Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

Schlussbericht 4. Dezember 2011

SOLAR WINGS

MONITORING ZWEIACHSIGE NACHFÜHRUNG – FLUMROC

Auftraggeber:
Bundesamt für Energie BFE
Forschungsprogramm Photovoltaik
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Kofinanzierung:
Flumroc AG, CH-8890 Flums

Auftragnehmer:
Flumroc AG
Postfach
CH-8890 Flums
www.flumroc.ch

ZHAW
Technikumstr. 9
CH-8401 Winterthur
www.zhaw.ch/~bauf

Autoren:
Franz Baumgartner, ZHAW, bauf@zhaw.ch
Nicolas Allet, ZHAW, nicolas.allet@zhaw.ch
T. Hobi, H. Kessler, Flumroc AG

BFE-Bereichsleiter: Dr. Stefan Oberholzer

BFE-Programmleiter: Dr. Stefan Nowak
BFE-Vertrags- und Projektnummer: SI/500466 / SI/500466-01

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

ABSTRACT

The performance of the 79kW PV plant, installed at the Flumroc AG site in Flums was measured and analysed. This PV plant is based on the first two-axis Solar Wings tracking system, where the PV module are mounted on module beams, 9 meters above the ground of the outdoor storage facility of Flumroc. The DC power of a PV string, tracked by the Solar Wings system, was compared to the DC output of a fixed flat-roof mounted PV string consisting of the same number and type of mono-crystalline silicon standard modules and the same 10kW PV inverter.

During the full first year of operation, from July 2010 till June 2011, a specific AC yield of the whole system of 1360 Wh/Wp was measured (78.96 kWp nominal power including the 3.76 kWp of the fixed reference system). This represents a 36% higher specific yield relative to the longtime average PV yield of new large scale PV installations in Switzerland. Thus the yearly energy of this two-axis Solar Wings System in Switzerland is in the same range like PV installations in southern Italy.

On the clear sky day 27th of June 2011 a detailed performance analysis shows 27% higher measured DC power of the tracked modules compared to the fixed mounted reference system on the DC input connectors of the inverter. The measured DC current at MPP of the tracked PV string was even 43% higher before noon and only 19% higher in the second half of the day. This additional loos of energy yield was found to be clearly attributed to the shading effects from the nearby high voltage transmis-sion line, occurring in the afternoon. Total yearly losses of shading are estimate to about 4% only for the tracked PV modules. Very high DC losses of about 4% were found for the tracked modules. The measured gain in DC power due to tracking was 14% between Jan and June 2011. Without these additional effects of local shading due to the power transmission line and without the higher DC cable losses a gain of 22% due to tracking, was analysed for that two axis Solar Wings Plant.

Einleitung / Projektziele

Dieses Projekt hat die Performanceanalyse des zweiachsig, seilbasierten Solarnachführsystem Solar Wings zum Ziel, welches bei der Flumroc AG, Flums von der Firma Bartholet AG, Flums installiert wurde. Dieser Bericht ist der Schlussbericht und analysiert die Messergebnisse in der Periode Juli 2010 bis Juni 2011. Die Erkenntnisse aus dem Zwischenbericht, mit Stand Dezember 2010, werden zitiert aber hier nicht erneut dargelegt.[1]

Anlagenkonzept

Der Auftraggeber, Flumroc AG hat die Realisierung des ersten Solar Wings Kraftwerks mit zweiachsiger Nachführung auf dem Aussenlagergelände der Flumroc am Standort Flums in Auftrag gegeben. Dieses Solarkraftwerk wurde Anfang 2010 gebaut und die Netzeinspeisung erfolgt seit März 2010.[1] Die Forderung des Auftragsgebers mit dem Bau der Anlage auch den Doppelnutzen, der Solarstromereugung und des ungestörten Betriebs des Warenverkehrs mit LKW unterhalb der Solaranlage, ansprechend zu demonstrieren, bedingte die Beschattungswirkung durch die Hochspannungsleitung.

