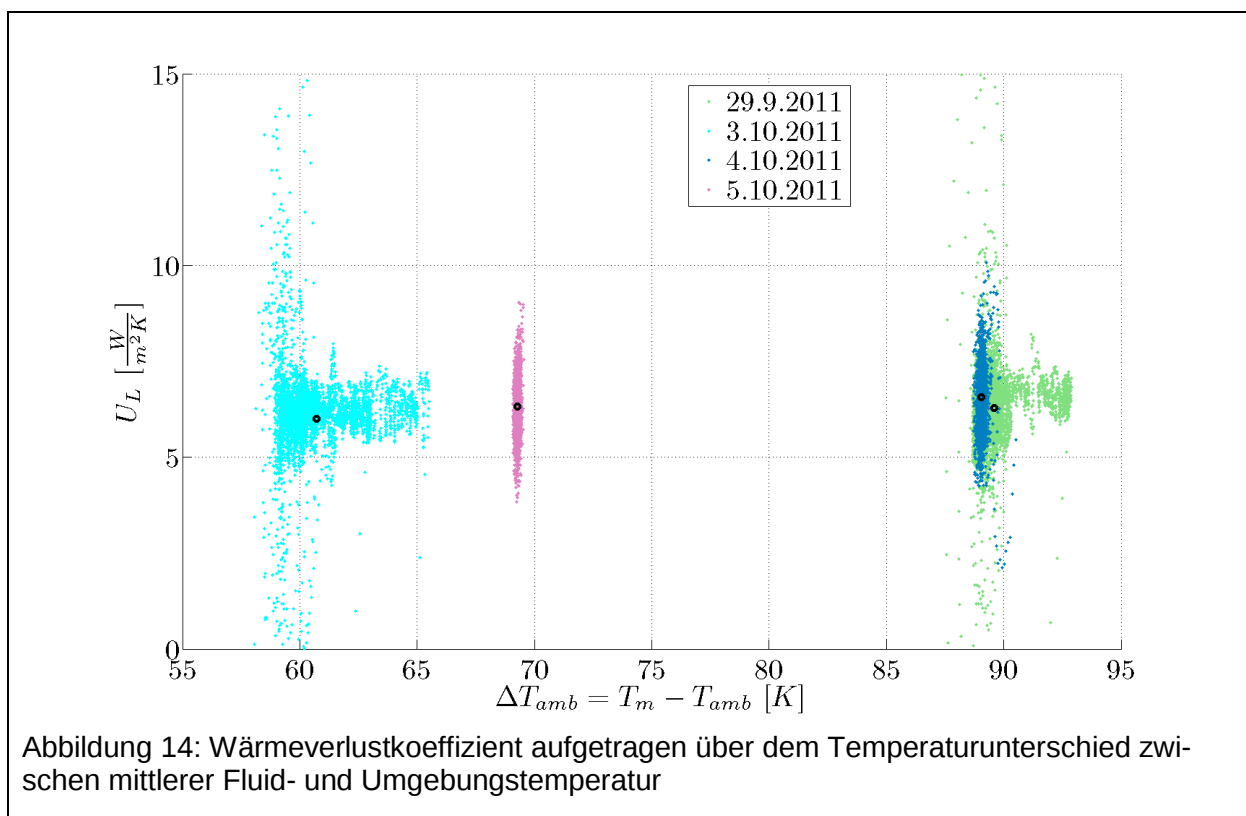
In Abbildung 13 sind die Ergebnisse von vier beispielhaften Auskühlmessungen dargestellt. Es ist der Temperaturabfall zwischen Ein- und Austritt am Receiver aufgetragen über dem Temperaturunterschied zwischen mittlerer Fluidtemperatur und Umgebungstemperatur. Der Temperaturabfall über dem Receiver bewegt sich zwischen 1 Grad Celsius und 2 Grad Celsius. Diese geringen Temperaturabfälle sind bezüglich der Messgenauigkeit eine Herausforderung, die aber mit den Kalibrierungen der SPF-Messstände beherrschbar ist. Der Temperaturabfall ist proportional zum Durchfluss. Somit bietet sich die

Möglichkeit einen höheren Temperaturabfall zu erzeugen durch Reduzierung des Durchflusses. Es muss aber darauf geachtet werden, dass die Strömung turbulent bleibt ($Re > 2300$). Dies ist auch der eigentliche Betriebsfall. Wenn der Volumenstrom zu stark reduziert wird, würden die Messungen bei laminarer Strömung im Absorberrohr durchgeführt. Dadurch (nämlich durch die Temperaturschichtung über den Absorberrohrquerschnitt und die damit verbundene reduzierte Wärmeübertragung vom Fluid auf das Absorberrohr) würden die Messungen gegenüber der Betriebssituation des Kollektors verfälscht werden.

Die oben beschriebenen Auskühlmessungen wurden bei einem Durchfluss von 100 Litern pro Stunde durchgeführt. Dieser Wert wurde vorgängig mit einem thermischem Modell des Kollektors, welches in EES (Engineering Equation Solver) implementiert wurde, bestimmt.

Die thermischen Verluste werden gewöhnlich mittels des Wärmeverlustkoeffizienten U_L angegeben (Wärmeverlustleistung in Watt pro m^2 Bezugsfläche und Temperaturdifferenz zwischen mittlerer Fluid- und Umgebungstemperatur). Dieser kann auf die Aperturfläche A_a des Kollektors oder auf die Absorberrohroberfläche A_{abs} bezogen werden. In diesem Bericht wird der Wärmeverlustkoeffizienten U_L auf die Absorberrohroberfläche bezogen.

$$U_L = \frac{\dot{V} \rho c_p (T_{in} - T_{out})}{A_{abs} \left(\frac{T_{in} + T_{out}}{2} - T_{amb} \right)}$$



Messung der Zeitkonstante des NEP-Kollektors

An einem sonnigen Tag, dem 18.10.2011, wurde die Zeitkonstantenmessung nach EN 12975-2 für den NEP-Kollektor durchgeführt. Die Einlauftemperatur wurde konstant gleich der Umgebungstemperatur geregelt. Mit Kartonabdeckungen wurde dafür gesorgt, dass auf Reflektor und Receiver keine Solarstrahlung fiel. Exakt um den solaren Mittag wurden die Abdeckungen entfernt.

