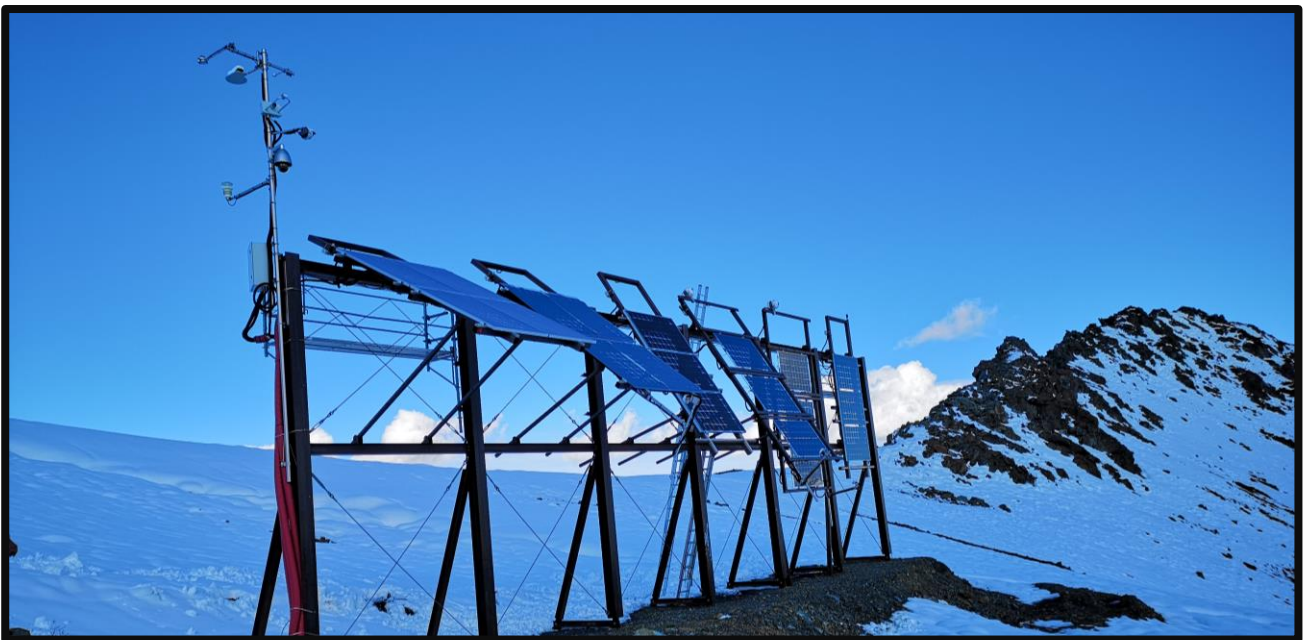

Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp Messergebnisse Winter 2021 / 2022



<i>Datum</i>	10. Mai 2022
<i>Ort</i>	8820 Wädenswil
<i>Autoren</i>	Dionis Anderegg, ZHAW Wädenswil, IUNR, dionis.anderegg@zhaw.ch Jürg Rohrer, ZHAW Wädenswil, IUNR, juerg.rohrer@zhaw.ch Sven Strebel, ZHAW Wädenswil, IUNR, sven.strebel@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. (2022). Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp Messergebnisse Winter 2021 / 2022 [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	Degradation der Module unter alpinen Bedingungen	13
4.	Ergebnisse.....	14
4.1	Globalstrahlung im untersuchten Zeitraum.....	14
4.2	Ertragsdaten im Winterhalbjahr 2021 / 2022	15
4.2.1	Energieertrag der alpinen Anlage (DC-Ertrag)	15
4.2.2	Vergleich mit Anlage im Mittelland (AC-Ertrag)	18
4.3	Erträge während längerer Zeitperioden.....	20
4.4	Leistungsdaten einzelner Tage.....	23
4.5	Degradation von Modulen unter alpinen Bedingungen	25
5.	Fazit und Ausblick	28
6.	Literatur	29
7.	Frühere Messberichte.....	31
8.	Anhang.....	32
8.1	Datenblätter Photovoltaik Module von PVP	32
8.2	Modulneigungen während dem gesamten Betriebszeitraum	36
8.3	Resultate der Flasher-Tests.....	36
8.4	Erfasste Messgrößen.....	37

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 Winterhalbjahr 2021 / 2022 (01. Oktober 2021 bis 31. März 2022).</p>
<i>Globalstrahlung</i>	<p>Mit 510 kWh/m² lag die Globalstrahlung im Winterhalbjahr 2021 / 2022 leicht über dem 15-jährigen Mittelwert von 486 kWh/m². Die Einstrahlung war gegenüber der Vorjahresperiode (487 kWh/m²) ebenfalls höher. Es ist somit von einem leicht überdurchschnittlichen Jahresertrag auszugehen.</p>
<i>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.).</p>
<i>Alpine DC-Erträge</i>	<p>Die höchsten DC-Erträge von 944 kWh/kWp für das Winterhalbjahr 2021 / 2022 wurden im 90° geneigten Segment mit bifazialen Modulen gemessen. Ähnlich hoch waren die DC-Erträge bei 60° geneigten bifazialen Modulen. Dies entspricht beinahe dem gesamten Jahresertrag einer durchschnittlichen PV-Anlage im Mittelland. Bei den monofazialen Segmenten lagen die Erträge zwischen 660 und 799 kWh/kWp, wobei die stark geneigten Segmente (60° und 90°) höhere Erträge erzielten als die weniger stark geneigten (30° und 40°).</p>
<i>Bifaziale Mehrerträge</i>	<p>Die Mehrerträge durch den Einsatz von bifazialen Modulen betrugen 18 % bei 60° Modulneigung respektive 21 % bei 90° Modulneigung. Sie schwankten monatlich zwischen 9 und 27 %. Die geringsten Mehrerträge wurden im Oktober bei 60° Modulneigung gemessen, die höchsten im November 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 betrugen 120 bis 216 %, was bedeutet, dass die Stromproduktion gegenüber der Mittellandanlage um den Faktor 2.2 bis 3.2 höher war.</p>

Messergebnisse Winter 2021 / 2022 – Versuchsanlage Totalp

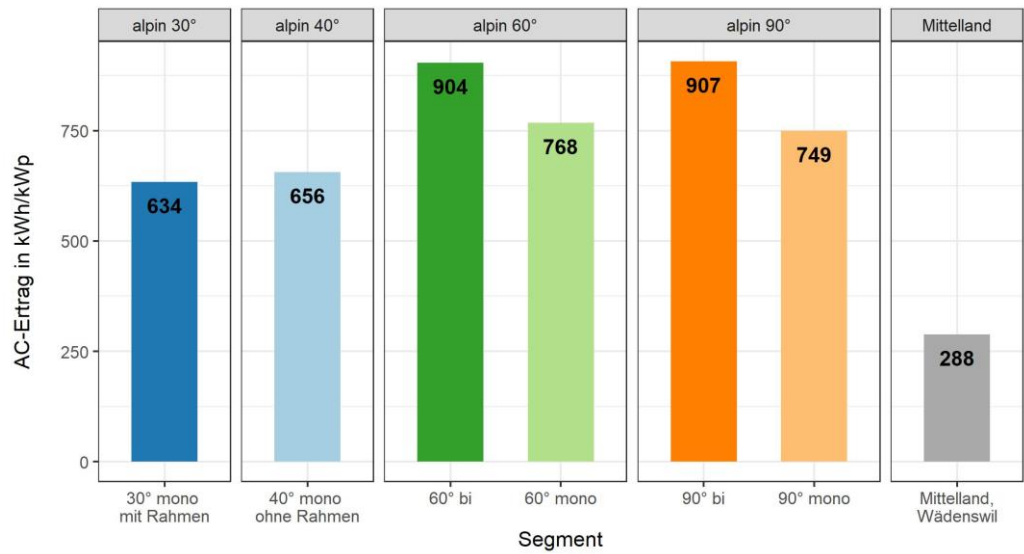


Abbildung 1: Spezifische AC-Energieerträge pro Anlagensegment gegenüber der Vergleichsanlage im Mittelland (Wädenswil) während dem Winterhalbjahr 2021 / 2022. 01. Oktober 2021 bis 31. März 2022.

Mittlerer Jahresertrag (4 Jahre)

Der bisherige Messzeitraum umfasst vier vollständige Kalenderjahre (2018 bis 2021). In diesem Zeitraum betrug der mittlere Ertrag je nach Segment zwischen 1339 und 1854 kWh/kWp (Abbildung 2). Über den gleichen Zeitraum wurde bei einer Vergleichsanlage im Mittelland ein Durchschnitt von 902 kWh/kWp gemessen. Damit wurden im alpinen Raum bis zu einem Faktor 2 höhere Jahreserträge gemessen (70° monofazial). Im Winter lagen die Erträge bis zu einem Faktor 3.8 höher (90° bifazial).

