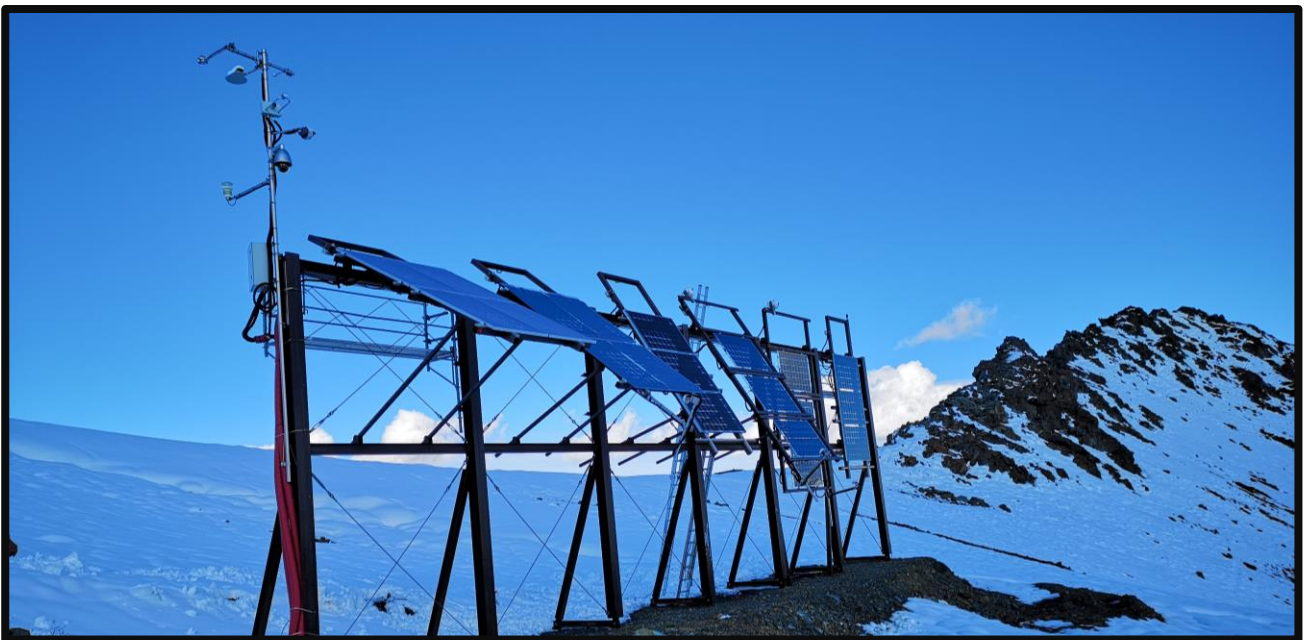

Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp Messergebnisse Sommer 2021



<i>Datum</i>	16.11.2021
<i>Ort</i>	8820 Wädenswil
<i>Autoren</i>	Dionis Anderegg, ZHAW Wädenswil, IUNR, dionis.anderegg@zhaw.ch Sven Strebel, ZHAW Wädenswil, IUNR, sven.strebel@zhaw.ch Jürg Rohrer, ZHAW Wädenswil, IUNR, juerg.rohrer@zhaw.ch Forschungsgruppe Erneuerbare Energien IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, Wädenswil www.zhaw.ch/iunr/erneuerbareenergien
<i>Acknowledgement</i>	Die Autoren danken den <i>Elektrizitätswerken des Kantons Zürich (EKZ)</i> herzlich für die Zusammenarbeit und finanzielle Unterstützung, welche den Bau und Betrieb der Versuchsanlage ermöglichen. Darüber hinaus danken wir dem <i>WSL-Institut für Schnee- und Lawinenforschung (SLF)</i> und der <i>Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL)</i> für die Zusammenarbeit.
<i>Zitiervorschlag</i>	Anderegg, D., Strebel, S., & Rohrer, J. (2021). Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp Messergebnisse Sommerhalbjahr 2021 [Messbericht]. ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen.

Inhaltsverzeichnis

1.	Zusammenfassung	4
2.	Messaufbau	7
3.	Methodik	10
3.1	Bilanzierte DC- und AC-Erträge und Vergleich mit einer Mittellandanlage	10
3.2	Leistungsdaten einzelner Tage.....	12
3.3	Ost-West- vs. Südausrichtung bei bifazialen Modulen	13
3.4	Vergleich unterschiedlicher Neigungswinkel über mehrere Messperioden.....	14
4.	Ergebnisse.....	16
4.1	Globalstrahlung im untersuchten Zeitraum.....	17
4.2	Ertragsdaten im Sommerhalbjahr 2021	19
4.2.1	Energieertrag der alpinen Anlage (DC)	19
4.2.2	Vergleich mit Anlage im Mittelland (AC-Erträge)	23
4.3	Erträge während längerer Zeitperioden.....	25
4.4	Leistungsdaten einzelner Tage.....	27
4.5	Ost-West-Ausrichtung als Alternative für bifaziale Module	29
4.5.1	Einstrahlung.....	29
4.5.2	Ertragsprognose	31
4.6	Unterschiedliche Neigungswinkel während mehrerer Mess-perioden	33
5.	Fazit und Ausblick	35
6.	Literatur	36
7.	Frühere Messberichte.....	38
8.	Anhang.....	39
8.1	Datenblätter Photovoltaik Module von PVP	39
8.2	Modulneigungen während dem gesamten Betriebszeitraum	43
8.3	Resultate der Flasher-Tests.....	43
8.4	Webcam-Bilder	44
8.5	Erfasste Messgrößen.....	45

1. Zusammenfassung

<i>Versuchsanlage und untersuchter Zeitraum</i>	<p>Die ZHAW betreibt zusammen mit den Elektrizitätswerken des Kantons Zürich (EKZ) eine Photovoltaik-Versuchsanlage auf der Totalp in Davos. Diese befindet sich auf 2'500 m ü. M. und wurde im Oktober 2017 in Betrieb genommen. Die Anlage ist nach Süden ausgerichtet und verfügt über sechs Anlagensegmente, für welche beliebige Neigungswinkel gewählt werden können. Sie sind momentan zwischen 30° und 90° geneigt. Die Segmente wurden so ausgelegt, dass ein direkter Vergleich von monofazialen und bifazialen Modulen mit jeweils gleichen Anstellwinkeln möglich ist und die Beschattung der Modulrückseite minimiert wird.</p> <p>Dieser Bericht beschreibt die Resultate der Messdaten für das Sommerhalbjahr 2021 (01. April 2021 bis 30. September 2021).</p>
<i>Globalstrahlung</i>	<p>Mit 1007 kWh/m² lag die Globalstrahlung im Sommerhalbjahr 2021 leicht über dem 15-jährigen Mittelwert von 975 kWh/m². Es ist somit von einem leicht überdurchschnittlichen Jahresertrag auszugehen. Die Einstrahlung war mit derjenigen in der Vorjahresperiode vergleichbar.</p>
<i>Neue Neigung der Anlagensegmente</i>	<p>Während dieser Messperiode waren die Anlagensegmente wie folgt konfiguriert: 30°, 40°, 60° und 90° monofazial sowie 60° und 90° bifazial. Es handelt sich um das erste Sommerhalbjahr mit Neigungswinkeln von 40° (monofazial) und 60° (mono- und bifazial).</p>
<i>Alpine DC-Erträge</i>	<p>Die höchsten DC-Erträge von 1069 kWh/kWp für das Sommerhalbjahr 2021 wurden im 60° geneigten Segment mit bifazialen Modulen gemessen. Dies entspricht ungefähr dem gesamten Jahresertrag einer durchschnittlichen PV-Anlage im Mittelland. In den restlichen Segmenten lagen die Erträge zwischen 668 und 937 kWh/kWp. Die Erträge von monofazialen Modulen nahmen in der Tendenz mit steilerem Neigungswinkel ab. Beispielsweise bei 60° monofazial zeigte sich nur eine leichte Abnahme (937 gegenüber 870 kWh/kWp), wogegen die Erträge bei 90° monofazial stärker auf 668 kWh/kWp abnahmen.</p>
<i>Bifaziale Mehrerträge</i>	<p>Die Mehrerträge durch den Einsatz von bifazialen Modulen betragen 23 % bei 60° Modulneigung respektive 34 % bei 90° Modulneigung. Sie schwankten monatlich zwischen 5 und 47 %. Die geringsten Mehrerträge wurden im September bei 60° Modulneigung gemessen, die höchsten im Juni bei 90°.</p>
<i>Vergleich Alpin – Mittelland (AC)</i>	<p>Gegenüber der Vergleichsanlage im Mittelland lieferten alle Segmente der Alpenstrom-Anlage höhere AC-Erträge (Abbildung 1). Die alpinen Mehrerträge betragen 2 bis 62 %. Auffallend ist, dass auch 90° geneigte monofaziale Module höhere Erträge erreichten als die primär Sommerstrom produzierende Mittellandanlage. Bifaziale Module und flachere Neigungswinkel begünstigen die Stromproduktion im Sommer zusätzlich.</p>

Messergebnisse Sommerhalbjahr 2021 – Versuchsanlage Totalp

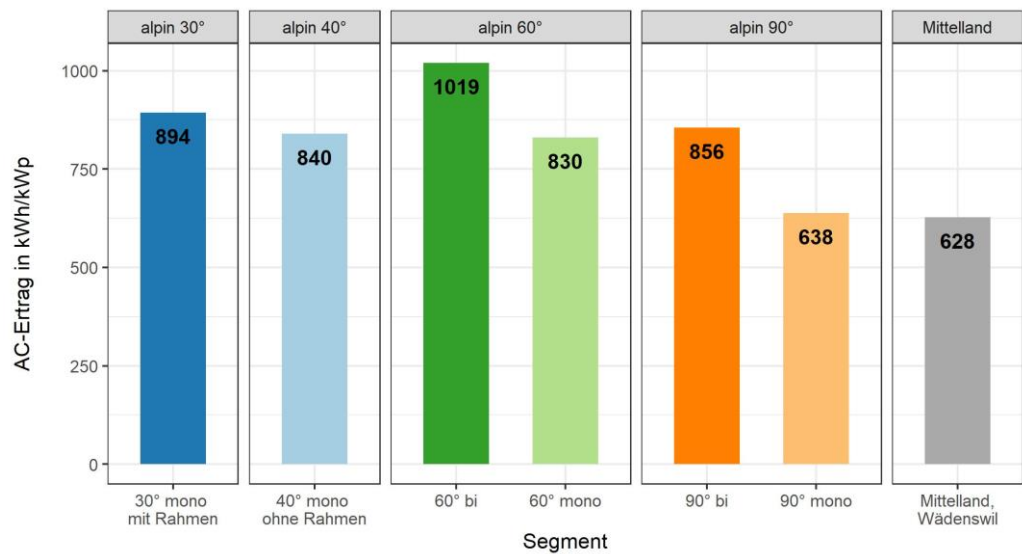


Abbildung 1: Spezifische AC-Energieerträge pro Anlagensegment gegenüber der Vergleichsanlage im Mittelland (Wädenswil) während dem Sommerhalbjahr 2021. 01. April 2021 bis 30. September 2021.

Leistungsverlauf an sonnigen Tagen

Die Leistungsverläufe an sonnigen Tagen im April, Juni und September zeigen den Einfluss der Sonnenhöhe und des Neigungswinkels auf die Modulleistung deutlich. Während Monaten mit besonders hohem Sonnenstand sind die flach geneigten Module im Vorteil. Die Schneebedeckung der Umgebung, welche jeweils bis Juni oder Juli anhält, wirkt sich sehr positiv auf die Erträge aus. Die gilt insbesondere für die stark geneigten und bifazialen Module.

Ost-West- ausrichtung von bifazialen Modulen

Anhand von neu installierten senkrechten Einstrahlungssensoren in Ost- und Westausrichtung wurde das Potenzial für Ost-West ausgerichtete bifaziale PV-Module nun auch während eines Sommerhalbjahres bestimmt. Eine erste solche Auswertung fand für das Winterhalbjahr 2020/2021 statt (Anderegg et al., 2021).

Die Einstrahlungswerte zeigen im Vergleich zu gegen Süden ausgerichteten bifazialen PV-Modulen eine höhere Gesamtstrahlung im Sommerhalbjahr 2021 (Summe aus Vorder- und Rückseite). Im Winterhalbjahr war die Einstrahlung bei der Ost-Westausrichtung geringer (Anderegg et al., 2021)

Eine grobe Ertragsberechnung, welche auf der Einstrahlung und den Modulspezifikationen (Tabelle 3) der vor Ort verwendeten bifazialen Module beruht, ergibt eine Prognose von 1051 kWh/kWp für das betrachtete Sommerhalbjahr und überschreitet die Ertragsprognose der Südausgerichteten bifazialen Segmente um 10 bis 14 %. Die Auswertung im vorigen Halbjahr (Winter 2020/2021) hat eine geringere Ertragsprognose für die Ost-Westaufständiger ergeben. Somit zeigt sich im Vergleich zur Süd-Nordaufständiger eine ähnliche Jahresprognose, jedoch ein geringerer Winterstromanteil von rund 42 % gegenüber rund 50 % bei der Südausrichtung. Für eine Maximierung des Winterstromertrages scheinen südausgerichtete bifaziale PV-Module anhand der bisherigen Messungen somit besser geeignet.

Ein Vorteil der Ost-Westausrichtung könnte die gleichmässigeren Verteilung der Erträge im Tagesverlauf darstellen. Der Tagesverlauf der prognostizierten Erträge für das Sommerhalbjahr 2021 ist in Abbildung 2 gezeigt. In den Morgenstunden (bis 11:00 Uhr) sowie gegen Abend (ab 16:00 Uhr) entstand im untersuchten Zeitraum eine höhere Ertragsprognose für die Ost-Westausrichtung. Die sonst übliche Mittagsspitze wird in die Morgenstunden verschoben. Dass keine Spitze in den Nachmittagsstunden auftritt hat zwei Gründe: Einerseits führt der Horizont westseitig zu einer Verschattung, was die Einstrahlung reduziert. Andererseits wandeln die vor Ort eingesetzten Module die Einstrahlung auf der Rückseite weniger effizient in Strom um als auf der Vorderseite. Für eine effizientere Nutzung der Einstrahlung auf der Modulrückseite wäre ein höherer Bifazialitätsfaktor (Verhältnis aus Rückseiten-Nennleistung und Vorderseiten-Nennleistung) von Vorteil. Dieser wird bei den eingesetzten Modulen auf 0.6 geschätzt. Mittlerweile sind jedoch Module mit Bifazialitätsfaktor bis 0.9 verfügbar, wodurch die Ertragsprognosen der Rückseite um bis zu 50 % höher liegen könnten. Dadurch könnten die Erträge insbesondere in den Nachmittags- und Abendstunden gesteigert werden.

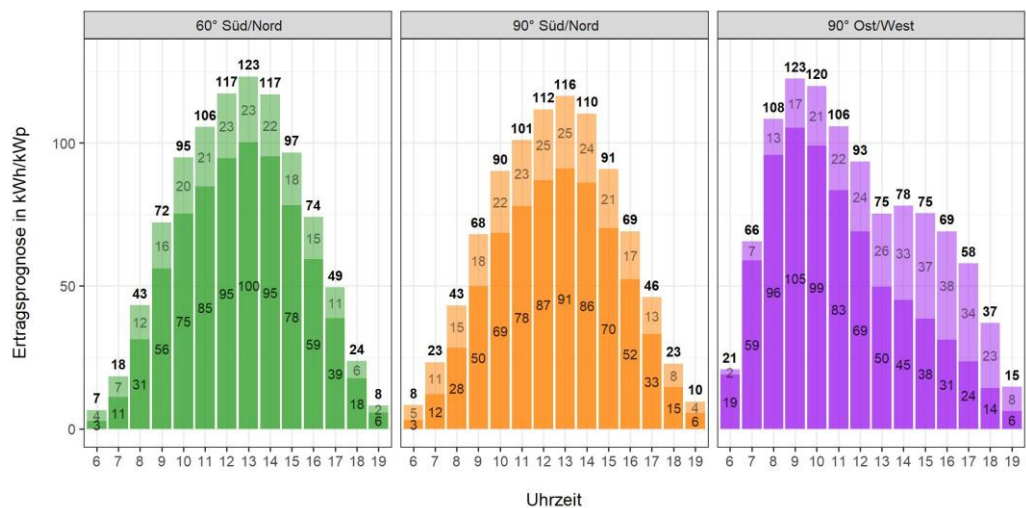
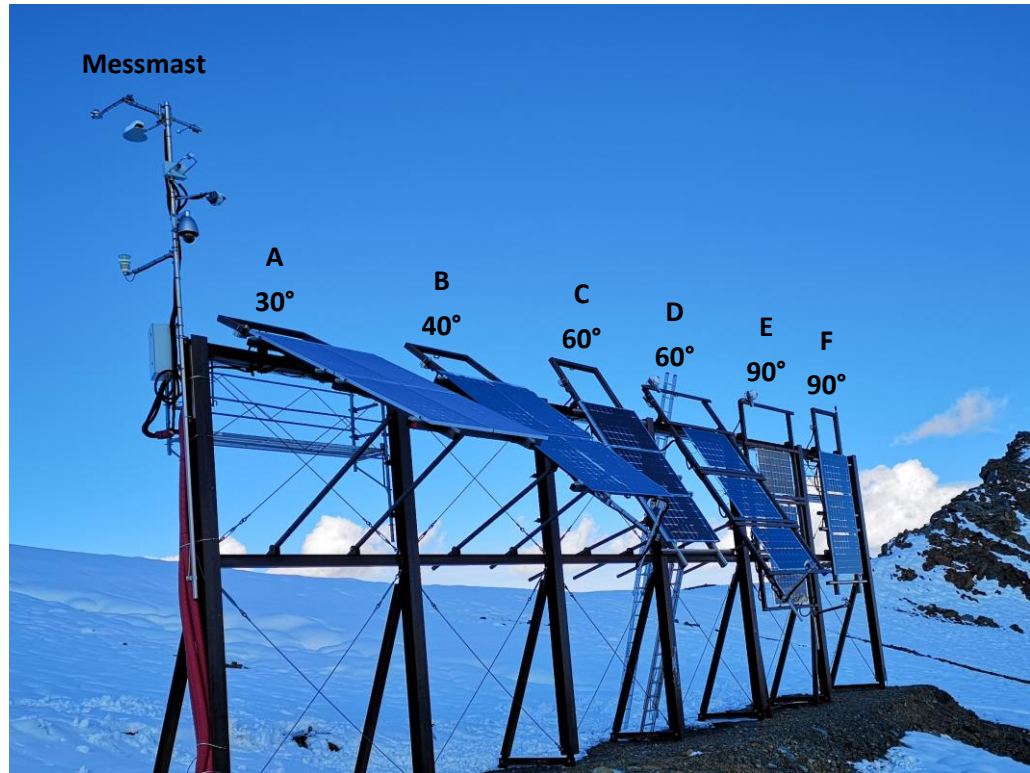


Abbildung 2: Ertragsprognose in Stundenschritten auf der Vorderseite (dunkel) und der Rückseite (hell) bei Südausrichtung und Ost-Westausrichtung. Bei der Ost-Westausrichtung gilt die östliche Seite als Vorderseite. Sommerhalbjahr 2021, 01. April 2021 bis 30. September 2021. Lesebeispiel: Bei Ost-Westausrichtung werden zwischen 09:00 Uhr und 09:59 (Stunde 9) Uhr im gesamten Sommerhalbjahr 123 kWh/kWp prognostiziert, welche sich zu 105 kWh/kWp aus der Vorderseite (dunkel) und 17 kWh/m² aus der Rückseite (hell) ergeben.