Zeitkonstantenmessung

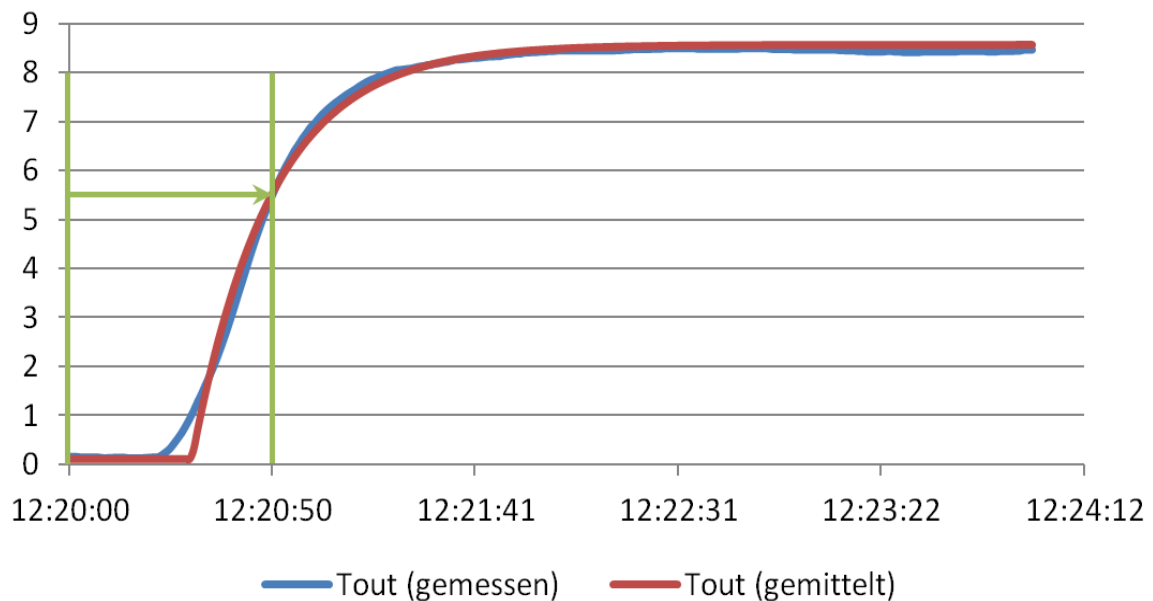


Abbildung 15: Austrittstemperatur aufgetragen über der Zeit (Zeitkonstantenmessung)

In Abbildung 15 ist die Austrittstemperatur über der Zeit aufgetragen. Die Auswertung wurde nach der Norm EN 12975-2 6.1.6.4 durchgeführt. Aus den Messungen wurde eine Kollektorzeitkonstante von 50 Sekunden für den durchströmten Kollektor bestimmt.

Verfahren zur Überprüfung der Qualität der Reflektorgeometrie

In einer bereits abgeschlossenen Masterarbeit wurde ein Verfahren erprobt, mit dem mittels eines orthogonal auf die Aperturfläche einfallenden Laserstrahls die Qualität des Reflektors untersucht wurde. Diese Methode wurde auf dem SPF-Prüfdach am NEP-Kollektor in etwas abgeänderter Form angewendet.

Für die Lasermessung auf dem Dach wurde ein Stativ einer Laserwasserwaage und eine entsprechende Nivellierplatte verwendet (s. Abbildung 16). Mittels der Nivellierplatte konnte ein horizontaler Laserstrahl eingestellt werden. Der Parabolrinnenkollektor wurde so ausgerichtet, dass bei horizontal ausgerichteter Laserwaage deren Laserstrahl orthogonal auf die Aperturfläche auftrifft. Mittels Stativ konnte die Laserwaage in der Höhe justiert werden. Somit konnte der Kollektor in der Aperturweite abgefahren werden und überprüft werden, ob der Laserstrahl an den verschiedenen Positionen immer auf das Receiverrohr reflektiert wird.



Abbildung 16: Messaufbau der Lasermessung zur Überprüfung der Reflektorgeometrie

Durchführung und Auswertung von Messungen an einem Parabolrinnenreflektor

Über die gesamte Aperturlänge wurde der Reflektor von Auge auf seine Abbildungs-
genauigkeit überprüft. Die dabei beobachteten kritischen Stellen und zwei weniger kritische
wurden anschliessend mittels der Lasermessmethode genau vermessen.