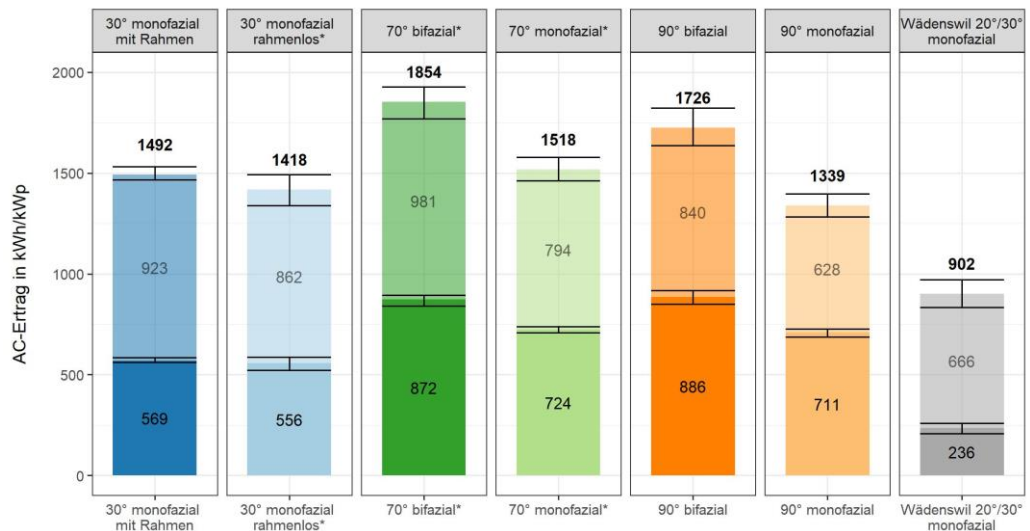


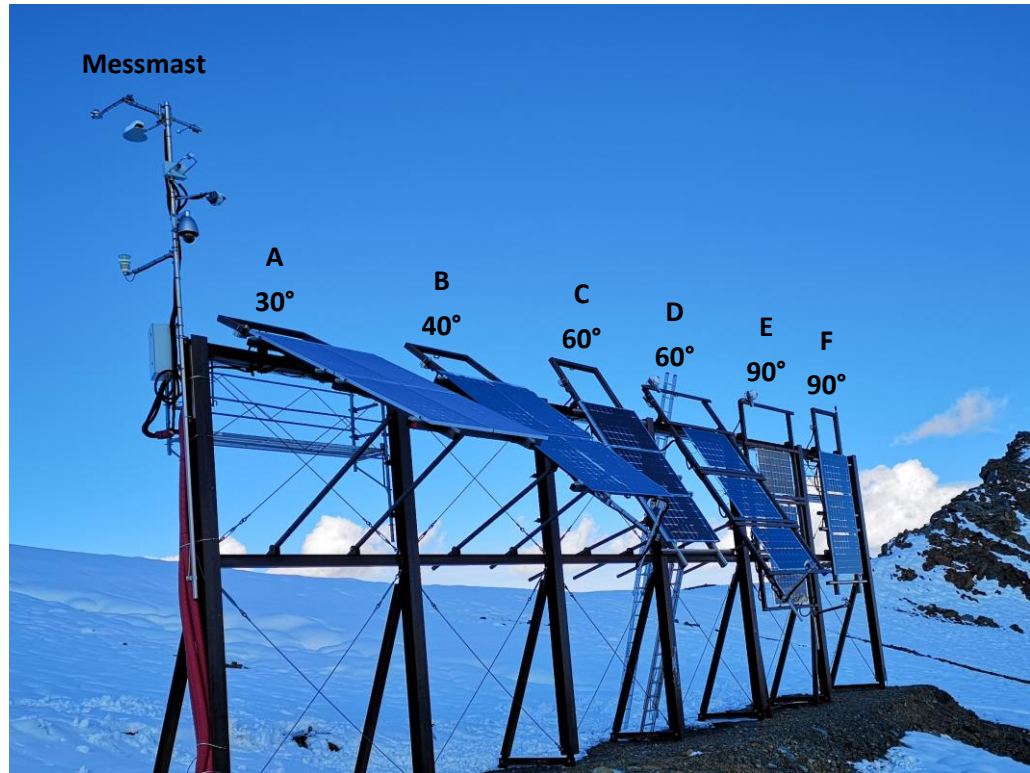
Abbildung 2: Mittlerer jährlicher AC-Energieertrag (2018 bis 2021) pro Anlagensegment in kWh/kWp. Erträge des Winterhalbjahres (Januar-März / Oktober-Dezember) sind dunkel eingefärbt, Erträge des Sommerhalbjahres (April-September) sind hell eingefärbt. Die doppel-T-Balken zeigen die jeweiligen Minimal- und Maximalwerte für das Winterhalbjahr und das gesamte Jahr. * 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.

<i>Leistungsverlauf an sonnigen Tagen</i>	Die Leistungsverläufe an sonnigen Tagen im Oktober, Dezember und März zeigen den Einfluss der Sonnenhöhe, des Neigungswinkels und der Schneebedeckung der Umgebung auf die Modulleistung deutlich. Während Monaten mit besonders tiefem Sonnenstand sind die steil geneigten Module im Vorteil. Bei Schneebedeckung, mittlerem Sonnenstand und tiefen Umgebungstemperaturen werden um die Mittagszeit bei bifazialen Modulen Leistungen von bis zu 1.5 W/Wp erreicht.
<i>Degradation der Module unter alpinen Bedingungen</i>	Eine Ermittlung der Moduleffizienz für die Jahre 2018 bis 2021 lässt nicht auf eine beschleunigte Degradation der Module unter alpinen Bedingungen schliessen. Die Degradation über 25 Jahre wird aufgrund der Messungen für monofaziale Module auf 8-10 % geschätzt, womit die Leistungsgarantie des Herstellers (max. 20 % über 25 Jahre) unterschritten würde. Bei bifazialen Modulen deuten die Resultate mit 14 % auf eine stärkere Degradation hin, wobei auch in diesem Fall die Leistungsgarantie (max. 20 % über 25 Jahre) eingehalten würde.

2. Messaufbau

<i>Standort & Aufbau</i>	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.
<i>Konfiguration der Anlagensegmente</i>	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° Neigung 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.
<i>Betrieb und Messdaten</i>	<p>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 eine 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.</p> <p>Alle Messwerte werden im 10-Sekunden-Intervall als Momentanwert lokal abgespeichert und in einen Cloudspeicher übertragen. Alle erfassten Messgrössen können dem Anhang 8.4 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.</p>

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. Oktober 2021 und dem 31. März 2022. Die Neigungswinkel der Segmente B, C und D wurden zuletzt 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 an der blauen Linie auf der rechten Seite zu erkennen).

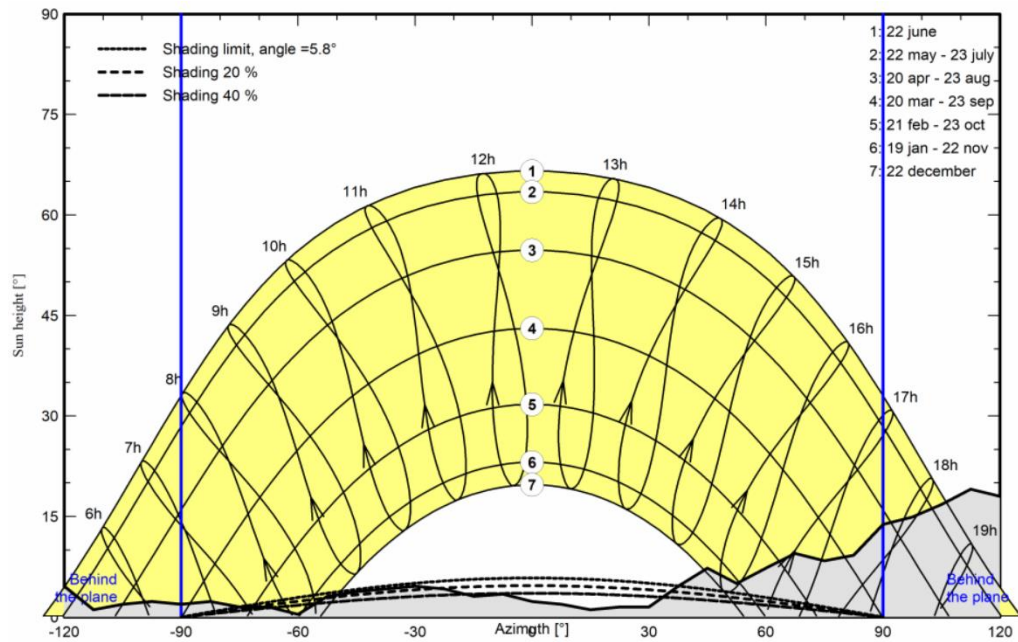


Abbildung 4: Natürlicher Horizont am Standort. Der natürliche Horizont verschattet den Standort ab einem Neigungswinkel von 5 bis 15°. Lesebeispiel: Am 22. Dezember (Sonnenverlauf 7) tritt eine Verschattung durch den natürlichen Horizont ab ca. 15:30 Uhr auf, bei einer Sonnenhöhe von ca. 7°. Abbildung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

3. Methodik

Die vorliegende Auswertung umfasst das Winterhalbjahr 2021 / 2022 zwischen dem 01. Oktober 2021 und dem 31. März 2022. 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 PV-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 weniger als 1 %.

Vergleich Mittelland

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 in kWh/kWp 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 SWISSSOLAR 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 Oktober 2021 – März 2022. 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°	308
2	33.75	Süd-Ost	30°	324
3	42.97	Süd-West	20°	256
∅*				288

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

- Anhand der Energiemeter wurden die gesamten DC-Energieerträge der Anlage ermittelt. Dies erfolgte durch die Summierung der Erträge sämtlicher Module.
- Analog dazu wurde die vom Wechselrichter ins Netz eingespeiste Energie über das SolarEdge-Monitoring Portal ermittelt.
- Den DC-Erträgen von 4135 kWh (ohne Leitungsverluste an den Energiemetern direkt vor den Wechselrichtern) standen AC-Erträge in Höhe von 3975 kWh gegenüber.

- Dies entspricht im Mittel einem Wechselrichterwirkungsgrad von 96.1 %. Dieser Wert weicht leicht vom europäisch gewichteten Wirkungsgrad des Wechselrichters von 96.7 % (SolarEdge Technologies, 2019) ab.
- Der korrigierte DC-Ertrag (Energimeter plus Verlustenergie der DC-Leitungen) der Modulsegmente wurde zur Abschätzung der AC-Erträge mit dem mittleren Wechselrichterwirkungsgrad vor Ort von 96.1 % 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 Degradation der Module unter alpinen Bedingungen

Die bisherige Degradation der PV-Module unter alpinen Bedingungen wird mithilfe der Moduleffizienz ermittelt. Diese kann anhand von Einstrahlungsdaten auf die Modulebene, den Modultemperaturen und der Modulleistungen bestimmt werden. Die Abnahme der Moduleffizienz quantifiziert die Degradation und allfällige Verluste durch die Verschmutzung von PV-Modulen.

