
Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp Messergebnisse Winterhalbjahr 2020 / 2021



<i>Datum</i>	10.05.2021
<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 Winterhalbjahr 2020 / 2021 [Messbericht]. ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen.

Inhaltsverzeichnis

1.	Zusammenfassung	4
2.	Messaufbau	8
3.	Methodik	11
3.1	Bilanzierte DC- und AC-Erträge und Vergleich mit einer Mittellandanlage	11
3.2	Leistungsdaten einzelner Tage.....	13
3.3	Ost-West- vs. Südausrichtung bei bifazialen Modulen	14
3.4	Vergleich unterschiedlicher Neigungswinkel über mehrere Messperioden.....	15
4.	Ergebnisse.....	17
4.1	Globalstrahlung im untersuchten Zeitraum.....	18
4.2	Ertragsdaten im Winterhalbjahr 2020/2021.....	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.....	26
4.4	Leistungsdaten einzelner Tage.....	28
4.5	Ost-West-Ausrichtung als Alternative für bifaziale Module	30
4.5.1	Einstrahlung.....	30
4.5.2	Ertragsprognose	32
4.6	Unterschiedliche Neigungswinkel während mehrerer Mess-perioden	34
5.	Fazit und Ausblick	36
6.	Literatur	37
7.	Frühere Messberichte.....	39
8.	Anhang.....	40
8.1	Datenblätter Photovoltaik Module von PVP	40
8.2	Modulneigungen während dem gesamten Betriebszeitraum	44
8.3	Resultate der Flasher-Tests.....	44
8.4	Webcam-Bilder	45
8.5	Erfasste Messgrößen.....	48

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 2020 / 2021 (01. Oktober 2020 bis 31. März 2021).</p>
<i>Globalstrahlung</i>	<p>Mit 487 kWh/m² lag die Globalstrahlung im Winterhalbjahr 2020/2021 sehr nahe am 15-jährigen Mittelwert von 484 kWh/m². Es ist somit von einem durchschnittlichen Jahresertrag auszugehen. Im Vergleich zur Vorjahresperiode war die Einstrahlung um 2 % höher. Daraus ergibt sich eine geringfügig höhere Ertragsersparnis als im Winterhalbjahr 2019/2020.</p>
<i>Neue Neigung der Anlagensegmente</i>	<p>Auf diese Messperiode wurden die Neigungswinkel von drei Segmenten angepasst. Das zuvor 30° geneigte Segment mit rahmenlosen, monofazialen Modulen wurde auf 40° umgestellt. Die beiden zuvor 70° geneigten Anlagensegmente (mono- und bifazial) wurden auf einen Neigungswinkel von 60° eingestellt. Somit bestehen neu folgende Konfigurationen: 30° monofazial, 40° monofazial, 60° monofazial, 60° bifazial, 90° monofazial, 90° bifazial.</p>
<i>Alpine DC-Erträge</i>	<p>Die höchsten DC-Erträge von 940 kWh/kWp für das Winterhalbjahr 2020/2021 wurden im 90° geneigten Segment mit bifazialen Modulen gemessen. Dies entspricht beinahe dem gesamten Jahresertrag einer durchschnittlichen PV-Anlage im Mittelland. Im neu 60° geneigten bifazialen Segment wurden ähnlich hohe Erträge von 901 kWh/kWp gemessen. Die geringsten Erträge entstanden bei 30° geneigten monofazialen Modulen mit 561 kWh/kWp.</p>
<i>Bifaziale Mehrerträge</i>	<p>Die Mehrerträge durch den Einsatz von bifazialen Modulen betragen 22 % bei 60° Modulneigung respektive 27 % bei 90° Modulneigung. Die monatlichen Mehrerträge schwankten zwischen 10 und 37 %, wobei die geringsten Mehrerträge im Monat November gemessen wurden.</p>
<i>Vergleich Alpin – Mittelland (AC)</i>	<p>Gegenüber der Vergleichsanlage im Mittelland lieferten alle Segmente der Alpenstrom-Anlage wesentlich höhere AC-Erträge (Abbildung 1). Die alpinen Mehrerträge betragen</p>

146 bis 312 %. Die Mehrerträge sind einerseits auf den alpinen Standort und andererseits auf die hohen Neigungswinkel sowie den zusätzlichen Einsatz von bifazialen Modulen zurückzuführen.

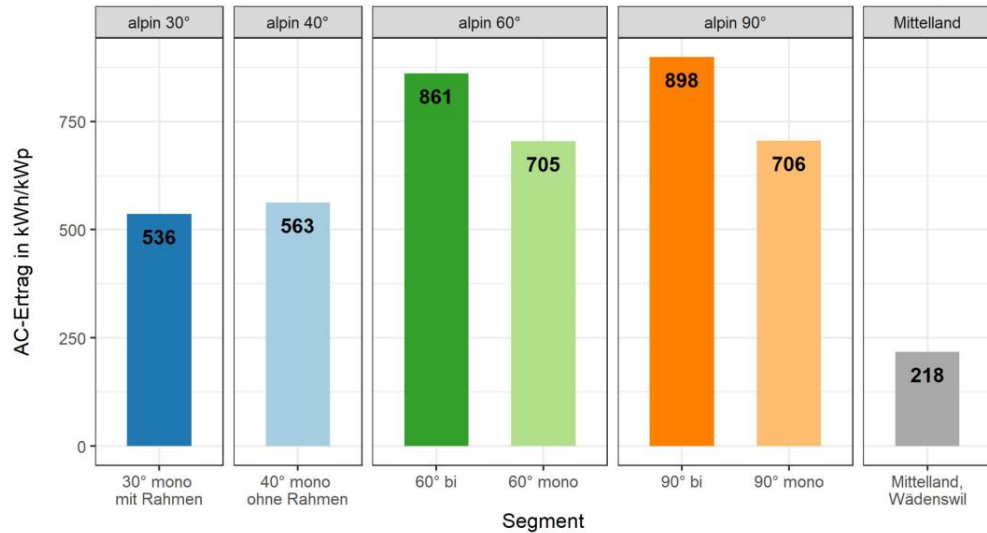


Abbildung 1: Spezifische AC-Energieerträge pro Anlagensegment gegenüber der Vergleichsanlage im Mittelland (Wädenswil) während dem Winterhalbjahr 2020/2021. 01. Oktober 2020 bis 31. März 2021.

Leistungsverlauf an sonnigen Tagen

Die Leistungsverläufe an sonnigen Tagen im November, Januar und März zeigen deutlich, dass die Energieproduktion durch hohe Neigungswinkel im Winterhalbjahr gesteigert wird. Grund dafür sind tiefe Sonnenstände und die Reflexion von Einstrahlung an der Schneeoberfläche. Eine Schneebedeckung von Modulen kommt selten vor, dauert jedoch aufgrund des Anlagendesigns nicht lange an, da der Schnee ungehindert abrutschen kann. Am stärksten von Schneebedeckung betroffen sind die Anlagensegmente mit geringerer Neigung (30° und 40°).

Ertragsauswertung der Kalenderjahre 2018 bis 2020

Bisher liegen Ertragsdaten von vollständigen Kalenderjahren zwischen 2018 und 2020 vor (Abbildung 2). Im Vergleich zu den Vorjahren lag die Energieproduktion der alpinen Anlagensegmente im mittleren Bereich. Auf Jahresbasis wurden bei der Versuchsanlage in Davos im Vergleich zu einer Anlage in Wädenswil Mehrerträge von bis zu 100 % gemessen. Bei den stark geneigten Anlagensegmenten bewegen sich die Winterstromanteile jeweils um 50 %, wogegen sich diese bei der Mittellandanlage um 25 % bewegen. Bei den in Abbildung 2 mit (*) markierten Segmenten wurden Änderungen am Neigungswinkel vorgenommen, weshalb diese insbesondere im Jahr 2020 mit einer gewissen Ungenauigkeit behaftet sind (60° statt 70° und 40° statt 30° in den Monaten Oktober bis Dezember).

Die Ertragsunterschiede zwischen den Kalenderjahren lassen sich auf unterschiedliche Einstrahlungen und die Dauer der Schneebedeckung der Umgebung zurückführen. Das Sommerhalbjahr 2019 war zum Beispiel besonders schneereich, was durch Reflexion von Einstrahlung an der Schneeoberfläche zu höheren Erträgen führte.

Messergebnisse Winterhalbjahr 2020/2021 – Versuchsanlage Totalp

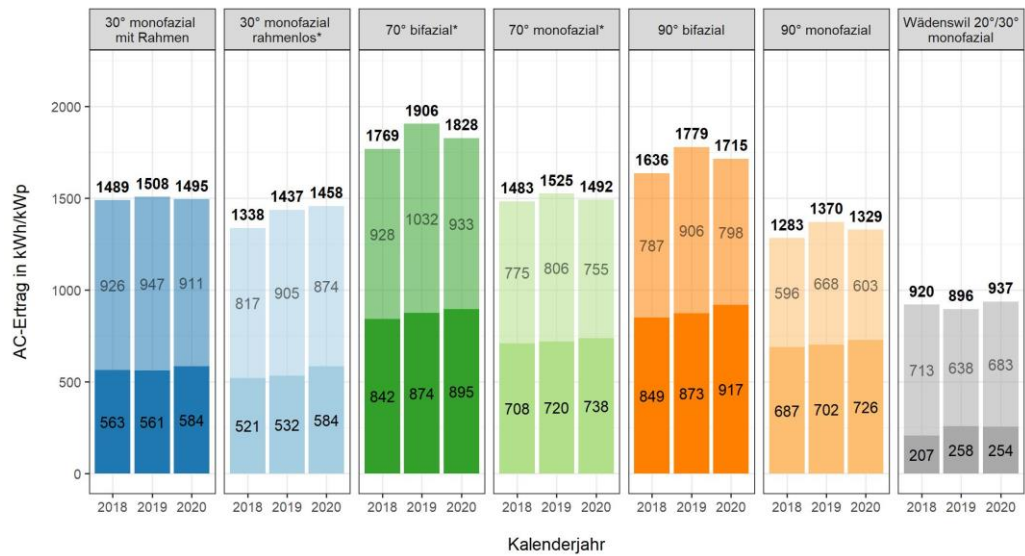


Abbildung 2: AC-Energieerträge pro vollständiges Kalenderjahr seit Messbeginn im Jahr 2017. Es handelt sich um die mittleren, normierten Erträge in kWh/kWp pro Anlagensegment (Mittelwert aus 3 oder 4 Modulen). Erträge des Winterhalbjahres (Januar-März / Oktober-Dezember) sind dunkel eingefärbt, Erträge 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 bei 70° geneigten Segmenten als gering eingeschätzt werden.

Ost-West-
ausrichtung von
bifazialen
Modulen

Anhand von neu installierten senkrechten Einstrahlungssensoren in Ost- und Westausrichtung wurde das Potenzial für ost-westausgerichtete bifaziale PV-Module bestimmt. Die Einstrahlungswerte zeigen im Vergleich zu gegen Süden ausgerichteten bifazialen PV-Modulen eine geringere Gesamtstrahlung (Summe aus Vorder- und Rückseite).