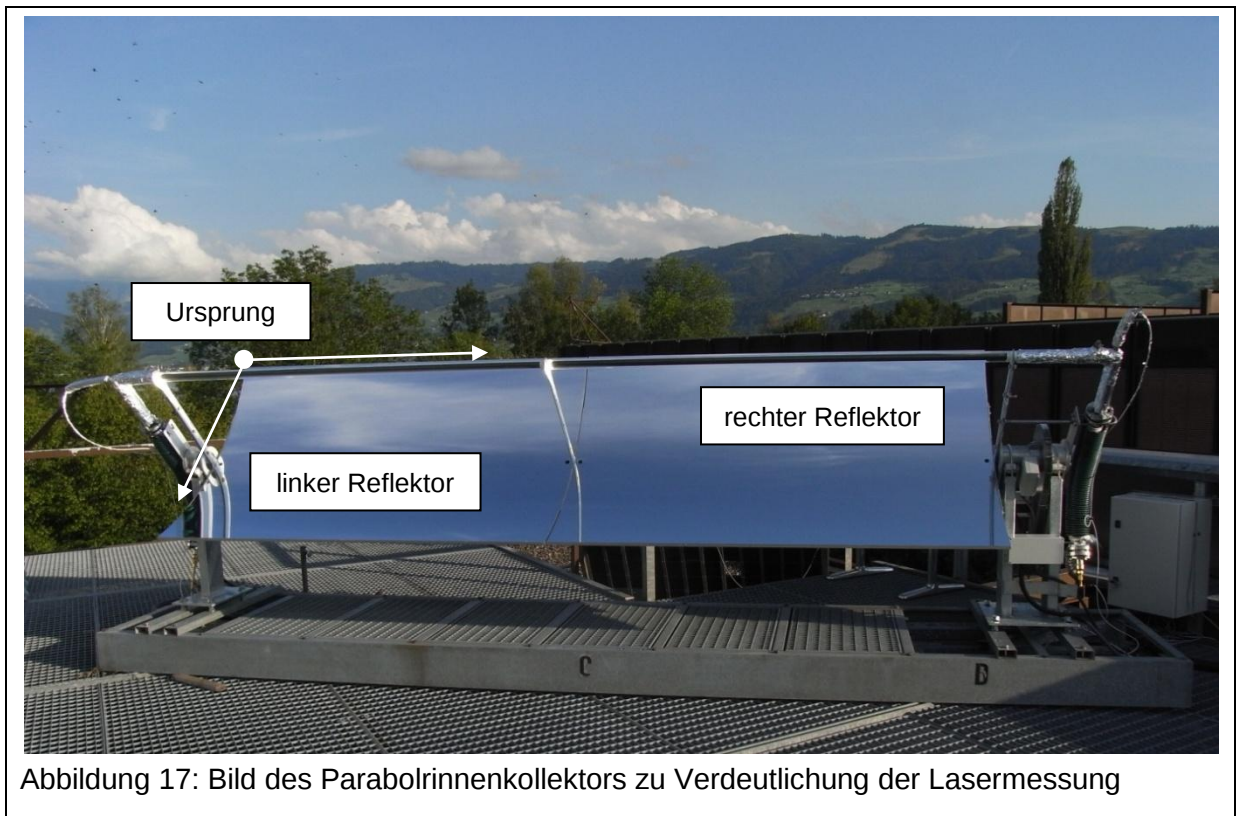


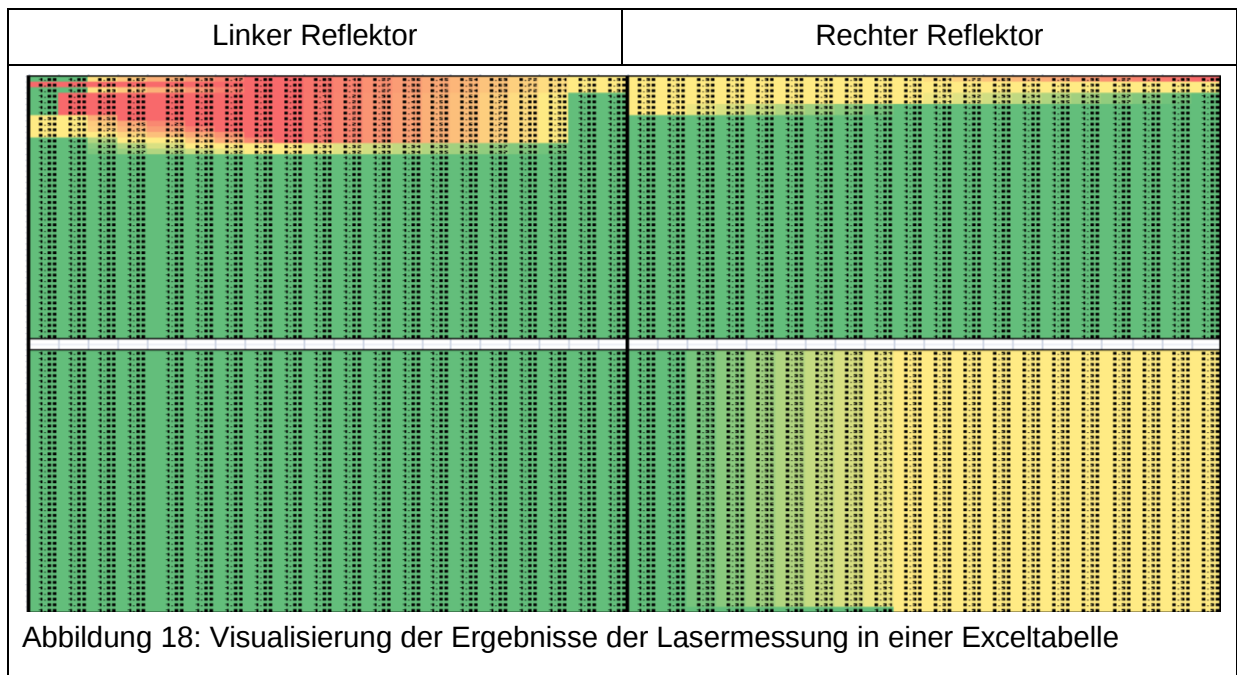
Abbildung 17: Bild des Parabolrinnenkollektors zur Verdeutlichung der Lasermessung

In Abbildung 17 ist der Parabolrinnenkollektor zur Verdeutlichung der Lasermessung nochmals abgebildet. Bei der Lasermessung wurde im linken, wie auch im rechten Reflektor an drei Stellen mit dem Laser die ganze Aperturweite abgefahren. Diese Stellen sind in der unteren Tabelle festgehalten. Der ganze Kollektor wurde mittels eines Rasters von 100 Millimeter in der Aperturlänge und 12,5 Millimeter in der Aperturweite zerlegt.

Position auf der Aperturlänge	
Linker Reflektor	Rechter Reflektor
280mm	2165mm
890mm	2970mm
1830mm	3920mm

Aufgrund der Aperturweitenposition und der Kollektorgeometrie (Brennweite, Aperturweite, und Randwinkel) wurde abgeschätzt, an welcher Position auf dem Absorberrohr der reflektierte Laserstrahl auftreten müsste. Fiel der Laserstrahl in dessen Nähe ($\pm 3\text{mm}$), so wurde die Reflektorstelle als "gut" bezeichnet. War der Austrittspunkt weiter davon entfernt, so wurde die Reflektorstelle als "kritisch" bezeichnet. Fiel der Laserstrahl nicht auf den Absorber, wurde dies als Reflektorfehler bezeichnet.

Die Auswertung der Lasermessung geschah in Excel. Das gedachte Raster über der Aperturfläche wurde mittels der Zellen in Excel dargestellt. Aufgrund der vermessenen Positionen wurde in die einzelnen Zellen, je nach Auftrittsgenauigkeit ein entsprechender Wert eingetragen. Für eine nicht auf den Absorber auftreffenden Laserstrahl wurde Null eingetragen (Reflektorfehler). Bei einem kritischen Reflektor-Segment wurde 0,9 eingetragen und eine 1, falls der Laser etwa am richtigen Ort auf den Absorber fiel. Die nun noch leer stehenden Zellen wurden mittels einer einfachen Mittelung gefüllt. Je nach Zellenwert wurde dann eine Einfärbung dieser Zelle mittels Excelfunktion gemacht. Nicht kritische Reflektorstellen sind grün und schlechte rot gekennzeichnet.



Der linke untere Teil des Reflektors war sehr gut, ebenso der rechte obere Teil, bis auf den rechten oberen Rand. Im linken, oberen Reflektorstück wurden zwei relativ grosse Segmente vermessen, bei denen die Strahlung am Absorber vorbei reflektiert wird. Beim rechten unteren Reflektor-Segment wurde eine relativ grosse, eher kritische Reflektorfläche festgestellt.

Vergleich der gemessenen Direktstrahlung mit der berechneten Direktstrahlung aus horizontalen Strahlungsgrössen

Für die Messung der Direktstrahlung wird normalerweise ein Pyrheliometer verwendet. Aufgrund ihres Aufbaus müssen Pyrheliometer der Sonne nachgeführt werden. Hierzu benötigt man einen Tracker. Diese Tracker sind relativ teuer und müssen exakt installiert werden. Dadurch ist eine gewisse Störanfälligkeit gegeben. Die Direktstrahlung kann aber auch mit einem horizontal montierten Pyranometern zur Globalstrahlungsmessung und einem horizontal montierten Schattenring-Pyranometer zur Diffusstrahlungsmessung bestimmt werden. Mittels der zusätzlichen Kenntnis der Elevation α der Sonne kann dann auf die Direktstrahlung (DNI) umgerechnet werden.

$$G_{b,calc} = \frac{G_{horiz} - G_{d,horiz}}{\sin(\alpha)}$$

Aufgrund des Formalismus hat diese Methode ihre Grenze bei sehr geringen Elevationswinkeln. Obwohl ein zweites Messgerät nötig ist, sind die Gesamtkosten kleiner als bei der herkömmlichen Methode mit dem nachgeführten Pyrheliometer. Dies ist ein Vorteil, allerdings gibt es auch Nachteile: Aufgrund der horizontalen Anbringung sind die Messgeräte der Witterung ausgesetzt. Regentropfen und andere Verschmutzungen können sich auf den Glasdomen ablagern und zu Messverfälschungen führen. Der Schattenring muss ausserdem in regelmässigen Abständen nachgestellt werden. Bei Pyrheliometern wird meist ein Witterungsschutz angebracht, sicherheitshalber wird aber auch hier regelmässig das Glas gereinigt. Von der Firma NEP wissen wir, dass bestehende Anlage über die Messung der horizontalen Strahlung und deren Umrechnung in die Direktstrahlung gesteuert werden. Sie verwenden hierfür ein Strahlungsmessgerät (SPN1), welches Global- und Diffusstrahlung gleichzeitig misst. Ein solches Strahlungsmessgerät der Firma DeltaT wurde im Rahmen des Projektes vom SPF ebenfalls angeschafft.



