

DER ENERGIEERTRAG VON PV-ANLAGEN IN ALPINEN HÖHENLAGEN

Wolfgang WOYKE , Gerhard DUMMELDINGER

Fachhochschule Kufstein Tirol Bildungs GmbH, Andreas Hofer-Straße 7, 6330 Kufstein,
+43 5372 71819 120, wolfgang.woyke@fh-kufstein.ac.at, www.fh-kufstein.ac.at

Kurzfassung: Das COMET-K1-Zentrum alpS erforschte in der Höhenlage Gerlos Vorkogel (2067 m ü. NN) von 2012 bis 2015 das Potenzial zur Nutzung von Photovoltaik in verschiedenen technischen Ausführungen und ging der Frage nach, welche Systeme und Module sich dafür am besten eignen. Dazu wurden drei Photovoltaik-Test-Anlagen errichtet, für welche elektrische sowie meteorologische Daten erhoben wurden. Zwillingsysteme mit einem zu Gerlos identen Messaufbau wurden in Absam in Tallage (ca. 700 m ü. NN) betrieben, um mit einer Vergleichsanlage mit demselben regionalen Wettergeschehen den Einfluss der Höhenlage bewerten zu können.

Mit Mitteln des vom Land Tirol eingerichteten Wissenschaftsfonds wertete die FH Kufstein die Daten dieses Projekts bzgl. Energieertrag und Performance Ratio aus. Auch wenn die Datenlage sicherlich noch nicht ausreicht, um weitreichende und belastbare Aussagen ableiten zu können, zeichnen sich deutliche Trends ab.

Die höhere Strahlungsleistung der Höhenlage von 5% bis 10% wirkt sich direkt auf einen entsprechend höheren Energieertrag aus. Einflussfaktoren auf die Performance Ratio wie Umgebungstemperaturen, die Reflexion des Schnees, die Schneebedeckung und die erschwerte Zugänglichkeit für die Anlagenwartung gleichen sich offensichtlich aus, da die Performance Ratio der beiden Standorte ähnliche Werte aufweisen.

Keywords: Photovoltaik, Nutzung erneuerbarer Energien, Alpenraum, Performance Ratio

1 Einführung und Ausgangspunkt

1.1 Fragestellung

In unmittelbarer Nähe zu Bergstationen von Seilbahnanlagen scheint sich ein signifikantes Potenzial für PV-Anlagen aufzutun. Die dezentrale Erzeugung der elektrischen Energie in direkter Nähe zum Verbrauch liefert eine allfällige Begründung dafür, die ansonsten als störend für das Landschaftsbild empfundenen PV-Anlagen hier zu errichten. Im Gegenteil unterstützen PV-Anlagen die Nachhaltigkeit des Betriebs von elektrischen Anlagen beim Liftbetrieb und der Gastronomie.

In unmittelbarer Nähe von Bergstationen können die elektrischen Einrichtungen für die Netzeinbindung der PV-Anlagen genutzt werden, da diese für den Betrieb der elektrischen Verbraucher im Allgemeinen ausreichend groß dimensioniert sind. Als Eigentumsanlagen

der Liftbetreiber bieten sie zudem eine sehr gute wirtschaftliche Wertschöpfung, da die Erzeugung Strombezug ersetzt.

Es stellt sich allerdings die Frage, welchen Ertrag PV-Anlagen an diesen für Betrieb und Wartung klimatisch kritischen Standorten im kommerziellen Einsatz erzielen können. Klimatische Einflüsse wie die erhöhte Strahlungsintensität, der Albedoeffekt und die tieferen Umgebungstemperaturen lassen einen deutlich höheren Ertrag erwarten. Vereisung, Schneebedeckung und Wolkenzug haben einen negativen Einfluss auf den Ertrag der Anlagen.

1.2 Das Verbundprojekt SOLCLIM

Im Vergleich zum „Flachland“ wirken sich geringere Umgebungstemperaturen und - zumindest im Winter die Reflexion des Schnees positiv auf deren Ertrag aus. Aber insbesondere die schwierigen Betriebsbedingungen bei hohen Schneelagen und in unzugänglichem Gelände haben bislang verhindert, dass systematische praktische Untersuchungen durchgeführt wurden.