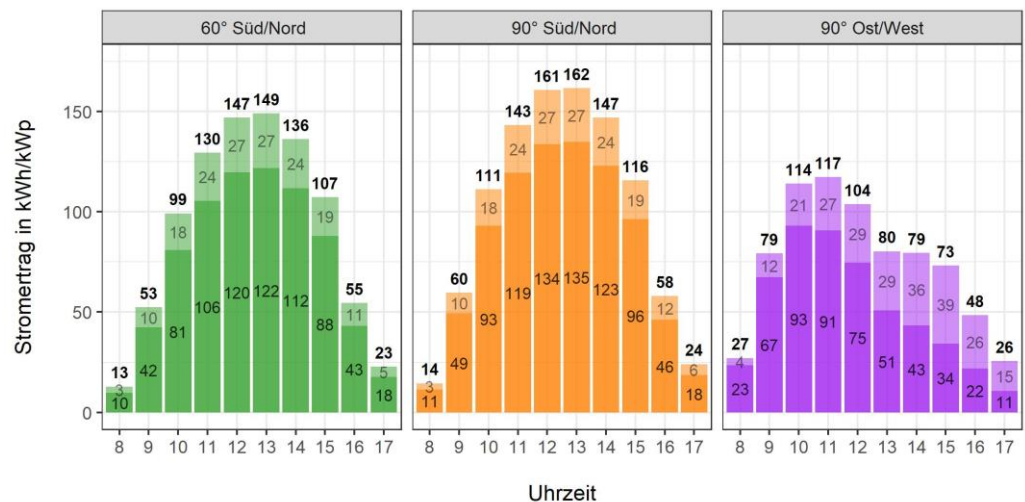


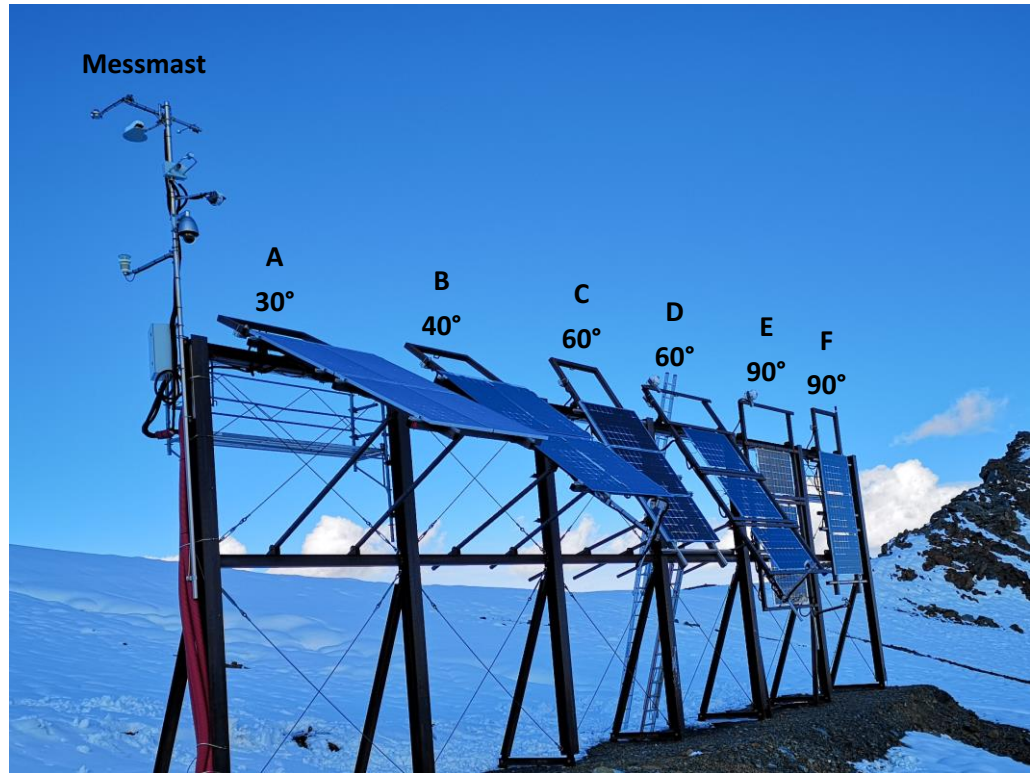
Abbildung 3: Ertragsprognose in Stundenschritten auf der Vorderseite (dunkel) und der Rückseite (hell) bei Südausrichtung und senkrechter Ost-Westausrichtung. Bei der Ost-Westausrichtung gilt die östliche Seite als Vorderseite. Winterhalbjahr 2020/2021, 01. Oktober 2020 bis 31. März 2021. Lesebeispiel: Bei Ost-Westausrichtung werden zwischen 11:00 Uhr und 12:00 Uhr im gesamten Winterhalbjahr 117 kWh/kWp prognostiziert, welche sich zu 91 kWh/kWp aus der Vorderseite (dunkel) und 27 kWh/m² aus der Rückseite (hell) aufteilen.

Eine grobe Ertragsberechnung, welche auf der Einstrahlung und den Modulspezifikationen (Tabelle 3) der vor Ort verwendeten bifazialen Module beruht, ergibt eine Prognose von 762 kWh/kWp für das betrachtete Winterhalbjahr. Dieser Wert liegt zwischen den südausgerichteten Segmenten mit bifazialen Modulen (60° und 90°) und den monofazialen Modulen mit 30° und 40° Modulneigung. Für eine Maximierung des Winterstromertrages scheinen südausgerichtete bifaziale PV-Module anhand der bisherigen Messungen somit besser geeignet. Ein Vorteil der Ost-Westausrichtung könnte die gleichmässige Verteilung der Erträge im Tagesverlauf darstellen. Der Tagesverlauf der prognostizierten Erträge für das Winterhalbjahr 2020/2021 ist in Abbildung 3 gezeigt. In den frühen Morgenstunden (zwischen 8:00 Uhr und 11:00 Uhr) sowie am Ende des Tages (17:00 Uhr) entstand im untersuchten Zeitraum eine geringfügig höhere Ertragsprognose für die Ost-Westausrichtung. Für eine effizientere Nutzung der Einstrahlung auf der Modulrückseite wäre ein höherer Bifazialkoeffizient von Vorteil. Dieser wird bei den eingesetzten Modulen auf 0.6 geschätzt, mittlerweile sind jedoch Module mit Bifazialkoeffizienten bis 0.9 verfügbar, wodurch die Ertragsprognosen der Rückseite um bis zu 50 % höher liegen könnten.

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 4, 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 2021 sind die Segmente gemäss Abbildung 4 konfiguriert. Davor wurde das bisher 30° geneigte Segment mit rahmenlosen Modulen auf 40° Neigungswinkel eingestellt, die zuvor 70° geneigten Segmenten wurden 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 4, unten). Die Datenblätter der Photovoltaikmodule sind im Anhang 8.1 aufgeführt.
<i>Betrieb und Messdaten</i>	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 4, links oben) eine Klimastation und 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 4: 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 2020 und dem 31. März 2021. Die Neigungswinkel der Segmente B, C und D wurden am 30. September 2020 verändert, vorige Neigung siehe Tabelle 4.

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 Frontseite						

Horizont am Standort

Der Horizont am Anlagenstandort wird in Abbildung 5 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 5 anhand der blauen Linie auf der rechten Seite zu erkennen).

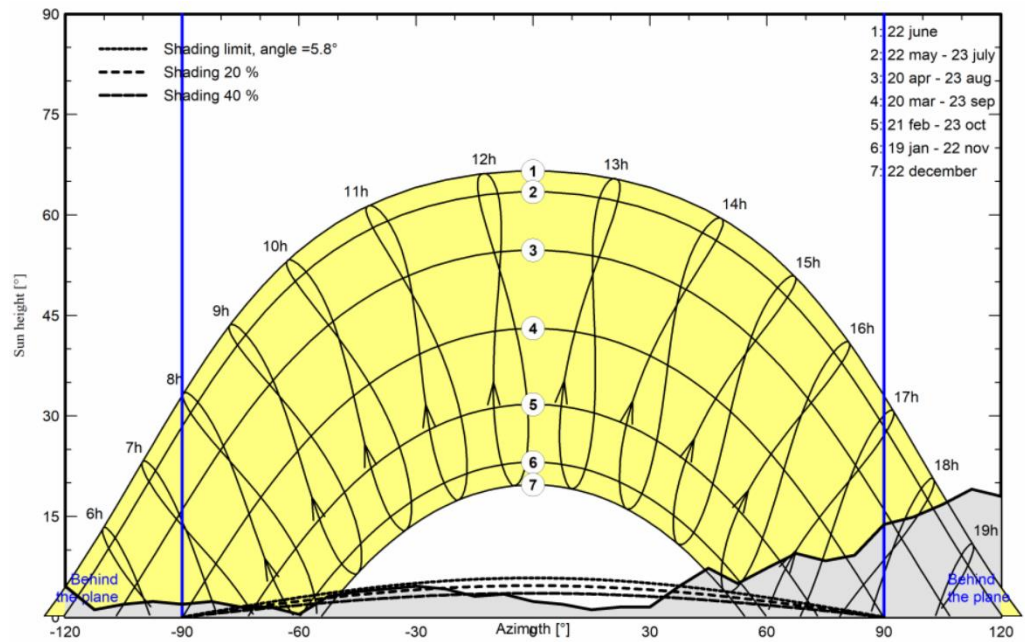


Abbildung 5: Natürlicher Horizont am Standort. Der natürliche Horizont verschattet den Standort ab einem Neigungswinkel von 5 bis 15°. Lesebeispiel: Am 22. Dezember (Sonnenverlauf 7) tritt eine Verschattung durch den natürlichen Horizont ab ca. 15:30 Uhr auf, bei einer Sonnenhöhe von ca. 7°. Generiert 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 zwischen dem 01. Oktober 2020 und dem 31. März 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 2019) jeweils ca. 7 % höher war. Gemäss SWISSSOLAR entsprach der Durchschnitt in den Jahren 2017 bis 2019 zwischen 960 und 980 kWh/kWp (Hostettler, 2018, 2019, 2020), während die Vergleichsanlage auf dem TUWAG-Areal zwischen 900 und 920 kWh/kWp erzeugte.

*Tabelle 2: Eckdaten der 83 kWp-Photovoltaikanlage auf dem TUWAG-Areal in Wädenswil mit dem normierten Ertrag für den Zeitraum Oktober 2020 – März 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°	229
2	33.75	Süd-Ost	30°	250
3	42.97	Süd-West	20°	193
∅*				217

Da es sich bei den Erträgen der Vergleichsanlage um AC-Erträge handelt, müssen 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 3778 kWh (ohne Leitungsverluste an den Energiemetern direkt vor den Wechselrichtern) standen AC-Erträge in Höhe von 3610 kWh gegenüber.

- Dies entspricht im Mittel einem Wechselrichterwirkungsgrad von 95.5 %. Dieser Wert weicht leicht vom europäisch gewichteten Wirkungsgrad von 96.7 % (SolarEdge Technologies, 2019) ab.
- Der korrigierte DC-Ertrag (Energiespeicher plus Verlustenergie der DC-Leitungen) der Modulsegmente wurde zur Abschätzung der AC-Erträge mit dem mittleren Wechselrichterwirkungsgrad vor Ort von 95.5 % 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 der Vergleichbarkeit halber 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

*Einstrahlungs-
sensoren*

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 6 gezeigt. Damit wird beabsichtigt, Ertragsprognosen für bifaziale, Ost-West ausgerichtete Anlagen zu erstellen und diese mit den Messwerten der nach Süden ausgerichteten bifazialen Module zu vergleichen.



Abbildung 6: 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 betrachteten Zeiträume sind das gesamte Winterhalbjahr 2020/2021, 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 Erträgen 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 (Busmann, 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 miteinander 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 m^2 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 $1.686 m^2$, 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 Winterhalbjahres 2020/2021 aufgezeigt und mit den Resultaten aus den vorigen Messperioden verglichen. In einem ersten Schritt erfolgt ein Vergleich der Globalstrahlung des untersuchten Zeitraums zur Vorjahresperiode (Winterhalbjahr 2019/2020) 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 2018 und 2019) 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 Winterhalbjahre bezüglich der Globalstrahlung normiert, um Aussagen darüber treffen zu können, welche Anstellwinkel sich speziell für die Winterstromproduktion 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 Winterhalbjahres 2020/2021 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.