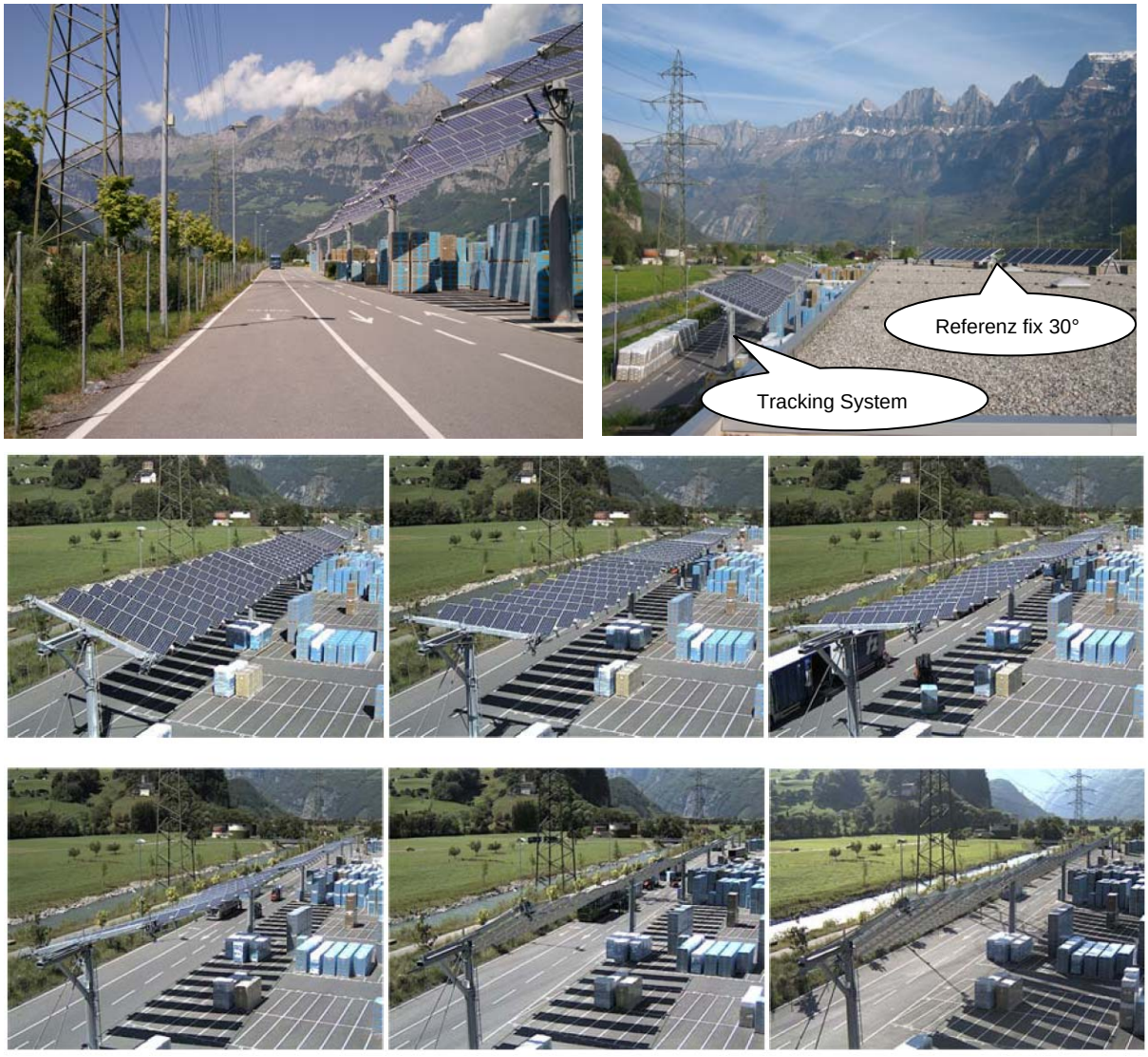

Abbildung 1 Links oben, Blick auf die Zufahrtstrasse Aussenlager, unterhalb des zweiachsigen Solar Wings Kraftwerks der Flumroc AG. Je zehn Modulträger, mit jeweils 8 Solarmodulen, sind im Intervall von 3.2m auf den Tragseilen zwischen den Zwischenstützenträgern montiert, welche im Abstand von 35m platziert wurden. Das obere rechte Bild, zeigt auch das zusätzliche Referenzmesssystem, welches ohne Nachführung auf dem benachbarten Hallendach installiert wurde. In der zweiten Bilderreihe ist der Tageslauf der Modulorientierung, von Sonnenaufgang (-30° Neigung der Träger zur Waagrechten nach Nordost) bis abends siehe letztes Bild (-35° Neigung der Träger nach Südwest).

Das PV Systemdesign bestand während der Messperiode aus dem Teil der Anlage mit 75.2 kW (40x8x235Wp) nachgeführter kristalliner Silizium Solarmodule (Sharp NU-E235), während 3.8kW fest auf dem benachbarten Hallendach als Referenz der Messung installiert waren (Abb. 1). Um den Einfluss der AC-Stromertrag durch Abschattung des Hochspannungsmasten zu minimieren wurde nicht ein Zentralwechselrichter, sondern sieben einzelne dreiphasige Wechselrichter mit einer Nennleistung von je 10kW (Sunways NT 10000) installiert.

Alle zehn Minuten erfolgt über eine chronologische Vorgabe die Nachführung der Module nach vorher berechneten Jahresprogramm. Diese Modulnachführung wirkt mittels einer SPS Steuerung und der Antriebsmotoren, die am Ende der Längssteuerseile und der Hauptquerbalken kraftschlüssig montiert sind.

Das Messsystem

Technische Details zur eingesetzten Messtechnik, wie auch deren Kenngrössen für die zugeordnete Messunsicherheit, sind im Zwischenbericht dargelegt. Jede Minute werden dazu die nachfolgenden Messdaten aufgezeichnet:

- Je eine Strangspannung, für fix montierte und nachgeführte Solarmodule (zwei Modulbalken Nr. 5 und 6, Nummerierung startet auf Südost Seite des PV Kraftwerks)
- Je ein Strangstrom fix montierter und nachgeführter Module (Modulwahl wie oben)
- Temperatur fix montierter und nachgeführter (wie oben) Module (gemessen mit PT100 Sensor auf der Modulrückseite)
- Jeweils die Solarstrahlungsleistung mit Siliziumsensor (Spektron 310), gleicher Ausrichtung wie die fest mit 30° nach Süden orientierter Module, sowie eines zweiter Siliziumsensor der auf den nachgeführten Modulbalken montiert wurde.

In der Hälfte des Messjahres, Ende Dezember 2010, wurde als Referenzstrang für die DC Messung das nachgeführte System, von der Mitte der Anlage, Strang 15 auf die Südseite zu Strang 1 verschoben um die dort vorherrschende Abschattungsverhältnisse durch die grössere Entfernung zum Hochspannungsmasten zu verifizieren. Ebenfalls wurde damit der Referenzsensor von der Mitte der Anlage zum Strang 1 verschoben. (Vergleiche Abb. 3 im Zwischenbericht [1])

Messergebnisse

Mit dem Standardstromzähler des lokalen EW wurden 1360 kWh/kWp Wechselstromerträge, für das vollständige Messjahr, von Juli 2010 bis Juni 2011, ermittelt. (siehe Tab. 1) Damit liegt diese spezifische Ertragskennzahl um 38% über dem spezifischen langjährigen Schweizer Durchschnittsertrag von 980 kWh/kWp für neue PV Anlagen grösser 30kW Nennleistung.[2] Bezogen auf den gesamten Durchschnitt aller Anlagen in der Schweiz, entspricht dies sogar einem Mehrertrag von über 60%. Damit hat die zweiachsig nachgeführte Solar Wings Anlage in Flums Jahresstromerträge produziert, wie sie für Süditalien für nicht nachgeführte Anlagen erwartet wird.[3]