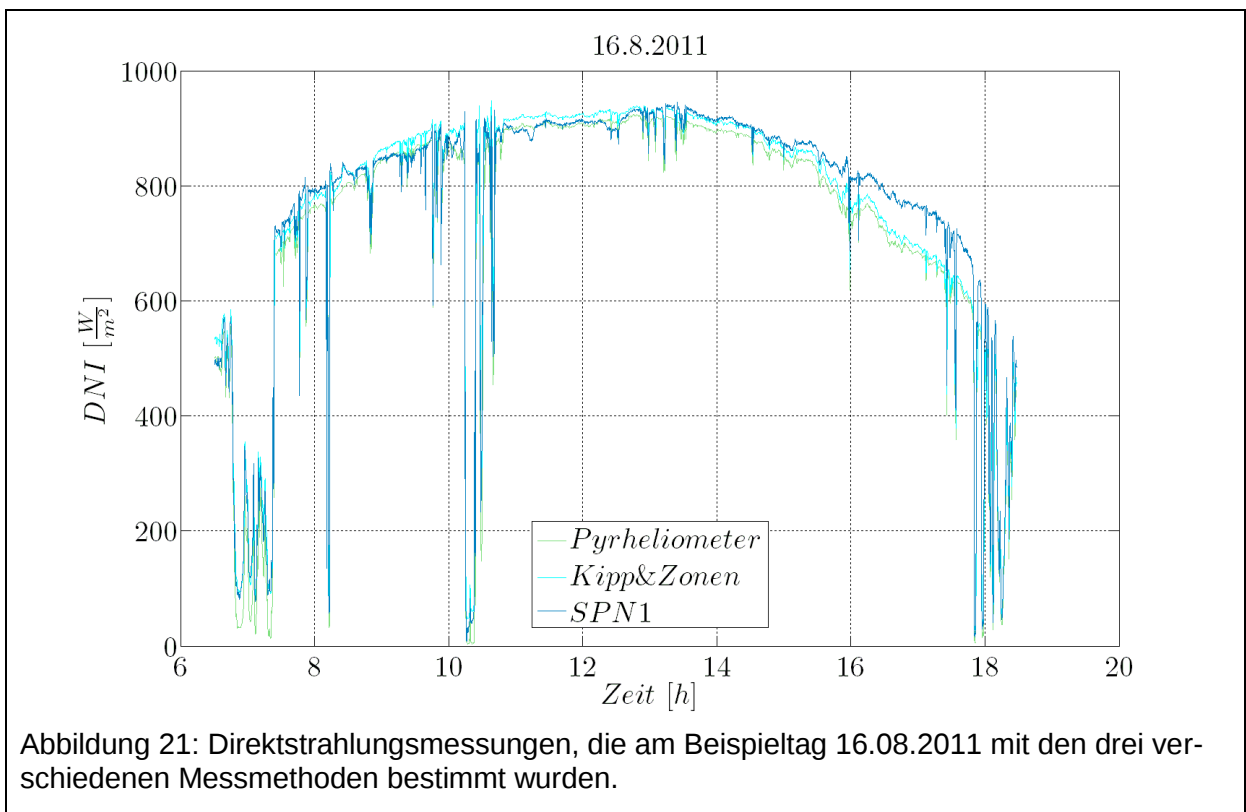
Abbildung 19: Globalstrahlungs- (links), SPN1 (Mitte) und Diffusstrahlungsmessgerät (rechts)



Abbildung 20: Direktstrahlungsmessgerät mit Meteotracker

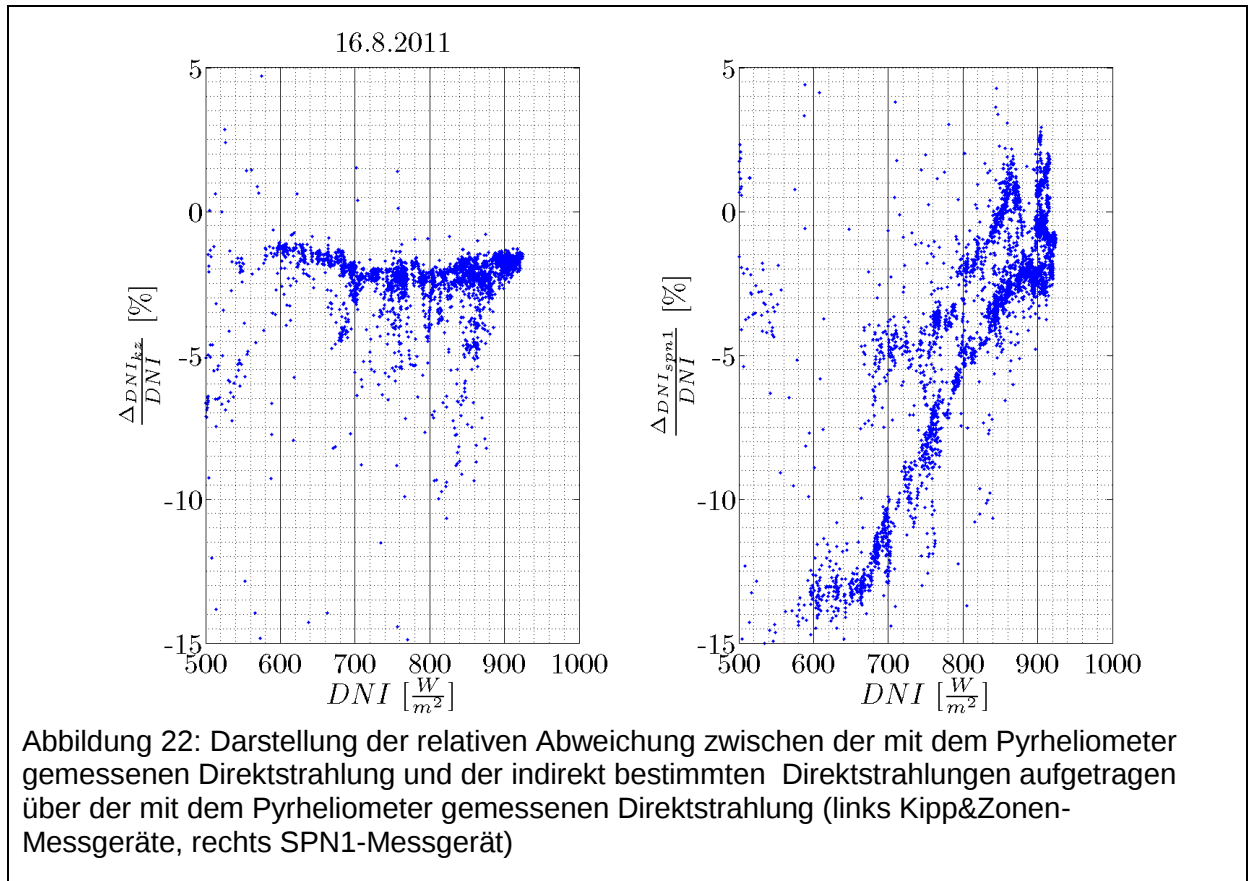
Gegenüberstellung der Messergebnisse der drei Direktstrahlungsmessmethoden