Vergleich zur Vorjahresperiode

Im Vergleich zur Vorjahresperiode (Winterhalbjahr 2019/2020) wurde im Untersuchungszeitraum eine geringfügig höhere Globalstrahlung gemessen. In der Vorjahresperiode betrug die horizontale Globalstrahlung 473 kWh/m^2 , während diese im Untersuchungszeitraum bei 487 kWh/m^2 lag (Abbildung 7a). Die relative Abweichung zur Vorjahresperiode lag somit bei + 3 %. Abbildung 7b zeigt, dass die Einstrahlung in den Monaten November und Februar höher lag als im Vorjahr, wogegen im Oktober, Dezember und Januar leicht tiefere Einstrahlungen gemessen wurden.

Vergleich zum 15-jährigen Mittel

Das Winterhalbjahr 2020/2021 kann im anhand des Vergleichs zum 15-jährigen Mittel als durchschnittlich bezeichnet werden, da die Globalstrahlung nahezu identisch war (Abbildung 7a). Die monatlichen Abweichungen vom langjährigen Mittel können der Abbildung 7b entnommen werden.

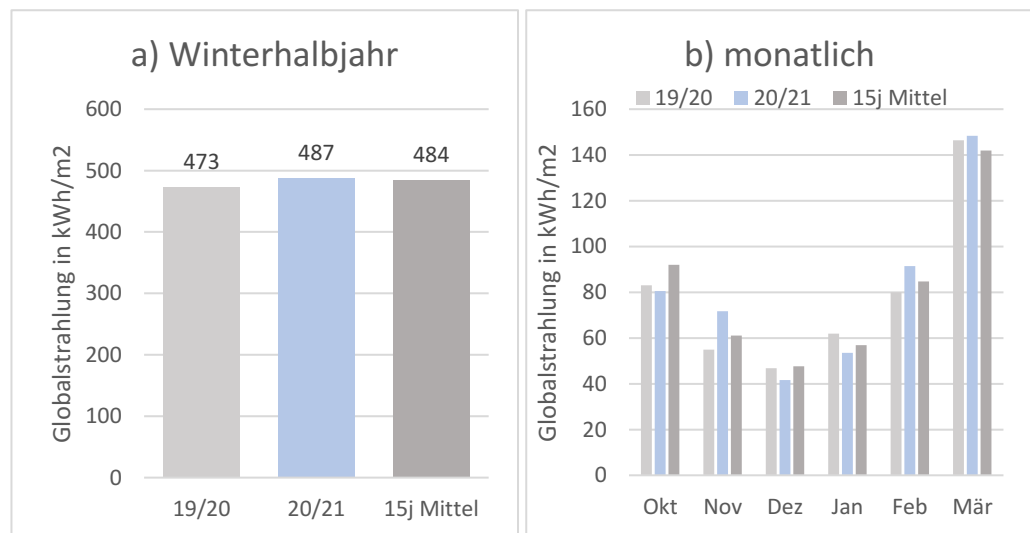


Abbildung 7: Vergleich der Globalstrahlung (kWh/m^2) des aktuellen Zeitraums (Winterhalbjahr 2020 / 2021) mit dem Vorjahreszeitraum (Winterhalbjahr 2019 / 2020) und dem 15-jährigen Mittel. a: Gesamtes Halbjahr. b: Pro Monat. Strahlungsdaten vom Standort Weissfluhjoch (WFJ) bei Davos, Datenquelle: IDAWEB (MeteoSchweiz, 2020).

Ertragserwartung

Gegenüber der Vorjahresperiode (Winterhalbjahr 2019/2020) ergibt sich für das Winterhalbjahr 2020/2021 eine leicht höhere Ertragserwartung. Verglichen mit dem 15-jährigen Mittelwert kann ein durchschnittlicher Ertrag erwartet werden.

4.2 Ertragsdaten im Winterhalbjahr 2020/2021

Nachfolgend werden die DC-Erträge der Anlagensegmente verglichen und deren Verteilung auf die Monate aufgezeigt. Ertragsabweichungen gegenüber dem Vergleichssegment A (30° monofazial, Modul mit Rahmen) werden quantifiziert, sowie die Mehrerträge der bifazialen Module gegenüber den 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 inkl. der Leitungsverluste) im Winterhalbjahr 2020/2021. Diese lagen abhängig vom Anlagensegment zwischen 561 kWh/kWp (30° monofazial) und 940 kWh/kWp (90° bifazial). Unter den monofazialen Anlagensegmenten wurde bei Anstellwinkeln von 60 und 90° mit rund 740 kWh/kWp die höchsten Erträge erreicht. Dieser Ertrag wurde vom 90° geneigten bifazialen Modulsegment um 200 kWh/kWp übertroffen.

Der höchste Ertrag von 940 kWh/kWp wurde mit 90° geneigten bifazialen Modulen erreicht, wobei das 60° geneigte bifaziale Segment mit 901 kWh/kWp ähnlich hohe Erträge lieferte. Im Winterhalbjahr 2019/2020 wurden geringere Erträge gemessen: Das Segment 30° monofazial lieferte 533 kWh/kWp, bei 90° bifazial waren es 846 kWh/kWp und mit 90° geneigten monofazialen Modulen lag der Ertrag bei 668 kWh/kWp (Anderegg et al., 2020b). Die 40° und 60° geneigten Segmente können nicht direkt verglichen werden, da in dieser Modulneigung zuvor keine Messungen erfolgten.

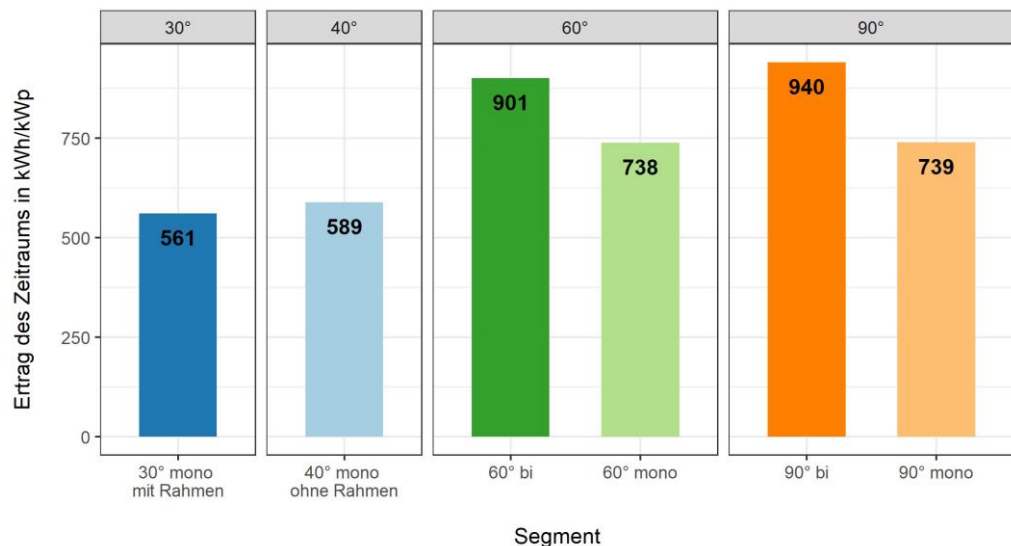


Abbildung 8: Spezifische DC-Energieerträge in kWh/kWp pro Anlagensegment während dem Winterhalbjahr 2020/2021. Alpine Photovoltaik-Anlage Davos-Totalp, 01. Oktober 2020 bis 31. März 2021.

Relative Abweichung zu 30° monofazial mit Rahmen

Im Vergleich zum Segment A mit 30° geneigten monofazialen Modulen (mit Rahmen), wich die Energieproduktion der Anlagensegmente im Winterhalbjahr 2020/2021 zwischen +5 % und +68 % ab. Eine grafische Darstellung ist in Abbildung 9 gezeigt. Durch rahmenlose Module in einer Neigung von 40° stieg der Energieertrag um 5 %. In einem früheren Messbericht (Anderegg et al., 2019) 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 Verluste durch Schneebedeckung und das dickere Solarglas bei rahmenlosen Modulen (3 mm anstelle von 2 mm) vermutet. Diesen bei 30° Neigung messbaren Minderertrag konnte die höhere Modulneigung von 40° kompensieren und führte sogar zu einem 5 % höheren Winterertrag.

Steilere Neigungswinkel führten aufgrund des tiefen Sonnenstandes im Winterhalbjahr gegenüber dem 30° geneigten Segment mit gerahmten Modulen zu massiven Mehrerträgen zwischen 32 % (monofazial 60° sowie 90°) und 68 % (90° bifazial).

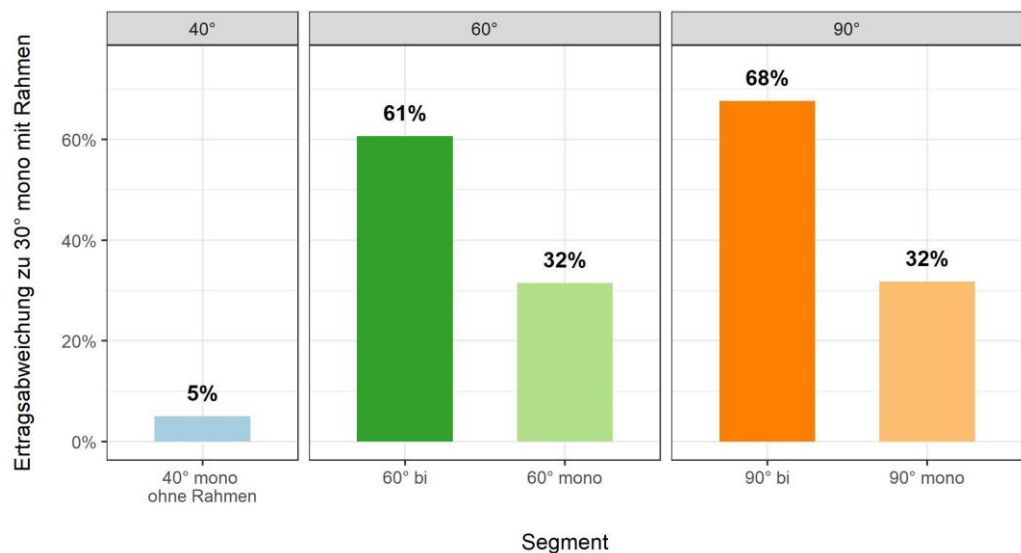


Abbildung 9: Relative DC-Ertragsabweichungen pro Anlagensegment gegenüber Segment A (30° monofazial mit Rahmen) während dem Winterhalbjahr 2020/2021 in Prozent. Alpine Photovoltaik-Anlage Davos-Totalp, 01.Oktober 2020 bis 31.März 2021.

Absolute Monats-erträge

Unter den monofazialen Segmenten zeigten sich die Neigungswinkel 60° und 90° am ertragsstärksten. Die monatlichen Unterschiede zwischen diesen beiden Neigungswinkeln waren jeweils minim. Während aller Wintermonate wurden deutlich geringere Erträge bei 30° und 40° geneigten monofazialen Modulen gemessen. Die jeweils höchsten Monatserträge wurden wie in den bisherigen Winterhalbjahren (Anderegg et al., 2019, 2020b) beim Einsatz von bifazialen Modulen gemessen. Eine Darstellung der Monatserträge pro Anlagensegment ist in Abbildung 10 gezeigt.