Verwendete Daten Aus dem gesamten Messdatensatz, der mittlerweile rund 13 Millionen Messpunkte enthält, werden Messpunkte verwendet, welche annähernd Standard-Testbedingungen (STC) entsprechen. Dazu wird der Datensatz nach Einstrahlungen auf die Modulebene zwischen 995 W/m² und 1005 W/m² gefiltert. Weiter werden nur Messpunkte verwendet, bei deren keine Schneebedeckung oder Vereisung der Module vorhanden war. Von einer Schneebedeckung wird ausgegangen, wenn die gemessene Modulleistung die Soll-Modulleistung um mindestens 33 % unterschreitet. Das Vorgehen zur Ermittlung der Soll-Modulleistung wurde in einem früheren Messbericht genauer beschrieben (Anderegg et al., 2019).

Nach dieser Filterung verbleiben je nach Segment zwischen 16'000 und 27'000 Messpunkte, welche die obigen Kriterien erfüllen.

Modulwirkungsgrad Die Berechnung des Modulwirkungsgrads η_{Modul} erfolgt unter Verwendung der gemessenen Modulleistung P_{Modul} , der Globalstrahlung auf die Vorderseite der geneigten Modulebene E_{Modul} , der Fläche des Moduls A_{Modul} sowie unter Berücksichtigung der Modultemperatur T_{Modul} und des Temperaturkoeffizienten c_T der Module (0.40 % für bifaziale, 0.42 % für monofaziale):

$$\eta_{\text{Modul}} = \frac{P_{\text{Modul}}}{E_{\text{Modul}} * A_{\text{Modul}} * (1 + (T_{\text{Modul}} - 25^{\circ}\text{C}) * c_T)}$$

Die Moduleffizienz wird anschliessend pro Jahr gemittelt. Aus der bisherigen Abnahme der Moduleffizienz wird die Degradation der Module über 25 Jahre extrapoliert.

Spezialfall bifaziale Module Der berechnete Wirkungsgrad für bifaziale Module kann den im Datenblatt angegeben Wirkungsgrad von 17.2 % (Anhang 8.1) übersteigen, da die Einstrahlung auf die Modulrückseite nicht berücksichtigt ist, die Leistung der Module jedoch erhöht. Für bifaziale Module sind die Ergebnisse nur unter folgenden Annahmen zutreffend: (1) Die Vorder- und Rückseite altern gleich schnell, (2) die Einstrahlung auf die Vorder- und Rückseite ist über die Jahre vergleichbar und (3) die Verschattungssituation der Rückseite, z.B. durch das Montagesystem, ist jeweils ähnlich. Die Abschätzungen für die Alterung von bifazialen Modulen sind wegen diesen Annahmen als grobe Grössenordnung zu verstehen, welche mit einer Unsicherheit behaftet ist. Die obigen Annahmen können durch eine hohe Konstanz der bifazialen Mehrerträge (gegenüber gleich geneigten Monofazialen) während des bisherigen Betriebs gestützt werden.

4. Ergebnisse

In diesem Kapitel werden Messresultate des Winterhalbjahres 2021 / 2022 aufgezeigt und mit den Resultaten aus den vorigen Messperioden verglichen.

4.1 Globalstrahlung im untersuchten Zeitraum

Um die Resultate des untersuchten Zeitraums besser einordnen zu können, wird nachfolgend ein Vergleich der Globalstrahlung des Winterhalbjahres 2021/2022 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 (Winter 2020/2021) wurde im Untersuchungszeitraum eine geringfügig höhere Globalstrahlung gemessen. In der Vorjahresperiode betrug die horizontale Globalstrahlung 487 kWh/m^2 , während diese im Untersuchungszeitraum bei 510 kWh/m^2 lag (Abbildung 5a). Die relative Abweichung zur Vorjahresperiode lag somit bei + 5 %. Abbildung 5b zeigt die monatlichen Ertragsunterschiede.

Vergleich zum 15-jährigen Mittel

Die Globalstrahlung im Winterhalbjahr 2021 / 2022 kann anhand des Vergleichs zum 15-jährigen Mittel als leicht überdurchschnittlich bezeichnet werden (Abbildung 5a). Die Abweichung vom langjährigen Mittel betrug wie die Abweichung zur Vorjahresperiode + 5 %. Die monatlichen Abweichungen vom langjährigen Mittel können der Abbildung 5b entnommen werden.

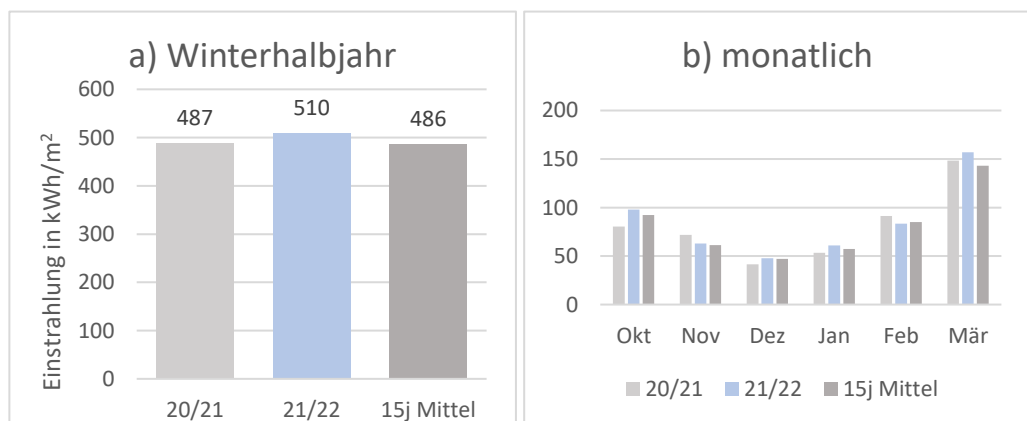


Abbildung 5: Vergleich der Globalstrahlung (kWh/m^2) des aktuellen Zeitraums (Winter 2021/2022) mit dem Vorjahreszeitraum (Winter 2020/2021) und dem 15-jährigen Mittel. a: Gesamtes Halbjahr. b: Pro Monat. Strahlungsdaten vom Standort Weissfluhjoch (WFJ) bei Davos, Datenquelle: IDAWEB (MeteoSchweiz, 2021).

Ertragserwartung

Gegenüber der Vorjahresperiode (Winter 2020 / 2021) ergibt sich für den untersuchten Zeitraum eine leicht höhere Ertragserwartung. Diese Erwartung ist auf die höhere Globalstrahlung zurückzuführen. Verglichen mit dem 15-jährigen Mittelwert kann ebenfalls von einem leicht überdurchschnittlichen Ertrag ausgegangen werden.

4.2 Ertragsdaten im Winterhalbjahr 2021 / 2022

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-Ertrag)

Spezifische DC-Erträge Davos Totalp

Abbildung 6 zeigt die spezifischen Energieerträge (pro kWp) im Winter 2021 / 2022. Diese lagen abhängig vom Anlagensegment zwischen 660 kWh/kWp (30° monofazial) und 944 kWh/kWp (90° bifazial).

Unter den monofazialen Anlagensegmenten lieferte der Neigungswinkel von 60° mit 799 kWh/kWp die höchsten Erträge. Ein vergleichbarer Ertrag von 780 kWh/kWp wurde bei monofazialen Modulen mit 90° Neigungswinkel gemessen. Der Einsatz von bifazialen Modulen führte verglichen mit den monofazialen Segmenten gleicher Neigung zu Mehrerträgen in der Grössenordnung von 150 kWh/kWp.

Die Ertragswerte des untersuchten Zeitraums sind geringfügig höher als im Vorjahreszeitraum (Anderegg et al., 2021), was auf die höhere Globalstrahlung zurückzuführen ist.

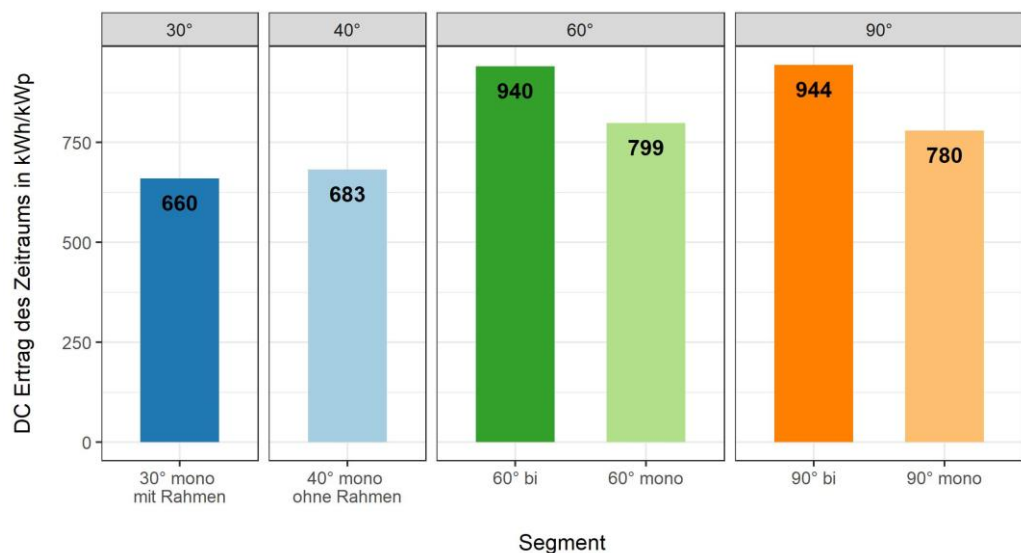


Abbildung 6: Spezifische DC-Energieerträge in kWh/kWp pro Anlagensegment während dem Winterhalbjahr 2021 / 2022. Alpine Photovoltaik-Anlage Davos-Totalp, 01. Oktober 2021 bis 31. März 2022.

Relative Abweichung zu 30° monofazial mit Rahmen

Im Vergleich zum Referenzsegment mit 30° geneigten monofazialen Modulen (mit Rahmen), wick die Energieproduktion der Anlagensegmente im Winter 2021 / 2022 zwischen + 3 % und + 43 % ab. Eine grafische Darstellung ist in Abbildung 7 gezeigt. Durch rahmenlose Module in einer Neigung von 40° stieg der Energieertrag um 3 %.

Steilere Neigungswinkel führten aufgrund des tiefen Sonnenstandes im Winterhalbjahr gegenüber dem 30° geneigten Segment zu Mehrerträgen. Diese betragen 21 % bei 60° geneigten Modulen und 18 % bei 90° geneigten monofazialen Modulen.