Für den Monat August 2011 liegen Messdaten vor, mit denen die Gegenüberstellung aller drei Messmethoden möglich ist. In Abbildung 21 sind für den Beispieltag 16.08.2011 die direkt mittels Pyrheliometer gemessene Direktstrahlung, die gerechnete Direktstrahlung über die beiden horizontal montierten Pyranometer der Firma Kipp&Zonen und die ebenfalls aus der Rechnung resultierende Direktstrahlung des SPN1, dargestellt.



Die resultierende Direktstrahlung der Kipp&Zonen-Messgeräte ist über den ganzen Tag höher als die direkt mittels Pyrheliometer gemessene Direktstrahlung. Bei der Direktstrahlung aus den Messwerten des SPN1 weichen die Vor- und Nachmittags gemessenen Werte zwar von den Werten der anderen beiden Methoden ab, um den solaren Mittag ist die Übereinstimmung jedoch besser als beim Vergleich mit den Kipp&Zonen-Messgeräten. Dies zeigt sich auch in Abbildung 22, wo die relativen Fehler aus den

Abweichungen der beiden Rechnungen über die mit dem Pyrheliometer gemessene Direktstrahlung aufgetragen wurden.



In Abbildung 23 zeigt den Vergleich der gerechneten Direktstrahlung mit der mit dem Pyrheliometer gemessenen für sonnige Tage des Augusts (2011)

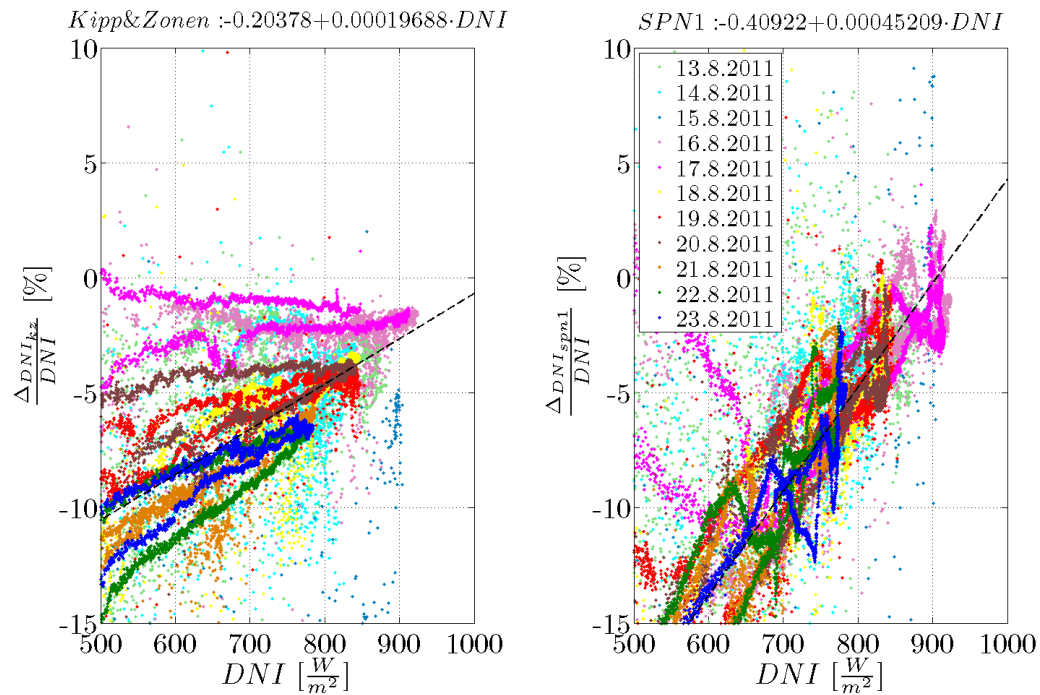


Abbildung 23: Darstellung der relativen Abweichungen (y-Achse) zwischen den Pyrheliometermessungen (x-Achse) und -den berechneten Direktstrahlungsmessungen für den August

Es zeigt sich, dass mit Abnahme der Elevation die Berechnungen der Direktstrahlung immer fehlerbehafteter werden. Die relative Abweichung um den solaren Mittag variiert zwischen -2 bis -7 Prozent bei der Direktstrahlungsberechnung über die Kipp&Zonen-Messgeräte. Beim Vergleich mit dem SPN1 finden sich um den solaren Mittag Abweichungen zwischen +3 bis -10 Prozent.

Da am SPF routinemässig immer Messungen mit dem Pyrheliometer und mit dem horizontal installierten Pyranometer und dem Schattenringpyranometer durchgeführt werden, wurden für das Jahr 2010 alle sonnigen Tage herausgesucht und die Pyrheliometermessung und die berechnete Direktstrahlung ebenfalls wie oben miteinander verglichen. Die Resultate sind in Abbildung 24 bis Abbildung 26 dokumentiert. Aufgrund dieser Resultate kann festgehalten werden, dass die Direktstrahlungsberechnung aus den horizontalen Grössen (Kipp&Zonen-Messgeräte) verglichen mit der Pyrheliometermessung tendenziell das Direktstrahlungsangebot um den solaren Mittag überschätzt. Je näher man sich im Jahr dem solaren Höchststand nähert (22.Juni) umso besser stimmt die Rechnung mit der Messung überein. Die besten Übereinstimmungen wurden jedoch in den darauf folgenden 3 Monaten Juli, August und September erreicht.