Das COMET-K1-Zentrum alpS erforschte am Gerlos Vorkogel in ca. 2067 m Meereshöhe das Solarpotenzial und ging der Frage nach, welche Systeme und Module sich dafür am besten eignen. Dazu wurden drei Photovoltaik-Test-Anlagen errichtet, für welche elektrische sowie meteorologische Daten erfasst wurden. Zwillingsysteme mit einem zu Gerlos identen Messaufbau werden in Absam in Tallage (ca. 700 m ü. NN) betrieben, um mit einer Vergleichsanlage mit demselben regionalen Wettergeschehen den Einfluss der Höhenlage bewerten zu können.

Das Projekt wurde in dieser Form vom September 2013 bis März 2015 betrieben und stellte dabei seine technische Funktionsfähigkeit unter Beweis. Mit Mitteln des vom Land Tirol eingerichteten Wissenschaftsfonds untersuchte die FH Kufstein Tirol im Nachgang den energiewirtschaftlichen Gesamtertrag soweit dies die Datenlage zuließ [1].

1.3 Die Auslegung der Versuchsanlagen

An beiden Standorten sind jeweils ein fixes, ein einachsig sowie ein 1,5-achsig nachgeführtes Trägersystem der Firma Hilber Solar installiert.

- Solwing F (starr nach Süden ausgerichtet)
- Solwing S (einachsig nachgeführt)
- Solwing T (annähernd 2-achsig nachgeführt).

Die insgesamt sechs Trägersysteme sind wiederum jeweils identisch mit drei verschiedenen Photovoltaikanlagen und einem Referenzsystem zur Bestimmung der Strahlungsleistung bestückt:

- Modulsystem 1: 15 Module FS377 (Dünnschicht CdS/CdTe)
 $P_{STC} = 1163 \text{ W}$; $\eta_{STC} = 10,8\%$; $A = 10,8 \text{ m}^2$
- Modulsystem 2: 4 Module Moser BaerSolar MBPV CAAP 220 (Multikristallin)
 $P_{STC} = 880 \text{ W}$; $\eta_{STC} = 13,4\%$; $A = 6,58 \text{ m}^2$

- Modulsystem 3: 4 Module CNPV-300 P (Polykristallin)
 $P_{STC} = 1.200W$; $\eta_{STC} = 15,4\%$; $A = 7,79 \text{ m}^2$



Abbildung 1: Trägersysteme mit PV-Anlagen an den Standorten Gerlos und Absam

2 Datenauswertung

Beide Standorte sind mit jeweils 53 Messstellen für Strahlung, meteorologische Kenngrößen und elektrische Größen der Energieerzeugung ausgerüstet, die unabhängig voneinander erfasst wurden.

2.1 Datenkomprimierung

Angelehnt an DIN EN 61724:1998 [2] wurden die Daten in einem csv-Format aufgezeichnet und dokumentiert. Sie enthalten einen Zeitstempel. Die Abtastrate liegt bei ca. einer Sekunde. Die Daten wurden pro Tag in ca. 16 Dateien mit einer Kapazität von zwei MB abgelegt. Trotz Lücken in der Messung liegen derzeit 2400 bzw. 5000 Dateien mit Rohmessdaten der beiden Standorte vor.

Da dieser Datenumfang weder eine Bewertung der Datenqualität noch der Ableitung geeigneter Auswertungen zuträglich ist, wurden sie zunächst komprimiert. Erster Bearbeitungsschritt ist die Reduktion der Abtastung auf das Zeitintervall einer Minute und die Löschung der dunklen Zeitspannen zwischen 22:00 Uhr und 5:00 Uhr.