2. Messaufbau

- Standort & Aufbau* Die Versuchsanlage Totalp wurde im Skigebiet Davos-Parsenn auf 2500 m ü. M. gebaut. Die Modulwand ist nach Süden ausgerichtet (Azimut 180°) und besteht aus 6 Segmenten (A-F in Abbildung 3, oben), die alle einzeln in ihrem Anstellwinkel variiert werden können. Die Unterkonstruktion in den Segmenten D und E wurde für die Installation von bifazialen PV Modulen angepasst, was eine Minimierung der Verschattung auf der Modulrückseite bedeutet. Alle übrigen Segmente sind für die Installation von monofazialen PV Modulen konzipiert.
- Konfiguration der Anlagensegmente* Seit Oktober 2020 sind die Segmente gemäss Abbildung 3 konfiguriert. Davor war das jetzt 40° geneigte Segment mit rahmenlosen Modulen auf einen Neigungswinkel von 30° eingestellt. Zusätzlich wurden die zuvor 70° geneigten Segmente auf 60° angepasst. Über den hier beschriebenen Zeitraum wurden keine Veränderungen am Versuchsaufbau vorgenommen. Davor waren die Neigungswinkel der Segmente gemäss Tabelle 4 im Anhang 8.2 eingestellt. Es sind ausschliesslich monokristalline Silizium Photovoltaikmodule von PVP Photovoltaik GmbH in drei Ausführungen verbaut: Monofazial gerahmte Module, monofaziale Glas-Glas Module und bifaziale Glas-Glas Module (Abbildung 3, unten). Die Datenblätter der Photovoltaikmodule sind im Anhang 8.1 aufgeführt.
- Betrieb und Messdaten* Alle Photovoltaikmodule werden mittels eines Leistungsoptimierers am optimalen Betriebspunkt (MPP) betrieben und DC-seitig durch ein Energiemeter in einem Messcontainer neben der Anlage ausgemessen. Die Modultemperatur wird durch auf der Modulrückseite aufgeklebte Temperatursensoren erfasst. Im Falle von bifazialen Modulen befindet sich der Temperatursensor am Modulrand der Rückseite, um Verschattung von Zellen zu vermeiden. In jeder Modulneigung sowie in der horizontalen Ebene wird die Einstrahlung mittels einem Pyranometer nach Secondary Standard (Horizontal, Segment D Vorderseite/Rückseite, Segment E Vorderseite/Rückseite) oder einem Silizium Pyranometer (Vorderseite der Segmente A, B, C und F) gemessen. Im Weiteren ist auf dem Messmast (Abbildung 3, links oben) eine Klimastation sowie ein Niederschlagssensor und auf dem Messcontainer ein Tracker mit Pyranometer und Pyrheliometer installiert. Seit Oktober 2020 wird zusätzlich die Einstrahlung auf vertikale, ost-westausgerichtete Ebenen gemessen. Diese zusätzliche Messung ist im Kapitel 3.3 näher beschrieben.
- Alle Messwerte werden im 10-Sekunden-Intervall als Momentanwert lokal abgespeichert und in einen Cloudspeicher übertragen. Alle erfassten Messgrössen können dem Anhang 8.5 entnommen werden. Eine detaillierte Dokumentation des Messaufbaus sowie alle Datenblätter der Sensoren können dem Dokument «Solar-Testanlage Davos Totalp - Dokumentation des Messaufbaus» (Koch & Strebel, 2018) entnommen werden.

Anlagensegmente



A	B	C	D	E	F
Gerahmte Module	Rahmenlose Module	Gerahmte Module	Bifaciale Module	Bifaciale Module	Rahmenlose Module
PVP-GE280M mR	PVP-GE280M	PVP-GE280M mR	PVP-GE285M bifacial	PVP-GE285M bifacial	PVP-GE280M

Abbildung 3: Übersicht über den Messaufbau. Oben: Versuchsanlage Totalp mit den Anlagensegmenten und deren Neigungswinkel. Alle Module sind Richtung Süden (Azimut = 180°) ausgerichtet. Unten: Übersicht über Eigenschaften der Module in den verschiedenen Segmenten.

PV-Module pro Anlagensegment

Tabelle 1: Konfiguration der Segmente für den gesamten Zeitraum zwischen dem 01. April 2021 und dem 30. September 2021. Die Neigungswinkel der Segmente B, C und D wurden am 30. September 2020 verändert, vorige Neigung siehe Tabelle 4 im Anhang 8.2.

Segment	A	B	C	D	E	F
Neigung	30°	40°	60°	60°	90°	90°
Technologie	monofazial	monofazial	monofazial	bifazial	bifazial	monofazial
Ausrichtung	Hochf.	Hochf.	Querf.	Querf.	Querf.	Querf.
Gerahmt	Ja	Nein	Ja	Nein	Nein	Nein
Modulbezeichnung	PVP-GE280M mR	PVP-GE280M oR	PVP-GE280M mR	PVP-GE285M oR	PVP-GE285M oR	PVP-GE280M oR
Leistung ¹⁾	280 W	280 W	280 W	285 W	285 W	280 W
¹⁾ Leistung beim MPP @ STC. Bei den bifazialen Modulen nur unter Berücksichtigung der Vorderseite.						

Horizont am Standort

Der Horizont am Anlagenstandort ist in Abbildung 4 gezeigt. Aufgrund der sich westlich von der Anlage befindenden Bergkette in Richtung Weissfluh-Gipfel kommt es während den letzten Sonnenstunden zu einer Verschattung der Testanlage durch den natürlichen Horizont. Für das Winterhalbjahr bedeutet dies eine Verschattung ab 15:30 Uhr (22. Dezember) respektive 17:30 Uhr (20. März) bei einer Sonnenhöhe von ca. 12°. Im Sommerhalbjahr zeigt sich die Verschattung erst ab 17:30 Uhr bei einer Sonnenhöhe von ca. 15°. Im Hochsommer kommt die Verschattung durch den natürlichen Horizont erst zustande, wenn sich die Sonne hinter den Modulen befindet (in Abbildung 4 anhand der blauen Linie auf der rechten Seite zu erkennen).

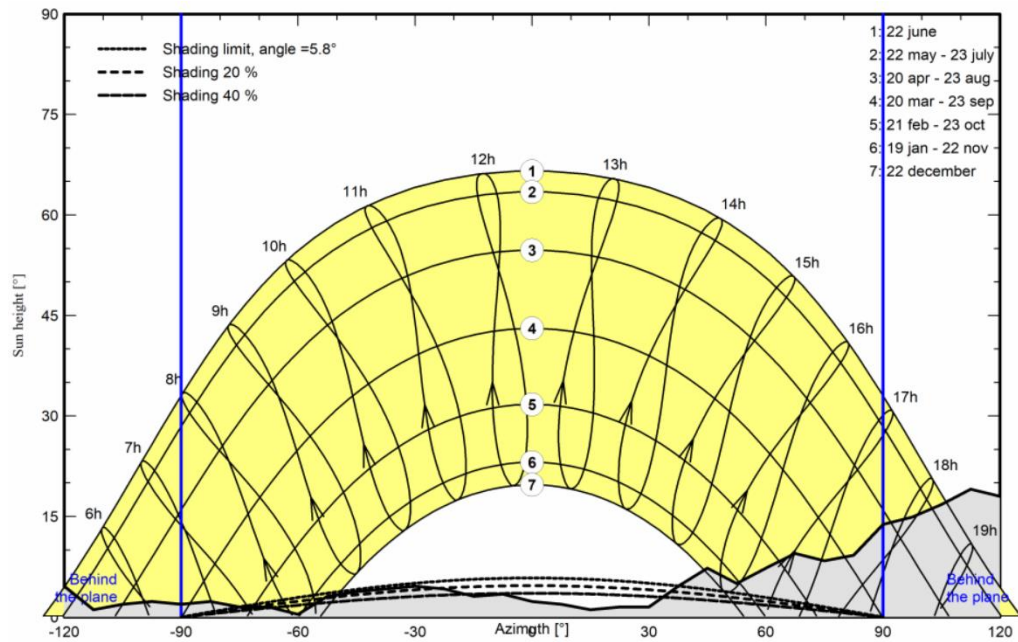


Abbildung 4: Natürlicher Horizont am Standort. Der natürliche Horizont verschattet den Standort ab einem Neigungswinkel von 5 bis 15°. Lesebeispiel: Am 22. Dezember (Sonnenverlauf 7) tritt eine Verschattung durch den natürlichen Horizont ab ca. 15:30 Uhr auf, bei einer Sonnenhöhe von ca. 7°. Abbildung generiert mit der Software PVsyst (PVsyst SA, 2020), basierend auf dem natürlichen Horizont aus PVGIS (PVGIS, 2020).

3. Methodik

Die vorliegende Auswertung umfasst das Sommerhalbjahr 2021 zwischen dem 01. April 2021 und dem 30. September 2021. Nachfolgend wird beschrieben, wie die Modul- und Segmentleistungen normiert wurden und welche Ertragsdaten einem Vergleich der Alpenstrom-Anlage mit einer typischen Mittelland-Anlage zugrunde liegen.

3.1 Bilanzierte DC- und AC-Erträge und Vergleich mit einer Mittellandanlage

Datenlücken

Aufgrund diverser kurzzeitiger Ausfälle der Datenaufzeichnung mussten gewisse Zeiträume für Auswertungen ausgeschlossen werden. Es wurden lediglich Daten verwendet, welche vollständig und im Rahmen der laufenden Plausibilisierung der Messdaten für vertrauenswürdig befunden wurden (Ausschluss von Messwerten bei defekten Sensoren, während Wartungsarbeiten etc.).

Durch die verwendeten Energiemeter, die autonom als «fortlaufende Zähler» agieren, konnten die Ertragsdaten auch bei Ausfällen zwischen zwei aufgezeichneten Datensätzen berechnet werden. Dadurch wurden Datenlücken in den Energiedaten ausgeschlossen.

Leistungsverluste

Die aus dem Anlagendesign resultierenden Leistungsverluste entsprechen je nach Modul zwischen 10 und 15 Prozent des Jahresertrags. Dabei sind insbesondere die Entfernung zwischen den Modulen und Energiemetern von rund 50 - 75 m sowie die Notwendigkeit der einzelnen DC-Kabelführung pro Modul relevant (Moduloptimierer und Energiemeter pro Modul im Messcontainer). Die gemessenen Energieerträge mussten demzufolge korrigiert werden, um einerseits die Vergleichbarkeit bei unterschiedlichen Leitungslängen zu gewährleisten und andererseits die Ertragssituation am Modul korrekt abzubilden. Diese Korrektur erfolgte folgendermassen:

- Zu den Energiemeter-Daten wurde die Verlustenergie der Leitung E_V addiert.
- Die Verlustenergie E_V wurde durch die Summe der mittleren Verlustleistungen P_V pro Stunde ermittelt.
- Die Verlustleistung P_V entspricht dem Leitungswiderstand R_L multipliziert mit dem Modulstrom I im Quadrat:

$$P_V = R_L * I^2$$

Weil die Daten zum Modulstrom I nicht lückenlos vorliegen (ca. 98 % der Zeit), handelt es sich dabei nicht um den exakten Leistungsverlust, sondern um eine Annäherung, welche ca. 98 % des effektiven Leistungsverlusts beträgt.

- Der Leitungswiderstand R_L basiert auf vor Ort durchgeführten Messungen für jede einzelne DC-Leitung zwischen Modul und Energiemeter und kann dem Dokument «Solar Testanlage Davos Totalp - Dokumentation des Messaufbaus» (Koch & Strebel, 2018) entnommen werden.

Da die Leitungsverluste ca. 10 - 15 % des Jahresertrags ausmachten und während 98 % der Zeit Daten verfügbar sind, beträgt die Abweichung lediglich ca. 1 %. Damit wird der berechnete Modulertrag etwa ein Prozent zu gering angegeben.

*Vergleich Mittel-
land*

Die vor Ort gemessenen Erträge wurden mit denjenigen einer Anlage im Mittelland verglichen. Bei dieser Vergleichsanlage handelt es sich um eine Aufdach-Anlage auf dem TUWAG-Areal in 8820 Wädenswil. Diese besteht aus drei Teil-Anlagen mit leicht unterschiedlichen Anstellwinkeln und Ausrichtungen. Einige Eckdaten sowie der normierte AC-Saisonertrag im hier betrachteten Untersuchungszeitraum sind in Tabelle 2 ersichtlich. Dabei gilt es zu beachten, dass der durchschnittliche Jahresertrag von PV-Anlagen der Schweiz in den vergangenen Jahren (2017 bis 2020) jeweils ca. 7 % höher war. Gemäss SWISSOLAR entsprach der Durchschnitt in den Jahren 2017 bis 2020 zwischen 960 und 985 kWh/kWp (Hostettler, 2018, 2019, 2020; Hostettler & Hekler, 2021), während die Vergleichsanlage auf dem TUWAG-Areal jährlich zwischen 900 und 940 kWh/kWp erzeugte.

*Tabelle 2: Eckdaten der 83 kWp-Photovoltaikanlage auf dem TUWAG-Areal in Wädenswil mit dem normierten Ertrag für den Zeitraum April 2021 – September 2021. Diese Anlage steht stellvertretend für eine typische PV-Anlage im Mittelland, mit der die Ertragsdaten der Alpenstrom-Anlage verglichen werden. * Durchschnitt der gesamten Anlage (gewichtet nach Nennleistung).*

#	Nennleistung [kWp]	Ausrichtung	Neigungswinkel [°]	Normierter AC Ertrag der Zeitperiode [kWh/kWp]
1	7	Süd-Ost	30°	636
2	33.75	Süd-Ost	30°	657
3	42.97	Süd-West	20°	602
∅*				628

Da es sich bei den Erträgen der Vergleichsanlage um AC-Erträge handelt, mussten die von der Alpenstrom-Anlage vorliegenden DC-Energieerträge korrigiert werden. Dazu wurde wie folgt vorgegangen:

- Anhand der Energiemeter wurden die gesamten DC-Energieerträge der Anlage ermittelt. Dies erfolgte durch die Summierung der Erträge sämtlicher Module anhand der Energiemeter.
- Analog dazu wurde die vom Wechselrichter ins Netz eingespeiste Energie über das SolarEdge-Portal ermittelt.

- Den DC-Erträgen von 4706 kWh (ohne Leitungsverluste an den Energiemetern direkt vor den Wechselrichtern) standen AC-Erträge in Höhe von 4489 kWh gegenüber.
- Dies entspricht im Mittel einem Wechselrichterwirkungsgrad von 95.4 %. Dieser Wert weicht leicht vom europäisch gewichteten Wirkungsgrad des Wechselrichters von 96.7 % (SolarEdge Technologies, 2019) ab.
- Der korrigierte DC-Ertrag (Energiemeter plus Verlustenergie der DC-Leitungen) der Modulsegmente wurde zur Abschätzung der AC-Erträge mit dem mittleren Wechselrichterwirkungsgrad vor Ort von 95.4 % multipliziert.
- Dieser mittlere Wechselrichterwirkungsgrad wurde auf alle Auswertungen in Bezug auf AC-Energie angewendet.

*Normierung
Erträge*

Sämtliche bilanzierten Erträge (pro Jahr, Saison und Monat) sind zwecks Vergleichbarkeit auf die Einheit kWh/kWp normiert. Als Grundlage für die Normierung der Alpenstrom-Erträge wurden die effektiven Nennleistungen der Module gemäss Flasher-Tests verwendet. Die Resultate der Flasher-Tests können dem Anhang 8.2 entnommen werden.

3.2 Leistungsdaten einzelner Tage

Intervall und Zeit

Bei den Leistungsdaten einzelner Tage handelt es sich um 5-Minuten Mittelwerte der jeweiligen Segmente. Eine höhere zeitliche Auflösung würde aufgrund kurzzeitiger Schwankungen die Lesbarkeit der Grafiken negativ beeinflussen. Bei den in den Auswertungen dargestellten Uhrzeiten handelt es sich um die mitteleuropäische Zeit (MEZ).

Korrektur Leitungswiderstände

Als Folge der Distanz zwischen Modulwand und Messcontainer von 50 – 75 m und den unterschiedlichen Leitungslängen treten zwischen den PV-Modulen und den Energiemetern im Messcontainer unterschiedliche Verlustleistungen der DC-Leitungen auf. Der Vergleich der Modulleistungen erforderte deswegen eine Korrektur der Leistungsverluste, wobei die Verlustleistung der Leitung zur am Energiemeter gemessenen Modulleistung addiert wurde (analog zu Kapitel 3.1). Die korrigierte Leistung entspricht somit der Leistung, die direkt am Modul vorliegt und weicht von der am Energiemeter gemessenen Leistung ab.