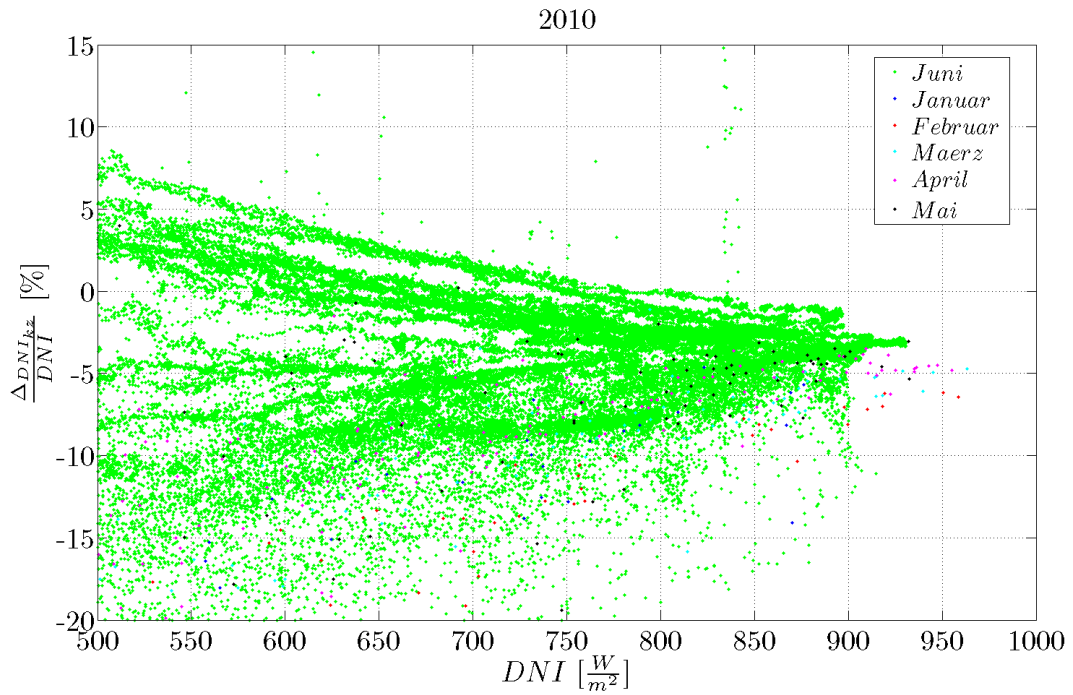


Abbildung 24: : Darstellung der relativen Abweichung zwischen Pyrheliometermessung und - Direktstrahlungsrechnung für Januar, Februar, März, April, Mai und Juni des Jahres 2010 aufgetragen über der Pyrheliometermessung

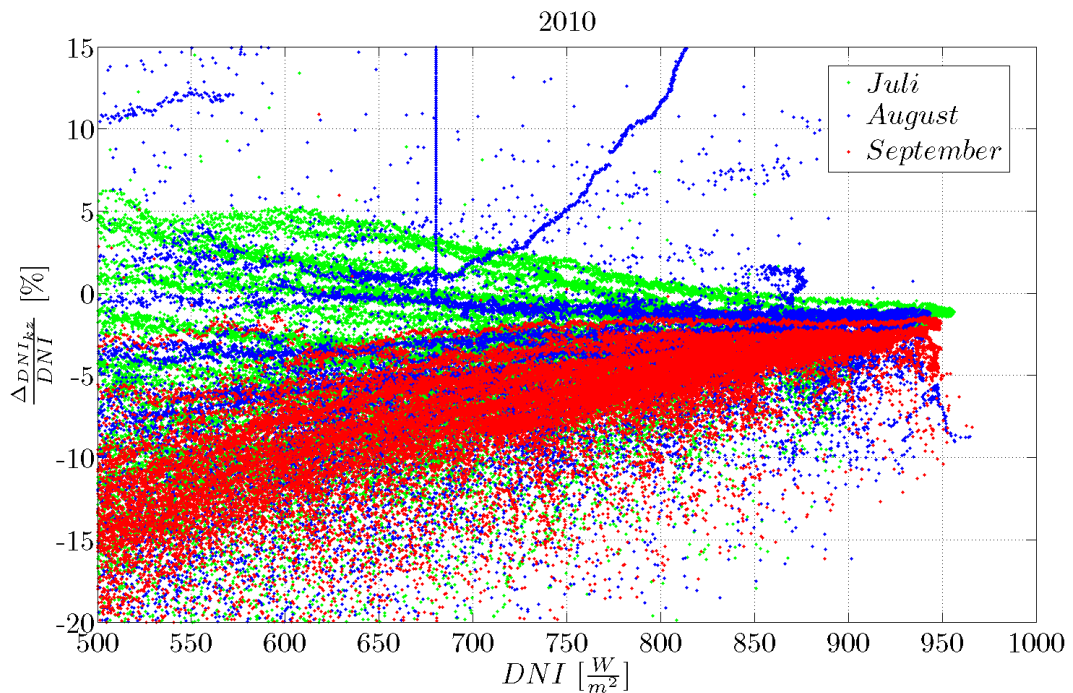


Abbildung 25: Darstellung der relativen Abweichung zwischen Pyrheliometermessung und Direktstrahlungsrechnung für Juli, August und September des Jahres 2010 aufgetragen über der mit dem Pyrheliometer gemessenen Direktstrahlung

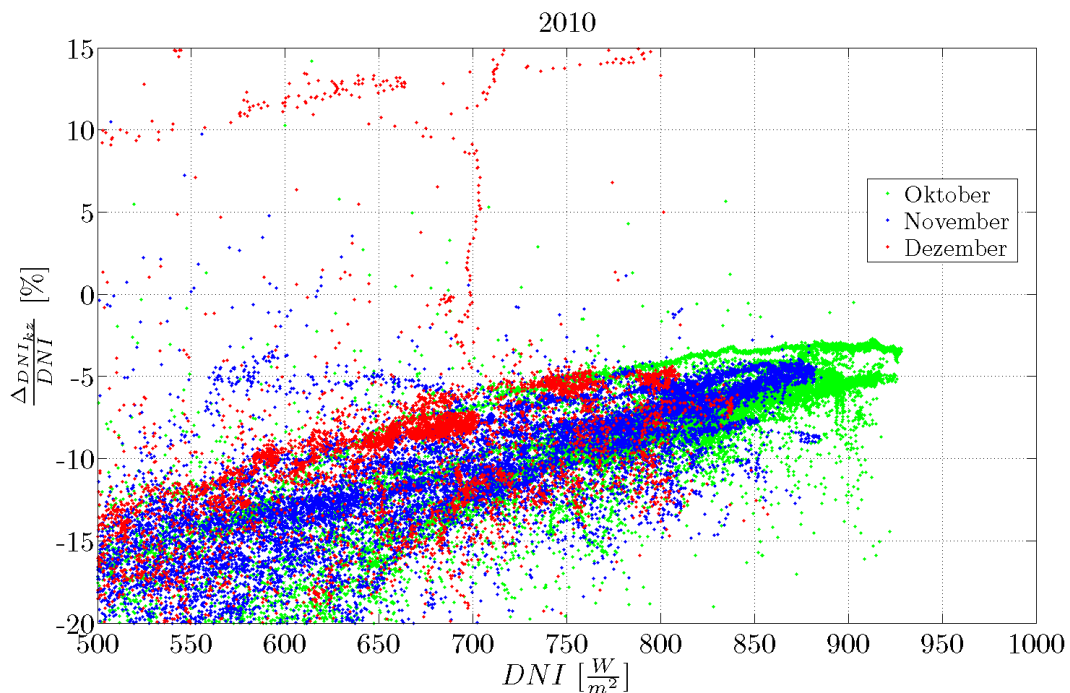


Abbildung 26: Darstellung der relativen Abweichung zwischen Pyrheliometermessung und berechneter Direktstrahlung für Oktober, November und Dezember des Jahres 2010 aufgetragen über der mit dem Pyrheliometer gemessenen Direktstrahlung