Der spezifische Jahresertrag der hier untersuchten Anlage, unterscheidet sich somit um etwa 4% vom Jahresertrag, des ersten einachsigen Solar Wings Kraftwerks an der Nordgrenze der Schweiz, was somit noch innerhalb der Messunsicherheit liegt. (Tab. 1) Die Daten beziehen sich auf den gleichen Beobachtungszeitraum, wobei aber die unterschiedlichen Einstrahlungsbedingungen der Standorte beachtet werden müssen. Dieser erste 650kW Solar Wings Solarkraftwerk, wurde auf einem 22° nach Süd geneigten Hang einer Mülldeponie in Waldshut, ebenfalls als seilbasiertes aber einachsiges Nachführsystem installiert (der Winkelstellbereich zur Seilrichtung beträgt beim Kraftwerk Waldshut ebenfalls +/-45° wie in Flums auch). [4, 5]

Nachfolgend werden die Gründe, warum die zweiachsige Nachführung in Flums keinen deutlichen Mehrertrag gegenüber der einachsigen Solar Wings Anlage in Waldshut hat, auf Basis der hier ermittelten Messdaten analysiert und entsprechend der nachfolgenden Einflussfaktoren diskutiert:

1. Die Anlage in Waldshut ist vollständig ohne externe Abschattung, wobei jene in Flums massive Abschattungen durch die benachbarte Hochspannungsleitung im Südosten aufweist.
2. Die Seilausrichtung verläuft entlang der Zufahrtstrasse zum Freilager, welche parallel zur Hochspannungsleitung Richtung Südost verläuft und nicht optimal Ostwest orientiert ist. Am späten Nachmittag im Sommer kann somit keine senkrechte Einstrahlung auf die Modulebene mehr erzielt werden, da der Neigungswinkel der Hauptbalken auf 35° begrenzt ist.
3. Die DC Spannungsverluste auf der DC Leitung in Flums sind deutlich höher, da die Wechselrichter anders wie in Waldshut nicht direkt am Masten der Nachführung sondern ca. 300 Meter entfernt von der Anlagenmitte im Gebäude installiert sind und die Leitungsquerschnitte knapp bemessen wurden.
4. Dem Standort in Flums ist ein natürlicher Horizont gegeben, der im Westen einen Abschattungswinkel von ca. 22 Grad durch Berge (Juni Sonne erst ab 10 Uhr) und im Westen von 12°. (Die Energieprognose vom renommierten europäischen Forschungsinstitut JRC [3] liefert für den Standort Flums mit 30° Süd Orientierung inkl. natürlichem Horizont 1040kWh/kWp und 1230 kWh/kWp für unbegrenzte, zweiachsige Nachführung aber ohne Beschattungsgrenzen durch lokale Nachbarmodule. Potential der maximalen Ertragssteigerung an diesem Standort, durch zweiachsiges Tracking gegenüber fixer Südorientierung, beträgt 19%

Der Vergleich der DC Erträge von nachgeführt und fest am Dach installiert, auf der Basis der vorliegenden Messung von jeweils einem String, gestaltet sich aufgrund der Unterschiede der lokalen Beschattung durch den Hochspannungsmasten als schwierig. Dies ist deutlich in Tab. 1 zu erkennen wo die Stromerträge des AC Zähler durch die von einem Referenzstrang auf alle 20 Stränge hochgerechnet DC Erträge dargestellt sind. So unterscheidet sich dieses Verhältnis im Juli, Aug 2010 zu jenem von Mai Juni 2011, bei ähnlicher Sonnenhöhe um bis zu 7%. Die Ursache liegt in der anderen Wahl des Referenzstranges und die damit verbundene andere Wirkung der Abschattung durch die Hochspannungsleitung. Dies bedingt, dass diese Vergleiche über grössere Zeiträume nicht zielführend scheinen und daher in der Folge auf die Betrachtung von Detailanalysen an schönen Tagen mit bekannten Abschattungsverhältnissen gemacht wird. Der DC Mehrertrag im Halbjahr 2011 beträgt energiegewichtet etwa 14% wobei die höheren DC Verluste der Nachführung zu beachten sind.

TABELLE 1 Ertragswerte des zweiachsigen Solarnachführsystems der Flumroc AG bezogen auf die gesamte PV Nennleistung von 78.96kW wovon 3.76kW als Referenzsystem fix auf dem Dach des benachbarten Betriebsgebäudes installiert sind. Die AC Erträge wurden als Messwerte der Standardstromzählers aus der Stromabrechnung der gesamten Anlage des EW übernommen (Landis & Gyr 1%, Industriezähler). Die erzielten Monatserträge sind mit jenen der einachsigen Solar Wings Anlage in Waldshut verglichen.[6] Die unter Flums spez. DC tracking geführten Daten, sind die Energieerträge des nachgeführten Strangs. Er wurde Ende Dez. 2010 von der Mitte der Anlage (Strang 15) ans südliche Ende, auf Strang 1 versetzt, mit anderen Abschattungsverhältnissen. Die Angaben zum Tracking Mehrertrag ganz rechts beziehen sich auf den DC- Leistungs- und DC-Strangstromverlauf. (vgl. Abb. 2 u 5), da der Einstrahlungssensor Pin fix nicht immer ein stabiles Signal geliefert hat.