2.2 Plausibilitätsprüfung

Eine Methode, um die Daten nicht nur bezüglich der Überschreitung von Grenzwerten sondern auch bezüglich ihrer Dynamik visuell bewerten zu können ist das Oberflächendiagramm (siehe Abbildung 2). Die Farben beschreiben Stundenmittelwerte der Messgrößen. Die drei nebeneinander liegenden Tableaus der Monate Oktober, November und Dezember 2013 ordnen jeweils in ihrer Rechtswertachse die relevanten Stunden und in ihrer Hochwertachse die ersten 22 Tage des jeweiligen Monats an.

Dadurch lässt sich sehr deutlich über weite Strecken das typische Tagesmuster solarer Energieerzeugung erkennen. Die Daten vom 1. bis zum 20. Oktober können aber eindeutig als fehlerhaft identifiziert werden. Diese Datenlücken haben ein Ausmaß erreicht, das auch die Anwendung von Methoden zur Ersatzwertbildung ausschließt.

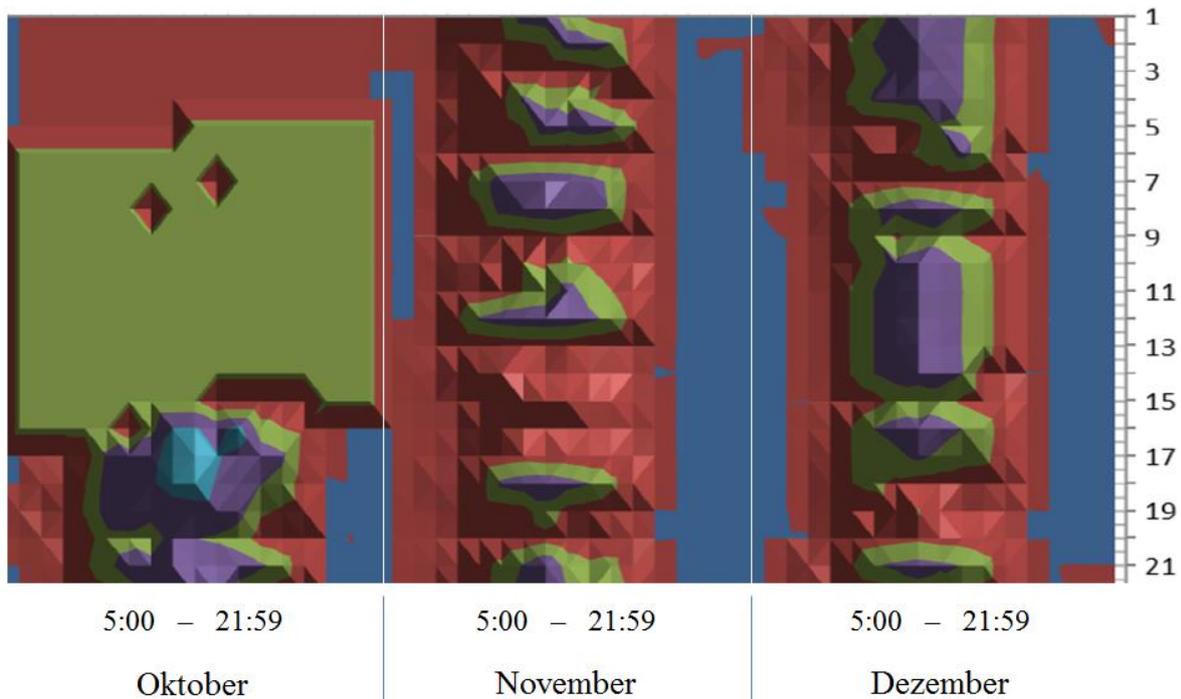


Abbildung 2: Plausibilitätsprüfung des Messwerts T_PX_WR2 mittels Oberflächendiagramm.