*Normierung der
Modulleistung*

Die Leistungsdaten wurden zudem auf die Modulleistung normiert (in W/Wp) um die unterschiedlichen Nennleistungen der Module zu berücksichtigen. Dabei wurden die exakten Nennleistungen aus Flasher-Tests verwendet (Anhang 8.2), nicht die in Tabelle 1 aufgeführten Produkt-Nennleistungen gemäss Datenblatt, da die Flasher-Tests die Situation am Modul genauer widerspiegeln.

Eine Korrektur der Leistung aufgrund unterschiedlicher Modultemperaturen in den Segmenten wurde bewusst nicht vorgenommen. Diese Temperaturunterschiede sind

ein wesentlicher Teil der ertragsrelevanten Einflüsse und sollten deshalb nicht ausgeblendet werden.

3.3 Ost-West- vs. Südausrichtung bei bifazialen Modulen

Einstrahlungssensoren

Seit dem 1. Oktober 2020 wird am alpinen Anlagenstandort zusätzlich die Einstrahlung in Ost- und Westausrichtung (Azimut +90° respektive -90°) mittels Einstrahlungssensoren im Secondary Standard gemessen (Tabelle 5 im Anhang). Der Neigungswinkel der Sensoren beträgt jeweils 90° zur Horizontalen. Die Position der Sensoren ist auf Abbildung 5 gezeigt. Damit wird beabsichtigt, Ertragsprognosen für bifaziale, Ost-West ausgerichtete Photovoltaik-Module zu erstellen und diese Prognosen mit der bei der Testanlage realisierten Süd-Nord Ausrichtung zu vergleichen.



Abbildung 5: Vertikale Einstrahlungsmessung aus östlicher und westlicher Richtung, in Betrieb seit 1. Oktober 2020 am Messmast des Containers. Die Sensoren befinden sich oben links im Bild.

Vergleich der Einstrahlungsdaten

Die Einstrahlungsdaten der gegen Osten und Westen ausgerichteten vertikalen Sensoren werden mit den Einstrahlungssensoren der beiden bifazialen Anlagen-segmente verglichen.

Dazu wird die Einstrahlung pro Zeitraum ($G_{t,i}$) auf die verschiedenen Ebenen aus der Summe der Einstrahlung in der geneigten Ebene (G_i) im betrachteten Zeitraum (t) berechnet:

$$G_{t,i} = \sum_{i=1}^n G_i$$

Die hier betrachteten Zeiträume sind das gesamte Sommerhalbjahr 2021, sowie die einzelnen Monate in diesem Zeitraum. Zusätzlich werden die Einstrahlungssummen pro Tagesstunde ausgewertet, wobei beispielsweise die Zeit zwischen 10:00 Uhr und 11:00

Uhr als Einstrahlung der Stunde 10 dargestellt wird. Letzteres soll aufzeigen, ob und inwiefern sich der Tagesverlauf der Einstrahlung mit der Ausrichtung verändert.

Ertragsprognosen Die Ertragsprognosen werden mittels einer vereinfachten Methodik erstellt und in kWh/kWp normiert. Die Normierung umfasst den Ertrag der Vorder- und Rückseite, bezogen auf die Nennleistung der Vorderseite (285 Wp, vgl. bifaziale Module in Tabelle 1).

Für den Ertrag der Modulvorderseite wird die Einstrahlung pro Stunde ($G_{t,i}$) mit der Moduleffizienz (η), einem Degradierungsfaktor (F_D), der Modulfläche (A) und der Nennleistung (P_{Nenn}) multipliziert:

$$E_{PV,vorne} = G_{t,i} * \eta * F_D * A * P_{Nenn}$$

Die eingesetzten Ausgangsgrössen sind in Tabelle 3 spezifiziert.

Tabelle 3: Ausgangsgrössen für die Berechnung des Ertrags pro kWp gemäss Datenblatt im Anhang 8.1. Der Degradierungsfaktor bezieht sich auf die lineare Leistungsdegradation von 0.8% pro Jahr gemäss Datenblatt und das Modulalter von 4 Jahren.

Grösse	Wert	Grösse	Wert
η	17.2 %	A	1.7 m * 0.992 m = 1.686 m ²
F_D	$1 - \frac{0.008}{4 \text{ Jahre}} = 0.968$	P_{Nenn}	0.285 kWp

Im Vergleich der gemessenen und prognostizierten Erträge zeigt sich, dass diese Methodik die Erträge der südausgerichteten bifazialen Module um 3 bis 7 % überschätzt (vgl. Resultate im Kapitel 4.5.2).

Der Ertrag der Rückseite hängt ausserdem vom Bifazial-Koeffizienten (K_{bif}) ab, welcher aussagt, wie hoch die Rückseiten-Nennleistung im Vergleich zur Vorderseiten-Nennleistung ist. Dieser Wert ist auf dem Datenblatt der verwendeten Module nicht angegeben, kann jedoch anhand der Modultechnologie (p-PERC) und dem Produktionsjahr (2017) auf 0.6 bis 0.7 geschätzt werden (Podlowski, 2019; Wöhrle et al., 2017). In einer studentischen Arbeit wurde ein lineares Modell zur Ermittlung des Bifazial-Koeffizienten der Module entwickelt, welches ebenfalls einen Bifazial-Koeffizienten (K_{bif}) von 0.6 erwarten lässt (Bussmann, 2021). Für die Rückseite ergibt sich somit:

$$E_{PV,hinten} = G_{t,i} * \eta * F_D * A * P_{Nenn} * K_{bif}$$

3.4 Vergleich unterschiedlicher Neigungswinkel über mehrere Messperioden

Die Neigungswinkel einiger Segmente wurden im Verlauf des Betriebes der Testanlage verändert. Folglich können die Ertragsmessungen gewisser Zeiträume nicht direkt mit-

einander verglichen werden, da bei verschiedenen Zeitperioden jeweils unterschiedliche Umweltbedingungen herrschten. Die wichtigste Umweltbedingung stellt die Globalstrahlung im untersuchten Zeitraum dar. Damit die Ertragsmessungen verschiedener Zeitperioden miteinander verglichen werden können, ist somit eine Normierung der elektrischen Erträge anhand der Globalstrahlung nötig.

Einstrahlung

Als Datenquelle für die Globalstrahlung dient die Messstation Weissfluhjoch (WFJ) von der MeteoSchweiz. Diese Station befindet sich in einer Luftlinien-Entfernung von ca. 1 km und zeichnet sich durch eine lückenlose Datenverfügbarkeit aus. Die dort gemessene Einstrahlung auf horizontaler Ebene (G_h) wird über die jeweiligen Winterhalbjahre zur gesamten Globalstrahlung ($G_{t,h}$) summiert:

$$G_{t,h} = \sum_{t=1}^n G_h$$

Normierung der Erträge anhand Einstrahlung

Mithilfe der Einstrahlungssumme über das jeweilige Winterhalbjahr ($G_{t,h}$) werden die Erträge pro kWh Globalstrahlung normiert. Dazu müssen die bereits ermittelten Erträge in kWh/kWp in einem ersten Schritt pro m² Modulfläche ($E_{PV,m2}$) berechnet werden:

$$E_{PV,m2} = \frac{E_{PV,kWp}}{A_{Modul} * P_{Nenn}}$$

Für die Nennleistung der Module werden die Resultate der Flasher-Tests (siehe Anhang 8.3) verwendet, die Modulfläche (A_{Modul}) entspricht 1.686 m², siehe Datenblätter im Anhang 8.1. Anschliessend wird der Ertrag pro Modulfläche ($E_{PV,m2}$) ins Verhältnis zur Einstrahlung auf die Horizontale ($G_{t,h}$) gesetzt, um den Ertrag auf die Einstrahlung zu normieren ($E_{PV,norm}$):

$$E_{PV,norm} = \frac{E_{PV,m2}}{G_{t,h}}$$

Der somit berechnete Wert lässt einen Vergleich verschiedener Neigungswinkel während unterschiedlichen Zeiträumen mit variablen Einstrahlungsbedingungen zu. Das Resultat dieser Berechnung kann wie folgt interpretiert werden: Der normierte PV-Ertrag ($E_{PV,norm}$) gibt an, mit welchem Umrechnungsfaktor PV-Module einer bestimmten Ausrichtung oder Neigung die Einstrahlung auf einer horizontalen Fläche in elektrische Energie umgewandelt haben. Dieser Wert kann höher sein als die Moduleffizienz, da die Einstrahlung beispielsweise mit einer Aufständigung gegen Süden gesteigert wird.

4. Ergebnisse

In diesem Kapitel werden Messresultate des Sommerhalbjahres 2021 aufgezeigt und mit den Resultaten aus den vorigen Messperioden verglichen. In einem ersten Schritt erfolgt ein Vergleich der Globalstrahlung des untersuchten Zeitraums zur Vorjahresperiode (Sommerhalbjahr 2020) und zum 15-jährigen Mittelwert. Anschliessend wird auf den Ertrag der einzelnen Segmente (Gleichstromseite) eingegangen und aufgezeigt, welcher Mehrertrag durch bifaziale Module gemessen werden konnte.

Weiter erfolgt ein Vergleich der Erträge der Alpenstrom-Anlage (Wechselstromseite) mit einer Anlage in Wädenswil, welche für eine typische Anlage im schweizerischen Mittelland steht. Es ist jedoch zu beachten, dass die Anlage in Wädenswil – verglichen mit dem schweizerischen Mittelwert – um ca. 7 % geringere Jahreserträge lieferte (Jahre 2017 bis 2020) und die Erträge für das Mittelland somit konservativ angegeben sind.

Die Ertragsdaten des aktuellen Untersuchungszeitraums werden zusätzlich mit den Erträgen der vorigen Perioden verglichen (Kalenderjahre). Darauffolgend wird der Leistungsverlauf der Anlagensegmente anhand von ausgewählten Tagen aufgezeigt. Dazu werden weitestgehend wolkenfreie Tage betrachtet.

In einem weiteren Abschnitt werden Ost-West-Aufständierungen für bifaziale Module als Alternative zur Südaufständierung betrachtet. Es werden Einstrahlungsmessungen präsentiert und Ertragsprognosen daraus abgeleitet.

Abschliessend werden die Erträge der vergangenen Sommerhalbjahre bezüglich der Globalstrahlung normiert, um Aussagen darüber treffen zu können, welche Anstellwinkel sich speziell für die Stromproduktion im alpinen Raum eignen. Die unterschiedlichen Neigungswinkel können somit verglichen werden, obwohl sich die Globalstrahlung der Zeiträume leicht unterscheidet.

4.1 Globalstrahlung im untersuchten Zeitraum

Um die Resultate des untersuchten Zeitraums besser einordnen zu können, wird nachfolgend ein Vergleich der Globalstrahlung des Sommerhalbjahres 2021 zum 15-jährigen Mittelwert und zur Vorjahresperiode aufgezeigt. Dazu wurden Daten der Messstation Weissfluhjoch von der MeteoSchweiz verwendet. Diese Station befindet sich in einer Luftlinien-Entfernung von ca. 1 km zur Testanlage.

Vergleich zur Vorjahresperiode

Im Vergleich zur Vorjahresperiode (Sommerhalbjahr 2020) wurde im Untersuchungszeitraum eine geringfügig höhere Globalstrahlung gemessen. In der Vorjahresperiode betrug die horizontale Globalstrahlung 998 kWh/m^2 , während diese im Untersuchungszeitraum bei 1007 kWh/m^2 lag (Abbildung 6a). Die relative Abweichung zur Vorjahresperiode lag somit bei + 1 %. Abbildung 6b zeigt, dass die Einstrahlung besonders zwischen Mai und Juni 2021 im Vergleich zum Vorjahr höher war, wogegen diese im Juli geringer ausfiel.

Vergleich zum 15-jährigen Mittel

Die Globalstrahlung im Sommerhalbjahr 2021 kann anhand des Vergleichs zum 15-jährigen Mittel als leicht überdurchschnittlich bezeichnet werden (Abbildung 6a). Die Abweichung vom langjährigen Mittel betrug + 3 %. Die monatlichen Abweichungen vom langjährigen Mittel können der Abbildung 6b entnommen werden. Auch hier zeigt sich eine überdurchschnittliche Einstrahlung im Mai und Juni, wogegen die Einstrahlung im Juli unterdurchschnittlich war.

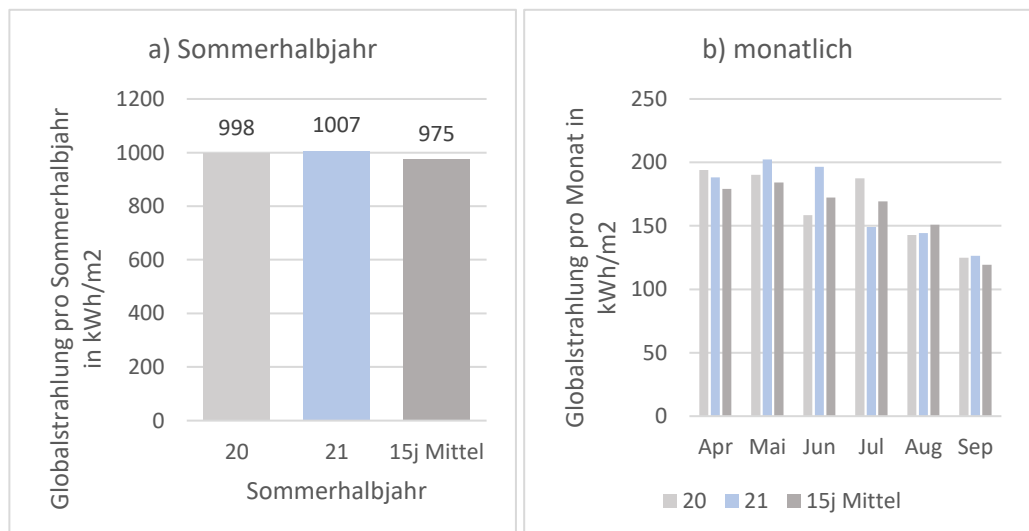


Abbildung 6: Vergleich der Globalstrahlung (kWh/m^2) des aktuellen Zeitraums (Sommerhalbjahr 2021) mit dem Vorjahreszeitraum (Sommerhalbjahr 2020) und dem 15-jährigen Mittel. a: Gesamtes Halbjahr. b: Pro Monat. Strahlungsdaten vom Standort Weissfluhjoch (WFJ) bei Davos, Datenquelle: IDAWEB (MeteoSchweiz, 2021).

Schneebedeckung der Umgebung - Reflexion

Die Schneebedeckung der Umgebung hat aufgrund der hohen Reflektivität der Schneeoberfläche einen grossen Einfluss auf der Stromertrag. Die Umgebung war in der hier untersuchten Periode bis ca. Mitte Juni komplett schneebedeckt und ab Ende Juni

mehrheitlich schneefrei (Abbildung 7). Im Vergleich zum Vorjahr war die Umgebung länger schneebedeckt (bis Anfang Juni im Sommer 2020). Dies begünstigt im Vergleich zum Vorjahr den Stromertrag im Monat Juni.



Abbildung 7: Schneebedeckung der Umgebung im Juni 2021. Links: Bis Mitte Juni war die Umgebung komplett schneebedeckt. Rechts: Ende Juni war die Umgebung mehrheitlich schneefrei.

Ertragserwartung Gegenüber der Vorjahresperiode (Sommerhalbjahr 2020) ergibt sich für den untersuchten Zeitraum eine geringfügig höhere Ertragserwartung. Dies aufgrund vergleichbarer Globalstrahlung und der längeren Schneebedeckung im Monat Juni. Verglichen mit dem 15-jährigen Mittelwert kann aufgrund der hohen Einstrahlung ein leicht überdurchschnittlicher Ertrag erwartet werden.

4.2 Ertragsdaten im Sommerhalbjahr 2021

Nachfolgend werden die DC-Erträge der Anlagensegmente verglichen und deren Verteilung auf die Monate aufgezeigt. Ertragsabweichungen gegenüber dem Vergleichssegment A (30° monofazial mit Rahmen) werden quantifiziert, sowie die Mehrerträge der bifazialen Module gegenüber den jeweils gleich geneigten monofazialen Segmenten ausgewiesen.

4.2.1 Energieertrag der alpinen Anlage (DC)

*Absolute DC-
Erträge Davos
Totalp*

Abbildung 8 zeigt die spezifischen Energieerträge (pro kWp) im Sommerhalbjahr 2021. Diese lagen abhängig vom Anlagensegment zwischen 668 kWh/kWp (90° monofazial) und 1069 kWh/kWp (60° bifazial).

Unter den monofazialen Anlagensegmenten lieferte der Neigungswinkel von 30° mit 937 kWh/kWp die höchsten Erträge. Mit 881 kWh/kWp respektive 870 kWh/kWp lieferten die Segmente mit 40° und 60° Neigungswinkel ähnlich hohe Erträge. Wesentlich geringer fiel der Ertrag mit 668 kWh/kWp dagegen bei 90° geneigten monofazialen Modulen aus.

Der Einsatz von bifazialen Modulen führte zu erheblichen Mehrerträgen. So konnten bei 90° geneigten bifazialen Modulen 897 kWh/kWp generiert werden, was beinahe dem Ertragswert des 30° geneigten monofazialen Segments entspricht. Die höchsten Erträge von 1069 kWh/kWp entstanden im untersuchten Sommerhalbjahr bei 60° geneigten bifazialen Modulen. Dieses Segment lieferte sogar den höchsten bisher gemessenen Ertrag in einem Sommerhalbjahr (seit 2018).

Die Ertragswerte des untersuchten Zeitraums sind mit den Messungen aus den vorigen Messberichten vergleichbar (Anderegg et al., 2019b, 2020c), wobei für die 40° geneigten und 60° geneigten Segmente kein direkter Vergleich besteht.

Im Vergleich zum Vorjahr zeigten sich höhere Erträge für die stark geneigten Module (60° und 90° Neigung). Diese können mit der langzeitigen Schneebedeckung der Umgebung begründet werden (vgl. Kapitel 4.1), welche insbesondere die Erträge der stark geneigten Module positiv beeinflusst.