	Flums AC Ertrag Monat	Flums spez. AC Monat	Waldshut spez. AC Monat	Flums spez. AC Tag	Flums spez. DC Tag	PAC/ PDC	Tages einstrahlung	Tracking Mehrertrag Idc	Tracking Mehrertrag Pdc
Monat	kWh	kWh/Wp/m	kWh/Wp/m	kWh/Wp/d	kWh/Wp/d		kWh/m2/d		
Jul 10	13767	174.4	185.2	5.62	5.97	0.94	7.23	121%	115%
Aug 10	9435	119.5	146.8	3.85	4.01	0.96	4.14	110%	108%
Sep 10	9494	120.2	140.4	4.01	4.11	0.98	4.82	115%	113%
Okt 10	7481	94.7	86.9	3.06	3.07	0.99	3.84	105%	103%
Nov 10	3839	48.6	36.4	1.62	1.67	0.97	2.45		
Dez 10	2525	32.0	21.8	1.03	0.86				
Jan 11	4568	57.9	30.1	1.87	2.12	0.88	2.24	107%	106%
Feb 11	5877	74.4	57.2	2.66	3.09	0.86	2.78	112%	111%
Mrz 11	10842	137.3	137.2	4.43	4.73	0.94	4.69	115%	113%
Apr 11	14466	183.2	197.9	6.11	6.43	0.95	6.35	120%	118%
Mai 11	14045	177.9	210.3	5.74	5.62	1.02	6.57	116%	113%
Jun 11	11056	140.0	161.8	4.67	4.52	1.03	4.75	115%	113%
Summe	107395	1360.1	1412.0						

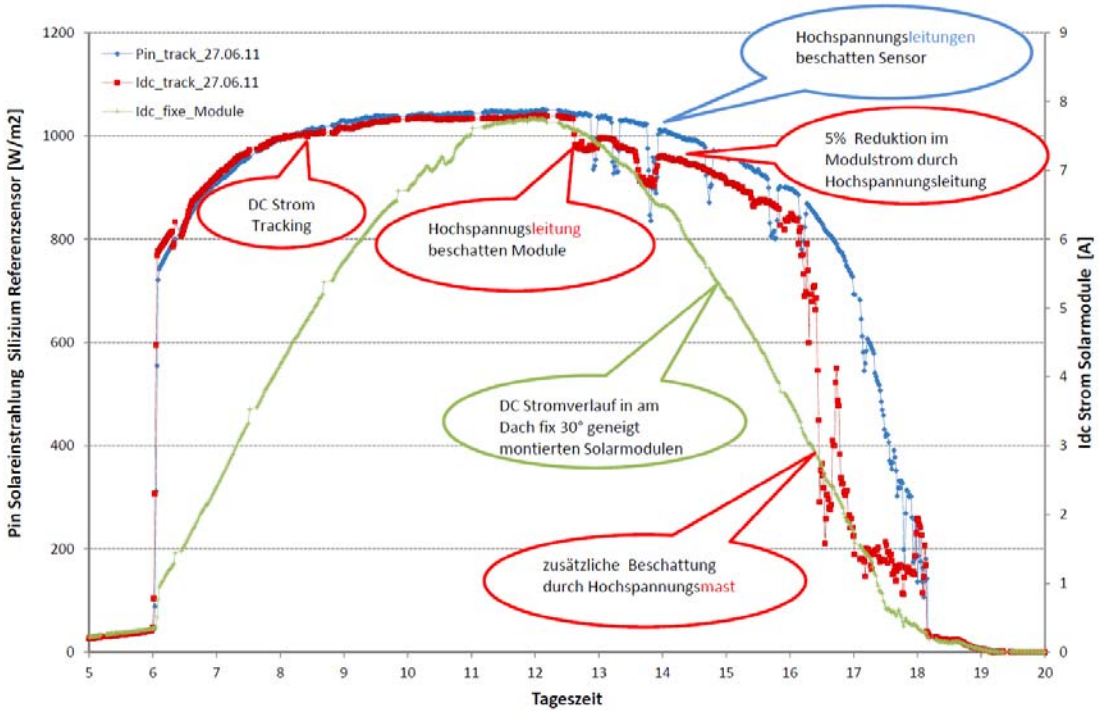

Abbildung 2 Detailergebnis für den 27.6.2011 mit den Minutenmesswerten der Einstrahlungsleistung des nachgeführten Siliziumsensors Pin_track (blau), sowie die beiden Strangströme des nachgeführten Strings Idc_track (rot) und des fix montierten Strings Idc_fix (grün). Die jeweiligen Ursachen für die Ertragsreduktionen sind in der Grafik beschrieben.

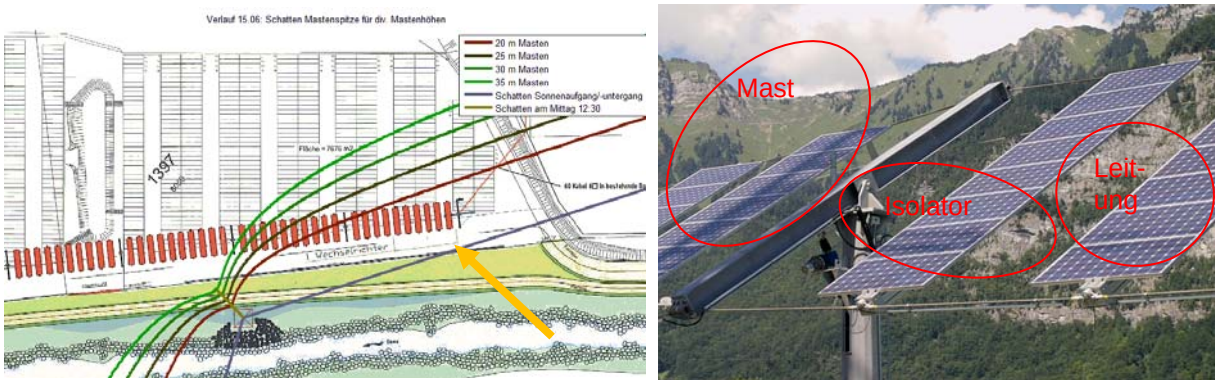

Abbildung 3 Darstellung des Einflusses der Beschattung durch die benachbarte Hochspannungsleitung mit Nordpfeil (siehe auch Abb. 1) Links ist der Abstand des Hochspannungsmasten mit 20 Meter bis zum Rand der Solaranlage dargestellt, sowie die Trajektorien der Länge des Schattens während dem 15 Juni, für unterschiedliche Höhen auf dem Masten. (Der Abstand der Stützen beträgt 35m) Rechts ist der Schattenwurf des Hochspannungsmasten, der Isolatoren am Mast und im äussersten rechten Teil, für die Hochspannungsleitung selbst dargestellt.