2.3 Ersatzwertbildung

Für fehlende Tage werden für die Errechnung von Monats- bzw. Jahressummen Durchschnittswerte des jeweiligen Monats angenommen. Im Falle des Standorts Absam ist dies nur für die Monate Oktober 2013 bis März 2014 möglich, da keine Daten für die restlichen Monate vorliegen. Am Standort Gerlos fehlen neben Einzeltagen die Werte für den gesamten Monat Juli 2014. Im Gegensatz zu Absam kann hier jedoch ein ganzer Monat interpoliert werden, da die angrenzenden Werte der Monate Juni und August vorhanden sind. Aufgrund der Sommersonnenwende und dem damit verbundenen Maximum der Globalstrahlung am 21. Juni gleicht der Juli in seiner Strahlungsbilanz mehr dem Monat Juni als dem Monat August. Daher wird die Summe dieses Monats zu zwei Dritteln aus der des Junis, und zu einem Drittel aus der des Augusts gebildet.

2.4 Datenvisualisierung in der Jahresübersicht

Zur weiteren Analyse wurde ein Tool entwickelt, das es dem Anwender erlaubt, sich einen Überblick zu verschaffen und einzelne Zeitbereiche gezielt auszuwählen. In Abbildung 3 sind die verfügbaren Tagessummen des Kalenderjahres aufgezeigt. So lässt sich erkennen an welchen Tagen die Messwerte besonders hoch bzw. niedrig waren. Diese Tage können dann beispielweise in der Einzeltagsansicht näher betrachtet werden.

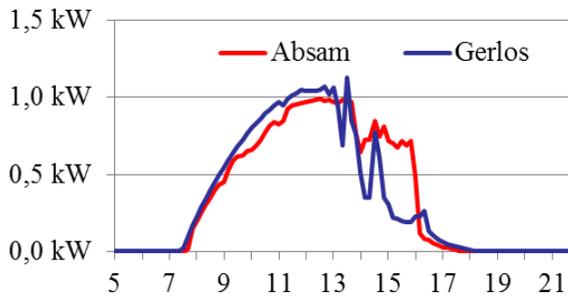
	Dezember '13	Januar '14	Februar '14	März '14	April '14	Mai '14	Juni '14	Juli '14	August '14	September '14	Oktober '14	November '14
1	5,10	0,70	4,60	3,07	7,30	4,41	2,70			1,10	1,06	5,62
2	5,30		1,07	1,30	7,47	3,40	2,56			0,88	1,97	5,99
3	4,53		4,08	5,51	3,95	1,94	2,85			3,53	5,69	6,45
4		0,88	4,61		4,86	3,20	4,59			4,13	6,94	3,07
5	3,64	0,03	2,92	0,24	2,69	8,04	4,84			3,11	2,99	0,81
6	0,64	4,25	5,52	2,07	1,81	6,84	6,77			2,80	6,32	0,10
7	0,63	3,18	3,42	7,25	7,69	1,80	7,13		2,54	3,00	5,97	1,49
8	3,16	2,95	3,04	7,43	3,98	6,91	7,50		6,65	4,63	3,02	1,34
9	1,58	1,99	0,03	7,52	4,75	4,32	7,40		4,44	3,30	7,06	4,49
10	4,34	0,19	2,57	6,81	3,39	6,16	6,34		6,90	1,37	5,39	1,34
11	4,84	2,40	1,32	6,99	5,88	2,15	5,22		1,16	1,68	2,45	1,74
12	4,82	5,41	1,37	7,44	3,12	4,49			2,25	1,57	6,15	2,24
13	4,84		3,70		2,19	4,20			0,94	0,75	1,88	
14	4,65	0,81	5,81	7,53	6,56	0,94	2,84		1,83	1,59	4,83	
15	2,41	0,23	5,37	3,42	3,18	2,30	4,38		2,04	3,20	2,58	
16	4,80	1,75	0,28	1,75	2,31	2,91	3,61		2,77	5,22	2,64	
17	4,06	2,50	1,23	7,84	7,26	2,68	3,49		7,64	5,31		
18		4,86	4,74		3,62	6,71	4,99		7,28	6,50	6,39	
19	1,62		1,31	5,68	4,76	7,85	4,26		1,74	6,02	6,30	
20	1,43	1,14	3,00	7,79	4,70	7,91	1,98		1,39	4,42	4,43	
21	4,72	0,44	5,85	7,36	4,23	7,73	7,03		2,59	3,75		
22	1,48	5,05	0,28	5,67	3,65	7,52	7,60		4,80	2,61		
23	4,52	4,90	2,04	0,04	6,25	5,32	5,37		0,88	6,96		
24	4,23	0,03	6,90	0,36	4,04	7,71			2,42	6,42	3,16	
25		0,46	6,73	3,54	5,98	6,82			5,74	3,07	3,44	
26	0,86	0,15	6,20	5,75	4,82	4,79			2,28	1,42	1,73	
27	3,13	0,03	6,82	7,56	2,44	1,19			2,87		6,49	
28	4,63	0,03	6,74	7,92	2,60	3,08			6,02		6,46	
29	0,03	2,31		8,10	2,64	2,05			4,07	7,06	6,28	
30	1,17	3,23		7,76	6,91	4,44			1,27	4,77	4,15	
31	4,50	0,82		6,92		2,88			1,41		5,51	
	5,30	5,41	6,90	8,10	7,69	8,04	7,60		7,64	7,06	7,06	6,45