Messergebnisse Winterhalbjahr 2020/2021 – Versuchsanlage Totalp

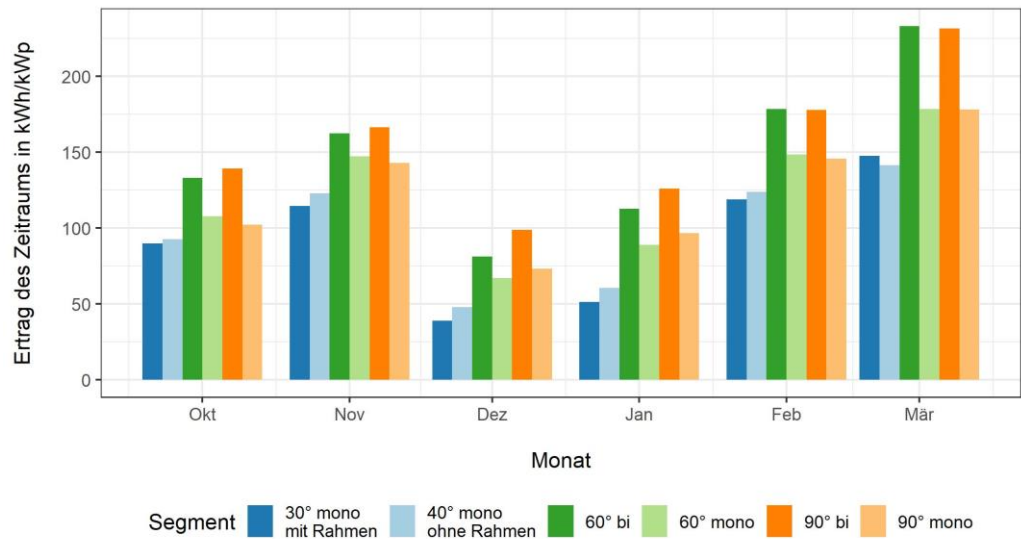


Abbildung 10: Spezifische DC-Monatsenerträge pro Anlagensegment während dem Winterhalbjahr 2020/2021 in kWh/kWp. Alpine Photovoltaik-Anlage Davos-Totalp, 01. Oktober 2020 bis 31. März 2020.

Bifaziale Mehrerträge Winterhalbjahr

Durch den Einsatz von bifazialen Modulen in den stark geneigten Anlagensegmenten entstanden im gesamten betrachteten Zeitraum Mehrerträge von 22 % (60° Modulneigung) bis 27 % (90° Modulneigung). In den bisherigen Auswertungen von bifazialen Mehrerträgen im Winterhalbjahr wurden bei 70° Modulneigung jeweils Mehrerträge von 21 bis 23 % berechnet, respektive 27 bis 29 % im Segment mit 90° Neigung (Anderegg et al., 2019, 2020b). Die Mehrerträge zeigen somit zumindest auf halbjährlicher Basis eine hohe Konstanz.

Bifaziale Mehrerträge pro Monat

Der Mehrertrag durch bifaziale Module schwankte im Monats- und Wochenverlauf stark. Die monatlichen Mehrerträge können der Abbildung 11 entnommen werden. Die geringsten Mehrerträge wurden im November gemessen. Die prozentualen Mehrerträge lagen in der Regel bei 90° Neigung über denjenigen der 60° geneigten Module (Ausnahme März 2021).

Messergebnisse Winterhalbjahr 2020/2021 – Versuchsanlage Totalp

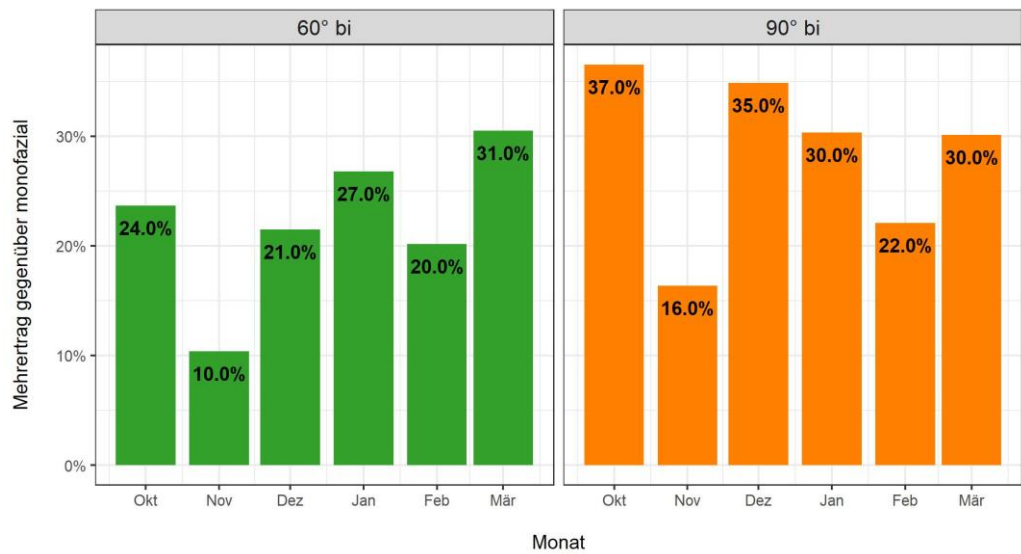


Abbildung 11: Spezifische DC-Mehrerträge pro Monat durch bifaziale Module während dem Winterhalbjahr 2020/2021. Alpine Photovoltaik-Anlage Davos-Totalp, 01. Oktober 2020 bis 31. März 2021.

**Bifaziale Mehr-
erträge pro Woche**

Bei einer weiteren Verkürzung der Betrachtungsintervalle fallen wenige Ausreisser mit sehr hohen Mehrerträgen von bis zu 90 % (Kalenderwoche 49 bei 90° geneigten Modulen) auf. Ein deutlicher saisonaler Verlauf der Mehrerträge wie im Sommerhalbjahr, wenn die Schneebedeckung und der Sonnenstand einen grossen Einfluss haben (Anderegg et al., 2020c) ist im Winterhalbjahr nicht zu erkennen. Der Verlauf der bifazialen Mehrerträge pro Kalenderwoche kann der Abbildung 12 entnommen werden. In den Kalenderwochen mit sehr hohen bifazialen Mehrerträgen zeigte eine Sichtung der Webcam Bilder (Anhang 8.4), dass häufig Schnee fiel und kaum direkte Sonneneinstrahlung auf die Module traf. Somit lieferte die Modulrückseite ähnlich hohe Erträge wie die Vorderseite, welche teilweise sogar schneebedeckt war.

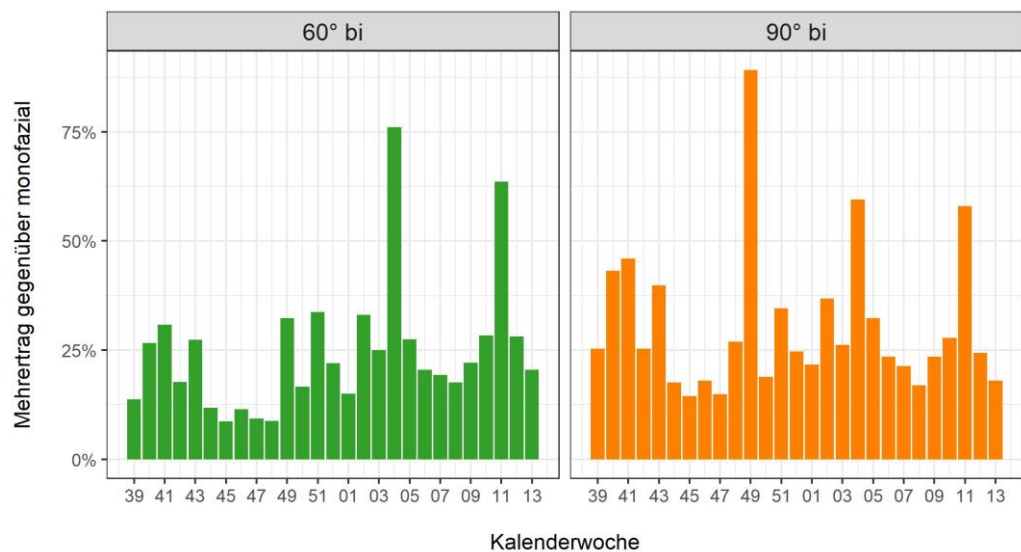


Abbildung 12: Spezifische DC-Mehrerträge pro Kalenderwoche durch bifaziale Module während dem Winterhalbjahr 2020/2021. Alpine Photovoltaik-Anlage Davos-Totalp, 01. Oktober 2020 bis 31. März 2021.

4.2.2 Vergleich mit Anlage im Mittelland (AC-Erträge)

Vergleich
Winterhalbjahr

Abbildung 13 zeigt die spezifischen AC-Energieerträge über das gesamte Winterhalbjahr 2020/2021 gemäss der im Kapitel 3.1 beschriebenen Methodik. Die relativen Abweichungen zur Vergleichsanlage im Mittelland können der Abbildung 14 entnommen werden. Am alpinen Standort in Davos wurden bei allen Konfigurationen wesentlich höhere Winterstromerträge gemessen. Der AC-Ertrag der Vergleichsanlage im Mittelland war geringer als in den vorigen Winterhalbjahren (266 kWh/kWp im Winterhalbjahr 2018/2019 und 255 kWh/kWp im Winterhalbjahr 2019/2020), was hauptsächlich auf eine zeitweise Schneebedeckung der Mittelland-Anlage zurückzuführen ist. Die alpinen Anlagensegmente lieferten gegenüber der Vergleichsanlage in Wädenswil den 2.5-fachen bis 4.1-fachen Winterstromertrag.

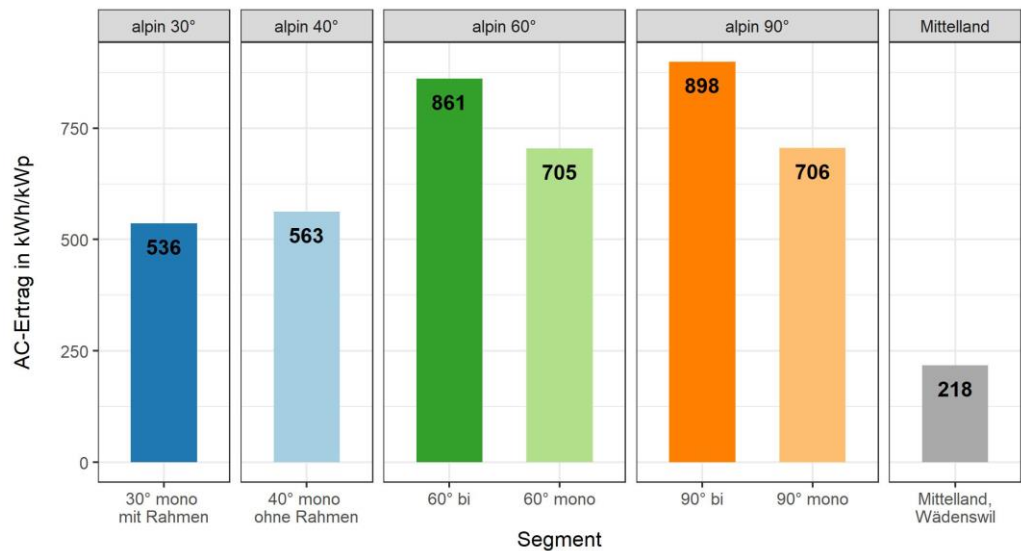


Abbildung 13: Spezifische AC-Energieerträge pro Anlagensegment gegenüber der Vergleichsanlage im Mittelland (Wädenswil) während dem Winterhalbjahr 2020/2021. 01. Oktober 2020 bis 31. März 2021.