Systeme

Um die entscheidenden Anforderungen an CST-Prozesswärmekollektoren definieren zu können, ist es wichtig, komplette Anlagen mit CST-Technologie im Betrieb zu vermessen. Dazu gehört das Erstellen eines Konzeptes für das Monitoring, die Messwerterfassung, die Datenanalyse und die energetische Auswertung sowie die Darstellung der Ergebnisse. Nur durch das intensive Nutzen von allen verfügbaren Betriebsdaten und –erfahrungen von P&D-Anlagen können Fehler aufgedeckt und korrigiert sowie effiziente Weiterentwicklungen und konkrete Anlagenverbesserungen erreicht werden. Durch die konsequente Umsetzung von Erfahrungen mit P&D-Anlagen können langlebige, wartungsarme und zuverlässige CST Systeme entwickelt werden. Neben detaillierten Untersuchungen auf den Testständen des SPF ist es das Ziel, in diesem Projektteil auch bei Feldanlagen charakterisierende Messungen mit aussagekräftigen Ergebnissen durchführen zu können.

Die folgende Tabelle liefert einen ersten Überblick über die identifizierten zu untersuchenden Anlagen, zur Absprache des Monitoring-Konzeptes mit den Betreibern, zum Stand der Installation und Inbetriebnahme der Messsensorik und Datenerfassung und zum aktuellen Stand der Auswertungen. Die Tabelle wird im Fortlauf des Projektes weiter gefüllt. Zu den Anlagen 1 und 2 sind bereits Gespräche erfolgt, im Fall der Anlage 1 ist die Zusage für das Bereitstellen von Messdaten zur Auswertung gegeben. Das weitere Vorgehen bzgl. Anlage 3 muss mit den Betreibern noch abgesprochen werden. Die vorläufigen Angaben zu Anlagen 4 und 5 entstammen bislang den beiden BFE-Jahresberichten von 2010. Nach Verfügbarkeit der Jahresberichte 2011 zu den beiden Projekten erfolgt die Kontaktaufnahme des SPF bezüglich einer gemeinsamen Auswertung der Daten (sofern verfügbar).

Nr.	1	2	3	4	5
Ort	Fribourg	Bever	Saignelegiers	Genf	Root
Prozess	Molkerei	Molkerei	Käserei	Bitumen	Kerzen
Status	geplante Inbetriebnahme: Frühsommer 2012	Inbetriebnahmephase 11/2011 regulärer Betrieb ab 01/2012	geplante Inbetriebnahme: Mai 2012	läuft seit Juli 2010	läuft seit August 2010
Kollektor	NEP 1800 (v36)	NEP 1200	NEP 1800	SRB	??
Kollektortyp	Parabolrinne	Parabolrinne	Parabolrinne	Vakuumflachkollektor mit externen Reflektoren	Vakuumröhrenkollektor (SPF Nr. 938)
Betriebstemperatur	150°C	200°C	130°C	160°C	
Medium	Wasser	Thermoöl	Wasser/Glykol		
Prozessmedium		Dampf			Thermoöl 65°C<x<110°C
Speicher				Bitumen 80'000 Liter	50 Tonnen Paraffin (2 Tanks)
Aperturfläche	580 m2 (9 Kollektoren)	115 m2	627 m2	78 m2 (20 Koll)	88 m2
Absorberfläche					82 m2
Bruttofläche					120.8 m2
Ausrichtung	OW, leichte Abweichung			45°W	
Neigungswinkel	16°			5°	
G jährlich					
DNI jährlich					
Messkonzept	wurde detailliert abgesprochen (T, Vp, Wetter)	Temperaturen Kollektor in/out sowie Solarkreis in/out, Wärmemengenzähler	unklar, muss noch abgeklärt werden	aus Bericht: Tin/Tout, flow rate, Globalstrahlung	aus Bericht: Tin/Tout Kollektor, Vp, Wärmemenge an Haustechnik separat

Nationale / internationale Zusammenarbeit

Im Bereich Komponenten gibt es eine enge Zusammenarbeit mit Energie Solaire SA (Sierre) und im Bereich Kollektoren mit NEP Solar (Zürich). Darüber hinaus wird im Bereich Systeme mit unterschiedlichen Partnern aus der Industrie zusammengearbeitet, welche dem BFE bekannt sind.

Darüber hinaus ist das SPF Mitglied eines internationalen Konsortiums, welches im Rahmen der EU Projektausschreibung „ENERGY.2012.4.1-1: Research and development for medium temperature range solar collectors (100°-250°C)“ im Oktober 2011 einen Projektantrag zur Entwicklung eines neuen Fresnelkollektors bei der EU eingereicht hat. Es handelt sich dabei um eine zweistufiges Verfahren. Sollte die Auswertung im Januar 2012 positiv ausfallen, soll bis März 2012 der vollständige Antrag ausgearbeitet und eingereicht werden.

Bewertung 2010 und Ausblick 2011

Komponenten

Spektroskopie

Obwohl eine ursprünglich nicht eingeplante Neubeschichtung der Gold-Kugel (mit einer Lieferzeit von über 6 Wochen) erforderlich war, konnte der Ausbau des Spektrometers sowie erste Messungen an zylindrischen Absorbern fristgerecht durchgeführt werden. Diese Messungen zeigen jedoch, dass noch weitere Arbeiten nötig sind. Insbesondere im NIR sind das Rauschen und die Abweichung zu den Messungen an flachen Proben deutlich zu gross.

Um das Rauschen zu reduzieren wurde ein neuer Detektor bestellt mit einer Lieferzeit von 8-12 Wochen. Um die Messgenauigkeit zu erhöhen, sind weitere Experimente notwendig. Das Ergebnis dieser Experimente wird zeigen, in wieweit Änderungen am Blendensystem und/oder an den Probenhalterungen notwendig werden. Dies wird auf jeden Fall zu einer Verzögerung von Milestone 1.1.2 „Messungen des Absorptions- und Emissionsgrades durch Messungen an Folien validiert“ bzw. Milestone 1.1.2 „Messungen an ESSA Absorberrohren durchgeführt“ führen. Das neue Datum dieser beiden Milestones wird von 12/2011 auf 03/2012 verschoben.

Alterungsuntersuchungen (ALT)

Milestone 1.2.1 „Die zu erwartende thermische Belastung der Absorberrohre ist definiert“ wurde termingerecht erreicht. Aufgrund der Verzögerungen in der Bereitstellung der Messinfrastruktur wird es zu einem verspäteten Start der Alterungsuntersuchungen an den Absorberrohren von ESSA kommen. Eine fristgerechte Erreichung von Milestone 1.2.2 „Lebensdauerabschätzung für die ESSA Absorberrohre durchgeführt“ ist davon jedoch noch nicht zwangsläufig tangiert.