Beim Einsatz von 60° und 90° geneigten bifazialen Modulen entstanden im Vergleich zum Segment 30° monofazial Mehrerträge von jeweils 43 %.

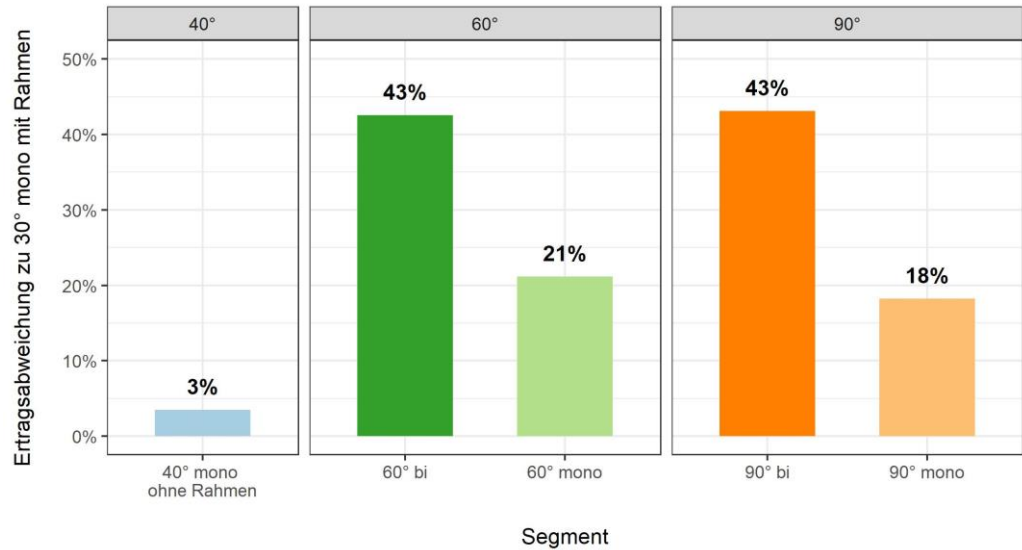


Abbildung 7: Relative DC-Ertragsabweichungen pro Anlagensegment gegenüber Segment A (30° monofazial mit Rahmen) während dem Winter 2021 / 2022 in Prozent. Alpine Photovoltaik-Anlage Davos-Totalp, 01. Oktober 2021 bis 31. März 2022.

Spezifische Monatserträge

Der monatliche Ertrag der Anlagensegmente ist in Abbildung 8 gezeigt. Besonders auffallend sind die hohen Erträge im März. Diese sind auf eine hohe Einstrahlung (vgl. Kapitel 4.1) und die Schneebedeckung der Umgebung, welche zur Reflexion von Einstrahlung führt, zu erklären.

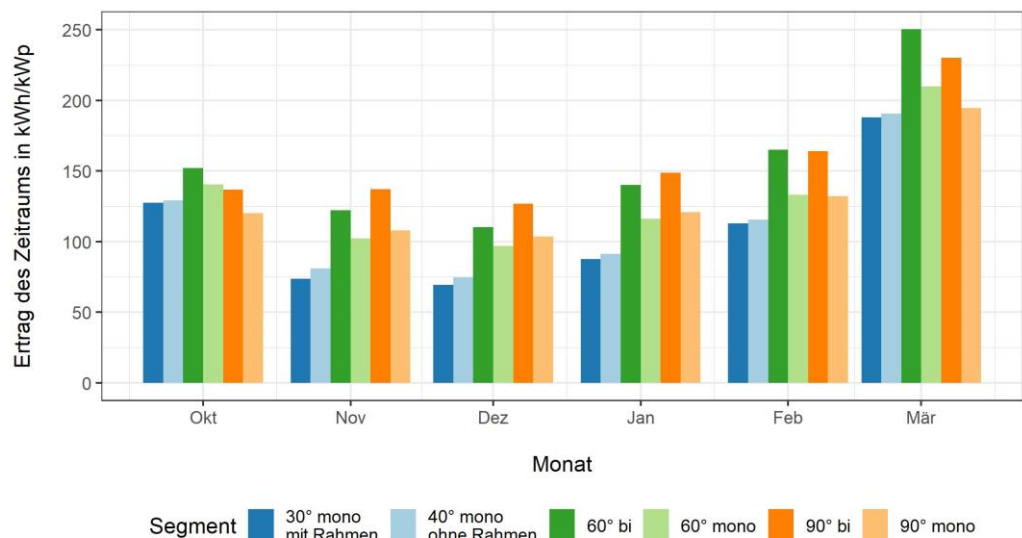


Abbildung 8: Spezifische DC-Monatserträge pro Anlagensegment während dem Winter 2021 / 2022 in kWh/kWp. Alpine Photovoltaik-Anlage Davos-Totalp, 01. Oktober 2021 bis 31. März 2022.

Bifaziale Mehrerträge Winterhalbjahr

Durch den Einsatz von bifazialen Modulen in den stark geneigten Anlagensegmenten entstanden im gesamten betrachteten Zeitraum Mehrerträge von 18 % (60° Modulneigung) bis 21 % (90° Modulneigung).

Die Mehrerträge durch bifaziale Module waren in der untersuchten Periode geringfügig tiefer als in den vorigen halbjährlichen Analysen. Bei 60 bis 70° geneigten Modulen wurden im Winterhalbjahr jeweils Mehrerträge von 21 bis 23 % berechnet, bei 90° geneigten Modulen zwischen 27 und 29 % (Anderegg et al., 2020a, 2020b, 2021). Der tiefere Mehrertrag in dieser Betrachtungsperiode lässt sich mit hohen Einstrahlungen auf die Vorderseite der Module erklären, wodurch die Rückseitenenerträge prozentual weniger stark ins Gewicht fallen.

Bifaziale Mehrerträge pro Monat

Der Mehrertrag durch bifaziale Module schwankte im Monats- und Wochenverlauf zwischen 6 und 24 % (60° Neigung) respektive 14 bis 27 % (90° Neigung). Die monatlichen Mehrerträge können der Abbildung 9 entnommen werden. Die grössten Mehrerträge traten im November und März auf. Die Umgebung der Anlage war im Oktober grösstenteils schneefrei, was zu den geringsten prozentualen Mehrerträgen führte.

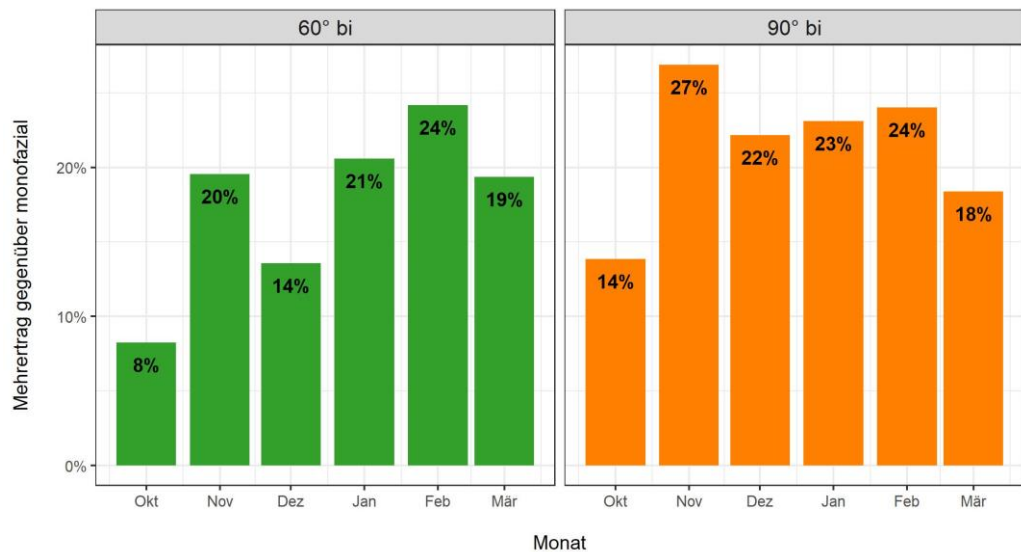


Abbildung 9: Spezifische DC-Mehrerträge pro Monat durch bifaziale Module gegenüber dem jeweils gleich geneigten monofazialen Segment während dem Winter 2021 /2022. Alpine Photovoltaik-Anlage Davos-Totalp, 01. Oktober 2021 bis 31. März 2022.

4.2.2 Vergleich mit Anlage im Mittelland (AC-Ertrag)

Vergleich zum
Mittelland -
Winterhalbjahr

Abbildung 10 zeigt die spezifischen AC-Energieerträge über den Winter 2021 / 2022. Prozentuale Abweichungen zur Vergleichsanlage im Mittelland sind in Abbildung 11 gezeigt. Am alpinen Standort in Davos wurden bei allen Konfigurationen wesentlich höhere Erträge gemessen als bei der Vergleichsanlage im Mittelland. Der Mehrertrag der alpinen Anlagensegmente belief sich auf 120 bis 216 %, gleichbedeutend mit dem 2.2- bis 3.2-fachen Ertrag der Vergleichsanlage im Mittelland. Somit liess sich am alpinen Standort sogar bei einem Neigungswinkel von 30° mehr als der doppelte Winterstromertrag erzeugen.