Abbildung 3: Jahresübersicht der täglichen Erzeugung am Standort Gerlos, Solwing F, Modulsystem 3, in kWh.

3 Die Ertragsbewertung von Einzeltagen

3.1 Typische Erzeugungsprofile im Mikroklima Berg- und Tallage

3. März 2014: Absam 6,12 kWh; Gerlos 5,51 kWh



1. Februar 2014: Absam 2,97 kWh; Gerlos 4,61 kWh

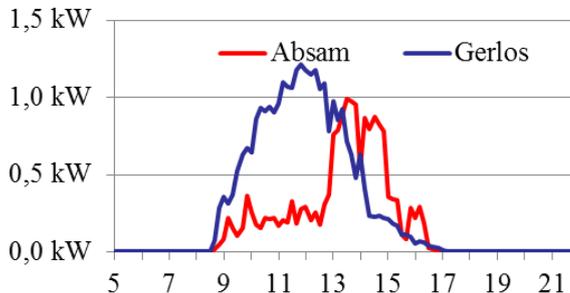


Abbildung 4: Erzeugung im Vergleich von Berg- und Tallage, Solwing F, Modulsystem 3.

Abbildung 4 zeigt zwei typische Erzeugungsverläufe für die Unterschiedlichkeit der Erzeugungskurven in der Berglage Gerlos im Vergleich zur Tallage in Absam.

Ein offensichtlich sonnig beginnender Tag am 3. März 2014 lässt sowohl in Absam als auch in Gerlos die Erzeugungsleistung auf ein Maximum ansteigen. Die gegen die Mittagszeit einsetzende Eintrübung führt dazu, dass insbesondere am Gerlos die Erzeugung sehr schnell einbricht. Die Gesamterzeugung in Gerlos liegt am Ende dieses Tages knapp unter der in Absam.

Im Vergleich dazu beginnt die Erzeugung am 1. Februar 2014 in Absam sehr verhalten. Es ist wohl nur durch Talnebel zu erklären, dass erst gegen Mittag die Erzeugung deutlich ansteigt, während am Gerlos einst ein guter Erzeugungstag abläuft. Es ist nicht verwunderlich, dass an diesem Tag die Gesamterzeugung am Gerlos letztendlich einen deutlich höheren Wert erreicht.