Messergebnisse Winterhalbjahr 2020/2021 – Versuchsanlage Totalp

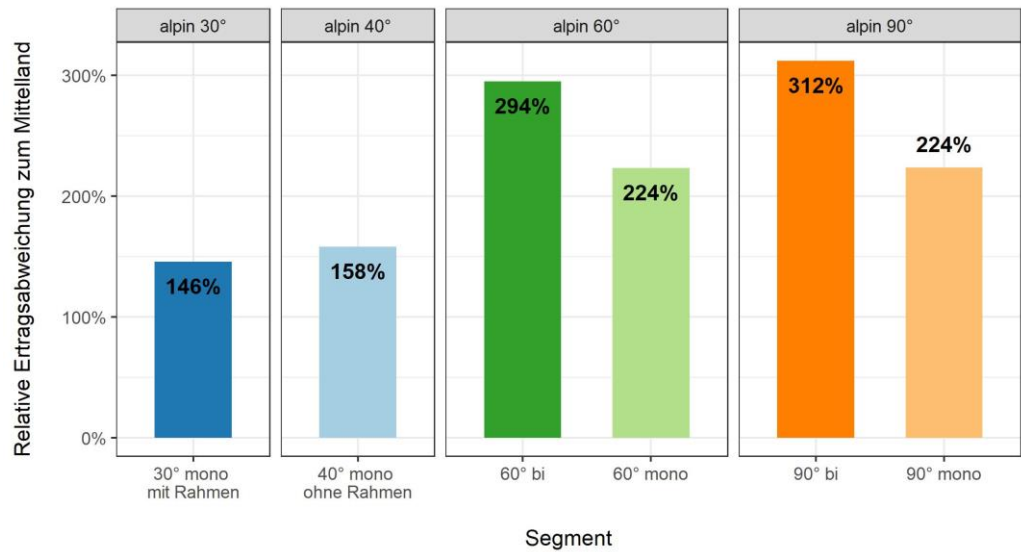


Abbildung 14: Relative AC-Ertragsabweichungen pro Anlagensegment gegenüber der Vergleichsanlage im Mittelland (Wädenswil) während dem Sommerhalbjahr 2020/2021. 1. Oktober 2020 bis 31. März 2021.

Vergleich pro Monat in kWh/kWp

Alle alpinen Anlagensegmente lieferten während des gesamten Winterhalbjahres 2020/2021 wesentlich höhere AC-Erträge als die Vergleichsanlage im Mittelland (Abbildung 15). Saisonale Ertragsschwankungen treten auch beim alpinen Standort auf, das Ertragsniveau liegt aber über das gesamte Winterhalbjahr wesentlich höher. Verluste durch Schneebedeckung fallen aufgrund des Anlagendesigns insbesondere bei steilen Neigungswinkeln weniger stark ins Gewicht, wie dies bereits frühere Auswertungen zeigten (Anderegg et al., 2019, 2020a).

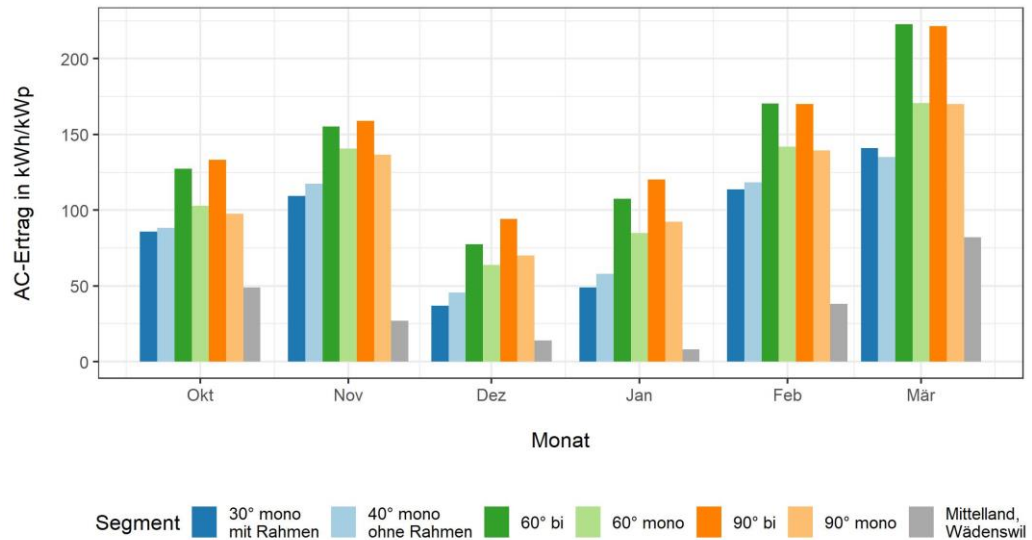


Abbildung 15: Spezifische AC-Monatsenerträge pro Segment und von der Vergleichsanlage im Mittelland (Wädenswil) kWh/kWp. Zeitraum: 01. Oktober 2020 bis 31. März 2021.

Vergleich pro Monat relativ

Im Gegensatz zum Sommerhalbjahr (Anderegg et al., 2020c) zeigten sich im Winterhalbjahr relativ zur Vergleichsanlage im Mittelland sehr hohe Ertragsabweichungen pro Monat (Abbildung 15).

Messergebnisse Winterhalbjahr 2020/2021 – Versuchsanlage Totalp

Im letzten Winterhalbjahr betragen diese Abweichungen bis zu 600 % (Anderegg et al., 2020b). Die langzeitige Schneebedeckung der Vergleichsanlage im Januar 2021 führte im Winterhalbjahr 2020/2021 zu enormen Mehrerträgen von 500 % (30° monofazial) bis 1400 % (90° bifazial). Auch in den restlichen Monaten des Winterhalbjahres konnten Mehrerträge von 70 bis 500 % gemessen werden, wobei die Mehrerträge insbesondere zwischen November und Februar am höchsten ausfielen. Dies ist, insbesondere bei hohen Neigungswinkeln, neben dem Standort auch auf den tiefen Sonnenstand in den Wintermonaten und das ungehinderte Abrutschen von Schnee zurückzuführen. Das Abrutschen von Schnee wird durch das Anlagendesign begünstigt (siehe Montage der Module weit über dem Boden in Abbildung 4).

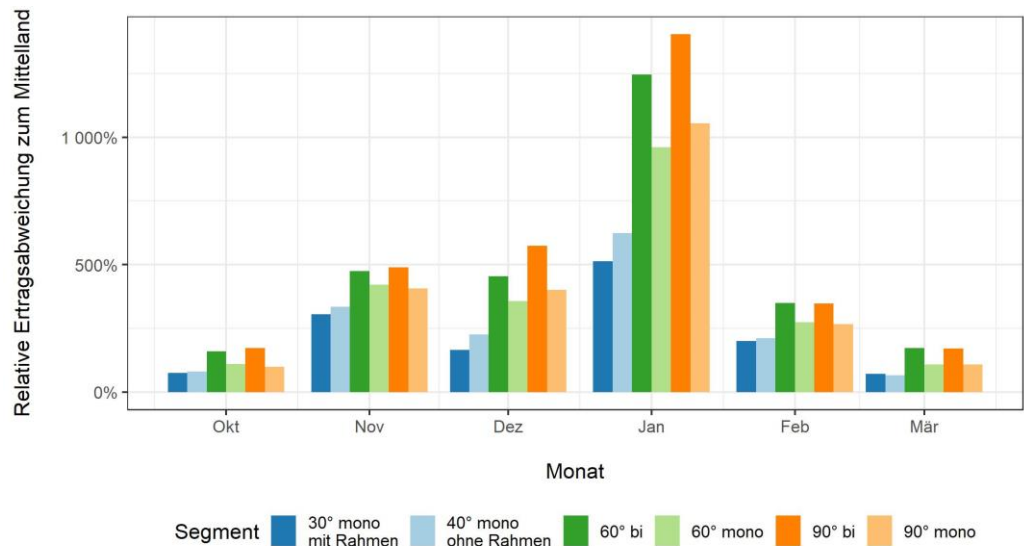


Abbildung 16: Relative AC-Ertragsabweichungen pro Anlagensegment und Monat gegenüber der Vergleichsanlage im Mittelland (Wädenswil) während dem Winterhalbjahr 2020/2021. Zeitraum: 01. Oktober 2020 bis 31. März 2021.

4.3 Erträge während längeren 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. Die Einstellung der Modulneigung kann der Tabelle 4 im Anhang 8.2 entnommen werden.

*DC-Ertrag pro
Kalenderjahr*

Abbildung 17 zeigt die spezifischen DC-Erträge der bisher vollständigen Jahre 2018 bis 2020. Bei Segmenten, die in Abbildung 17 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).

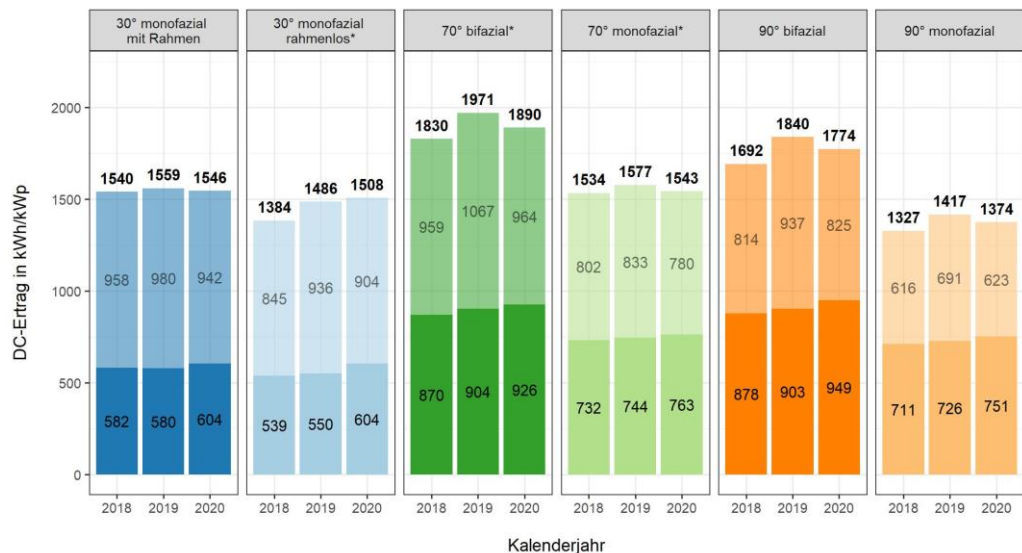


Abbildung 17: DC-Energieerträge pro vollständiges Kalenderjahr seit Messbeginn im Jahr 2017. Es handelt sich um die mittleren, normierten Erträge in kWh/kWp pro Anlagensegment (Mittelwert aus 3 oder 4 Modulen). Erträge des Winterhalbjahres (Januar-März / Oktober-Dezember) sind dunkel eingefärbt, Erträge 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 als gering eingeschätzt werden.

Aus der Aufteilung der Erträge ins 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
Mittelland*

Analog zur Abbildung 17 zeigt die Abbildung 18 die AC-Erträge pro Kalenderjahr im Vergleich zur Mittelland-Anlage in Wädenswil, welche aus 20° und 30° geneigten Modulen besteht (vgl. Tabelle 2 auf Seite 12). In den vergangenen Kalenderjahren lieferten die alpinen Anlagensegmente jeweils Mehrerträge von 45 % (30° monofazial rahmenlos, 2018) bis 113 % (70° bifazial, 2019).