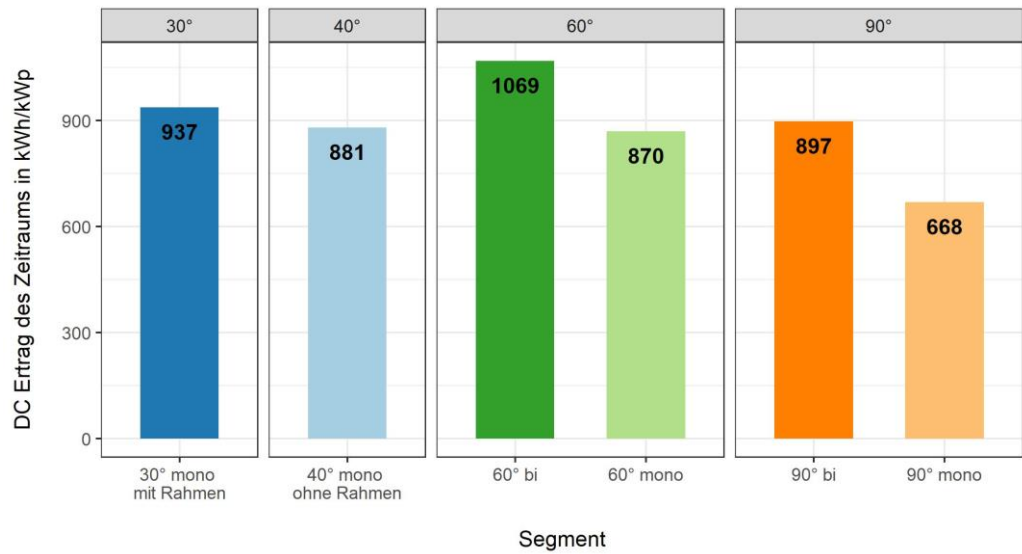


Abbildung 8: Spezifische DC-Energieerträge in kWh/kWp pro Anlagensegment während dem Sommerhalbjahr 2021. Alpine Photovoltaik-Anlage Davos-Totalp, 01. April 2021 bis 30. September 2021.

Relative Abweichung zu 30° monofazial mit Rahmen

Im Vergleich zum Referenzsegment mit 30° geneigten monofazialen Modulen (mit Rahmen), wick die Energieproduktion der Anlagensegmente im Sommerhalbjahr 2021 zwischen -29 % und +14 % ab. Eine grafische Darstellung ist in Abbildung 9 gezeigt. Durch rahmenlose Module in einer Neigung von 40° sank der Energieertrag um 6 %. In einem früheren Messbericht (Anderegg et al., 2019a) wurde aufgezeigt, dass die rahmenlosen Module tendenziell geringere Erträge aufweisen als die gerahmten Module, welche in der 30° geneigten Ebene verwendet werden. Die geringeren Erträge der rahmenlosen Module werden aufgrund von höheren Verlusten durch Schneebedeckung (Modulklemmen erschweren das Abrutschen) und das dickere Solarglas bei rahmenlosen Modulen (3 mm anstelle von 2 mm) vermutet. Ein Teil des geringeren Sommerertrags ist somit neben dem höheren Neigungswinkel auf die verwendeten Module zurückzuführen.

Steilere Neigungswinkel führten aufgrund des hohen Sonnenstandes im Sommerhalbjahr gegenüber dem 30° geneigten Segment zu Ertragseinbussen. Diese betragen 7 % bei 60° geneigten Modulen und 29 % bei 90° geneigten Modulen. Diese Einbussen durch steilere Neigungen werden in den Winterhalbjahren jeweils (über-) kompensiert (Anderegg et al., 2020b, 2021).

Beim Einsatz von 60° geneigten bifazialen Modulen entstanden im Vergleich zum Segment 30° monofazial Mehrerträge von 14 %. Dieses Segment generiert somit sowohl im Winter- als auch im Sommerhalbjahr höhere Erträge als das Vergleichssegment mit 30° Neigungswinkel.

Messergebnisse Sommerhalbjahr 2021 – Versuchsanlage Totalp

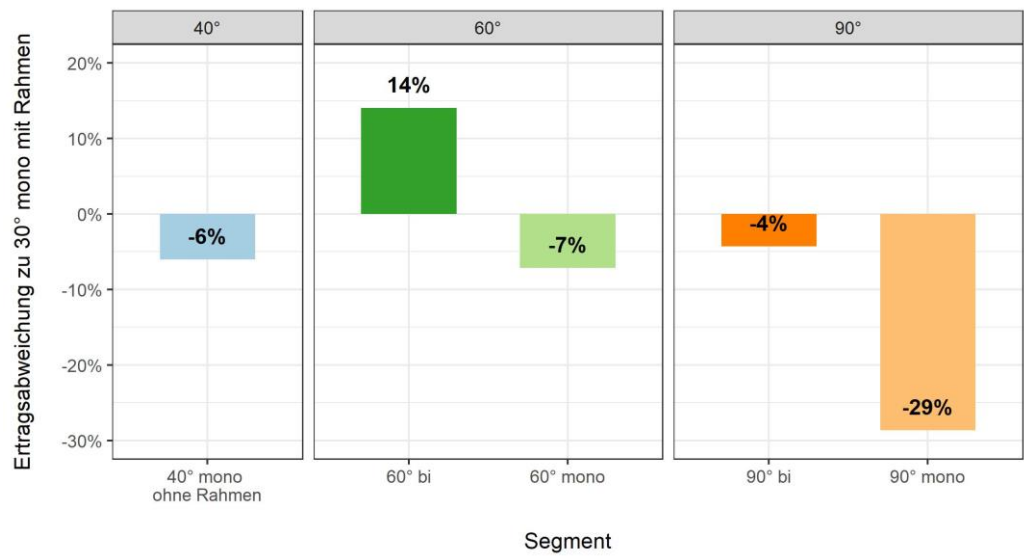


Abbildung 9: Relative DC-Ertragsabweichungen pro Anlagensegment gegenüber Segment A (30° monofazial mit Rahmen) während dem Sommerhalbjahr 2021 in Prozent. Alpine Photovoltaik-Anlage Davos-Totalp, 01. April 2021 bis 30. September 2021.

Absolute Monats- erträge

Der monatliche Ertrag der einzelnen Anlagensegmente ist in Abbildung 10 gezeigt. Besonders auffallend ist, dass in der ersten Hälfte des Sommers wesentlich höhere Erträge gemessen wurden als in der zweiten Hälfte. Dieses Ergebnis ist auf die Schneebedeckung der Umgebung sowie die hohe (horizontale) Globalstrahlung in diesem Zeitraum zurückzuführen (vgl. Kapitel 4.1). Die bifazialen Segmente mit 60° und 90° Neigung lieferten insbesondere im April und Mai hohe Erträge, was mit dem mässig hohen Sonnenstand und der Schneebedeckung zusammenhängt. Bei monofazialen stark geneigten Modulen waren die Erträge im Vergleich zu 30° Neigung vor allem in den Monaten Juni bis August (bei 90° auch im September) tiefer.

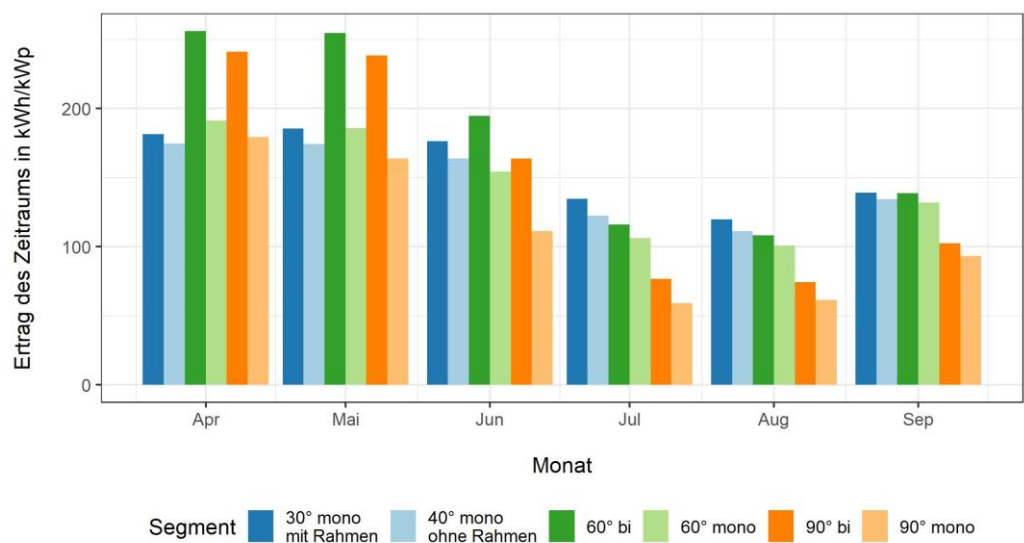


Abbildung 10: Spezifische DC-Monatsenerträge pro Anlagensegment während dem Sommerhalbjahr 2021 in kWh/kWp. Alpine Photovoltaik-Anlage Davos-Totalp, 01. April 2021 bis 30. September 2021.

*Bifaziale Mehr-
erträge Winter-
halbjahr*

Durch den Einsatz von bifazialen Modulen in den stark geneigten Anlagensegmenten entstanden im gesamten betrachteten Zeitraum Mehrerträge von 23 % (60° Modulneigung) bis 34 % (90° Modulneigung). Diese Resultate sind mit den bisherigen Messungen vergleichbar. Bei 70° geneigten Modulen wurden im Sommerhalbjahr jeweils Mehrerträge von 24 bis 26 % berechnet, bei 90° geneigten Modulen zwischen 33 und 36 % (Anderegg et al., 2019b, 2020c). Die Mehrerträge zeigen somit zumindest auf halbjährlicher Basis eine hohe Konstanz.

*Bifaziale Mehr-
erträge pro Monat*

Der Mehrertrag durch bifaziale Module schwankte im Monats- und Wochenverlauf stark. Die monatlichen Mehrerträge können der Abbildung 11 entnommen werden. Die grössten Mehrerträge traten im Frühling und Frühsommer auf (April bis Juni). Hier zeigt sich der positive Einfluss der schneebedeckten Umgebung ebenso.

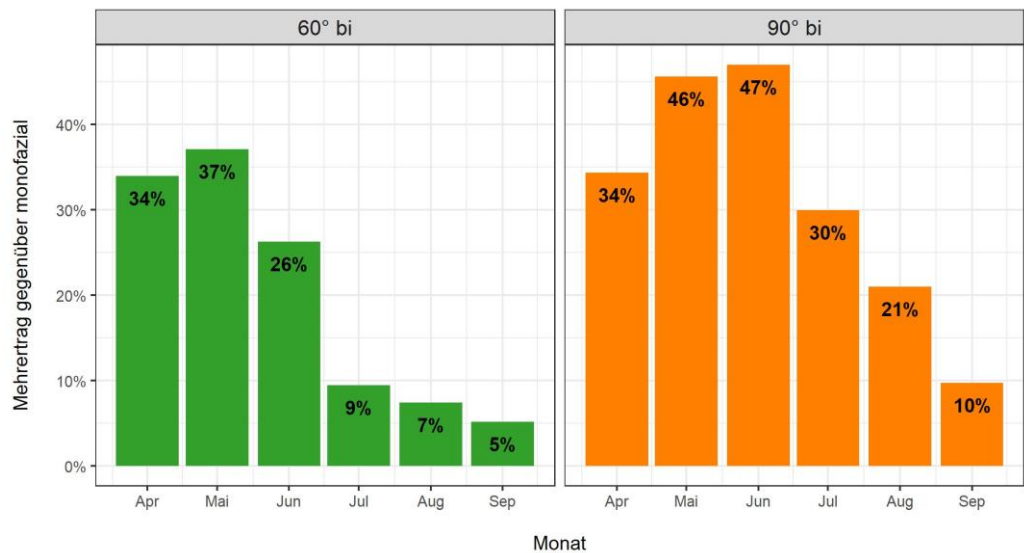


Abbildung 11: Spezifische DC-Mehrerträge pro Monat durch bifaziale Module gegenüber dem jeweils gleich geneigten monofazialen Segment während dem Sommerhalbjahr 2021. Alpine Photovoltaik-Anlage Davos-Totalp, 01. April 2021 bis 30. September 2021.

4.2.2 Vergleich mit Anlage im Mittelland (AC-Erträge)

Vergleich zum Mittelland - Sommerhalbjahr

Abbildung 12 zeigt die spezifischen AC-Energieerträge über das gesamte Sommerhalbjahr 2021. Die relativen Abweichungen zur Vergleichsanlage im Mittelland können der Abbildung 13 entnommen werden. Am alpinen Standort in Davos wurden bei allen Konfigurationen höhere Erträge gemessen als in Wädenswil.

Das Segment mit 90° geneigten monofazialen Modulen erreichte in der alpinen Umgebung geringfügig höhere Erträge als die primär Sommerstrom produzierende Mittelland-Anlage (+2 %). Bei den alpinen Segmenten mit Neigungswinkeln zwischen 30 und 60° stellten sich gegenüber der Mittelland-Anlage Mehrerträge von 32 bis 34 % ein. Die bifazialen Segmente lieferten Mehrerträge zwischen 36 % (90° Neigung) und 62 % (60° Neigung).

Obwohl die stark geneigten alpinen Anlagensegmente primär für die Winterstromproduktion ausgelegt sind, lässt sich im Vergleich zur Mittellandanlage kein Ertragsnachteil erkennen. Im Gegenteil; die Segmente produzieren sogar im Sommer mehr Strom.

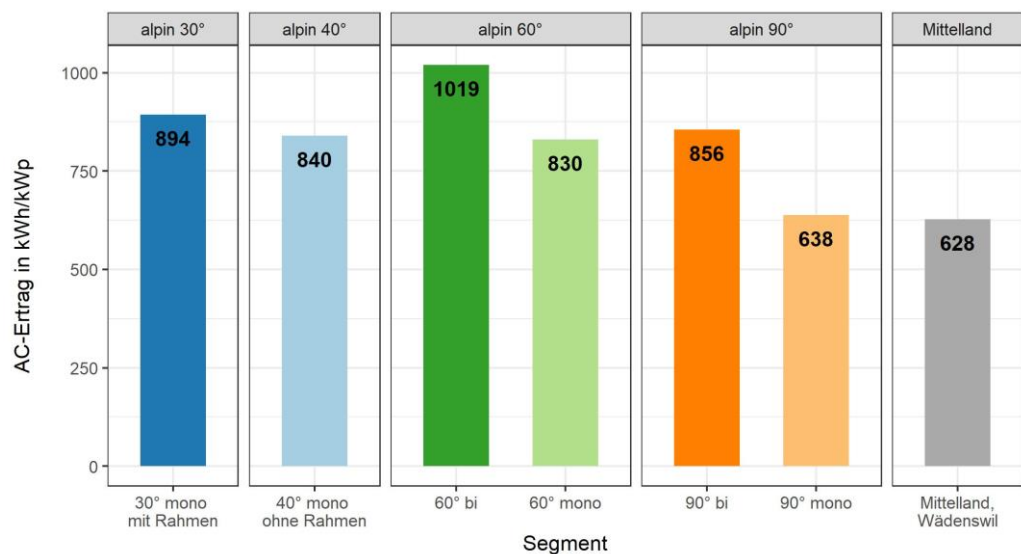


Abbildung 12: Spezifische AC-Energieerträge pro Anlagensegment gegenüber der Vergleichsanlage im Mittelland (Wädenswil) während dem Sommerhalbjahr 2021. 01. April 2021 bis 30. September 2021.

Messergebnisse Sommerhalbjahr 2021 – Versuchsanlage Totalp

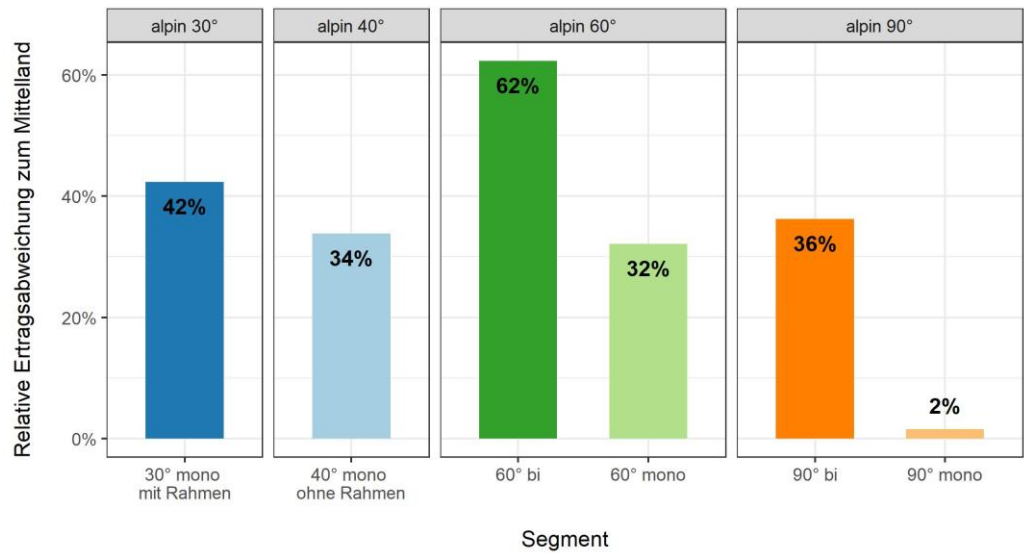


Abbildung 13: Relative AC-Ertragsabweichungen pro Anlagensegment gegenüber der Vergleichsanlage im Mittelland (Wädenswil) während dem Sommerhalbjahr 2021. 1. April 2021 bis 30. September 2021.

Vergleich zum
Mittelland -
monatlich

Die Mehrerträge der Alpenstrom-Anlage gegenüber der Vergleichsanlage im Mittelland sind hauptsächlich auf die Monate April bis Juni und September zurückzuführen (Abbildung 14). Einzig die 90° geneigten Segmente zeigen im Hochsommer wesentlich geringere Erträge als die Anlage im Mittelland. Dies ist auf den hohen Sonnenstand (vgl. Abbildung 4) und den damit verbundenen ungünstigen Einstrahlwinkel zurückzuführen.