3.2 Vergleich identer Systeme auf Basis von Tageswerten

Als Tagesenergieertrag wird die Summe der Leistungswerte gewichtet mit den Aufzeichnungsintervallen formuliert.

$$E = \int P dt = \Delta t \cdot \sum_i P_i$$

E Tagesenergieertrag

P_i Leistung des Abtastwerts

Δt Aufzeichnungsintervall

Der Mehrertrag wird im Folgenden in absoluten und relativen Größen angegeben:

$$\Delta E = E_G - E_A$$

ΔE absoluter Mehrertrag der Erzeugung in Gerlos (E_G) gegenüber Absam (E_A)

$$\Delta_r E = \frac{E_G - E_A}{E_A}$$

$\Delta_r E$ relativer Mehrertrag der Erzeugung in Gerlos (E_G) gegenüber Absam (E_A)

Tabelle 1: Bewerteter Vergleich der Tageserzeugung an zwei charakteristischen Tagen

Solwing F, Modulsystem 3				
	1. Februar 2014		3. März 2014	
	Absam	Gerlos	Absam	Gerlos
Tagesertrag	2,97 kWh	4,61 kWh	6,12 kWh	5,51 kWh
Absoluter Mehrertrag	1,64 kWh		-0,61 kWh	
Relativer Mehrertrag	55%		-10%	
Strahlungsertrag	3,06 kWh/m ²	4,46 kWh/m ²	6,28 kWh/m ²	5,49 kWh/m ²
Performance Ratio	81%	86%	81%	84%

Für die in Abbildung 4 dargestellten Tagesverläufe ergeben sich die in Tabelle 1 dargestellten Werte für den Tagesertrag bzw. im Vergleich von Berg- und Tallage dargestellten Mehr- und Mindererträge in absolutem und relativem Mehrertrag.

Die Performance Ratio [3] ist eine Maßzahl, wie effizient eine PV-Anlage unabhängig von Strahlungsertrag und Modulwirkungsgrad arbeitet.

$$PR = \frac{E}{G \cdot \eta \cdot A}$$

PR Performance Ratio

G Strahlungsertrag

η Modulwirkungsgrad

A Modulfläche des Modulsystems

Es zeigt sich in diesem Einzeltagesvergleich, dass die Performance Ratio in Höhenlage tendenziell leicht höhere Werte aufweist. Da die Performance Ratio unabhängig vom örtlichen Strahlungsertrag ist, könnten hier insbesondere die tieferen Umgebungstemperaturen eine Rolle spielen.

4 Bewertung der Standorte im Vergleich

4.1 Tagesvergleich der Erzeugungswerte

Die für die Ertragsbewertung einzelner Tage entwickelten Größen können auf diejenigen Tage angewendet werden, für die von beiden Standorten vollständige Daten vorliegen. Ein Vergleich von Ertragswerten einzelner Tage zeigt Abbildung 5 exemplarisch für Trägersystem Solwing F und Modulsystem 3. Insgesamt liegen für beide Anlagen zueinander konsistente Daten im Zeitraum von 3 Monaten vor. Grün eingefärbte Balken indizieren einen Mehrertrag am Standort Gerlos, während rote Balken einen Minderertrag im Vergleich zum Standort Absam anzeigen.

Es ist ein typisches sehr diffuses Bild. Eine Vielzahl örtlicher Wetterphänomene kann Einfluss auf den Ertrag der Energieerzeugung nehmen. Sie sind im Nachhinein mithilfe der vorhandenen Daten kaum noch nachvollziehbar. Die Summe der Mehr-/Mindererträge summiert sich in 85 Tagen mit verfügbaren Daten auf einen Wert von 10 kWh. Dies entspricht bei einer Summe der Erzeugung am Standort Absam in eben diesem Zeitraum von 265 kWh einem relativen Mehrertrag von lediglich 3,6%.

	Dez	Jan	Feb	März
1	1,06		1,64	-1,53
2	0,73	0,29	0,70	0,10
3	0,22		1,59	-0,61
4		0,41	0,57	
5	1,70		1,81	-0,64
6	-1,39	0,68	0,00	-2,38
7	0,30	-0,21	-0,31	0,35
8	-1,40	0,19	0,01	0,98
9	-0,93	0,20	-0,47	0,44
10	0,20	-0,10	0,68	0,11
11	0,25	1,26	-1,81	
12	0,23	2,37	-1,94	
13	0,26		0,61	
14	0,49	0,22	0,41	
15	0,43		0,53	
16	0,25		0,00	
17	0,61		0,36	
18			1,17	
19	0,93		1,05	
20	0,58		0,54	
21	0,45	-0,08	2,27	
22	-0,04	2,45	-1,92	
23	0,35	0,53	-3,50	
24	0,86	-0,52	0,13	
25		-3,81	0,58	
26	0,49	-0,13	0,68	
27	0,14	-0,66	0,62	
28	0,22	-1,29	0,38	
29	-0,16	-2,98		
30	-2,87	0,45		
31	0,40	-0,35		