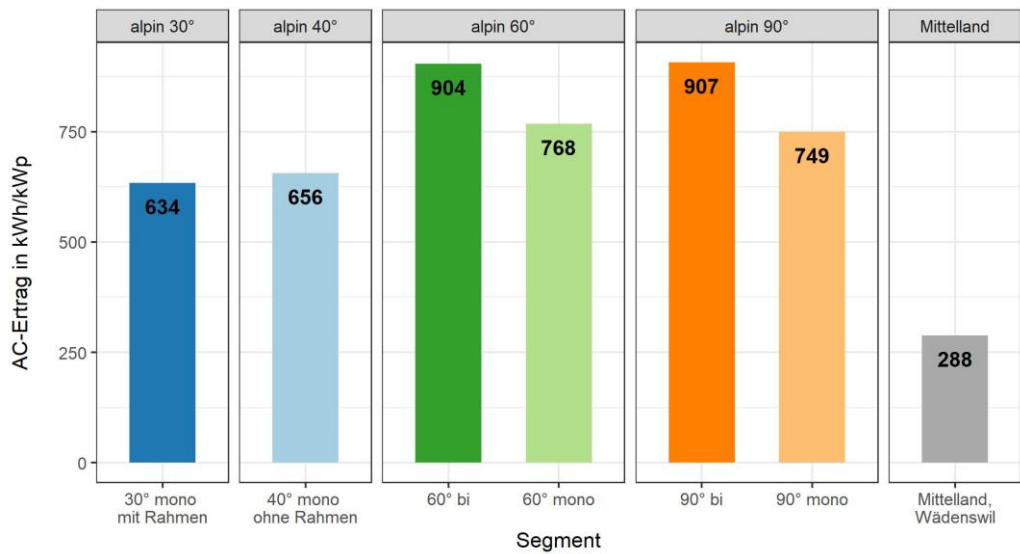


Abbildung 10: Spezifische AC-Energieerträge pro Anlagensegment gegenüber der Vergleichsanlage im Mittelland (Wädenswil) während dem Winterhalbjahr 2021 / 2022. 01. Oktober 2021 bis 31. März 2022.

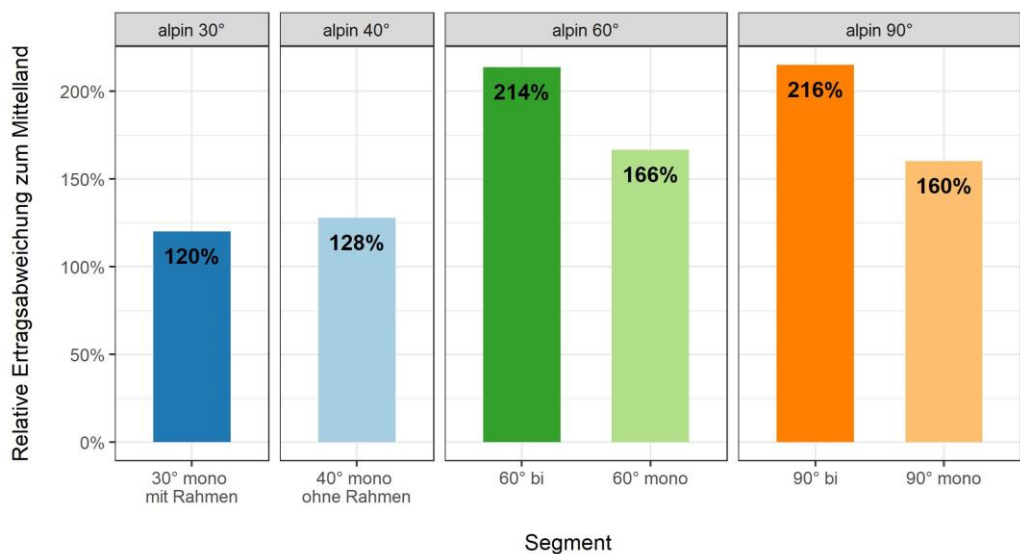


Abbildung 11: Relative AC-Ertragsabweichungen pro Anlagensegment gegenüber der Vergleichsanlage im Mittelland (Wädenswil) während dem Winterhalbjahr 2021 / 2022. 1. Oktober 2021 bis 31. März 2022.

Vergleich zum
Mittelland -
monatlich

Die Mehrerträge der Alpenstrom-Anlage gegenüber der Vergleichsanlage im Mittelland sind in den Monaten November und Dezember besonders hoch (Abbildung 12). Im Dezember erreichten sie 560 % (60° bifazial) respektive 660 % (90° bifazial).

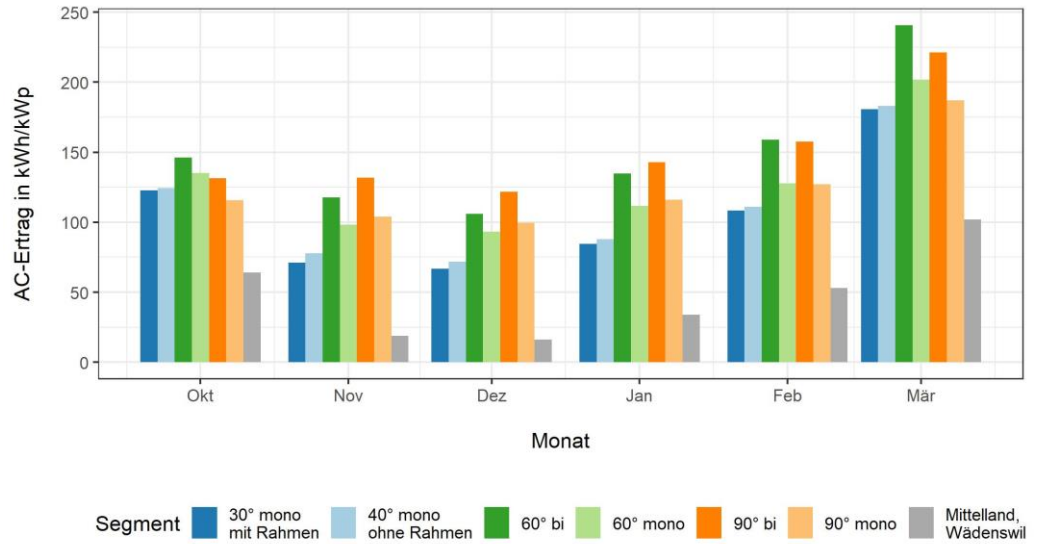


Abbildung 12: Spezifische AC-Monatsenerträge pro Segment und von der Vergleichsanlage im Mittelland (Wädenswil) in kWh/kWp. Zeitraum: Winterhalbjahr 2021 / 2022 vom 01. Oktober 2022 bis 31. März 2022.

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» entsprechend der Modulneigung während der jeweiligen Jahre zu interpretieren. Veränderungen bei der Modulneigung können der Tabelle 4 im Anhang 8.2 entnommen werden.

DC-Ertrag pro
Kalenderjahr

Abbildung 13 zeigt die spezifischen DC-Erträge der bisher vollständigen Jahre 2018 bis 2021. Bei Segmenten, die in Abbildung 13 mit (*) markiert sind, wurden Änderungen am Neigungswinkel vorgenommen. Der Einfluss dieser Umstellung ist als gering einzustufen, da die Änderung lediglich 10° beträgt. Abweichend von der Abbildung 13 war das Segment 30° monofazial rahmenlos auf 40° eingestellt, die beiden 70° geneigten Segmente waren 60° geneigt.

Die Erträge des Jahres 2021 lagen im oberen Schwankungsbereich der bisherigen Jahre. Die leicht überdurchschnittliche Einstrahlung zeigt sich in den hohen Erträgen des Jahres 2021. Der bisher höchste Jahresertrag seit Messbeginn von 1977 kWh/kWp wurde bei bifazialen Modulen mit 60° Neigungswinkel gemessen. Die Ertragschwankungen der bisherigen Jahre bewegten sich pro Segment im einstelligen Prozentbereich.

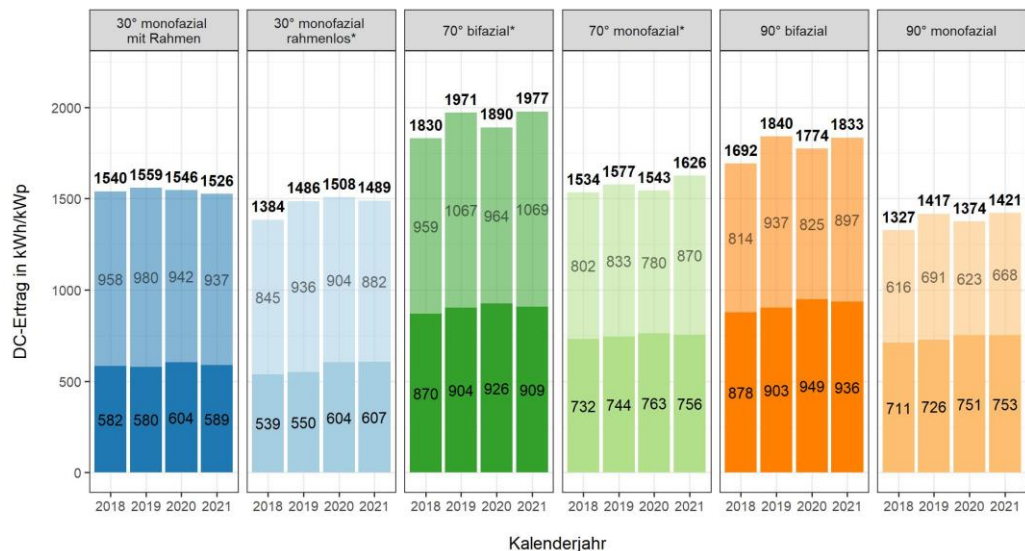


Abbildung 13: DC-Energieerträge pro vollständiges Kalenderjahr seit Messbeginn im Jahr 2017. Es handelt sich um die mittleren, normierten Erträge in kWh/kWp pro Anlagensegment (Mittelwert aus 3 oder 4 Modulen). Erträge des Winterhalbjahres (Januar-März / Oktober-Dezember) sind dunkel eingefärbt, Erträge 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.

Aus der Aufteilung der Erträge in Sommerhalbjahr (Abbildung 13, hell)- und Winterhalbjahr (Abbildung 13, 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 (60° bis 90°) wurden während den gesamten drei Jahren Winterstromanteile über 46 % gemessen. Auch bei Neigungswinkeln von 30° lagen die Winterstromanteile jeweils zwischen 37 und 40 %.

AC-Ertrag pro Kalenderjahr – Vergleich Mittel- und Extremwerte

Analog zur Abbildung 13 (DC-Erträge) zeigt die Abbildung 14 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 124 % (60° bifazial, 2021).