Die Summe der gemessenen Einstrahlung war am 27.6.2011, für den Sensor der nachgeführten Module um 29% höher, als die Werte für den fest montierten Sensor. Wenn die Sonne um 6 Uhr morgens über den Gebirgszug im Osten steigt, herrscht sogleich eine Einstrahlungsleistung von über 750W/m^2, ein Wert den die festmontierten Module erst drei Stunden später erreichen. Von 6 Uhr bis 12 Uhr ist die leichte Zunahme der Strahlungsleistung, des nachgeführten Sensors und des Strangstroms für den nachgeführten Teil der Anlage, synchron. Der Strangstromverlauf gehorcht für das konventionelle Referenzsystem auf dem Hallendach, dem bekannten Verlauf, wobei fast keine Einbrüche durch Wolken, auch nicht am Nachmittag erkennbar sind. Ab 13 Uhr zeigt hingegen die Sensorcharakteristik sieben steile Einbrüche um jeweils ca. 10%, die von den Schatten der einzelnen Hochspannungsleitung, nicht des Hochspannungsmasten, hervorgerufen werden (siehe Schattenbild in Abb. 3 rechts). Diese Schattenlinien der Hochspannungsleitungen kreuzen während des ganzen Nachmittag jenen Strang (zwei Modulträger), der zur Messung Modulstroms eingesetzt wurde, wodurch sich ein ca. 10% Einbruch desselben ergibt. Ab 16 Uhr erfolgt ein zusätzlicher massiver Einbruch des Strangstroms, da dann der Schatten des Hochspannungsmasts (siehe Abb. 3 links), die

zwei Modulträger in der Mitte des südöstlichsten Feldes erreicht hat. (andere Abschattung in Anlagenmitte, siehe Abb. 3 in [1])

Im Tagesmittel erreichte der Gleichstrom des nachgeführten Strangs für diesen 27. Juni 2011 einen Mehrertrag von 31%. In der Zeit vor 12 Uhr ist der Mehrertrag sogar 43%, wobei er am Nachmittag durch die oben beschriebenen Abschattungseffekte der Hochspannungsleitung bzw. –mast auf 19% Mehrertrag abgesenkt wird. (Leistung siehe Abb. 5) Das Verhältnis der Strangströme entspricht eher dem realen Energiegewinn durch Tracking, da so lokale Sensor-Abschattungen ausgemittelt werden.

Selbstverständlich ist zu beachten, dass obige Reduktionen der Effizienz der Nachführung, bzw. Steigerungen, falls die Abschattung nicht vorliegt, keine Jahresmittelwerte sind, sondern nur für diese wolkenlosen Tage gelten, die in der Schweiz, zum Unterschied zu Südeuropa, nicht häufig auftreten.

Die Analyse der Gleichspannungen der beiden Stränge zur Mittagszeit zeigt in etwa den gleichen Wert von 405V (siehe Abb. 4). Gleichwohl erreichen dann die nachgeführten Module auf der Modulrückseite Temperaturen von ca. 45°C. Zur gleichen Zeit zeigen aber die Module die auf dem Dach montiert sind eine um etwa 18°C höhere Temperatur, was auf die ausgezeichnete Kühlung der auf den Seilen montierten Module zurückzuführen ist. Wird die Modultemperatur mit der produzierten Leistung gewichtet, so ergibt sich eine mittlere Tagestemperatur von 53°C für die fest montierten und 13°C weniger für die nachgeführten Module. Mit dem vom Hersteller angegebenen Temperaturkoeffizienten für die Leistung, von -0.485%/°C für diese monokristallinen Siliziummodule (Sharp, NU-E235) ergibt sich eine um 6.4% höhere Leistung der nachgeführten Module, aufgrund der geringeren mittleren Modultemperatur an diesem Hochsommertag.

Entsprechend Abb. 2 stimmt um 12 Uhr auch der Modulstrom nahezu überein. Daher kann mit dem vom Hersteller gegebenen Temperaturkoeffizient der Spannung von -0.35%/°C, auf eine Differenz der Strangspannung von 25V geschlossen werden, oder 6% des Wertes. Dieser Wert entspricht in etwa jenem Wert der Strangspannungsdifferenz, wie sie in der Detailanalyse im Zwischenbericht angegeben ist.[1] Dies kann nur mit einem drastisch höheren Spannungsabfall auf den langen DC Leitungen (ca. 500m für Hin- und Rückleitung) zwischen den Modulträger und den in der Halle installierten Inverter zugeschrieben werden.