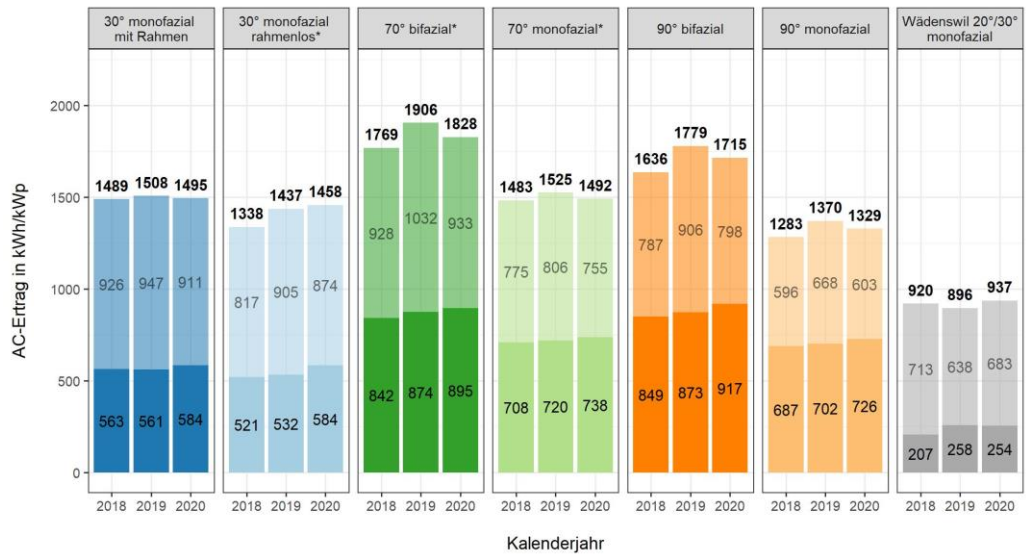


Abbildung 18: AC-Energieerträge pro vollständiges Kalenderjahr seit Messbeginn im Jahr 2017. Es handelt sich um die mittleren, normierten Erträge in kWh/kWp pro Anlagensegment (Mittelwert aus 3 oder 4 Modulen). Erträge des Winterhalbjahres (Januar-März / Oktober-Dezember) sind dunkel eingefärbt, Erträge 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.

11. November
2020

Am 11. November 2020 stieg die normierte Segment-Leistung bei einem Sonnenhöchststand von 26° bis zum Neigungswinkel von 60° an und erreichte bei monofazialen Modulen knapp 1 W/Wp (Abbildung 19). Es handelt sich um einen wolkenfreien Tag. Der plötzliche Leistungsabfall um ca. 16 Uhr ist auf die Verschattung des Anlagenstandorts durch den natürlichen Horizont zu begründen (vgl. Abbildung 5).

Die Mehrerträge durch den Einsatz von bifazialen Modulen erreichen an diesem Tag 9 % (60° Neigung) beziehungsweise 14 % (90° Neigung).

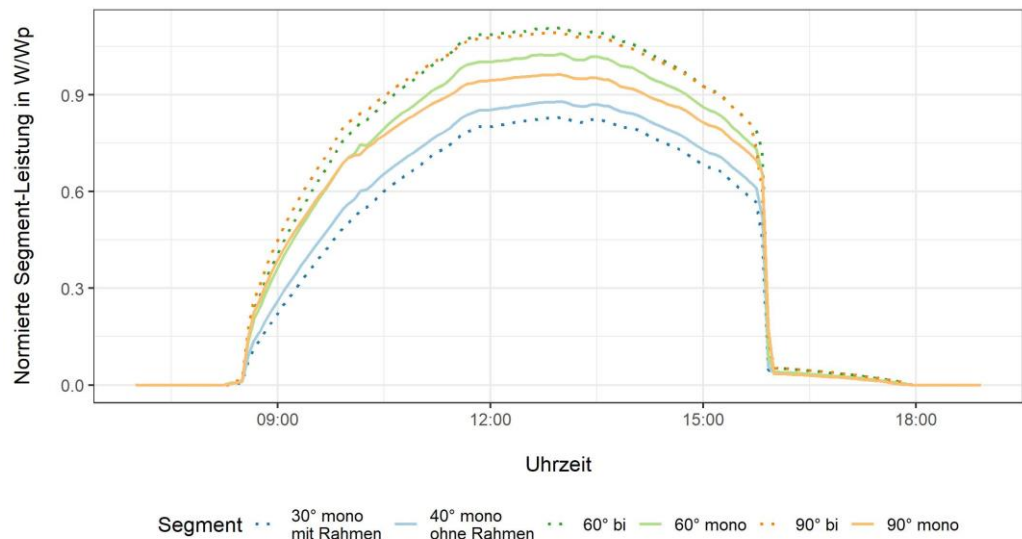


Abbildung 19: Leistungsverlauf pro Anlagensegment normiert in W/Wp am 11. November 2020 bei wolkenfreiem Himmel und einem Sonnenhöchststand von 26°. Uhrzeiten in MEZ.

19. Januar 2021

Am 19. Januar wurde an einem weitestgehend wolkenfreien Tag und einer leichten Schneebedeckung der 30° und 40° geneigten Segmente ebenfalls die höchsten normierten Segment-Leistungen bei steil geneigten Modulen erreicht. Der Einfluss der Schneebedeckung von Modulen ist bei den 30° und 40° geneigten Modulen deutlich zu erkennen (siehe Webcam-Bilder im Anhang 8.4). Die hohen Leistungen in den steil geneigten Segmenten ist ebenfalls auf den Sonnenhöchststand von 23° zurückzuführen.

Die bifazialen Module generierten an diesem Tag jeweils einen Mehrertrag von 17 % im Vergleich mit den geneigten monofazialen Modulen.

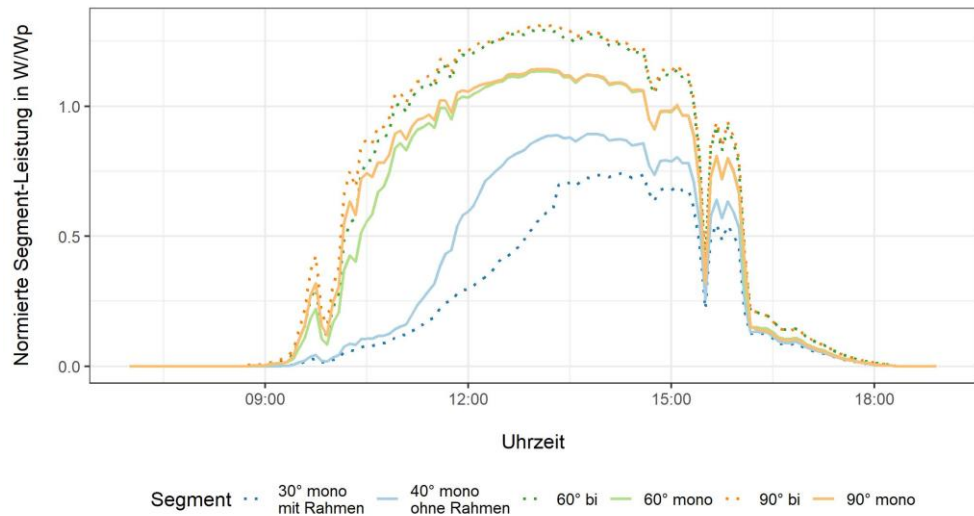


Abbildung 20: Leistungsverlauf pro Anlagensegment normiert in W/Wp am 19. Januar 2021 bei wolkenfreiem Himmel und einem Sonnenhöchststand von 23°. Uhrzeiten in MEZ.

23. März 2021

Abbildung 21 zeigt den Leistungsverlauf am 23. März 2021 bei einem Sonnenhöchststand von 44° und einem wolkenfreien Tag. Durch den höheren Sonnenstand liefern die monofazialen Segmente ähnliche Erträge. Es ist zu erkennen, dass die Leistung der Segmente 90° bifazial und 60° monofazial am späten Nachmittag schrittweise abnimmt. Diese Abnahme ist auf Verschattungen zurückzuführen, welche aufgrund der benachbarten Anlagensegmente entstehen. Aus diesem Grund sind die Erträge für diese beiden Segmente leicht unterschätzt. Im Winterhalbjahr ist diese Unterschätzung als gering einzustufen, da diese lediglich am späteren Nachmittag im Oktober und März aufgetreten sind.

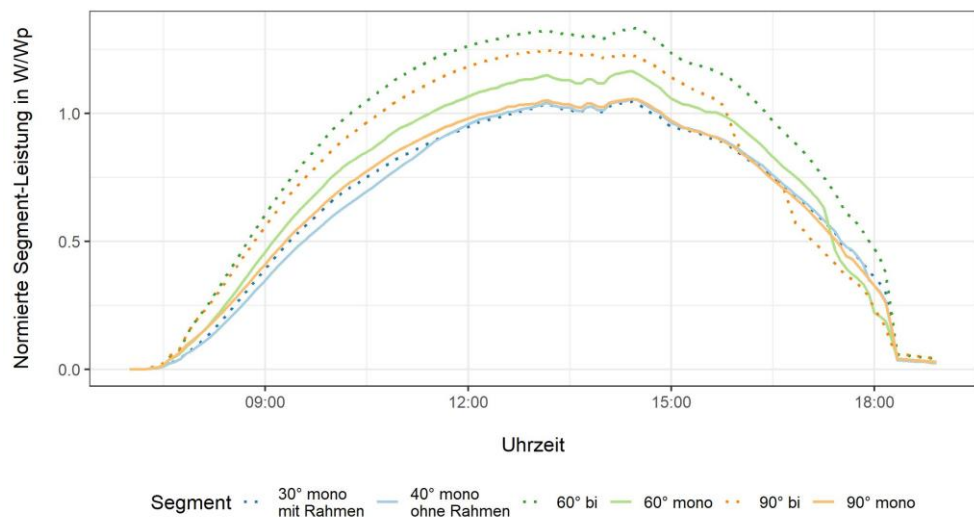


Abbildung 21: Leistungsverlauf pro Anlagensegment normiert in W/Wp am 23. März 2021 bei wolkenfreiem Himmel und einem Sonnenhöchststand von 44°. Uhrzeiten in MEZ.

Die Mehrerträge durch den Einsatz von bifazialen Modulen entsprachen gegenüber den gleich geneigten monofazialen Modulen 21 % (60° Neigung) respektive 16 % (90° Neigung).

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 mit nördlicher Rückseite verglichen. Ausserdem wird eine grobe Ertragsabschätzung, basierend auf den gemessenen Einstrahlungen erstellt.

4.5.1 Einstrahlung

Einstrahlung im Winterhalbjahr 2020/2021

Über das gesamte Winterhalbjahr wurde im nach Süden ausgerichteten und 90° geneigten Segment mit 1166 kWh/m² die höchste Einstrahlung gemessen (Summe der Vorder- und Rückseite). Die 60° Neigung führte auf der Vorderseite zu einer geringeren Einstrahlung, womit total 1081 kWh/m² resultierten. Bei der Ost-Westaufständerung ist der Unterschied zwischen Vorder- und Rückseite wesentlich geringer. Insgesamt lag die Einstrahlung mit 974 kWh/m² auf einem tieferen Niveau. Der tiefere Wert auf der Westseite lässt sich mit dem natürlichen Horizont erklären, (vgl. Abbildung 5). Eine grafische Darstellung der Einstrahlungsmessungen über das gesamte Winterhalbjahr ist in Abbildung 22 gezeigt.

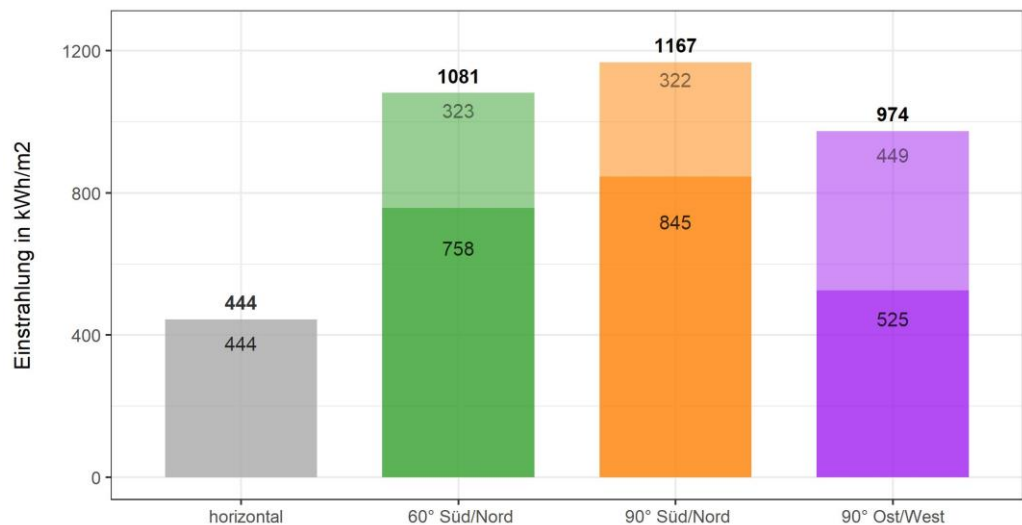


Abbildung 22: Gemessene Einstrahlung auf der Vorderseite (dunkel) und der Rückseite (hell) bei Südausrichtung und Ost-Westausrichtung. Bei der Ost-Westausrichtung gilt die östliche Seite als Vorderseite. Winterhalbjahr 2020/2021, 01. Oktober 2020 bis 31. März 2021.