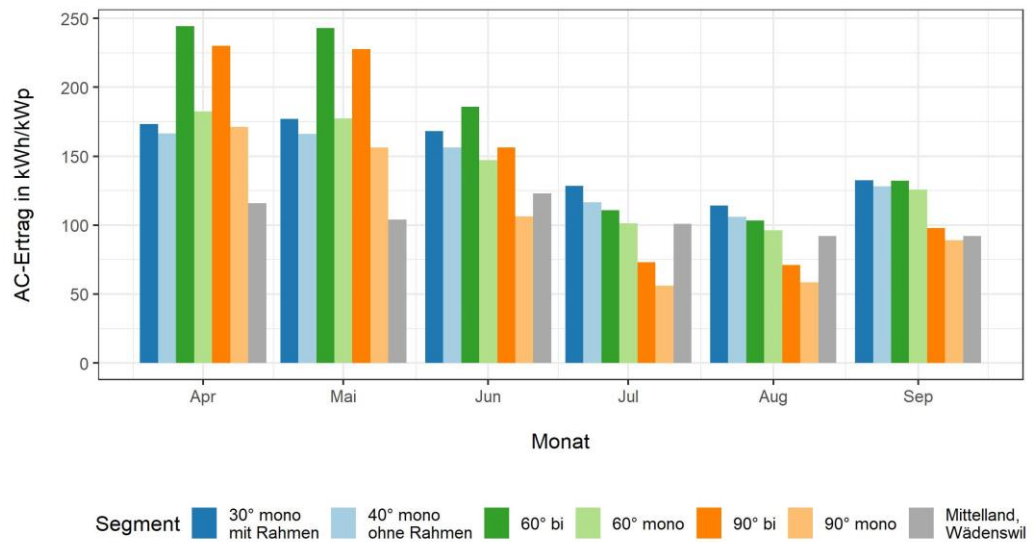


Abbildung 14: Spezifische AC-Monatsenerträge pro Segment und von der Vergleichsanlage im Mittelland (Wädenswil) in kWh/kWp. Zeitraum: Sommerhalbjahr 2021 vom 01. April 2021 bis 30. September 2021.

4.3 Erträge während längerer Zeitperioden

Nachfolgend werden die Erträge über gesamte Kalenderjahre aufgezeigt. Da während der letzten Jahre Änderungen an den Neigungswinkeln vorgenommen wurden, sind die Resultate der Segmente «30° monofazial rahmenlos», «70° bifazial» und «70° monofazial» nur bedingt aussagekräftig. Veränderungen bei der Modulneigung können der Tabelle 4 im Anhang 8.2 entnommen werden.

Die hier gezeigten Resultate stammen aus dem vorhergehenden Bericht des Winterhalbjahres 2020/2021 und werden nach Abschluss des Jahres 2021 ergänzt.

*DC-Ertrag pro
Kalenderjahr*

Abbildung 15 zeigt die spezifischen DC-Erträge der bisher vollständigen Jahre 2018 bis 2020. Bei Segmenten, die in Abbildung 15 mit (*) markiert sind, wurden Änderungen am Neigungswinkel vorgenommen. Der Einfluss dieser Umstellung ist als gering einzustufen, da die Änderung lediglich 10° beträgt und nur drei Monate des Jahres 2020 betrifft (Oktober 2020 bis Dezember 2020).

Die Erträge des Jahres 2020 lagen zwischen den Jahreserträgen in den Jahren 2018 und 2019. Der leicht geringere Ertrag des Jahres 2020 ist im Vergleich zum Vorjahr auf eine um 2 % tiefere Globalstrahlung auf horizontaler Ebene zurückzuführen. Der Unterschied trat hauptsächlich im Sommerhalbjahr 2020 auf (Anderegg et al., 2020c). Zusätzlich bestand im Sommer 2020 eine weniger lange ausgeprägte Schneebedeckung der Umgebung als im Jahr 2019, was die Reflexion von Einstrahlung an der Umgebung reduzierte (Anderegg et al., 2020c).

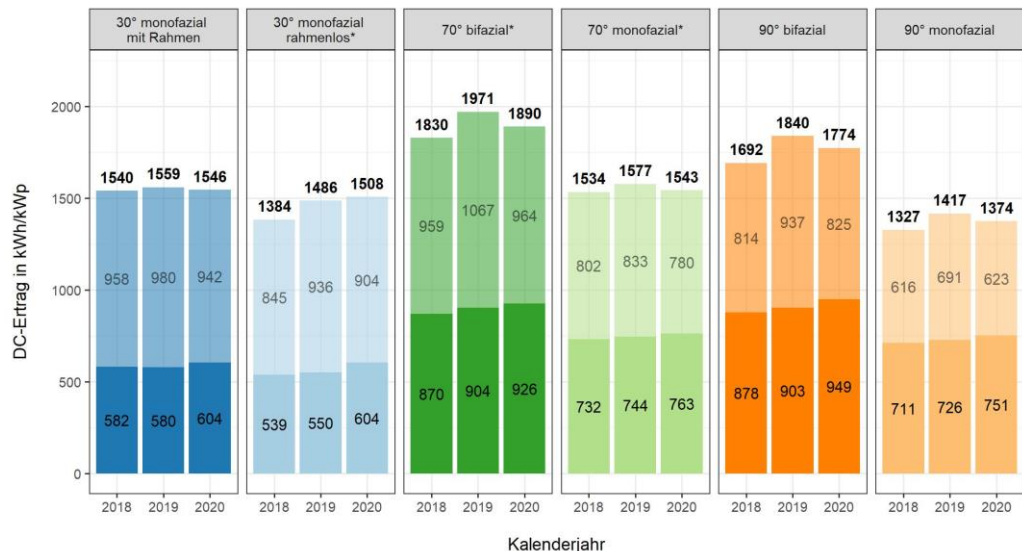


Abbildung 15: DC-Energieerträge pro vollständiges Kalenderjahr seit Messbeginn im Jahr 2017. Es handelt sich um die mittleren, normierten Erträge in kWh/kWp pro Anlagensegment (Mittelwert aus 3 oder 4 Modulen). Erträge des Winterhalbjahres (Januar-März / Oktober-Dezember) sind dunkel eingefärbt, Erträge des Sommerhalbjahres (April-September) sind hell eingefärbt.

* Die Neigungswinkel dieser Segmente wurden im Verlauf der Messungen verändert. Die Angabe des Neigungswinkels entspricht der Konfiguration über den längsten Zeitraum, siehe Tabelle 4 im Anhang 8.2. Der Einfluss dieser Änderungen kann als gering eingestuft werden.

Messergebnisse Sommerhalbjahr 2021 – Versuchsanlage Totalp

Aus der Aufteilung der Erträge in Sommerhalbjahr (hell)- und Winterhalbjahr (dunkel) pro Kalenderjahr ergeben sich Winterstromanteile von 37 % (beide Segmente 30° monofazial im Jahr 2019) bis 55 % (90° monofazial im Jahr 2020). In den stark geneigten Anlagensegmenten (70° bis 90°) wurden während den gesamten drei Jahren Winterstromanteile um 50 % gemessen. Auch bei Neigungswinkeln von 30° lagen die Winterstromanteile zwischen 37 und 40 %.

AC-Ertrag pro Kalenderjahr – Vergleich Mittel-land

Analog zur Abbildung 15 zeigt die Abbildung 16 die AC-Erträge pro Kalenderjahr im Vergleich zur Mittelland-Anlage in Wädenswil, welche aus 20° und 30° geneigten Modulen besteht (vgl. Tabelle 2). In den vergangenen Kalenderjahren lieferten die alpinen Anlagensegmente jeweils Mehrerträge von 45 % (30° monofazial rahmenlos, 2018) bis 113 % (70° bifazial, 2019).

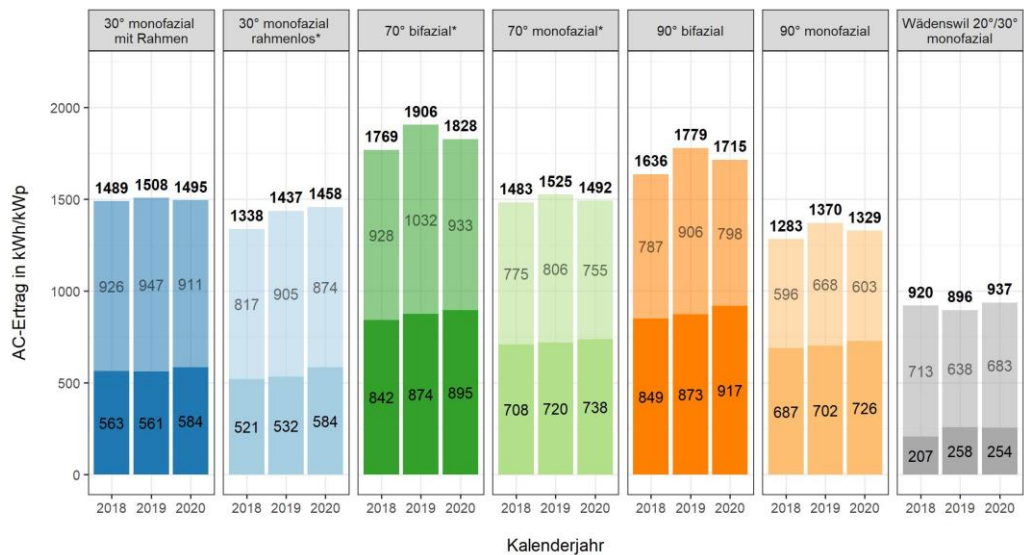


Abbildung 16: AC-Energieerträge pro vollständiges Kalenderjahr seit Messbeginn im Jahr 2017. Es handelt sich um die mittleren, normierten Erträge in kWh/kWp pro Anlagensegment (Mittelwert aus 3 oder 4 Modulen). Erträge des Winterhalbjahres (Januar-März / Oktober-Dezember) sind dunkel eingefärbt, Erträge des Sommerhalbjahres (April-September) sind hell eingefärbt.

* Die Neigungswinkel dieser Segmente wurden im Verlauf der Messungen verändert. Die Angabe des Neigungswinkels entspricht der Konfiguration über den längsten Zeitraum, siehe Tabelle 4 im Anhang 8.2. Der Einfluss dieser Änderungen kann als gering eingeschätzt werden.

4.4 Leistungsdaten einzelner Tage

In diesem Kapitel werden ausgewählte Leistungsverläufe der alpinen Anlagensegmente während einzelnen weitestgehend wolkenfreien Tagen gezeigt. Diese Leistungsverläufe zeigen sehr grosse Ähnlichkeit mit den bisherigen Auswertungen.

04. April 2021 – mittlerer Sonnenstand

Am 04. April 2021 zeigten die monofazialen Segmente jeweils ähnliche Leistungsverläufe, wobei bei 60° Neigung um die Mittagszeit leicht über 1 W/Wp gemessen wurden. Dabei handelte es sich um einen wolkenfreien Tag mit schneebedeckter Umgebung. Die höchsten Leistungen lieferten während der Mehrheit des Tages die bifazialen Anlagensegmente, allen voran das 60° geneigte bifaziale Anlagensegment. In den Segmenten 90° bifazial und 60° monofazial kam es am späteren Nachmittag zu einer Teilverschattung aufgrund der sich daneben befindlichen Anlagensegmente. Dadurch werden die Erträge dieser beiden Anlagensegmente durch die Verschattung geringfügig reduziert.

Die Mehrererträge durch den Einsatz von bifazialen Modulen erreichten an diesem Tag 21 % (60° Neigung) beziehungsweise 18 % (90° Neigung).

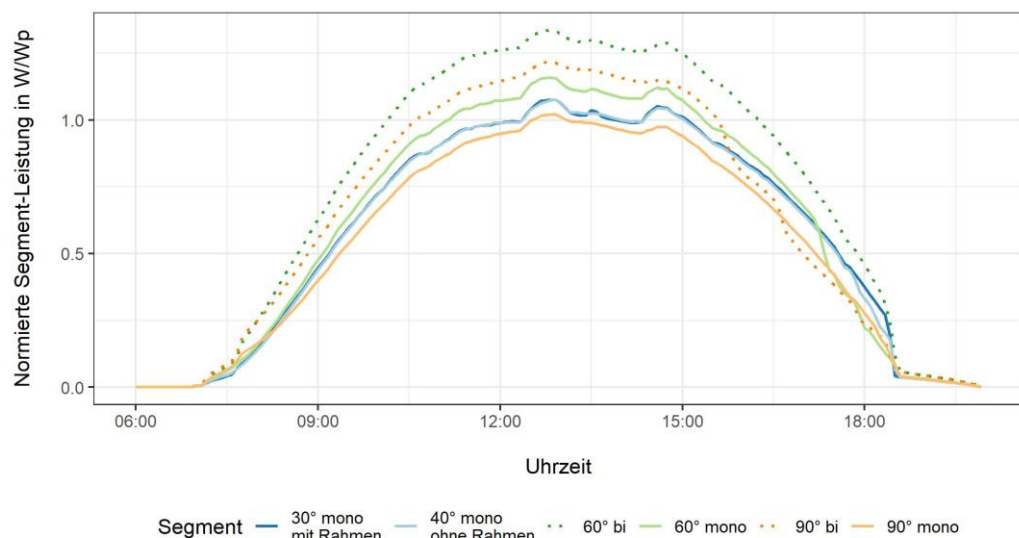


Abbildung 17: Leistungsverlauf pro Anlagensegment normiert in W/Wp am 04. April 2021 bei wolkenfreiem Himmel und einem mittleren Sonnenhöchststand. Umgebung schneebedeckt, Uhrzeiten in MEZ.

01. Juni 2021 – hoher Sonnenstand

Am 01. Juni 2021 zeigte an einem weitestgehend wolkenfreien Tag schneebedeckter Umgebung erneut das 60° geneigte Segment mit bifazialen Modulen die höchsten Leistungen. Bei den monofazialen Segmenten nahm die Leistung mit zunehmendem Neigungswinkel ab, was durch den hohen Sonnenstand zu erklären ist.

Die bifazialen Module generierten im Vergleich mit den monofazialen Modulen an diesem Tag einen Mehrertrag von 29 % (60° Neigung) und 37 % (90° Neigung). Der grosse Rückseitenertrag ist auf den hohen Sonnenstand und die Schneebedeckung der Umgebung zurückzuführen (vgl. Anhang 8.4).

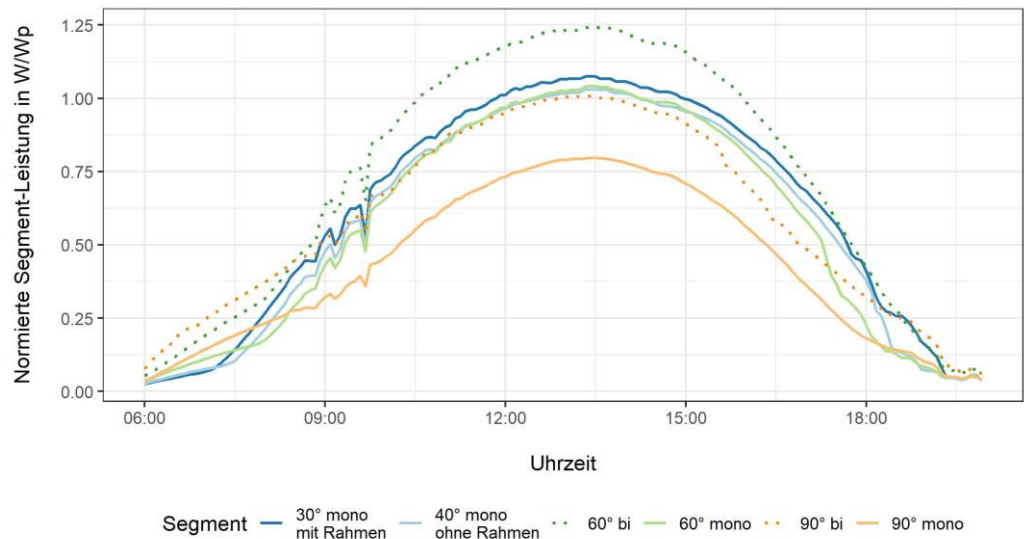


Abbildung 18: Leistungsverlauf pro Anlagensegment normiert in W/Wp am 01. Juni 2021 bei wolkenfreiem Himmel und einem hohen Sonnenhöchststand. Umgebung schneebedeckt, Uhrzeiten in MEZ.

24. September 2021 – mittlerer Sonnenstand

Abbildung 19 zeigt den Leistungsverlauf am 24. September 2021 bei einem mittleren Sonnenhöchststand und einem wolkenfreien Tag ohne Schneebedeckung. Der Leistungsverlauf der 30 bis 60° geneigten Segmente ist beinahe identisch, wogegen derjenige der 90° geneigten Segmente wesentlich geringere Leistungen zeigt. Dies ist auf den mittleren Sonnenstand und die schneefreie Umgebung zurückzuführen.

Im Falle des 90° geneigten bifazialen Anlagensegments ist wieder deutlich die Verschattung am Nachmittag zu erkennen. Diese ist besonders bei mittleren Sonnenständen stark ausgeprägt.

Ohne stark reflektierende Umgebung lieferten die bifazialen Segmente an diesem Tag lediglich Mehrerträge von 3 %, respektive 2 % (auch wegen Verschattung).

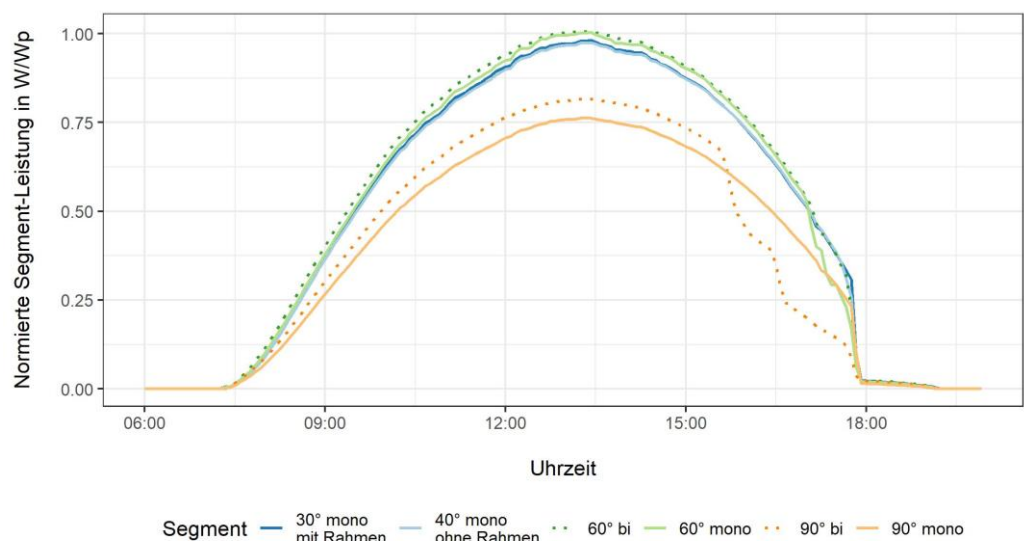


Abbildung 19: Leistungsverlauf pro Anlagensegment normiert in W/Wp am 24. September 2021 bei wolkenfreiem Himmel und mittlerem Sonnenhöchststand. Umgebung schneefrei, Uhrzeiten in MEZ.