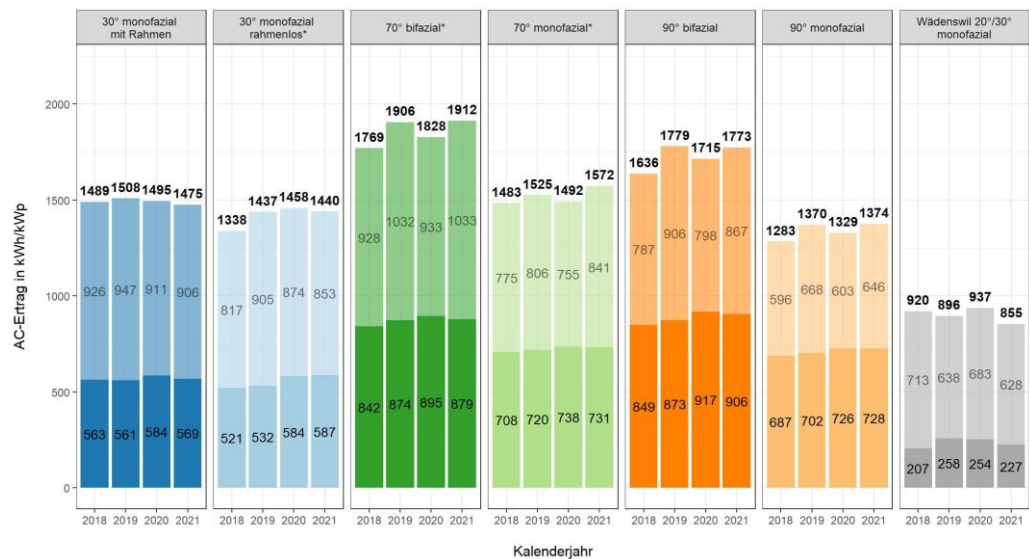


Abbildung 14: AC-Energieerträge pro vollständiges Kalenderjahr seit Messbeginn im Jahr 2017. Es handelt sich um die mittleren, normierten Erträge in kWh/kWp pro Anlagensegment (Mittelwert aus 3 oder 4 Modulen). Erträge des Winterhalbjahres (Januar-März / Oktober-Dezember) sind dunkel eingefärbt, Erträge 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 eingestuft werden.

AC-Ertrag pro Kalenderjahr – Mittel- und Extremwerte

Während den vier vollständigen Kalenderjahren in der Messperiode lag der mittlere spezifische AC-Ertrag zwischen 1339 kWh/kWp (90° monofazial) und 1854 kWh/kWp (70° bifazial). Die mittleren Erträge pro Jahr sind der Abbildung 15 zu entnehmen. Diese zeigt ausserdem die jeweiligen Maximal- und Minimalerträge für das Winterhalbjahr und das gesamte Jahr als Fehlerbalken. Die jährlichen Schwankungen lagen im einstelligen Prozentbereich und sind mit den Schwankungen der Anlage im Mittelland vergleichbar.

Im Anlagensegment 90° bifazial lagen die mittleren Jahreserträge um den Faktor 1.9 höher als im Mittelland, im Winterhalbjahr übertrifft der mittlere Ertrag denjenigen der Vergleichsanlage im Mittelland um den Faktor 3.8.

Messergebnisse Winter 2021 / 2022 – Versuchsanlage Totalp

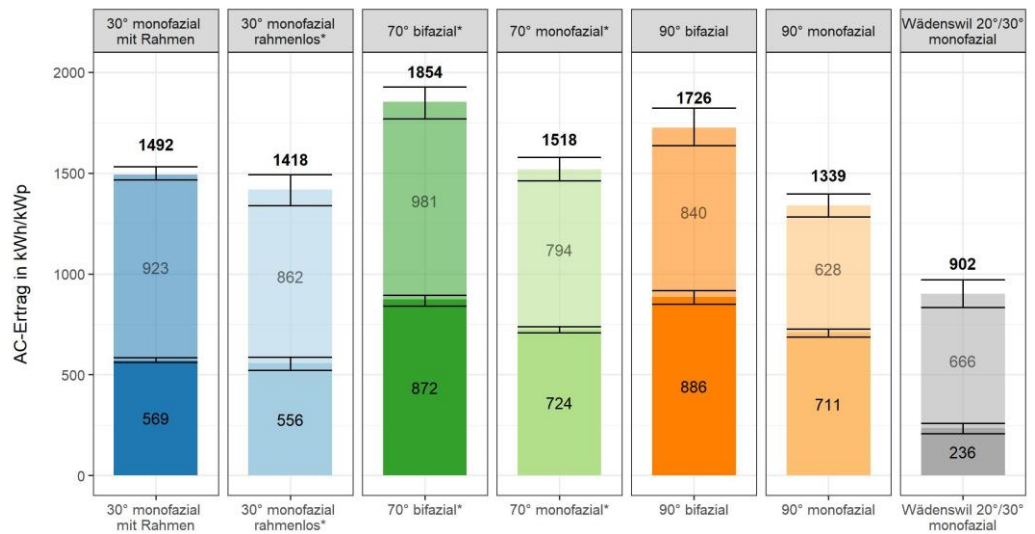


Abbildung 15: Mittlerer jährlicher AC-Energieertrag (2018 bis 2021) pro Anlagensegment in kWh/kWp. Erträge des Winterhalbjahres (Januar-März / Oktober-Dezember) sind dunkel eingefärbt, Erträge des Sommerhalbjahres (April-September) sind hell eingefärbt. Die Fehlerbalken zeigen die jeweiligen Minimal- und Maximalwerte für das Winterhalbjahr und das gesamte Jahr. * 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.

4.4 Leistungsdaten einzelner Tage

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

16. Okt 2021,
mittlerer Sonnen-
stand, Umgebung
schneefrei

Am 16. Oktober 2021 zeigten die monofazialen Segmente jeweils ähnliche Leistungsverläufe, wobei bei 60° die höchsten Leistungen erzielt wurden. Dabei handelte es sich um einen wolkenfreien Tag ohne Schneebedeckung der Umgebung. Die höchsten Leistungen lieferten während der Mehrheit des Tages die bifazialen Anlagensegmente, allen voran das 60° geneigte bifaziale Anlagensegment. Die Mehrerträge durch den Einsatz von bifazialen Modulen erreichten an diesem Tag 8 % (60° Neigung) beziehungsweise 17 % (90° Neigung).

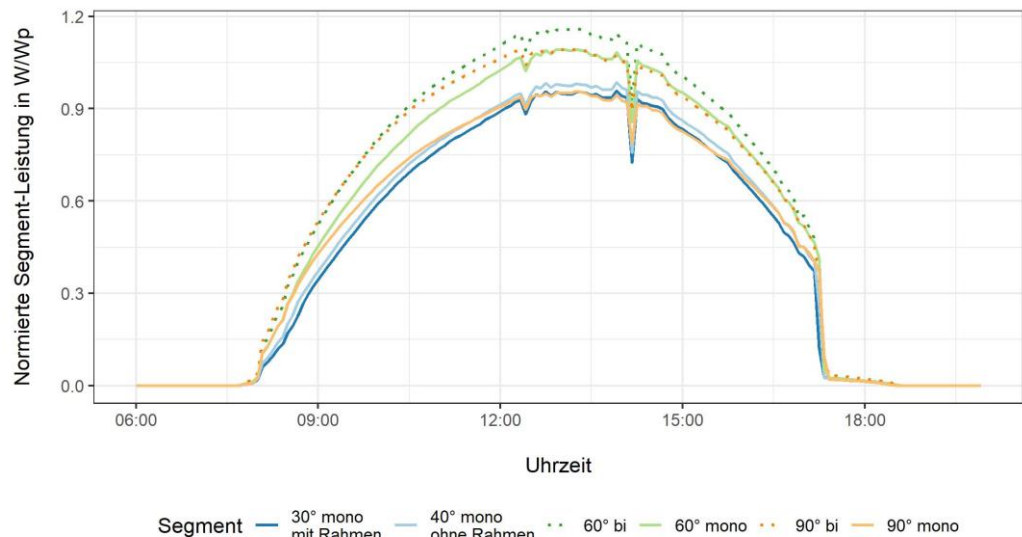


Abbildung 16: Leistungsverlauf pro Anlagensegment normiert in W/Wp am 16. Oktober 2021 bei wolkenfreiem Himmel und einem mittleren Sonnenhöchststand. Umgebung schneefrei, Uhrzeiten in MEZ.

22. Dez 2021,
tiefer Sonnen-
stand,
schneebedeckte
Umgebung

Am 22. Dezember 2021 zeigten an einem weitestgehend wolkenfreien Tag mit schneebedeckter Umgebung erneut die bifazialen Segmente die höchsten Leistungen. Bei den monofazialen Segmenten nahm die Leistung mit dem Neigungswinkel ab, was mit dem tiefen Sonnenstand zu erklären ist (Abbildung 17).

Die bifazialen Module generierten im Vergleich mit den monofazialen Modulen an diesem Tag einen Mehrertrag von 10 % (60° Neigung) und 16 % (90° Neigung). Der plötzliche Leistungsabfall bei allen Segmenten um ca. 15:30 Uhr ist Resultat der Verschattung durch den natürlichen Horizont (vgl. Kapitel 2, Abbildung 4).

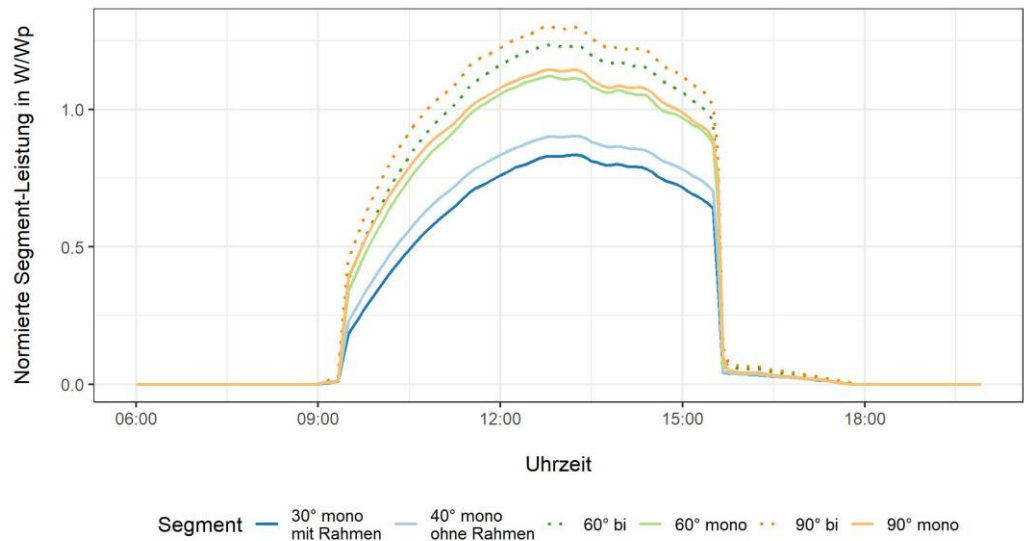


Abbildung 17: Leistungsverlauf pro Anlagensegment normiert in W/Wp am 22. Dezember 2021 bei wolkenfreiem Himmel und einem tiefen Sonnenhöchststand. Umgebung schneebedeckt, Uhrzeiten in MEZ.