Abbildung 5: Kalendertägliche Mehr-/Minderertrag von Trägersystem Solwing F, Modulsystem 3;

4.2 Der Mehrertrag im Vergleichszeitraum

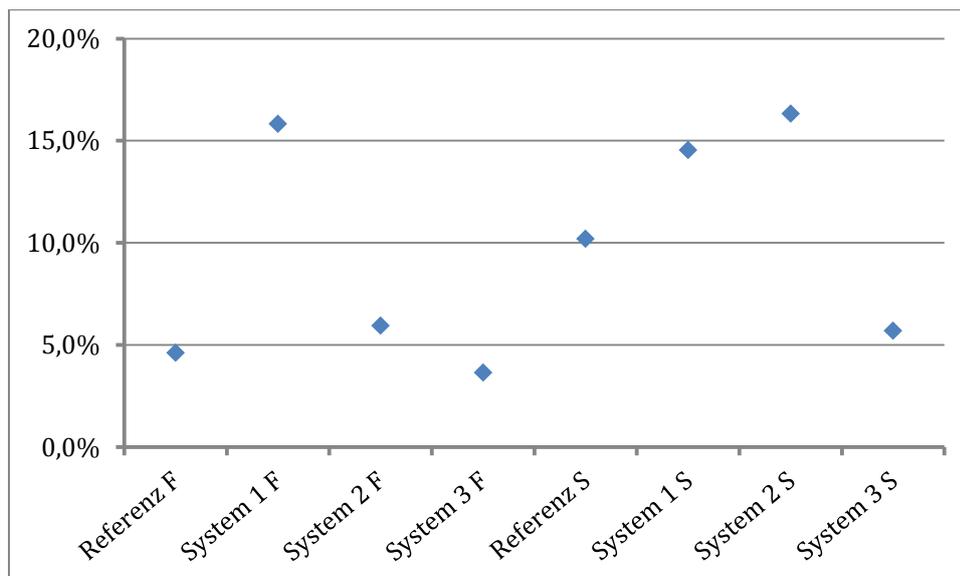


Abbildung 6: Der Mehrertrag der Höhenlage Gerlos gegenüber der Tallage in Absam

Da die mechanische Nachführung des Trägersystems T aufgrund von Vereisung am Gerlos im relevanten Zeitraum zum Teil ausfiel, wurde es aus dem direkten Vergleich in Abbildung 6 herausgenommen. Der unter Punkt 4.1 erläuterte Mehrertrag von 3,6% Trägersystem F, Modulsystem 3 ist als Datenpunkt „System 3 F“ in Abbildung 6 erkennbar.

Quantitativ liegt der Mehrertrag im Bereich von ca. 10%. Es lässt sich aber keine klare Abhängigkeit des Mehrertrags von der Art des eingesetzten Modulsystems oder von der Art des Trägersystems erkennen.