4.5 Ost-West-Ausrichtung als Alternative für bifaziale Module

Nachfolgend wird die Einstrahlung der nach Osten und nach Westen ausgerichteten Einstrahlungssensoren mit denjenigen der nach Süden ausgerichteten bifazialen Anlagensegmente verglichen. Ausserdem wird eine grobe Ertragsabschätzung, basierend auf den gemessenen Einstrahlungen erstellt.

4.5.1 Einstrahlung

Einstrahlung im Sommerhalbjahr 2021

Über das gesamte Sommerhalbjahr 2021 wurde auf einer Ost-West ausgerichteten Ebene mit 1319 kWh/m² im Vergleich zur Südausrichtung die höchste Einstrahlung gemessen (Summe der Vorder- und Rückseite). Dazu leistet die Rückseite einen geringeren Beitrag, da der natürliche Horizont gegen Westen stärker eingeschränkt ist (vgl. Abbildung 4). Dagegen lag die Einstrahlung auf die Süd-Nord ausgerichteten Anlagensegmente bei rund 1130 kWh/m². Bei der Ost-West Ausrichtung war die Einstrahlung somit um 17 % höher. Zu diesem Ergebnis trägt die Rückseite (West) stark bei, welche im Gegensatz zur Nordausrichtung einer höheren Einstrahlung ausgesetzt ist. Eine grafische Darstellung der Einstrahlungsmessungen über das gesamte Sommerhalbjahr 2021 ist in Abbildung 20 gezeigt.

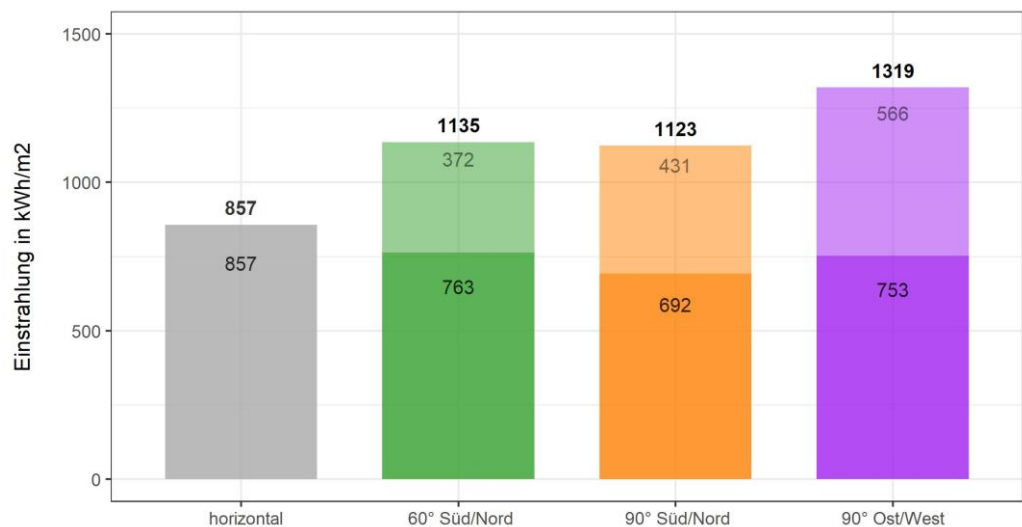


Abbildung 20: Gemessene Einstrahlung auf der Vorderseite (dunkel) und der Rückseite (hell) bei Südausrichtung und Ost-Westausrichtung. Bei der Ost-Westausrichtung gilt die östliche Seite als Vorderseite. Sommerhalbjahr 2021, 01. April 2021 bis 30. September 2021.

Einstrahlung pro Monat

Der monatliche Verlauf der Einstrahlung bei den verschiedenen Ausrichtungen und Neigungen kann der Abbildung 21 entnommen werden. Es zeigt sich für eine Ost-Westausrichtung in jeden Monat die höchste Einstrahlung. Wird nur das Sommerhalbjahr betrachtet scheint die Ost-West Ausrichtung für die Stromproduktion vorteilhaft zu sein. Im Gegensatz dazu lässt sich im Winterhalbjahr mit der Südausrichtung von bifazialen Modulen eine höhere Einstrahlung nutzen (Anderegg et al., 2021).

Messergebnisse Sommerhalbjahr 2021 – Versuchsanlage Totalp

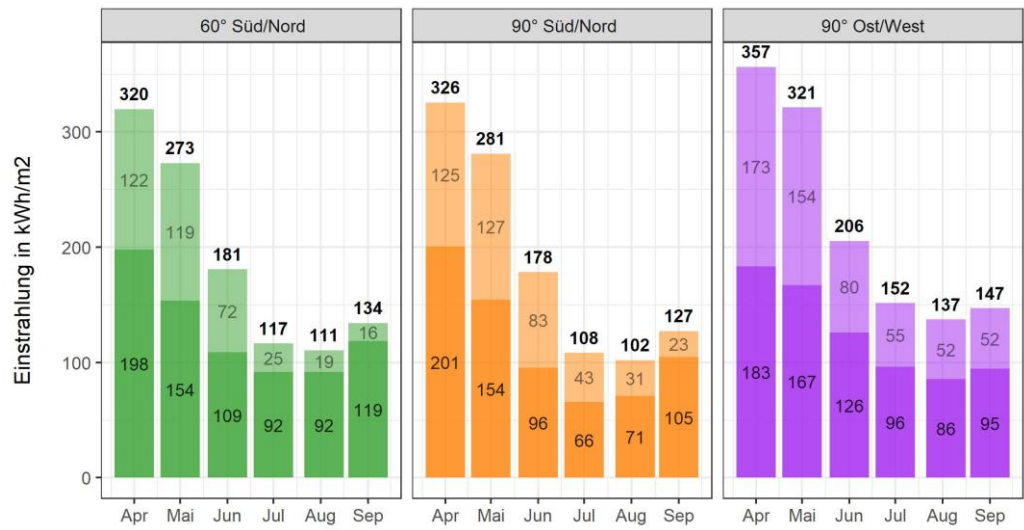


Abbildung 21: Gemessene monatliche Einstrahlung auf der Vorderseite (dunkel) und der Rückseite (hell) bei Südausrichtung und Ost-Westausrichtung. Bei der Ost-Westausrichtung gilt die östliche Seite als Vorderseite. Sommerhalbjahr 2021, 01. April 2021 bis 30. September 2021.

Einstrahlung pro Tagesstunde

Ein Vorteil der Ost-Westaufständerung könnte der Tagesverlauf der Erträge darstellen, wobei die Mittagsspitzen reduziert und die Erträge gleichmässiger über den Tag verteilt anfallen könnten. Die Summe der Einstrahlung pro Tageszeit in Stundenschritten ist in Abbildung 22 gezeigt. Daraus geht wie erwartet eine gleichmässigerere Einstrahlungsverteilung über den Tag hervor. Auch in dieser Betrachtung ist zu erkennen, dass die Einstrahlung auf der Vorderseite (Osten) höher war als auf der Rückseite (Westen), was mit dem natürlichen Horizont am Standort zusammenhängt (vgl. Abbildung 4).

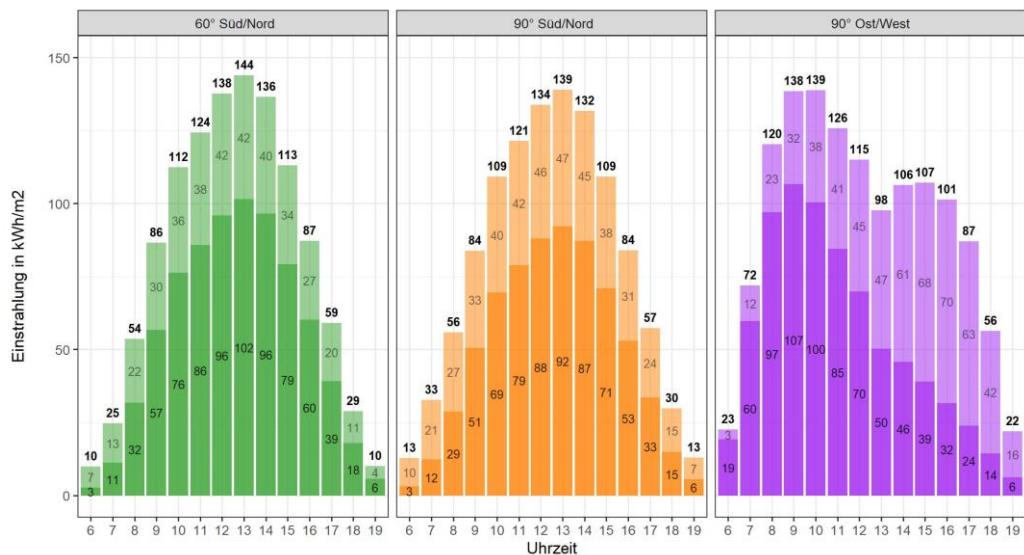


Abbildung 22: Gemessene Einstrahlung in Stundenschritten auf der Vorderseite (dunkel) und der Rückseite (hell) bei Südausrichtung und Ost-Westausrichtung. Bei der Ost-Westausrichtung gilt die östliche Seite als Vorderseite. Lesebeispiel: Bei Ost-Westausrichtung wurden zwischen 10:00 Uhr und 10:59 Uhr (Stunde 10) im gesamten Zeitraum 139 kWh/m² gemessen, welche sich zu 100 kWh/m² auf der Vorderseite (dunkel) und 38 kWh/m² auf der Rückseite (hell) aufteilen. Sommerhalbjahr 2021, 01. April 2021 bis 30. September 2021.

4.5.2 Ertragsprognose

Ertragsprognose im Sommerhalbjahr 2021

Die Ertragsprognose gemäss der im Kapitel 3.3 aufgezeigten Methodik kann der Abbildung 23 entnommen werden. Im Vergleich zu den gemessenen Erträgen in den nach Süden ausgerichteten Segmenten ist die Ertragsprognose zu tief (60° bifazial gemessen mit 1069 kWh/kWp) respektive leicht zu hoch (90° bifazial gemessen mit 897 kWh/kWp). Die Abweichungen der Ertragsprognosen lagen im vergangenen Jahr bei maximal 11 %, jedoch mehrheitlich unter 5 %.

Aufgrund des Bifazialkoeffizienten von 0.6 wird die Einstrahlung auf die Modulrückseite weniger effizient in Strom umgewandelt als Einstrahlung auf die Vorderseite. Dies führt dazu, dass die Ertragsprognose für die Ost-Westaufständering die Ertragsprognose der Südaufständering weniger stark übertrifft als die reine Betrachtung der Einstrahlung. Die Ertragsprognose liegt somit im Sommerhalbjahr 2021 für Ost-West um 10 bis 14 % höher als bei einer Aufständering gegen Süden.

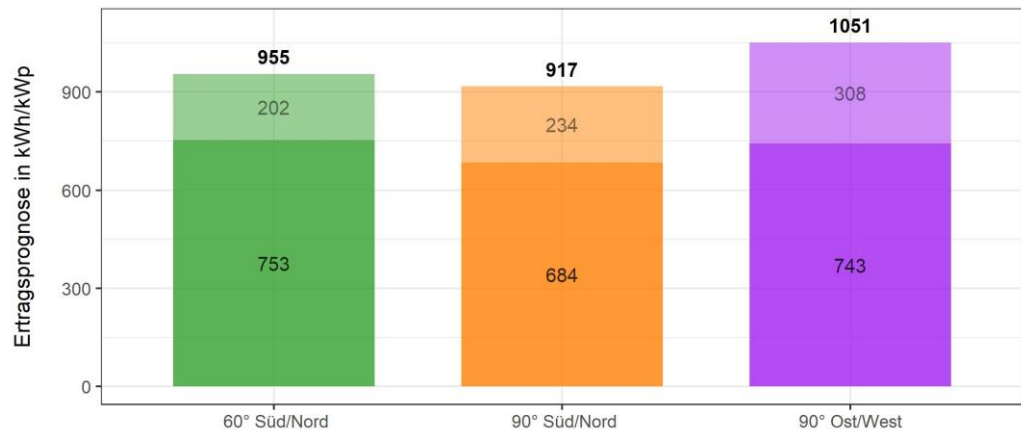


Abbildung 23: Ertragsprognose in kWh/kWp für die Vorderseite (dunkel) und der Rückseite (hell) bei Südausrichtung und Ost-Westausrichtung. Bei der Ost-Westausrichtung gilt die östliche Seite als Vorderseite. Sommerhalbjahr 2021, 01. April 2021 bis 30. September 2021.

Ertragsprognose pro Monat

Die monatlichen Ertragsprognosen zeigen in der Tendenz das gleiche Bild wie die monatlich gemessene Einstrahlung (vgl. Abbildung 21 und Abbildung 24).

Verglichen mit der Südausrichtung trifft bei einer Ost-Westausrichtung insbesondere mehr Einstrahlung auf die Rückseite. Diese ist weniger effizient als die Vorderseite, woraus sich lediglich geringfügig höhere Erträge als bei Süd-Nord aufgeständerten Segmenten ergeben.

Messergebnisse Sommerhalbjahr 2021 – Versuchsanlage Totalp

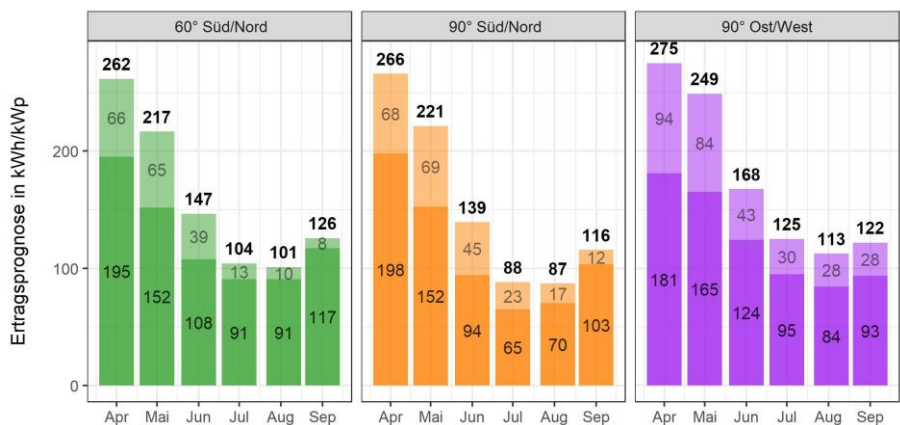


Abbildung 24: Monatliche Ertragsprognose in kWh/kWp für die Vorderseite (dunkel) und der Rückseite (hell) bei Südausrichtung und Ost-Westausrichtung. Bei der Ost-Westausrichtung gilt die östliche Seite als Vorderseite. Sommerhalbjahr 2021, 01. April 2021 bis 30. September 2021.

Ertragsprognose pro Tagesstunde

Die in Abbildung 22 gezeigte gleichmäßigere Verteilung der gesamten Einstrahlung bei einer Ost-Westaufständering wird durch die Ausrichtung der Vorder- respektive Rückseite beeinflusst. Wird die Vorderseite gegen Osten ausgerichtet, verschiebt sich die Tagesverteilung der Ertragsprognosen in Richtung der Morgenstunden. Dies könnte verhindert werden, indem die Hälfte der Module mit der Vorderseite nach Osten und die andere Hälfte mit der Vorderseite Richtung Westen ausgerichtet wird. In diesem Fall wurde diese Aufteilung bewusst nicht gewählt, da die Einstrahlung auf der Ostseite höher ist und somit der maximale Ertrag abgebildet wird. Die hier verwendeten PV-Module haben einen Bifazialkoeffizienten von 0.6, wodurch die Erträge der Rückseite geringer ausfallen als diejenigen der Vorderseite. Heute befinden sich Module auf dem Markt, welche Bifazialkoeffizienten von bis zu 0.9 erreichen (Frontini et al., 2019; Wöhrle et al., 2017). Damit verringert sich diese Problematik.

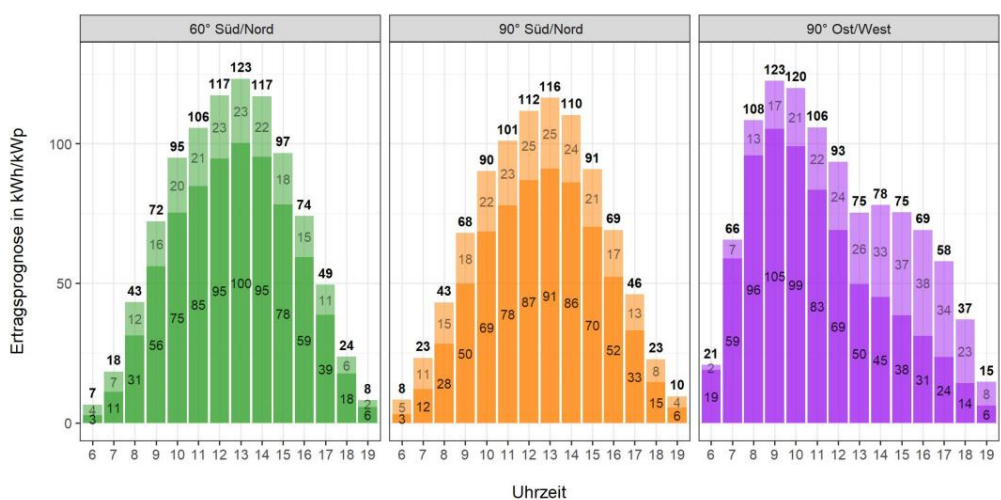


Abbildung 25: Ertragsprognose in Stundenschritten auf der Vorderseite (dunkel) und der Rückseite (hell) bei Südausrichtung und Ost-Westausrichtung. Bei der Ost-Westausrichtung gilt die östliche Seite als Vorderseite. Sommerhalbjahr 2021, 01. April 2021 bis 30. September 2021. Lesebeispiel: Bei Ost-Westausrichtung werden zwischen 09:00 Uhr und 09:59 (Stunde 9) Uhr im gesamten Sommerhalbjahr 123 kWh/kWp prognostiziert, welche sich zu 105 kWh/kWp aus der Vorderseite (dunkel) und 17 kWh/m² aus der Rückseite (hell) zusammensetzen. Sommerhalbjahr 2021, 01. April 2021 bis 30. September 2021.