Im Tagesmittel erreichte die DC Leistung des nachgeführten Stranges für diesen 27. Juni 2011 einen Mehrertrag von 27%. (siehe Abb. 5) Der obige Mehrertrag des Strangstroms von 31% wird also durch die Spannungsverluste auf den DC Leitungen auf 27% reduziert. (Messunsicherheiten ca. +/-2%)

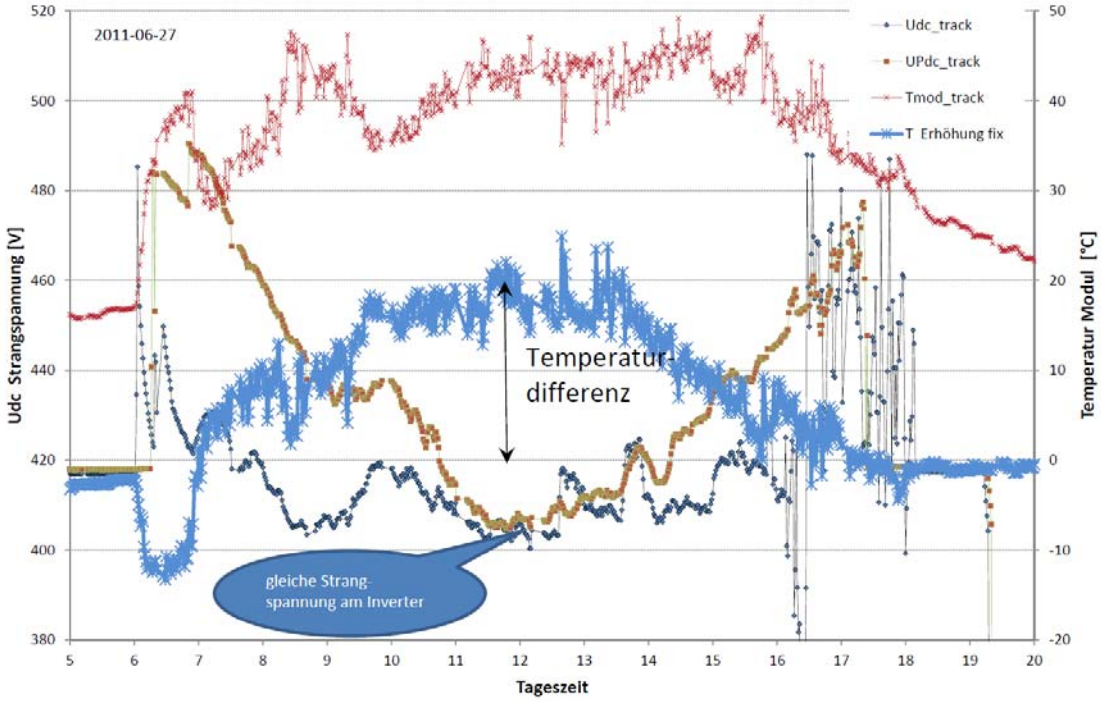

Abbildung 4 Detailergebnis für den 27.6.2011 mit den Minutenmesswerten der beiden Temperaturen der Module sowohl nachgeführt Tmod_track (rot), sowie der Temperaturdifferenz, bzw. typischen Temperaturerhöhung der fest montierten Module Tmod_fix. Die ebenfalls dargestellten Messergebnisse der beiden gemessenen Strangspannungen an den Klemmen des Wechselrichters, stimmen zur Mittagszeit nahezu überein.

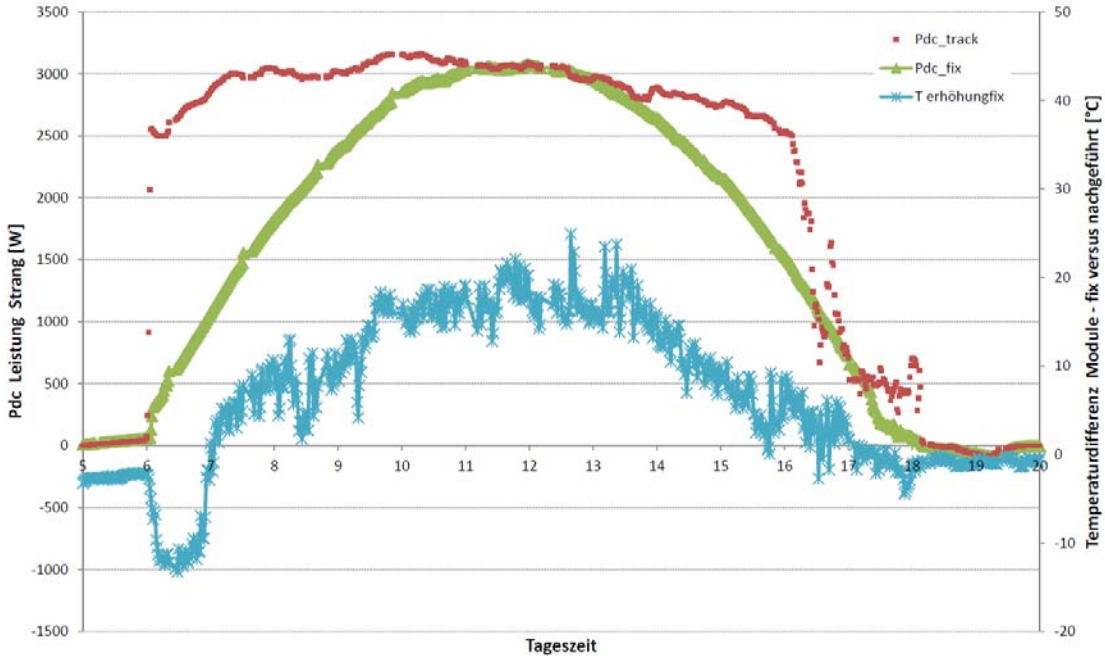

Abbildung 5 Detailergebnis für den 27.6.2011 mit den Minutenmesswerten der beiden Gleichstromleistungen, sowie der Temperaturdifferenz der fest montierten gegenüber den nachgeführten Modulen.