Kollektoren

Wirkungsgradmessungen

Wirkungsgradpunkte während des solaren Mittags wurden mittels des Kollektormodells (6.3.4.8.2, S.70) aus der Norm EN 12975-2 bestimmt. Für die Ermittlung des Wirkungsgrades in Abhängigkeit des Einfallswinkels müssen weitere Messungen und

Simulationen (OptiCAD) gemacht werden. Die Ausrichtung der Kollektorachse muss ausserdem nachjustiert werden, bevor die Untersuchungen zum IAM im Frühjahr 2012 fortgesetzt werden. Der Meilenstein 2.1.1 Aufbau der Messinfrastruktur für die Wirkungsgradkennlinienmessungen, Lieferung des NEP-Kollektors, Inbetriebnahme und Durchführung von Wirkungsgradkennlinienmessungen im Bereich bis 120°C konnte wie geplant abgeschlossen werden

Auskühlmessungen

Im Hinblick auf die thermische Charakterisierung der Kollektorleistung bei hohen Temperaturen wurden erste orientierende Messungen zur Auskühlung des Receivers ohne Bestrahlung im Temperaturbereich bis 100°C durchgeführt. Auf die Ergebnisse dieser Experimente werden in der Weiterentwicklung der Messroutinen bei hohen Temperaturen im nächsten Jahr genutzt werden.

Direktstrahlungsmessungen und deren Vergleich

Die Direktstrahlungsberechnung über zwei horizontal, fix montierte Pyranometer (eins zur horizontalen Globalstrahlungsmessung und ein zweites mit Schattenring zur horizontalen Diffusstrahlungsmessung) ist eine Alternative zur teureren Variante der Direktstrahlungsmessung mittels nachgeführtem Pyrheliometer. Die durchgeführte Untersuchung zeigt, dass dabei Abweichungen von 2 bis 7 Prozent auftreten. Bei der Direktstrahlungsberechnung mittels des horizontal fix montierten Messgerätes SPN1, welches ebenfalls Diffus- und Globalstrahlung misst und daraus die Direktstrahlung bestimmt, zeigten erste Messungen eine etwas grössere Abweichungen (-3 bis +10%) gegenüber der Direktstrahlungsmessung mit dem nachgeführten Pyrheliometer. Aufgrund der relativ kurzen Einsatzzeit (Das Gerät hatte einen Defekt nach zirka 2 Wochen Messeinsatz) lässt sich aber noch keine abschliessende Aussage machen. Im Vergleich zu den beiden Pyranometern ist der grösste Vorteil des SPN1, neben den geringeren Kosten, die sehr gute Übereinstimmung mit der Direktstrahlungsmessung um den solaren Mittag. Die Messzuverlässigkeit während eines ganzen Jahres wird im kommenden Jahr untersucht.

Systeme

Im Projektteil „Systeme“ laufen alle Aktivitäten nach Plan bzw. sind sogar teilweise etwas vor der Zeit. Mehrere zu untersuchenden Anlagen mit unterschiedlichen Kollektoren, Temperaturniveaus und Prozessen sind bereits identifiziert und teilweise konnte das Monitoring-Konzept (bei Anlagen, die noch nicht in Betrieb genommen wurden) sehr detailliert mit den Betreibern abgestimmt werden (vgl. Milestone 3.1.1 des Projektantrages). Bei einigen Anlagen muss noch weiter an der Ausarbeitung (und der Finanzierung) des geeigneten Monitorings gearbeitet werden. Teilweise ist bereits Messsensorik installiert (vgl. Milestone 3.1.2 des Projektantrages). Messdaten zur detaillierten Auswertung liegen dem SPF, abgesehen von den in BFE-Jahresberichten dokumentierten Ergebnissen, bislang nicht vor.

Es ist zurzeit davon auszugehen, dass die weiteren Ziele in diesem Projektteil fristgemäss und vollumfänglich erreicht werden können.

Status der Ziele und Milestones

Ziel	MS	Titel	Datum	Änderung
1.1		Spektroskopische Messungen des Absorptions- und Emissionsgrades an Absorberrohren können am SPF durchgeführt werden	12/2011	02/2012
	1.1.1	Umbau Spektrometer durchgeführt	10/2011	Erfüllt
	1.1.2	Messungen des Absorptions- und Emissionsgrades durch Messungen an Folien validiert	12/2011	02/2012
	1.1.3	Messungen an ESSA Absorberrohren durchgeführt	12/2011	02/2012
1.2		Exemplarische Durchführung beschleunigter Alterungsprüfungen an Absorberrohren von ESSA für den Einsatz in Prozesswärmekollektoren	03/2013	
	1.2.1	Die zu erwartende thermische Belastung der Absorberrohre ist definiert	11/2011	Erfüllt
	1.2.2	Lebensdauerabschätzung für die ESSA Absorberrohre durchgeführt	03/2013	
2.1		Wirkungsgradkennlinienbestimmung von konzentrierenden Kollektoren	06/2014	
	2.1.1	Aufbau der Messinfrastruktur für die Wirkungsgradkennlinienmessungen, Lieferung des NEP-Kollektors, Inbetriebnahme und Durchführung von Wirkungsgradkennlinienmessungen im Bereich bis 120°C abgeschlossen	11/2011	Erfüllt
	2.1.2	Aufbau der Messinfrastruktur für die Hochtemperatur-Wärmeverlustmessung und Experimentelle Untersuchungen zur Hochtemperatur-Wärmeverlustmessung abgeschlossen	05/2012	
	2.1.3	Verfahren zur Bestimmung der vollständigen Wirkungsgradkennlinie bis 300°C erarbeitet	12/2012	
	2.1.4	Überprüfung des Verfahrens an modifiziertem Kollektor oder Kollektoren anderer Hersteller	06/2014	
2.2		Ein Verfahren zur Überprüfung der Qualität der Reflektorgeometrie soll entwickelt, angewendet und erprobt werden	12/2012	
	2.2.1	Aufbau eines Messtands zur optischen Charakterisierung von Reflektoren	05/2012	
	2.2.2	Durchführung und Auswertung von Messungen an einem Parabolrinnenreflektor	11/2012	
3.1		Monitoring, Datenanalyse und Auswertung von Messdaten von mindestens einer P&D-Anlage mit CST-Technologie	11/2014	
	3.1.1	Zu untersuchende Anlage identifiziert, und Monitoring-Konzept in Absprache mit dem Betreiber entwickelt	05/2012	
	3.1.2	Messsensorik und Datenerfassung installiert und in Betrieb genommen, System ein Jahr lang vermessen	12/2013	
3.2		Vergleich zwischen gemessenen Systemerträgen von P&D-Anlagen zu Erträgen, die mit Simulationsprogrammen berechnet werden. Schlussfolgerungen zur Frage, ob die Kollektorkapazität Cc ausreichend berücksichtigt wird und ob die die Zeitauflösung der zur Verfügung stehenden Direktstrahlungsdaten ausreichend ist.	11/2014	

Referenzen

- [1] Ari Rabel, Active Solar Collectors and Their Applications, 1985. ISBN 0-19-503546-1