4.6 Unterschiedliche Neigungswinkel während mehreren Messperioden

Auf das Winterhalbjahr 2020/2021 wurden die Anstellwinkel von drei Segmenten verändert. Das Segment mit 30° geneigten monofazialen Modulen wurde auf 40° umgestellt und die beiden zuvor 70° geneigten Segmente (mono- und bifazial) wurden auf eine Neigung von 60° eingestellt. Damit wird untersucht, ob die bisher untersuchten Anstellwinkel bereits das Optimum bezüglich der Winter- und Jahresstromproduktion darstellen und inwiefern sich die Erträge bei Abweichungen von den bisherigen Winkeln verändern.

Abbildung 26 zeigt den spezifischen elektrischen Ertrag pro kWh horizontaler Globalstrahlung für die Sommerhalbjahre 2018 bis 2021. Die Veränderung des Neigungswinkels von 30 auf 40° und von 70 auf 60° hatte keinen markanten Einfluss auf den Ertrag: Eine Veränderung von 30° Neigungswinkel auf 40° Neigungswinkel veränderte den spezifischen Ertrag nicht. Eine leichte Zunahme des spezifischen Ertrags im Sommerhalbjahr konnte durch die 60° geneigten Module erreicht werden. Die bifazialen Module mit 60° Neigung erreichten den bisher höchsten spezifischen Ertrag in einem Sommerhalbjahr; pro kWh horizontaler Globalstrahlung wurden in diesem Fall 0.18 kWh Solarstrom erzeugt.

Diese Ertragsverhältnisse sind wesentlich kleiner als im Winterhalbjahr 20/21 als diese zwischen 0.19 und 0.32 kWh_{el}/kWh_{Glob} lagen. Grund dafür sind die hohen Neigungswinkel und der gleichzeitig hohe Sonnenstand im Sommerhalbjahr.

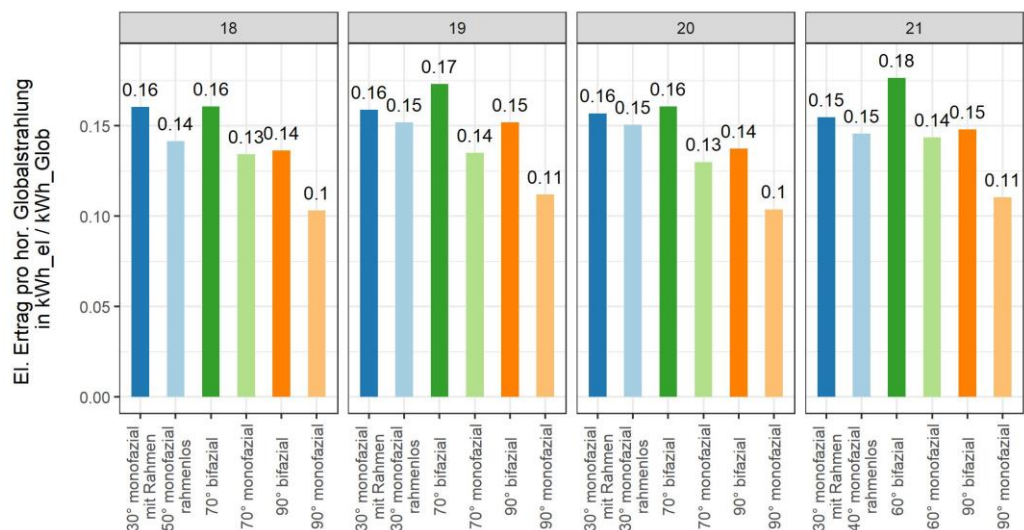


Abbildung 26: Elektrischer Ertrag im Verhältnis zur horizontalen Globalstrahlung, angegeben in kWh_{el}/kWh_{Glob} für die Sommerhalbjahre 2018 bis 2021. Lesebeispiel: Im Sommerhalbjahr 2021 erzeugte das Segment mit 60° geneigten bifazialen Modulen pro kWh Globalstrahlung in der Horizontale eine elektrische Energie von 0.18 kWh.

Die auf die horizontale Globalstrahlung normierten Stromerträge können die Modulleistung von 17.2 % übersteigen. Dies ist durch die Modulneigung zur Sonne, die Bifazialität und die Umgebungsbedingungen (tiefe Temperaturen und Reflexion) zu erklären.

5. Fazit und Ausblick

Fazit

Die Versuchsanlage ist seit dem 22. Oktober 2017 in Betrieb. Abgesehen von einigen kurzzeitigen Ausfällen der Datenaufzeichnung von einigen Stunden bis wenigen Tagen sind die Messdaten lückenlos vorhanden. Da die verwendeten Energiemeter autonom als fortlaufende Zähler agieren, können zumindest die Energieerträge während den Ausfällen nachvollzogen werden.

Für alpine Photovoltaik-Anlagen zeigten sich bisher bifaziale Module mit einem Anstellwinkel von 60 bis 90° als die vielversprechendste Variante. Damit werden zeitenweise bis zu 60 % Mehrerträge durch die Reflexion von Einstrahlung an schneebedeckter Umgebung erzielt (Anderegg et al., 2020a). Zugleich werden Verluste durch die Schneebedeckung von Modulen minimiert, da dieser ungehindert abrutschen kann. So konnten gegenüber dem Mittelland bis zu doppelt so hohe Jahreserträge und ca. 50 % Winterstromanteil gemessen werden. Damit kann im Winterhalbjahr bis um Faktor 3.5 mehr Stromproduziert werden als im Mittelland.

Trotz der auf Winterstrom optimierten Auslegung mit hohen Neigungswinkeln zeigen sich hohe Ertragspotenziale für den alpinen Standort ebenfalls im Sommerhalbjahr (Anderegg et al., 2020c). Dieses Resultat konnte auch in dieser Untersuchungsperiode bestätigt werden. Bei 60° Modulneigung und bifazialen Modulen wurden mit 1069 kWh/kWp in diesem Sommerhalbjahr die höchsten bisher gemessenen Erträge bei der Testanlage erreicht.

Die neu installierten Einstrahlungssensoren in Ost-Westausrichtung ermöglichen eine Abschätzung des Potenzials für vertikale bifaziale Photovoltaikmodule mit Ost-West Ausrichtung. Die ersten Auswertungen in im vergangenen Winterhalbjahr und diesem Sommerhalbjahr haben gezeigt, dass die Jahreserträge mit jenen der Südausgerichteten bifazialen Anlagen vergleichbar sind. Im Vergleich zur Südausrichtung sinkt jedoch der Winterstromanteil von ca. 50 % auf rund 42 %. Ein Vorteil liegt in der gleichmässigeren Verteilung der Erträge über den Tagesverlauf. Dazu muss optimalerweise z.B. die Hälfte der Module mit der Vorderseite gegen Osten und die andere Hälfte gegen Westen ausgerichtet werden. Zusätzlich ist die Wahl eines Moduls mit einem möglichst hohen Bifazialkoeffizienten zu empfehlen, da die Effizienz der Rückseite die Stromproduktion in diesem Fall sehr stark beeinflusst.

Ausblick

Analog zu diesem Bericht werden weitere halbjährliche Auswertungen durchgeführt. Der nächste Halbjahresbericht wird über den Zeitraum vom 1. September 2021 bis 31. März 2022 (Winterhalbjahr 2021/2022) erstellt.

Es wurde eine Verlängerung der temporären Baubewilligung für die Versuchsanlage für einen weiteren Betrieb beantragt. Der Entscheid steht zum Zeitpunkt dieses Berichts noch nicht fest.

6. Literatur

- Anderegg, D., Strebel, S., & Rohrer, J. (2019a). *Messergebnisse Juni 2018 bis Mai 2019 Versuchsanlage Totalp*. Forschungsgruppe Erneuerbare Energien, IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen, ZHAW, Wädenswil.
- Anderegg, D., Strebel, S., & Rohrer, J. (2019b). *Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp Messergebnisse Sommerhalbjahr 2019* [Messbericht]. ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen. <https://doi.org/10.21256/zhaw-20370>
- Anderegg, D., Strebel, S., & Rohrer, J. (2020a). *Winterstrom mit alpiner Photovoltaik: Messergebnisse nach zwei Jahren Versuchsbetrieb*. 18. Nationale Photovoltaik-Tagung 2019, Lausanne, 12.-13. März 2020. <https://doi.org/10.21256/zhaw-19860>
- Anderegg, D., Strebel, S., & Rohrer, J. (2020b). *Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp Messergebnisse Winterhalbjahr 2019/2020* [Messbericht]. ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen. <https://doi.org/10.21256/zhaw-21348>
- Anderegg, D., Strebel, S., & Rohrer, J. (2020c). *Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp Messergebnisse Sommerhalbjahr 2020* [Messbericht]. ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen. <https://doi.org/10.21256/zhaw-22202>
- Anderegg, D., Strebel, S., & Rohrer, J. (2021). *Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp Messergebnisse Winterhalbjahr 2020/2021* [Messbericht]. ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen.
- Bussmann, M. (2021). *BiErMo—Ein Ertragsmodell für bifaziale Photovoltaikanlagen*. Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen, Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften.
- Frontini, F., Caccivio, M., & Renken, C. (2019). *Leitfaden bifaziale Module. Anwendung von bifazialen Solarmodulen –Einsatzmöglichkeiten an Gebäuden, Dimensionierung der Anlagenkomponenten*. EnergieSchweiz, Bundesamt für Energie BFE. https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Fachleute/Photovoltaik_Leitfaden/9897-2019.08.09_Leitfaden_bifaziale_Module_Final_DE.pdf
- Hostettler, T. (2018). *Markterhebung Sonnenenergie 2017 Teilstatistik der Schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien*. SWISSOLAR. https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Markterhebung/Marktumfrage_2017.pdf

- Hostettler, T. (2019). *Markterhebung Sonnenenergie 2018 Teilstatistik der Schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien*. SWISSOLAR. https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Markterhebung/Marktumfrage_2018.pdf
- Hostettler, T. (2020). *Markterhebung Sonnenenergie 2019 Teilstatistik der Schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien*. SWISSOLAR. https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Markterhebung/Marktumfrage_2019.pdf
- Hostettler, T., & Hekler, A. (2021). *Statistik Sonnenenergie*. Bundesamt für Energie, Bern. <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/10539>
- Koch, M., & Strebel, S. (2018). *Solar-Testanlage in Davos Dokumentation des Messaufbaus*. Forschungsgruppe Erneuerbare Energien, IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen, ZHAW, Wädenswil.
- MeteoSchweiz. (2021, Februar). *IDAWEB*. <https://gate.meteoswiss.ch/idaweb/login.do?idaweb=whXQTQtPktSbh3dGcrWzyDnBHQ7sJJnQhz01vbZhWhdKTdHkq1h0!-1907983237>
- Podlowski, L. (2019). *Bifacial PV Technology: Ready for Mass Deployment*. 9.
- PVGIS. (2020). *Photovoltaic geographical information system*. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#PVP
- PVsyst SA. (2020). *PVsyst (7.1.7)* [Computer software]. PVsyst SA. www.pvsyst.com
- SolarEdge Technologies. (2019). *Dreiphasen-Wechselrichter SE3K - SE 10K*. <https://www.solaredge.com/sites/default/files/se-three-phase-e-series-inverter-datasheet-de.pdf>
- Wöhrle, N., Fellmeth, T., Greulich, J., Bitnar, B., Neuhaus, H., Palinginis, P., Köhler, R., & Rein, S. (2017). Understanding the rear-side layout of p-doped bifacial PERC solar cells with simulation driven experiments. *Energy Procedia*, 124, 225–234. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.09.258>

7. Frühere Messberichte

Datum Bericht	Zeitraum von	Zeitraum bis	Titel
28.05.2018	22.10.2017	22.05.2018	Messergebnisse für den Winter 2017/18 Versuchsanlage Totalp
14.11.2019	01.06.2018	31.05.2019	Messergebnisse Juni 2018 bis Mai 2019 Versuchsanlage Totalp
18.12.2019	01.04.2019	30.09.2019	Messergebnisse Sommerhalbjahr 2019 Versuchsanlage Totalp
20.05.2020	01.10.2019	31.03.2020	Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp Messergebnisse Winterhalbjahr 2019/2020
13.11.2020	01.04.2020	30.09.2020	Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp Messergebnisse Sommerhalbjahr 2020
11.05.2021	01.10.2020	31.03.2021	Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp Messergebnisse Winterhalbjahr 2020/2021

8. Anhang

8.1 Datenblätter Photovoltaik Module von PVP



Produktübersicht	Monokristallin			Polykristallin		
Max. Leistung Pmpp [Wp]	270	275	280	250	255	260
Maße L x B x H mit Rahmen [mm]	1679 x 992 x 40,5			1679 x 992 x 40,5		
Maße L x B x H ohne Rahmen [mm]	1700 x 995 x 7			1700 x 995 x 7		
Gewicht mit/ohne Rahmen [kg]	21 / 27,5			21 / 27,5		



Produktvorteile

Premium-Alternative zu Glas-Folien Modulen
 Verbesserter Schutz der Zellen gegen dynamische Belastungen, neutrale Zone
 Keine Staukante da rahmenlose Ausführung, bessere Selbstreinigung
 Keine Rückseitenfolie daher ausgezeichnete Feuerresistenz
 Extrem langlebig durch spezielles Glasverbundsystem
 Höchste Resistenz gegen Umwelteinflüsse
 Schnee rutscht leichter ab
 Qualitätsnorm: IEC 61216 und IEC 61730
 Positive Leistungstoleranz: bis zu +3%
 10 Jahre Leistungsgarantie 90%
 25 Jahre Leistungsgarantie 80%
 10 Jahre Produktgarantie

Auch mit 48 / 72 Zellen erhältlich.
Ausführung mit schwarzem Rahmen optional



PVP Photovoltaik GmbH | Wernersdorf 111, A-8551 Wies | tel. +43 (0)3466 43030-0 | fax +43 (0)3466 43030-9 | office@pvp.co.at | www.pvp.co.at

PVP-GExxxP/M mit/ohne Rahmen

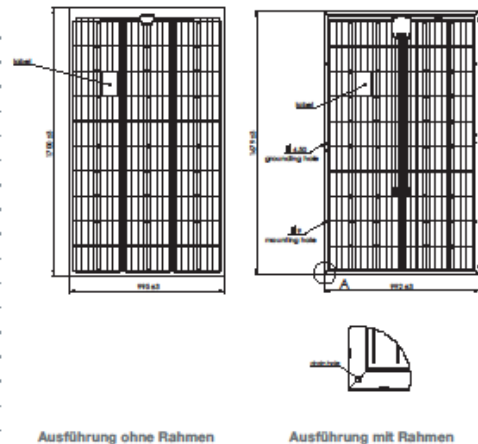


Elektrische Daten	Monokristallin						Polykristallin					
	STC*			800 W/m ² NOCT**			STC*			800 W/m ² NOCT**		
	270	275	280	196	199	203	250	255	260	184	188	192
Max. Leistung P _{mp}	[Wp]											
Spannung bei P _{mp}	[V]											
Strom bei P _{mp}	[A]											
Leerlaufspannung	[V]											
Kurzschlussstrom	[A]											
Modulwirkungsgrad	[%]											

*Standard-Test-Bedingungen (STC): 1.000 W/m² - AM 1,5 - 25°C // ** 800 W/m² - AM 1,5 - Nennbetriebszelltemperatur (NOCT)
 Geringe Wirkungsgradminderung bei Teillastverhalten: Es werden bei 200 W/m² min. 95% des STC (1000 W/m²) Wirkungsgrad erreicht.

Thermische Kenngrößen/ Temperaturkoeffizienten	Monokristallin	Polykristallin	
TK P	[-%/K]	-0,42	-0,41
TK Voc	[-%/K]	-0,32	-0,31
TK Isc	[-%/K]	0,047	0,057
NOCT	[°C]	47 ± 2	44 ± 2

Weitere Kenngrößen	Mono- & Polykristallin
Flussorientierung	-0% bis +3%
Erhöhte Belastbarkeit	5400 N/m ²
Schneelast	550 kg/m ²
max. Systemspannung	1000 V
Schutzklasse	II
Rückstrombelastbarkeit	15 A
Anschlussdose	Tyco
Bypassdioden	3 Typ Schottky
Schutzart Anschlussdose	IP 67
Kabel Länge/Querschnitt	1000 mm / 4 mm ²
Steckverbindersystem	Tyco PV4 / MC4 kompatibel
Betriebstemperatur	-40°C ~ +85°C
Zellen	156 x 156 poly / mono
Solarglas ohne Rahmen	Front: 3 mm / Rück: 3 mm
Solarglas mit Rahmen	Front: 2 mm / Rück: 2 mm
Oxidiertes Aluminiumrahmen	Hohlkammerprofil



Messoleranz ±3%

Dieses Datenblatt ist nicht rechtsverbindlich. Die tatsächlichen Spezifikationen und/oder Produktmerkmale können davon abweichen. Änderungen vorbehalten. Achtung: Lesen Sie die Sicherheits- und Installationsanweisungen durch, bevor Sie das Produkt verwenden. Bei Kauf gelten die aktuell gültigen Garantiebedingungen und die allgemeinen Liefer- und Geschäftsbedingungen der PVP Photovoltaik GmbH. Weitere Einzelheiten finden Sie auf unserer Website. Dieses Datenblatt entspricht den Vorgaben der EN 50380

PVP Photovoltaik GmbH | Wernersdorf 111, A-8551 Wies | tel. +43 (0)3466 43030-0 | fax +43 (0)3466 43030-9 | office@pvp.co.at | www.pvp.co.at

Stand: 04/16



Produktübersicht

360° Glas-Modul

Max. Leistung Front [Wp] / Gesamt	285 / 360
Maße L x B x H mit Rahmen [mm]	1679 x 992 x 40,5
Maße L x B x H ohne Rahmen [mm]	1700 x 995 x 7
Gewicht mit/ohne Rahmen [kg]	21 / 27,5



Beim 360° Bifacial Glas-Modul von PVP wird das Licht sowohl auf der Vorder- als auch auf der Rückseite des Moduls aufgenommen. Die erhöhte Lichtausbeute steigert den Wirkungsgrad des Moduls. Über die aktive Modulrückseite können so bis zu 360 Wp Gesamtleistung erzielt werden (Bsp. 285 Wp Modul Front / 380-360 Wp durch 360° Einstrahlung).