Fazit der Messergebnisse die den Leistungsgewinn durch Tracking betreffen

- *Abschattung im Juni des südlichen Teils der Anlage*:
  Die Messung am wolkenlosen Sommertag 27.6.2011 zeigte eine Reduktion des Leistungsgewinns durch Tracking von 43% auf 31% Mehrertrag im Strom, aufgrund der Abschattung durch die Hochspannungsleitung im südlichen Bereich der Anlage. (siehe Abb. 2) Der gemessene DC Mehrertrag betrug an diesem Tag 27%. Die Temperatur der Solar Wings montierten Modul war zur Mittagszeit 18°C geringer wie die Dachanlage.

  An diesem wolkenlosen Junitag 27.6.2011 war die energiegewichtete mittlere Modultemperatur, für die mit Seilen montierten Module um 13°C geringer, als jene auf dem Flachdach. Daraus würde sich ein Energiegewinn von 6.5%, aufgrund der optimalen Kühlung durch die Solar Wings Montage an diesem Sommertag ergeben, wie er typisch für Standorte in Südeuropa ist.

- *Abschattung im Juni des mittleren Teils der Anlage:*
  Die Referenzmessung am 23. Juni 2010, ein ebenfalls wolkenloser Tag, zeigt für den mittleren Anlagenteil (siehe Anmerkung zum Messsystem betreffend Verschiebung des Referenzstrangs) nahe dem Hochspannungsmasten, keine drastischen Abschattungen durch die Hochspannungsleitungen, obwohl der Sonnenstand fast identisch zu oben ist. (siehe Abb. 3 in [1]) Die grosse Sonnenhöhe ergibt noch keine Beschattung durch den nahen Hochspannungsmasten. Der DC Leistungsgewinn lag an diesem Tag bei 26%. [1]
  Die Temperatur der Solar Wings montierten Modul war zur Mittagszeit 10°C geringer wie die Dachanlage. Aus dem Detailvergleich der beiden Juni Tag 2010 und 2011 haben sich jeweils die gleichen DC Tagesgewinne ergeben, obwohl die Messungen der Modultemperaturdifferenz sich um 8°C unterschied, vermutlich durch den Einfluss der lokalen Windsituation.(Auch die Langzeitstabilität der Haftung des Temperatursensors kann hier einen Einfluss haben.)
- *Abschattung im August des mittleren Teils der Anlage:*
  Aufgrund der niedrigeren Sonnenhöhe erfolgt in dieser Jahreszeit eine deutliche Abschattung am Nachmittag durch den Hochspannungsmasten (siehe Tab. 2 in [1]) Die relativen Leitungserträge, des durch den Masten abgeschatteten Strangs, sind dann bis zu 80% geringer. Dies

würde für die gesamte Anlage eine Minderung der Leistung um ca. 8% für die Zeitdauer der Abschattung ergeben. [1]

- *Fazit Abschattung*:
  Sie variiert sehr stark nach Position der Anlage und der Jahreszeit aufgrund der komplexen Struktur des Schattenwurfs durch den Hochspannungsmast und den Hochspannungsleitungen.(siehe Abb. 3 links) Sie wird auf 4 bis 6% geschätzt.

- Spannungsabfall:
  Aus der Analyse der Modultemperaturen und der Strangspannungen um die Mittagszeit, wird ein sehr hoher Spannungsabfall von 6% auf der DC Leitung für den nachgeführten Anlagenteil ermittelt. Die nicht nachgeführte Dachanlage hat deutlich kürzere Leitungslängen und damit typische DC Spannungsverluste von etwa 1%. Auch die Analyse im Zwischenbericht [1] hat überhöhte DC Spannungsabfälle von 5% für Aug. 2010 ermittelt.(siehe die dortigen Bemerkungen zu den Kabeln, Seite 5)

- *Weitere geringfügige Ertragseinbussen*:
  Weitere eher geringfügige Ertragseinbussen erfolgen, wenn die Anlage zu Demonstrationszwecke bei Werksführungen für die Besucher bewusst aus der optimalen Orientierung gefahren wurde. Im März 2011 musste ein Antriebsmotor eines Querträgers gewechselt werden, wodurch die Nachführung für ca. eine Woche nicht in Betrieb war, aber die Stromproduktion selbstverständlich in konstanter Ausrichtung erfolgte.(kein Mehrertrag)

- *Einfluss des Referenzsystem auf dem Hallendach*:
  Ein gleichwertiger Vergleich von nachgeführtem und fix installierter Dachanlage darf nicht nur eine einzelne Modulreihe beinhalten. Optimal müsste sich die gleiche Leistung beinhalten, also mehrere Modulreihen hintereinander anordnet sein. Daraus ergeben sich dann aber auch Abschattungsverluste der auf einem Flachdach installierten Modulreihen zu Sonnenaufgang und Sonnenuntergang, der ca. 3% beträgt (für einen typischen Reihenabstand bzw. Abschattungswinkel von 20%.
  Weiteres ist bei einer einzelnen Modulreihe, wie hier verwendet, auch der grössere lokale Albedo, der verstärkten lokalen Reflexion durch das Kiesdach zu beachten.

Zusammenfassung - Endbericht

Die Performance des zweiachsig nachgeführten 79kW Solarkraftwerks, welches, auf der Basis der Solar Wings Seilmontage realisierter wurde, betrug 1360 kWh/kWp für das untersuchte vollständige Betriebsjahr, Juli 2011 bis Juni 2010. Dieser ins öffentliche Stromnetz eingespeiste Ertrag ist um 36% höher als das Langjahresmittel, der von mit fest installierten neuen Grossanlagen in der Schweiz, erreichten Erträgen.

An wolkenlosen Sommertagen sind typische ca. 27% Mehrerträge der Gleichstromleistung, am Wechselrichter Eingang, gemessen worden. Die Mehrerträge der nachgeführten Solarmodule, zu den fest am Dach installierten Modulen, betragen für den Strangstromvergleich 31%, was auf 4% höhere Verluste durch die DC-Zuleitungsverbindung der nachgeführten Anlage schliessen lässt. Beim Vergleich von zwei gleichwertigen Anlagen, sollten diese Werte identisch sein, was den hier gemessenen Mehrertrag unterschätzt.