10. Mär 2022,
mittler
Sonnenstand,
Umgebung
schneebedeckt

Abbildung 18 zeigt den Leistungsverlauf am 10. März 2022 bei einem mittleren Sonnenhöchststand und einem wolkenfreien Tag mit Schneebedeckung der Umgebung.

In mehreren Segmenten wurde die Modul-Nennleistung überschritten (> 1 W/Wp). Bei den bifazialen Anlagensegmenten wurden um die Mittagszeit bis zu 1.5 W/Wp gemessen. Dies ist auf hohe Einstrahlungen (u.a. durch Reflexion an der schneebedeckten Umgebung) und tiefe Modultemperaturen zurückzuführen.

Der bifaziale Mehrertrag belief sich an diesem Tag auf 17 % (60° Neigung), respektive 22 % (90° Neigung).

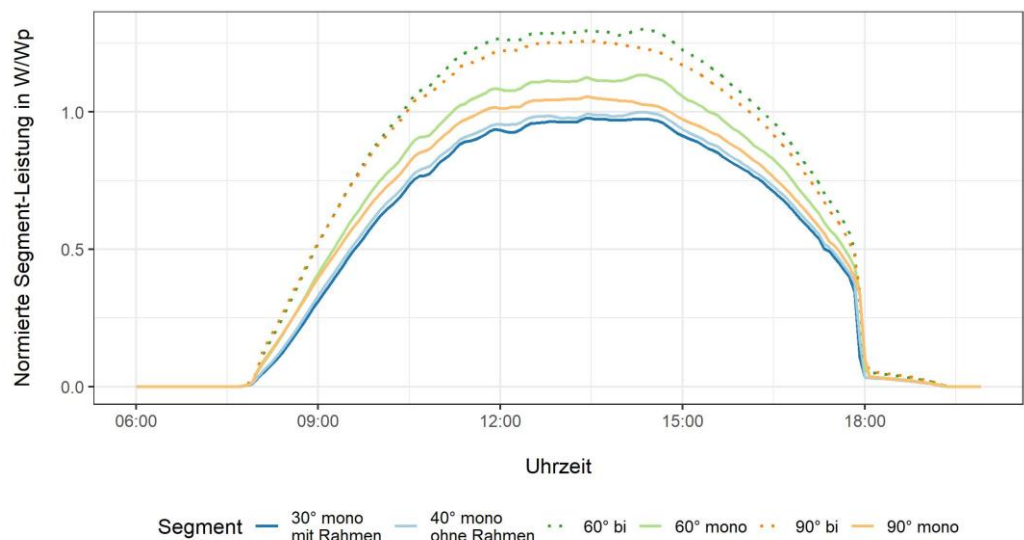


Abbildung 18: Leistungsverlauf pro Anlagensegment normiert in W/Wp am 10. März 2022 bei wolkenfreiem Himmel und mittlerem Sonnenhöchststand. Umgebung schneebedeckt, Uhrzeiten in MEZ.

4.5 Degradation von Modulen unter alpinen Bedingungen

Abnahme Moduleffizienz

Abbildung 19 zeigt in allen Anlagensegmenten eine Abnahme der Moduleffizienz über die Jahre. Sie zeigt den mittleren berechneten Modulwirkungsgrad pro Jahr als Punkt, sowie die Standardabweichung als Doppel-T-Balken. Bei allen Modulen hat die Effizienz im Laufe der vier Betriebsjahre abgenommen. Bei den bifazialen Modulen ist dieser Effekt stärker als bei den monofazialen, allerdings ist bei letzteren auch die Unsicherheit grösser (siehe Abbildung 19, unten). Die Streuung um den Mittelwert wird aufgrund messgerätespezifischer Ungenauigkeiten (Einstrahlung, Modultemperatur, Leistungsmessung) sowie unterschiedlichen Verschmutzungen und Sonnenständen vermutet. Letztere führen zu unterschiedlich starker Reflexion der Einstrahlung am Glas und damit einer Veränderung der berechneten Moduleffizienz.

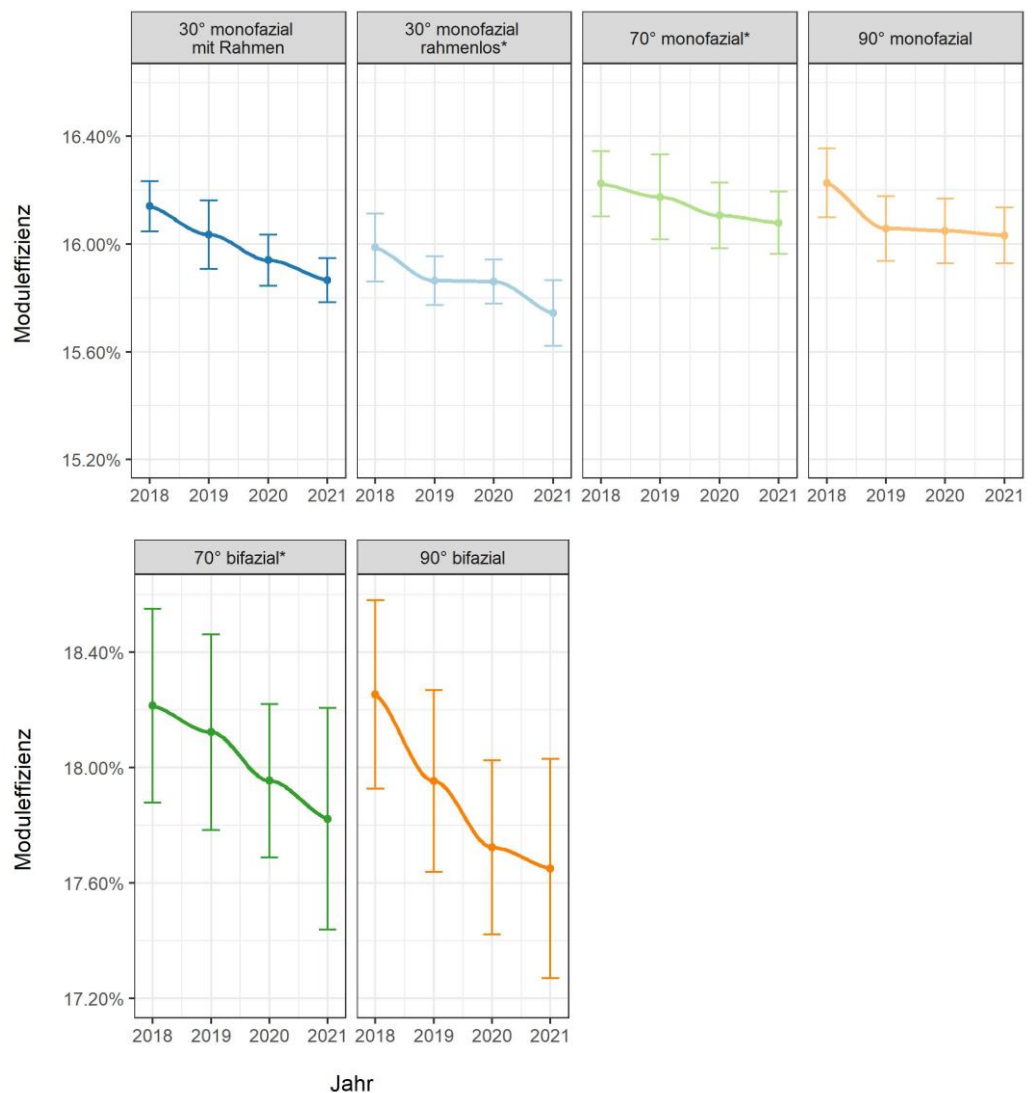


Abbildung 19: Mittlere berechnete Moduleffizienz pro Jahr (Punkte) mit Standardabweichung (Doppel-T-Balken) für alle Anlagensegmente. Die Moduleffizienz der bifazialen Module überschreitet die Angaben im Datenblatt (17.2 %), da die Rückseite die Modulleistung steigert. * Die Anlagensegmente sind momentan auf einen Neigungswinkel von 40° respektive 60° eingestellt.

Die Abnahme der Moduleffizienz in Abbildung 20 quantifiziert einerseits die Degradation der Module und andererseits mögliche Verschmutzungen der Moduloberfläche. Bei den bifazialen Modulen und insbesondere beim Segment mit 90° geneigten bifazialen Modulen scheint die Abnahme der Moduleffizienz schneller fortzuschreiten als bei den monofazialen Modulen.