- +10-20% Mehrertrag auf niedrig reflektierenden Flächen (z.B. Ziegeldach, Gras)
- +20-30% Mehrertrag bei gut reflektierenden Flächen (z.B. Flachdach m. grauer Folie, Sand)
- +30-35% Mehrertrag auf sehr gut reflektierenden Flächen (z.B. Schnee)

Optimal geeignet für den Einsatz auf Gewächshäusern, Industriedächern, Freiflächen,...



PVP 360° Glas-Modul



Elektrische Daten

	STC		Einstrahlung Rückseite (abhängig vom Untergrund)			800W/m ² NOCT**
	nur Front	+20%	+25%	+30%	nur Front	
Max. Gesamtleistung Pmpp[Wp]	285	335	347	360	204	
Spannung bei Pmpp [V]	32,40	32,98	32,99	33,10	29,30	
Strom bei Pmpp [A]	8,80	10,16	10,52	10,88	6,96	
Leerlaufspannung [V]	39,66	39,25	39,32	39,39	35,90	
Kurzschlussstrom [A]	9,26	10,85	11,23	11,62	7,44	
Modulwirkungsgrad [%]	17,2%					

*Standard-Test-Bedingungen (STC): 1.000W/m² - AM 1,5 - 25°C
 ** 800W/m² - AM 1,5 - Nennbetriebszelltemperatur (NOCT)
 Geringe Wirkungsgradminderung bei Teillastverhalten: Es werden bei 200W/m²
 min. 95 % des STC (1000W/m²) Wirkungsgrad erreicht.



Thermische Kenngrößen/ Temperaturkoeffizienten

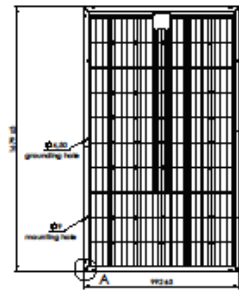
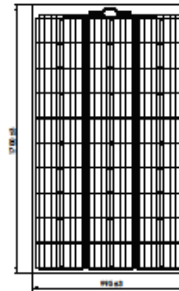
		Monokristallin
TK P [%/K]		-0,40
TK Voc [%/K]		-0,32
TK Isc [%/K]		0,047
NOCT [°C]		43 ±2

Vorteile des 360° Glas-Moduls

- bis zu 360 Wp Gesamtleistung durch aktive Modulrückseite
- Einsatz von PD-resistenten Modulkomponenten
- LID-Effekt nahezu 0%
- Einsatz v. 60 Hocheffizienz-Bifacial-Zellen
- extrem hohe Langlebigkeit durch Verbundglas-Technologie

Weitere Kenngrößen

	Monokristallin
Flussorientierung	-0% bis +3%
Erhöhte Belastbarkeit	5400 N/m ²
Schneelast	550 kg/m ²
max. Systemspannung	1000 V
Schutzklasse	II
Rückstrombelastbarkeit	15 A
Anschlussdose	Tyco
Bypassdioden	3 Typ Schottky
Schutzart Anschlussdose	IP 67
Kabel Länge/Querschnitt	1000 mm / 4 mm ²
Steckverbinder-System	Tyco PV4 / MC4 kompatibel
Betriebstemperatur	-40°C ~ +85°C
Zellen	156 x 156 mono
Solarglas ohne Rahmen	Front: 3 mm / Rück: 3 mm
Solarglas mit Rahmen	Front: 2 mm / Rück: 2 mm
Oxidierter Aluminiumrahmen	Hotkammerprofil



Ausführung ohne Rahmen

Ausführung mit Rahmen

Messstoleranz ±3%

Dieses Datenblatt ist nicht rechtsverbindlich. Die tatsächlichen Spezifikationen und/oder Produktmerkmale können davon abweichen. Änderungen vorbehalten. Achtung: Lesen Sie die Sicherheits- und Installationsanweisungen durch, bevor Sie das Produkt verwenden. Bei Kauf gelten die aktuell gültigen Garantiebedingungen und die allgemeinen Liefer- und Geschäftsbedingungen der PVP Photovoltaik GmbH. Weitere Einzelheiten finden Sie auf unserer Website. Dieses Datenblatt entspricht den Vorgaben der EN 50380

PVP Photovoltaik GmbH | Wernersdorf 111, A-8551 Wies | tel. +43 (0)3466 43030-0 | fax +43 (0)3466 43030-9 | office@pvp.co.at | www.pvp.co.at

Stand: 01/16

8.2 Modulneigungen während dem gesamten Betriebszeitraum

Tabelle 4: Konfiguration der Segmente für den gesamten Betriebszeitraum bis März 2021. Änderungen an den Neigungswinkeln sind an der gelben Markierung zu erkennen.

Segment	A	B	C	D	E	F
Neigung Nov 17 – Okt 18	30°	50°	70°	70°	90°	90°
Neigung Okt 18 – Sep 20	30°	30°	70°	70°	90°	90°
Neigung Okt 20 –	30°	40°	60°	60°	90°	90°

8.3 Resultate der Flasher-Tests

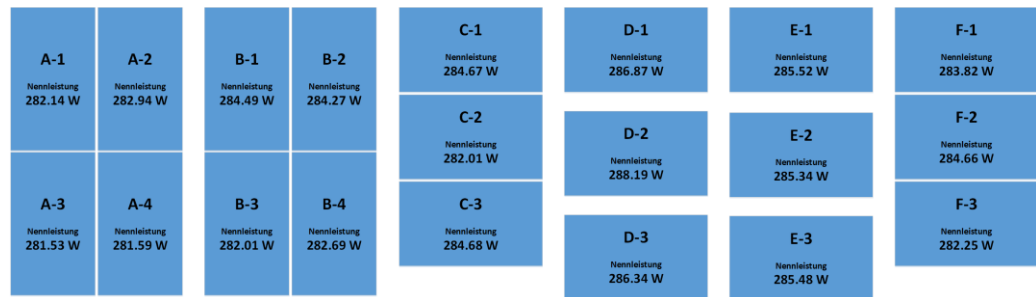


Abbildung 27: Resultate der Flasher-Tests: Nennleistung (P_{MPP}) für jedes Modul. Dient als Grundlage zur Normierung der Leistungs- und Energiewerte pro Module und Anlagensegment.

8.4 Webcam-Bilder

*Schneebedeckung
der Umgebung –
KW 21 – KW 28*



8.5 Erfasste Messgrößen

Tabelle 5: Erfasste Messgrößen der Versuchsanlage Totalp

Bezeichnung	Bezeichnung in TXT File und LabVIEW-Anzeige	Einheit	Sensor	Position
Zeitstempel	Zeitstempel	DD.MM.YYYY HH:MM:SS	-	-
U A-1	U A-1	V	FEMTO D4-DC	A-1
U A-2	U A-2	V	FEMTO D4-DC	A-2
U A-3	U A-3	V	FEMTO D4-DC	A-3
U A-4	U A-4	V	FEMTO D4-DC	A-4
U B-1	U B-1	V	FEMTO D4-DC	B-1
U B-2	U B-2	V	FEMTO D4-DC	B-2
U B-3	U B-3	V	FEMTO D4-DC	B-3
U B-4	U B-4	V	FEMTO D4-DC	B-4
U C-1	U C-1	V	FEMTO D4-DC	C-1
U C-2	U C-2	V	FEMTO D4-DC	C-2
U C-3	U C-3	V	FEMTO D4-DC	C-3
U F-1	U F-1	V	FEMTO D4-DC	F-1
U F-2	U F-2	V	FEMTO D4-DC	F-2
U F-3	U F-3	V	FEMTO D4-DC	F-3
U D-1	U D-1	V	FEMTO D4-DC	D-1
U D-2	U D-2	V	FEMTO D4-DC	D-2
U D-3	U D-3	V	FEMTO D4-DC	D-3
U E-1	U E-1	V	FEMTO D4-DC	E-1
U E-2	U E-2	V	FEMTO D4-DC	E-2
U E-3	U E-3	V	FEMTO D4-DC	E-3
I A-1	I A-1	A	FEMTO D4-DC	A-1
I A-2	I A-2	A	FEMTO D4-DC	A-2
I A-3	I A-3	A	FEMTO D4-DC	A-3
I A-4	I A-4	A	FEMTO D4-DC	A-4
I B-1	I B-1	A	FEMTO D4-DC	B-1
I B-2	I B-2	A	FEMTO D4-DC	B-2
I B-3	I B-3	A	FEMTO D4-DC	B-3
I B-4	I B-4	A	FEMTO D4-DC	B-4
I C-1	I C-1	A	FEMTO D4-DC	C-1
I C-2	I C-2	A	FEMTO D4-DC	C-2
I C-3	I C-3	A	FEMTO D4-DC	C-3
I F-1	I F-1	A	FEMTO D4-DC	F-1
I F-2	I F-3	A	FEMTO D4-DC	F-2
I F-3	I F-3	A	FEMTO D4-DC	F-3
I D-1	I D-1	A	FEMTO D4-DC	D-1
I D-2	I D-2	A	FEMTO D4-DC	D-2
I D-3	I D-3	A	FEMTO D4-DC	D-3
I E-1	I E-1	A	FEMTO D4-DC	E-1

Messergebnisse Sommerhalbjahr 2021 – Versuchsanlage Totalp

I E-2	I E-2	A	FEMTO D4-DC	E-2
I E-3	I E-3	A	FEMTO D4-DC	E-3
P A-1	P A-1	W	FEMTO D4-DC	A-1
P A-2	P A-2	W	FEMTO D4-DC	A-2
P A-3	P A-3	W	FEMTO D4-DC	A-3
P A-4	P A-4	W	FEMTO D4-DC	A-4
P B-1	P B-1	W	FEMTO D4-DC	B-1
P B-2	P B-2	W	FEMTO D4-DC	B-2
P B-3	P B-3	W	FEMTO D4-DC	B-3
P B-4	P B-4	W	FEMTO D4-DC	B-4
P C-1	P C-1	W	FEMTO D4-DC	C-1
P C-2	P C-2	W	FEMTO D4-DC	C-2
P C-3	P C-3	W	FEMTO D4-DC	C-3
P F-1	P F-1	W	FEMTO D4-DC	F-1
P F-2	P F-2	W	FEMTO D4-DC	F-2
P F-3	P F-3	W	FEMTO D4-DC	F-3
P D-1	P D-1	W	FEMTO D4-DC	D-1
P D-2	P D-2	W	FEMTO D4-DC	D-2
P D-3	P D-3	W	FEMTO D4-DC	D-3
P E-1	P E-1	W	FEMTO D4-DC	E-1
P E-2	P E-2	W	FEMTO D4-DC	E-2
P E-3	P E-3	W	FEMTO D4-DC	E-3
E A-1	E A-1	Wh	FEMTO D4-DC	A-1
E A-2	E A-2	Wh	FEMTO D4-DC	A-2
E A-3	E A-3	Wh	FEMTO D4-DC	A-3
E A-4	E A-4	Wh	FEMTO D4-DC	A-4
E B-1	E B-1	Wh	FEMTO D4-DC	B-1
E B-2	E B-2	Wh	FEMTO D4-DC	B-2
E B-3	E B-3	Wh	FEMTO D4-DC	B-3
E B-4	E B-4	Wh	FEMTO D4-DC	B-4
E C-1	E C-1	Wh	FEMTO D4-DC	C-1
E C-2	E C-2	Wh	FEMTO D4-DC	C-2
E C-3	E C-3	Wh	FEMTO D4-DC	C-3
E F-1	E F-1	Wh	FEMTO D4-DC	F-1
E F-2	E F-2	Wh	FEMTO D4-DC	F-2
E F-3	E F-3	Wh	FEMTO D4-DC	F-3
E D-1	E D-1	Wh	FEMTO D4-DC	D-1
E D-2	E D-2	Wh	FEMTO D4-DC	D-2
E D-3	E D-3	Wh	FEMTO D4-DC	D-3
E E-1	E E-1	Wh	FEMTO D4-DC	E-1
E E-2	E E-2	Wh	FEMTO D4-DC	E-2
E E-3	E E-3	Wh	FEMTO D4-DC	E-3
Messmasten SPN Global	Messmasten SPN Global	W/m ²	SPN1	Messmasten
Messmasten CMP21 Global	Messmasten CMP21 Global	W/m ²	CMP21	Messmasten

Messergebnisse Sommerhalbjahr 2021 – Versuchsanlage Totalp

Messmasten SMP10-Ost	Messmasten SMP10-Ost	W/m ²	SMP10	Messmasten
Messmasten SMP10-West	Messmasten SMP10-West	W/m ²	SMP10	Messmasten
Tracker CMP21 Global	Tracker CMP21 Global	W/m ²	CMP21	Tracker
D Front SMP10 Global*	D Front SMP10 Global*	W/m ²	SMP10	Rahmen Segment D
D Back SMP10 Global	D Back SMP10 Global	W/m ²	SMP10	Rahmen Segment D
E Front SMP10 Global	E Front SMP10 Global	W/m ²	SMP10	Rahmen Segment E
E Back SMP10 Global	E Back SMP10 Global	W/m ²	SMP10	Rahmen Segment E
Messmasten SPLite Global	Messmasten SPLite Global	W/m ²	SP Lite2	Messmasten
A Front SPLite Global	A Front SPLite Global	W/m ²	SP Lite2	Rahmen Segment A
B Front SPLite Global	B Front SPLite Global	W/m ²	SP Lite2	Rahmen Segment B
C Front SPLite Global	C Front SPLite Global	W/m ²	SP Lite2	Rahmen Segment C
F Front SPLite Global	F Front SPLite Global	W/m ²	SP Lite2	Rahmen Segment F
Tracker Pyrheliometer	Tracker Pyrheliometer	W/m ²	Pyrheliometer CHP 1	Tracker
Temp A-1	Temp A-1	°C	PT1000 M222 Kl. B	A-1
Temp A-4	Temp A-4	°C	PT1000 M222 Kl. B	A-4
Temp B-1	Temp B-1	°C	PT1000 M222 Kl. B	B-1
Temp B-4	Temp B-4	°C	PT1000 M222 Kl. B	B-4
Temp C-1	Temp C-1	°C	PT1000 M222 Kl. B	C-1
Temp C-3	Temp C-3	°C	PT1000 M222 Kl. B	C-3
Temp D-1	Temp D-1	°C	PT1000 M222 Kl. B	D-1
Temp D-2	Temp D-2	°C	PT1000 M222 Kl. B	D-2
Temp E-1	Temp E-1	°C	PT1000 M222 Kl. B	E-1
Temp E-2	Temp E-2	°C	PT1000 M222 Kl. B	E-2
T-Contain	T-Contain	°C	PT1000 M222 Kl. B	Container
Temp F-4	Temp F-4	°C	PT1000 M222 Kl. B	F-4
Temp D-3	Temp D-3	°C	PT1000 M222 Kl. B	D-3
Temp E-3	Temp E-3	°C	PT1000 M222 Kl. B	E-3
Temp A-3	Temp A-3	°C	PT1000 M222 Kl. B	A-3
Temp B-2	Temp B-2	°C	PT1000 M222 Kl. B	B-2
Lufttemperatur	Lufttemperatur	°C	CLIMA SENSOR US 4.9200.00.000	Messmasten
Relative Feuchte	Relative Feuchte	% rh	CLIMA SENSOR US 4.9200.00.000	Messmasten
Luftdruck	Luftdruck	hPA	CLIMA SENSOR US 4.9200.00.000	Messmasten
Windstärke	Windstärke	m/s	CLIMA SENSOR US 4.9200.00.000	Messmasten
Windrichtung	Windrichtung	°	CLIMA SENSOR US 4.9200.00.000	Messmasten
Niederschlagsintensität	Niederschlagsintensität	mm/h	CLIMA SENSOR US 4.9200.00.000	Messmasten
Niederschlagsart	Niederschlagsart	Synop Code	CLIMA SENSOR US 4.9200.00.000	Messmasten
Helligkeit	Helligkeit	klux	CLIMA SENSOR US 4.9200.00.000	Messmasten

Messergebnisse Sommerhalbjahr 2021 – Versuchsanlage Totalp

Helligkeitsrichtung	Helligkeitsrichtung	°	CLIMA SENSOR US 4.9200.00.000	Messmasten
Sonnenazimut	Sonnenazimut	°	CLIMA SENSOR US 4.9200.00.000	Messmasten
Sonnenzenit	Sonnenzenit	°	CLIMA SENSOR US 4.9200.00.000	Messmasten
Laser Niederschlagsintensität	Laser Niederschlagsintensität	mm/h	Laser-Nieder- schlags-Monitor 5.4110.01.000	Messmasten
Laser Niederschlagsart	Laser Niederschlagsart	SYNOP Wawa Tab.4680	Laser-Nieder- schlags-Monitor 5.4110.01.000	Messmasten
Ventilator Messmast CMP21	Ventilator Messmast CMP21	Hz	CVF4	Messmasten
Ventilator Tracker CMP21	Ventilator Tracker CMP21	Hz	CVF4	Tracker
Ventilator D Front SMP10	Ventilator D Front SMP10	Hz	CVF4	Rahmen Segment D
Ventilator D Back SMP10	Ventilator D Back SMP10	Hz	CVF4	Rahmen Segment D
Ventilator E Front SMP10	Ventilator E Front SMP10	Hz	CVF4	Rahmen Segment E
Ventilator E Back SMP10	Ventilator E Back SMP10	Hz	CVF4	Rahmen Segment E
Tracker Azimut	Tracker Azimut	°	SOLYS 2	Tracker
Tracker Zenit	Tracker Zenit	°	SOLYS 2	Tracker