Einstrahlung pro Monat

Der monatliche Verlauf der Einstrahlung bei den verschiedenen Ausrichtungen und Neigungen kann der Abbildung 23 entnommen werden. Es zeigt sich für eine Ost-Westausrichtung in jeden Monat die geringste Einstrahlung, wobei die prozentualen Abweichungen gegenüber der Südausrichtung mit 90° Neigung zwischen November und Februar am stärksten ausfielen. Dies lässt vermuten, dass die Ost-Westaufständerung für die Produktion von Strom im Winter weniger vorteilhaft sein könnte. Ein möglicher Grund ist der Sonnenverlauf (vgl. Abbildung 5), welcher insbesondere in

den Wintermonaten zu ungünstigen Einstrahlwinkeln führt und somit die eintreffende Strahlung reduziert.

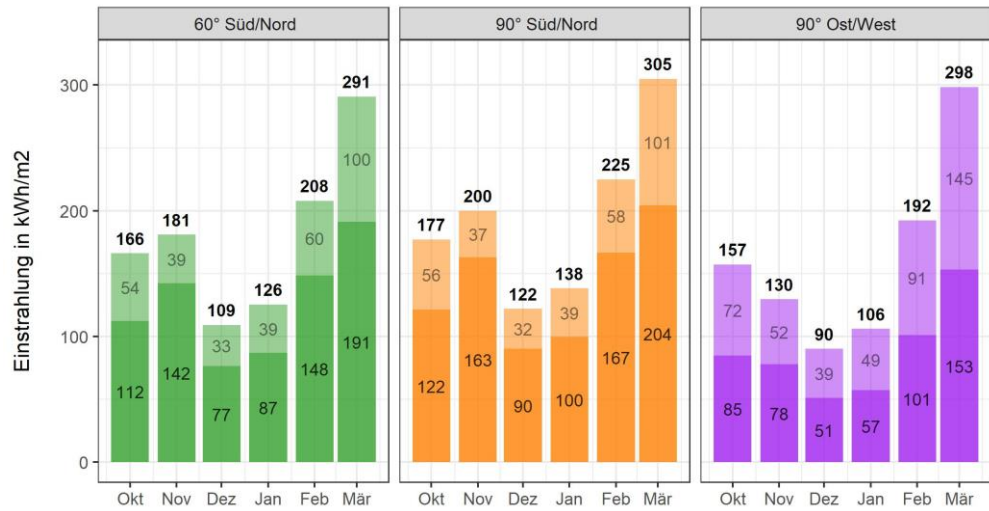


Abbildung 23: Gemessene monatliche Einstrahlung auf der Vorderseite (dunkel) und der Rückseite (hell) bei Südausrichtung und Ost-Westausrichtung. Bei der Ost-Westausrichtung gilt die östliche Seite als Vorderseite. Winterhalbjahr 2020/2021, 01. Oktober 2020 bis 31. März 2021.

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 auf der Abbildung 24 gezeigt. Sie zeigt wie erwartet eine gleichmässiger Einstrahlungsverteilung über den Tag. 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 5).

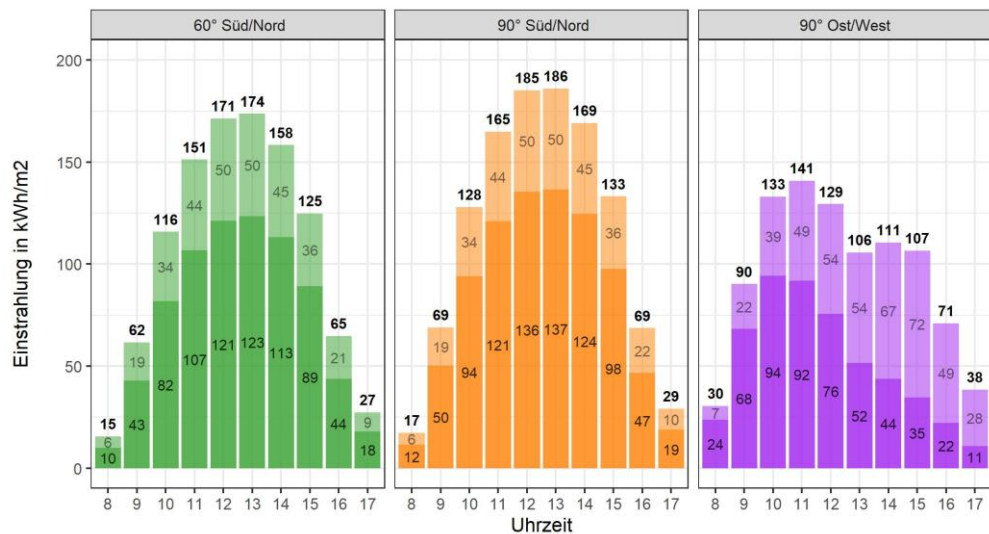


Abbildung 24: Gemessene Einstrahlung in Stundenschritten auf der Vorderseite (dunkel) und der Rückseite (hell) bei Südausrichtung und Ost-Westausrichtung. Bei der Ost-Westausrichtung gilt die östliche Seite als Vorderseite. Lesebeispiel: Bei Ost-Westausrichtung wurden zwischen 11:00 Uhr und 12:00 Uhr im gesamten Winterhalbjahr 141 kWh/m² gemessen, welche sich zu 92 kWh/m² auf der Vorderseite (dunkel) und 49 kWh/m² auf der Rückseite (hell) aufteilen.

4.5.2 Ertragsprognose

Ertragsprognose im Winterhalbjahr 2020/2021

Die Ertragsprognose gemäss der im Kapitel 3.3 aufgezeigten Methodik kann der Abbildung 25 entnommen werden. Im Vergleich zu den gemessenen Erträgen in den nach Süden ausgerichteten Segmenten liegt die Ertragsprognose mit 3 % bis 7 % zu hoch. Die Methode führt folglich zu einer geringfügigen Überschätzung der Erträge.

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-Westaufständerung derjenigen der Südausrichtung stärker unterliegt als bei der reinen Betrachtung der Einstrahlung. Grund dafür ist das Verhältnis aus der Einstrahlung auf die Rückseite und der Einstrahlung auf die Vorderseite, welches bei der Ost-Westausrichtung grösser ist.

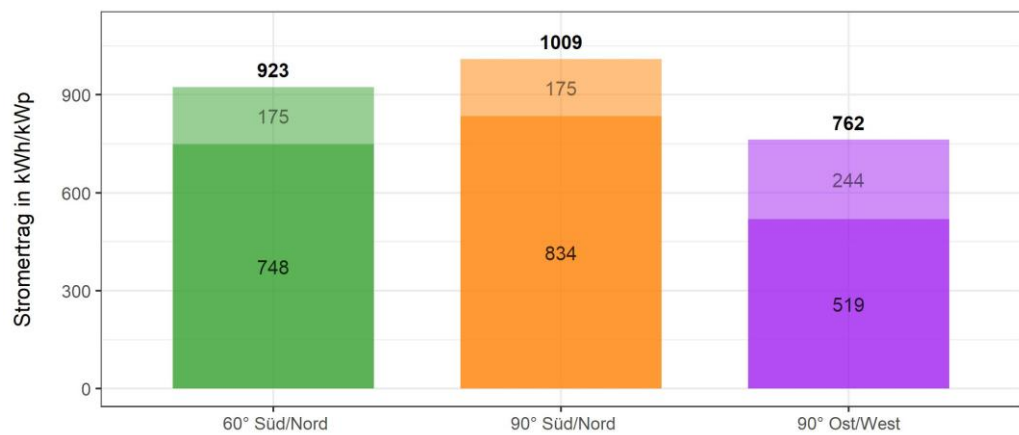


Abbildung 25: Ertragsprognose in kWh/kWp für die Vorderseite (dunkel) und der Rückseite (hell) bei Südausrichtung und Ost-Westausrichtung. Bei der Ost-Westausrichtung gilt die östliche Seite als Vorderseite. Winterhalbjahr 2020/2021, 01. Oktober 2020 bis 31. März 2021.

Ertragsprognose pro Monat

Die monatlichen Ertragsprognosen zeigen in der Tendenz das gleiche Bild wie die monatlich gemessene Einstrahlung (vgl. Abbildung 23 und Abbildung 26).

Verglichen mit der Südausrichtung trifft bei einer Ost-Westausrichtung mehr Einstrahlung auf die Rückseite. Diese ist weniger effizient als die Vorderseite, was sich in geringeren Gesamterträgen äussert. Im Oktober und März nähern sich die Erträge der Ost-West-Variante denjenigen des südausgerichteten Segments mit 60° Neigung an. Setzt sich dieser Trend fort, könnte die Ertragsprognose für die Ost-Westaufständerung im Sommer höher liegen. Der gesamte Jahresverlauf könnte in einer späteren Untersuchung analysiert werden.

Messergebnisse Winterhalbjahr 2020/2021 – Versuchsanlage Totalp

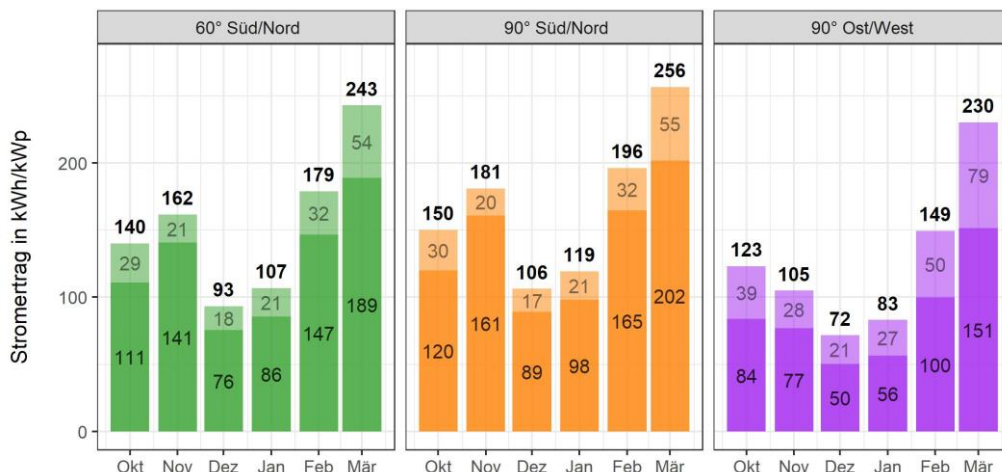


Abbildung 26: Monatliche Ertragsprognose in kWh/kWp für die Vorderseite (dunkel) und der Rückseite (hell) bei Südausrichtung und Ost-Westausrichtung. Bei der Ost-Westausrichtung gilt die östliche Seite als Vorderseite. Winterhalbjahr 2020/2021, 01. Oktober 2020 bis 31. März 2021.

Ertragsprognose pro Tagesstunde

Die in Abbildung 24 gezeigte gleichmäßigere Verteilung der gesamten Einstrahlung bei einer Ost-Westaufständerung 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. Heute befinden sich Module auf dem Markt, welche Bifazialkoeffizienten von bis zu 0.9 erreichen (Frontini et al., 2019; Wöhrle et al., 2017), womit diese Problematik stark verringert wird.