Aufgrund der exzellenten Hinterlüftung der Solarmodule die in eine Höhe von 8 Metern über Boden montiert sind, wurden an Sommertagen zwischen 10°C und 18°C° geringere Temperaturen um die Mittagszeit gemessen. Auf die Stromproduktion bezogen entspricht dies einer Differenz von mittleren 4 bis 6°C über den Tag, was einem Leistungsgewinn von ca. 2 bis 3% bezogen auf fix aufgeständerte Dachanlagen bedeutet.

Die Abschattung durch die Hochspannungsleitung führt, jeweils am Nachmittag zu Verlusten, dann wenn die Nachführung an klaren Sonnentagen den Mehrertrag gegenüber fix montierten Solarsystemen erzielt. Beispielsweise wurde im August an klaren Sonnentagen eine Minderung des Mehrertrags von ca. 8% am Nachmittag gemessen (siehe Tabelle 2). Daraus wird eine Minderung des zusätzlichen Trackergewinnes von täglich 4% abgeschätzt.

Fazit: Soll bei zukünftigen Installationen maximaler Ertrag erzielt werden, muss strikt auf einen abschattungsfreien Standort geachtet werden. Die Nähe zu Hochspannungsmasten und die Ausrichtung der Leitungen kann zu deutlichen Ertragseinbussen führen, auch für nicht nachgeführte Anlagen.

Im Halbjahr 2011 wurde an diesem System ca. 14% Mehrertrag gegenüber dem fest montierten Referenzdach ermittelt. Ohne Abschattung durch den Hochspannungsmasten (ca. 4% Einbusse) und ohne erhöhte DC-Leitungsverluste (ca. 4% Einbusse) wäre ein Tracking-Mehrertrag von ca. 22% für dieses Solar Wings System am Standort Flums möglich.

Das zweiachsige Solar Wings Nachführsystem könnte allerdings noch deutlich mehr erwirtschaften, wäre es nicht durch äussere Einflüsse, der Einbettung in die bestehende Bausituation bzw. Bergschatten – natürlichen Horizont begrenzt. Diese Verluste sind im Einzelnen:

- Würden die Tragseile nicht wegen der Zufahrtstrasse nach Süd-Ost orientiert sein, könnte ebenfalls ein höherer Mehrertrag erzielt werden, da dann der Back-Tracking Modus reduziert werden könnte, was zu Mehrerträgen von bis zu ca. 3% führen könnte
- Abschattung durch die nahe Bergkette im Nordosten und im Südwesten ca. 6%
- All die hier ermittelten Messwerte basieren auf einem unbeschatteten fix installierten Referenzsystems auf dem Industrieflachdach. Für einen gleichwertigen Vergleich müsste für grössere Referenzanlagen eine typische lokale Reihenverschattung von ca. 3% abgezogen werden.

Es ist eine Tatsache, dass mittelfristig, wenn im öffentlichen Stromnetz, die photovoltaischen Erzeugungsanteile im Jahresvergleich bei etwa einem Zehntel liegen, an den verbrauchsschwachen Wochenenden, gerade um die Mittagszeit, ein Überangebot vorliegen wird.[7] Dann würden fest konventionell, ausgerichtete Solaranlagen Abschaltungen vornehmen müssen oder den Strom speichern, was erst langfristig lokal zu günstigen Kosten möglich wäre. Dem stehen geringere Mehrkosten für die Nachführung von Photovoltaikanlagen gegenüber, die dann in den Morgen- und Abendstunden (Abb. 2) ihre Mehrerträge noch unlimitiert einspeisen können und im Jahresmittel weniger Reduktion der Solarstromproduktion durch Netzlimite, erfahren werden.

Referenzen

[1] Hugo Kessler, Nicolas Allet, Franz Baumgartner; BFE Jahresbericht Photovoltaik 2010; „SOLAR WINGS: MONITORING ZWEIACHSIGE NACHFÜHRUNG – FLUMROC“; www.bfe.admin.ch/forschungphotovoltaik； Autor S. Nowak, Oberholzer bzw. Hinweis auf diese Projekt auch auf Seite 263 in „Energieforschung Schweiz BFE 2010“, Autor Dr. Rolf Schmitz BFE; www.energieforschung.ch / *www.recherche-energetique.ch*
bzw. download auch unter http://www.flumroc.ch/downloads/solar/BFE_bericht_de.pdf

[2] T. Hostettler, "Solarstromstatistik Schweiz 2009“; SEV Bulletin 05/2010; Seite 13

[3] Ertragsprognose mit dem Web-Rechner der EU Forschungsstelle, JRC Ispra; http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/ Elektrizitätsertrage in Palermo 1400kWh/kWp, in Rom 1260kWh/kWp, jeweils 30 Grad Neigung nach Süd.

[4] F. Baumgartner, A. Büchel, R. Bartholet; 25th European Photovoltaic Solar Energy Conf. and 5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Proceedings; Valencia; Spain; 6- 10 Sept 2010;
“Cable-based Solar Wings tracking system: two-axis and progress of one-axis system”

[5] F. Baumgartner; ep Photovoltaik – Jan 2010, S38-42; Hamburg; Germany; 21- 25 Sept 2009;
„Solar Wings – Skilifttechnik für die Modulnachführung“

[6] öffentlicher Zugang zu den Messdaten des einachsigen Solar Wings Kraftwerks in Waldshut, Lonza Solarpark unter http://www.sunways-ise.solar-monitoring.de

[7] F. Baumgartner, T. Achtnich, J. Remund, S. Gnos and S. Nowak; PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS; Prog. Photovolt: Res. Appl. (2010); DOI: 10.1002/pip.1047