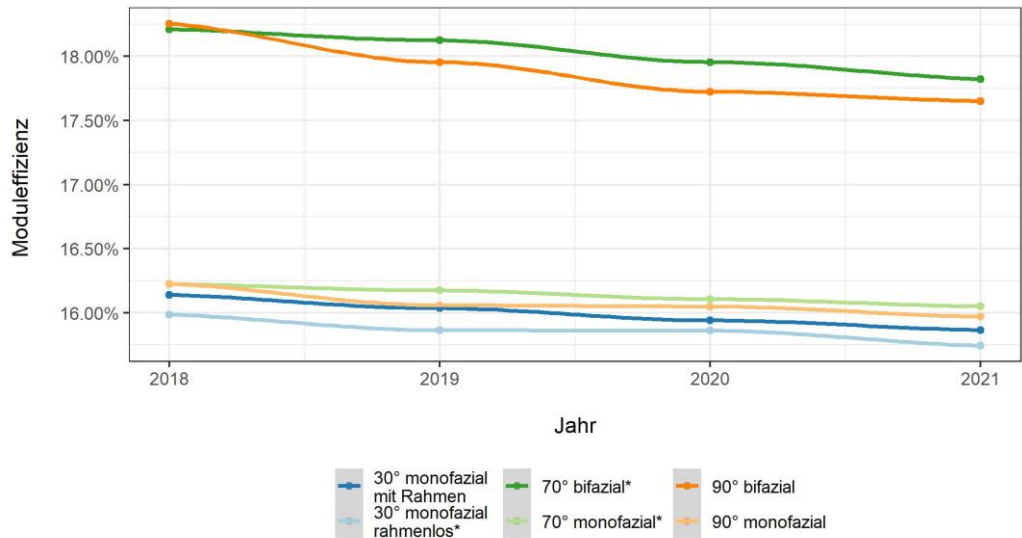


Abbildung 20: Mittlere berechnete Moduleffizienz pro Jahr für alle Anlagensegmente. Die Moduleffizienz der bifazialen Module überschreitet die Angaben im Datenblatt (17.2 %), da die Rückseite die Modulleistung steigert. * Die Anlagensegmente sind momentan auf einen Neigungswinkel von 40° respektive 60° eingestellt.

Degradation über 25 Jahre

In Tabelle 3 wird die Abnahme der Moduleffizienz zwischen 2017 und 2021 quantifiziert (Δn_{Modul}). Gemäss den Modulspezifikationen liegen die Modulwirkungsgrade bei 16.9 % (monofaziale Module) respektive 17.2 % (bifaziale Module). Die Abnahme der Effizienz kann auf eine Dauer von 25 Jahren extrapoliert werden, um den Modulwirkungsgrad nach 25 Jahren abzuschätzen. Daraus kann die Degradation der Module hergeleitet werden. Die Prognose bewegt sich für monofaziale Module zwischen 8.3 und 10.1 %, für bifaziale Module zwischen 14.3 und 22.2 %.

Tabelle 3: Abnahme der berechneten Moduleffizienz zwischen 2018 und 2021 und daraus resultierende Prognosen für den Modulwirkungsgrad nach 25 Jahren, resp. die Degradation über 25 Jahre. Die Werte bei den bifazialen Modulen mit 90° Anstellwinkel wurden vermutlich durch Verschmutzung beeinflusst.

Segment	$n_{\text{Modul}} 2018$	$n_{\text{Modul}} 2021$	Δn_{Modul}	$n_{\text{Modul}} 2042$	Degradation 25 Jahre
30° monofazial mit Rahmen	16.140 %	15.866 %	0.274 %	1.715 %	10.1 %
30° monofazial rahmenlos	15.987 %	15.744 %	0.243 %	1.520 %	8.9 %
70° monofazial	16.224 %	15.998 %	0.226 %	1.412 %	8.3 %
70° bifazial	18.210 %	17.822 %	0.388 %	2.425 %	14.3 %
90° bifazial	18.253 %	17.650 %	0.604 %	3.773 %	(22.2%)
90° monofazial	16.227 %	15.970 %	0.257 %	1.607 %	9.5 %

*Spezialfall 90°
bifazial
(Ablagerungen)*

Eine Degradation von 22 % bei 90° geneigten bifazialen Modulen über 25 Jahre erscheint besonders hoch. Ein möglicher Grund für diesen hohen Wert liegt bei Ablagerungen auf den Modulen, welche nur in diesem Segment beobachtet wurden. Abbildung 21 zeigt diese Ablagerungen, welche sich unter den Modulklemmen gebildet haben und sich über die gesamte Modulbreite erstrecken. Es wird vermutet, dass sich diese Ablagerungen durch die Abtropfkante der Stahlkonstruktion und der Modulklemmen gebildet haben. Als Folge ist die Degradation für das Segment mit 90° geneigten bifazialen Modulen in Tabelle 3 wahrscheinlich überschätzt.



Abbildung 21: Ablagerungen auf den PV-Modulen im Segment 90° bifazial. Vermutlich entstanden durch eine Abtropfkante der Stahlkonstruktion und den Modulklemmen.

Verschmutzung

Neben den sichtbaren Ablagerungen können auch nicht direkt sichtbare Verschmutzungen die Moduleffizienz verringern. Die Prognose der Degradation über 25 Jahre führt somit über alle Segmente eher zu einer Überschätzung der Leistungsabnahme.

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 zeitweise 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 rund 50 % Winterstromanteil gemessen werden. Damit kann im Winterhalbjahr in den Alpen 3.5- bis 4-mal mehr Strom pro Fläche produziert 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). Im Segment mit 60° geneigten bifazialen Modulen wurde im Kalenderjahr 2021 der bisher höchste spezifische Ertrag von 1977 kWh/kWp gemessen. Die höchsten Winterstromerträge von 878 bis 949 kWh/kWp wurden jeweils im Segment mit 90° geneigten bifazialen Modulen gemessen.

In den vorigen Messberichten wurden Ertragsprognosen aus vertikal aufgeständerten Einstrahlungssensoren in Ost-West-Ausrichtung erstellt. Diese zeigten, dass vergleichbare Jahreserträge wie bei einer Südaufständigung zu erwarten sind. Die Ost-West-Aufständigung führt jedoch zu einer Verschiebung der Ertragsverteilung vom Winter auf das Sommerhalbjahr. So kann am Standort ein Winterstromertrag von 42 % (gegenüber rund 50 % bei Südausrichtung) erwartet werden. 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.

Nach vier Jahren Betrieb muss unter alpinen Bedingungen gegenüber dem Mittelland keine stärkere Degradation der Module erwartet werden. Die Untersuchungen führten zu Degradations-Prognosen, die unter der Leistungsgarantie des Herstellers liegen.

Ausblick

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

6. Literatur

- Anderegg, D., Strebel, S., & Rohrer, J. (2019). *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. (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.
- Hostettler, T. (2018). *Markterhebung Sonnenenergie 2017 Teilstatistik der Schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien*. SWISSSOLAR. https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Markterhebung/Marktumfrage_2017.pdf
- Hostettler, T. (2019). *Markterhebung Sonnenenergie 2018 Teilstatistik der Schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien*. SWISSSOLAR. https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Markterhebung/Marktumfrage_2018.pdf
- Hostettler, T. (2020). *Markterhebung Sonnenenergie 2019 Teilstatistik der Schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien*. SWISSSOLAR. 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>

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>

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
16.11.2021	01.04.2021	30.09.2021	Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp Messergebnisse Sommer 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 61215 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

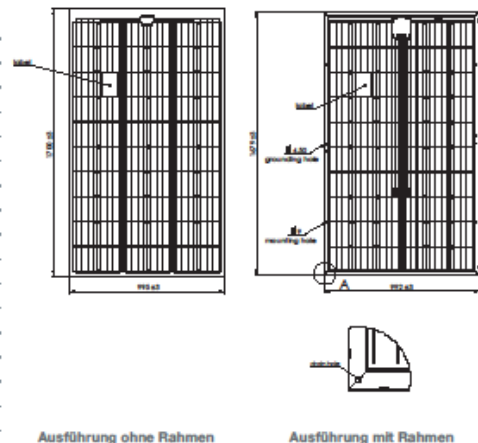


Elektrische Daten	Monokristallin						Polykristallin					
	STC*			800 W/m ² NOCT**			STC*			800 W/m ² NOCT**		
	270	275	280	196	199	203	250	255	260	184	188	192
Max. Leistung P _{mp} [Wp]	270	275	280	196	199	203	250	255	260	184	188	192
Spannung bei P _{mp} [V]	31,58	32,02	32,31	28,30	28,70	28,96	31,87	31,96	32,28	29,02	29,11	29,40
Strom bei P _{mp} [A]	8,55	8,59	8,68	6,92	6,95	7,01	7,85	7,98	8,05	6,35	6,46	6,52
Leerlaufspannung [V]	38,40	38,46	38,64	35,18	35,24	35,40	38,34	38,46	38,46	35,58	35,69	35,69
Kurzschlussstrom [A]	9,05	9,09	9,15	7,32	7,35	7,40	8,31	8,45	8,53	6,72	6,84	6,90
Modulwirkungsgrad [%]	16,3	16,6	16,9				15,1	15,4	15,7			

*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
Isolierter Aluminiumrahmen	Hohlkammerprofil



Messtoleranz ±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 / 330-360 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.

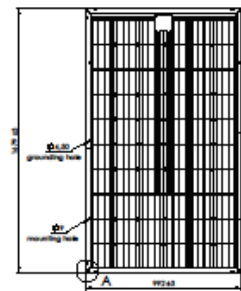
Thermische Kenngrößen/ Temperaturkoeffizienten

		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
Steckverbindersystem		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
Isoliertes Aluminiumrahmen		Hotkammerprofil



Ausführung ohne Rahmen

Ausführung mit Rahmen

Mess toleranz ±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 Garantieerklärungen 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 – heute	30°	40°	60°	60°	90°	90°

8.3 Resultate der Flasher-Tests

A-1 Nennleistung 282.14 W	A-2 Nennleistung 282.94 W	B-1 Nennleistung 284.49 W	B-2 Nennleistung 284.27 W	C-1 Nennleistung 284.67 W	D-1 Nennleistung 286.87 W	E-1 Nennleistung 285.52 W	F-1 Nennleistung 283.82 W
A-3 Nennleistung 281.53 W	A-4 Nennleistung 281.59 W	B-3 Nennleistung 282.01 W	B-4 Nennleistung 282.69 W	C-2 Nennleistung 282.01 W	D-2 Nennleistung 288.19 W	E-2 Nennleistung 285.34 W	F-2 Nennleistung 284.66 W
				C-3 Nennleistung 284.68 W	D-3 Nennleistung 286.34 W	E-3 Nennleistung 285.48 W	F-3 Nennleistung 282.25 W

Abbildung 22: 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 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 Winter 2021 / 2022 – 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 Winter 2021 / 2022 – 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 Winter 2021 / 2022 – 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