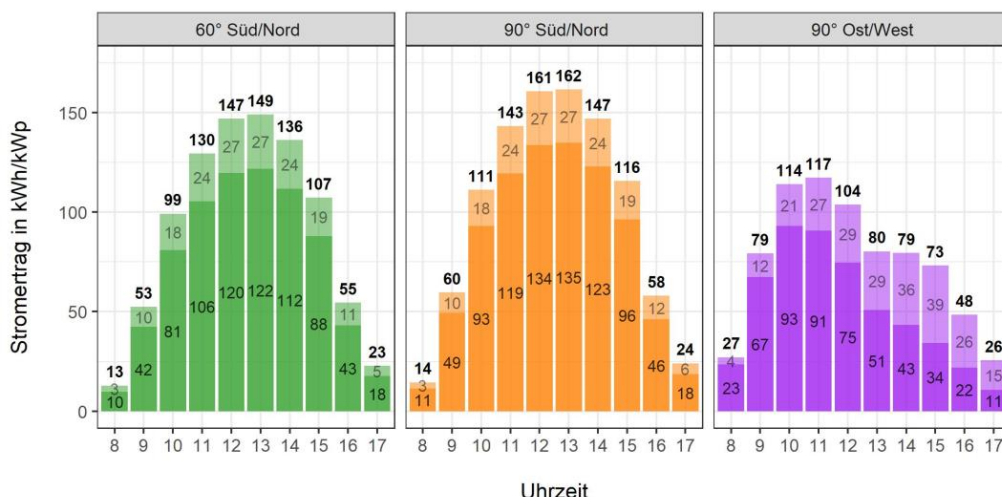


Abbildung 27: Ertragsprognose in Stundenschritten auf der Vorderseite (dunkel) und der Rückseite (hell) bei Südausrichtung und Ost-Westausrichtung. Bei der Ost-Westausrichtung gilt die östliche Seite als Vorderseite. Winterhalbjahr 2020/2021, 01. Oktober 2020 bis 31. März 2021. Lesebeispiel: Bei Ost-Westausrichtung werden zwischen 11:00 Uhr und 12:00 Uhr im gesamten Winterhalbjahr 117 kWh/kWp prognostiziert, welche sich zu 91 kWh/kWp aus der Vorderseite (dunkel) und 27 kWh/m² aus der Rückseite (hell) aufteilen.

4.6 Unterschiedliche Neigungswinkel während mehrerer 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 28 zeigt den spezifischen elektrischen Ertrag pro kWh horizontaler Globalstrahlung für die Winterhalbjahre 18/19 bis 20/21. Die Veränderung des Neigungswinkels hatte keinen markanten Einfluss auf den Ertrag, wie der Vergleich der rot umrandeten Säulen in Abbildung 28 mit den vorigen Jahren zeigt. Lediglich das Segment mit 30°, respektive neu 40° geneigten rahmenlosen Modulen, zeigte im Winterhalbjahr 20/21 einen geringfügig höheren spezifischen Ertrag als zuvor mit 30° Neigung und denselben Modulen. In den vorigen Jahren waren die Erträge im 30° geneigten Segment mit rahmenlosen Modulen jeweils geringfügig tiefer.

Für das Winterhalbjahr bedeuten die Resultate, dass 40° geneigte, monofaziale Module gegenüber 30° geneigten Modulen einen kleinen Ertragsvorteil aufwiesen. Der Vergleich von 60° und 70° geneigten Modulen zeigt sowohl bei bifazialen als auch bei monofazialen Modulen keinen merklichen Unterschied. Im nächsten Messbericht (Sommerhalbjahr 2021) erfolgt dieselbe Betrachtung für das Sommerhalbjahr.

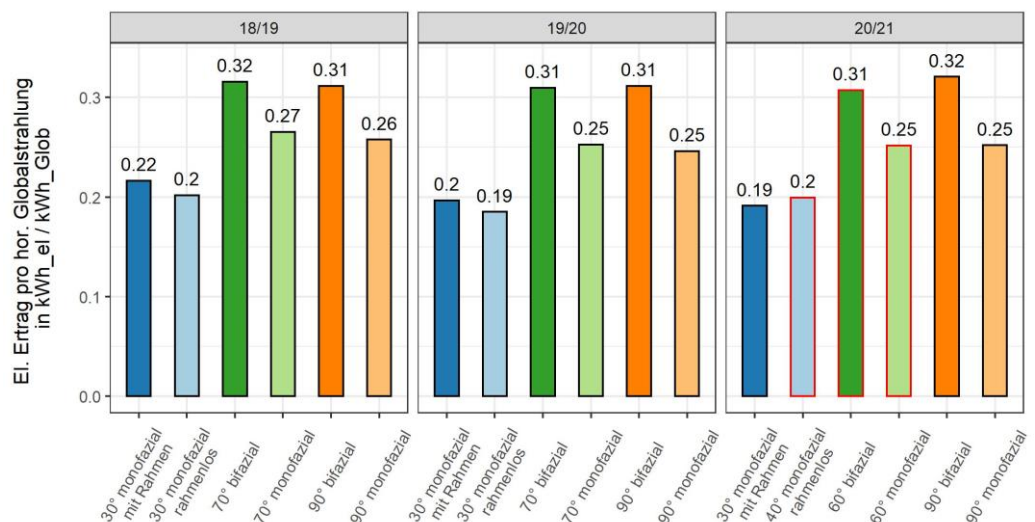


Abbildung 28: Elektrischer Ertrag im Verhältnis zur horizontalen Globalstrahlung, angegeben in kWh_{el}/kWh_{Glob} für die Winterhalbjahre 18/19, 19/20 und 20/21. Die rot umrandeten Säulen kennzeichnen, an welchen Segmenten Veränderungen am Neigungswinkel vorgenommen wurden. Lesebeispiel: Im Winterhalbjahr 20/21 erzeugte das Segment mit 90° geneigten bifazialen Modulen pro kWh Globalstrahlung in der Horizontale eine elektrische Energie von 0.32 kWh.

Die auf die horizontale Globalstrahlung normierten Stromerträge übersteigen die Moduleffizienz von 17.2 % insbesondere bei hohen Neigungswinkeln bei Weitem. Dies ist damit zu erklären, dass die Einstrahlung bei hohen Neigungswinkeln und Süd- ausrichtung im Winter zunimmt. Weiter findet auf geneigten Flächen eine Reflexion an der Umgebung statt, welche diesen Effekt verstärkt.

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 wichtigen 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. So konnten gegenüber dem Mittelland bis zu doppelt so hohe Jahreserträge und ca. 50 % Winterstromanteil gemessen werden.

Trotz der auf Winterstrom optimierten Auslegung mit hohen Neigungswinkeln zeigen sich hohe Ertragspotenziale für den alpinen Standort ebenfalls im Sommerhalbjahr (Anderegg et al., 2020c).

Die neu installierten Einstrahlungssensoren in Ost-Westausrichtung ermöglichen eine Abschätzung des Potenzials für vertikale bifaziale Photovoltaikmodule mit Ost-Westausrichtung. Die ersten Auswertungen in diesem Winterhalbjahr haben gezeigt, dass auch bei dieser Variante Winterstromerträge von ca. 750 kWh/kWp erreicht werden könnten. Dies ist zwar weniger als bei 90° geneigten und nach Süden ausgerichteten bifazialen Modulen, ein Vorteil könnte jedoch in der gleichmässigeren Verteilung der Erträge über den Tagesverlauf liegen. Dazu muss 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 bevorzugen, da die Energieproduktion der Rückseite die Gesamtproduktion sehr stark beeinflusst.

Ausblick

Analog zu diesem Bericht werden weitere halbjährliche Auswertungen durchgeführt. Der nächste Halbjahresbericht wird über den Zeitraum vom 1. April 2021 bis 30. September 2021 (Sommerhalbjahr 2021) erstellt.

Die Auswertung der Einstrahlungswerte von ost- und westausgerichteten Einstrahlungssensoren wird auch im kommenden Sommerhalbjahr erfolgen. Analog dazu erfolgen die Ertragsprognosen und der Vergleich der Resultate mit der Südausrichtung von bifazialen Modulen.

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>
- 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
- 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. (2020). *MeteoSchweiz IDAWEB*. <https://gate.meteoswiss.ch/idaweb/system/welcome.do>
- 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

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

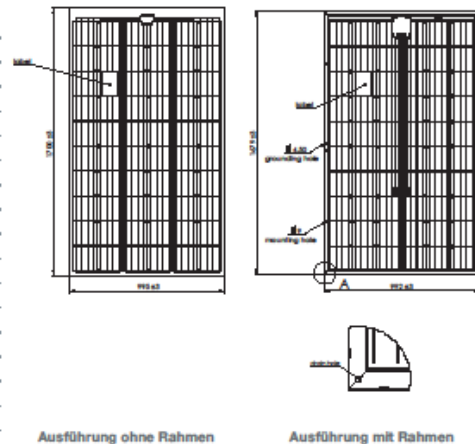


Elektrische Daten	Monokristallin						Polykristallin					
	STC*			800 W/m ² NOCT**			STC*			800 W/m ² NOCT**		
	270	275	280	196	199	203	250	255	260	184	188	192
Max. Leistung P _{mp}	[Wp]											
Spannung bei P _{mp}	[V]											
Strom bei P _{mp}	[A]											
Leerlaufspannung	[V]											
Kurzschlussstrom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



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 Garantieklärungen 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.



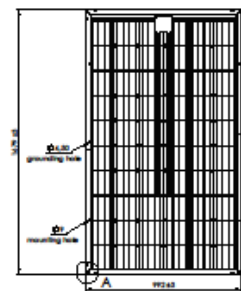
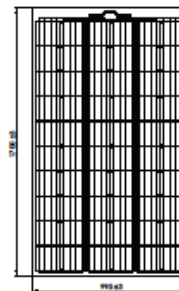
Thermische Kenngrößen/ Temperaturkoeffizienten

		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
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
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 – Mär 21	30°	40°	60°	60°	90°	90°

8.3 Resultate der Flasher-Tests

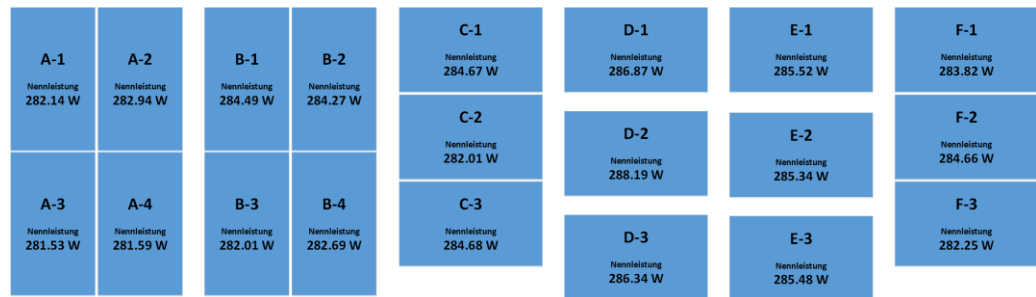


Abbildung 29: Resultate der Flasher-Tests: Nennleistung (P_{MPP}) für jedes Modul. Dient als Grundlage zur Normierung der Leistungs- und Energiewerte pro Module und Anlagensegment.

8.4 Webcam-Bilder

KW 49 2020:

Taglich um 12:00
Uhr.



Messergebnisse Winterhalbjahr 2020/2021 – Versuchsanlage Totalp

19. Januar 2021 –
Schneebedeckung
30° (links) und 40°
(rechts):
Stündlich
zwischen 8:00 und
14:00 Uhr



Messergebnisse Winterhalbjahr 2020/2021 – Versuchsanlage Totalp



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 Winterhalbjahr 2020/2021 – 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 Winterhalbjahr 2020/2021 – 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 Winterhalbjahr 2020/2021 – 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