4.3 Die Performance Ratio im Vergleichszeitraum

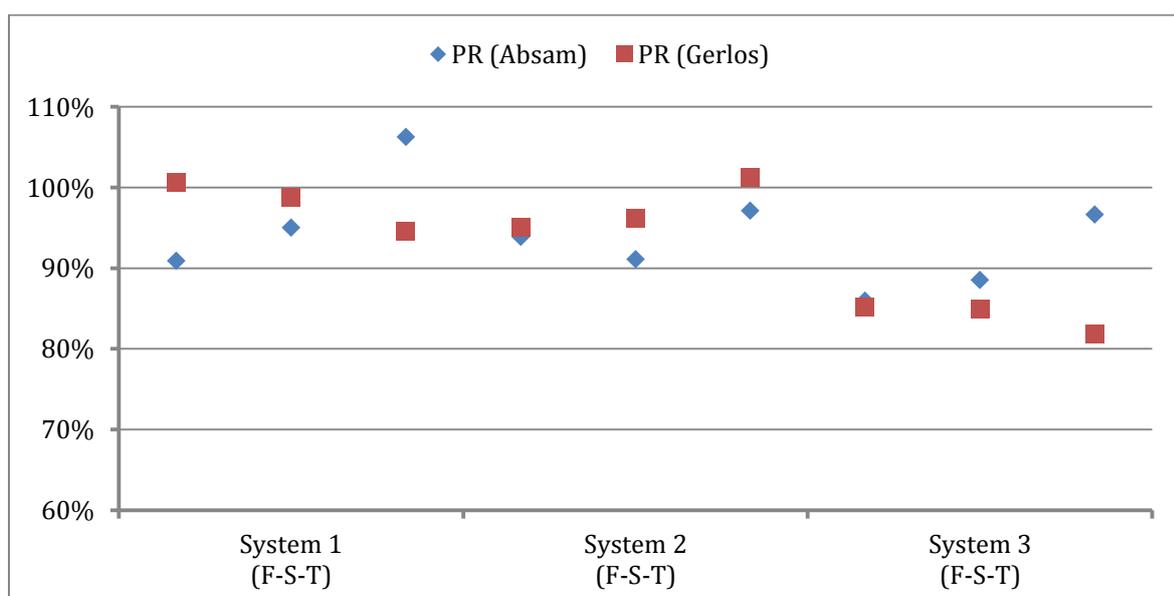


Abbildung 7: Die Performance Ratio (PR) der Modulsysteme 1, 2 und 3 jeweils für die Trägersysteme F, S und T

Da die Referenzmessung auf dem Träger montiert ist und in die Berechnung der Performance Ratio direkt einfließt, kann bei der Diskussion der PR auch das Trägersystem T mit einbezogen werden. Es ist keine direkt signifikante Tendenz bzgl. Trägersystem und Modulsystem zu erkennen. Im Mittel liegen die Werte für beide Standorte eng zusammen. Dies legt die Vermutung nahe, dass die Höhenlage mit ihren vielen schwer einzuschätzenden Einflussfaktoren keinen signifikanten Einfluss auf die Performance Ratio ausübt.

5 Zusammenfassung und Ausblick

In Summe ist die Ertragslage in Gerlos ca. 10% höher als in Absam und macht damit die höhere Einstrahlung in alpinen Höhenlagen in vollem Umfang nutzbar. Damit wiegen sich die weiteren vielfältigen Einflussfaktoren, angefangen von den örtlichen Temperaturen über den Albedoeffekt bis hin zur erschwerten Wartung in Höhenlagen gegenseitig auf. Diese erste Abschätzung ist allerdings mit einer Vielzahl an Unwägbarkeiten verbunden.

Es zeigt sich auch noch keine ausgesprochene Präferenz für Träger- oder Modulsysteme für diese Höhenlage.

Mittlerweile wurden die Trägersysteme an einen neuen Standort in unmittelbarer Nähe der Bergstation Alpbach neu eingerichtet. Aufbauend auf den Erfahrungen und Ergebnissen des Projekts SOLCLIM ist ein Verbundprojekt in Vorbereitung. Neue Technologien, Modelle und Anwendungen sollen unter dem Gesichtspunkt des rasch voranschreitenden Klimawandels erprobt und zur Einsatzreife entwickelt werden.

Literatur

- [1] Dummeldinger, G.: Photovoltaiknutzung in alpinen Höhenlagen, Bachelorarbeit 2015 an der FH Kufstein-Tirol
- [2] DIN EN 61724:1998 Überwachung des Betriebsverhaltens photovoltaischer Systeme April 1999
- [3] Mertens, K.: Photovoltaik, Carl Hanser Verlag München, 2. Auflage 2013