
Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp Messergebnisse April 2022 bis März 2023



<i>Datum</i>	27. Februar 2024
<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. (2024). Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp Messergebnisse April 2022 bis März 2023 [Messbericht]. ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen.

Inhaltsverzeichnis

1.	Zusammenfassung	4
2.	Beschreibung der Versuchsanlage	7
3.	Ergebnisse	9
3.1	Einstrahlungsbedingungen	9
3.2	Ertragsmessungen	11
3.3	Mehrertrag durch bifaziale Module	15
3.4	Typische Tagesprofile	19
4.	Fazit und Ausblick	23
5.	Messaufbau und Methodik	25
5.1	Messaufbau	25
5.2	Bilanzierte DC- und AC-Erträge und Vergleich Mittelland	27
5.3	Leistungsdaten einzelner Tage	29
6.	Literatur	30
7.	Frühere Messberichte	32
8.	Anhang	33
8.1	Datenblätter Photovoltaik Module von PVP	33
8.2	Modulneigungen während dem gesamten Betriebszeitraum	37
8.3	Resultate der Flasher-Tests	37

1. Zusammenfassung

Versuchsanlage und untersuchter Zeitraum 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. 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 bei bifazialen Modulen minimiert wird.

Dieser Bericht beschreibt die Resultate der Messdaten für eine Untersuchungsperiode zwischen dem 1. April 2022 und dem 31. März 2023.

Neigung der Anlagensegmente Während dieser Messperiode waren die Anlagensegmente der Versuchsanlage wie folgt konfiguriert: 30°, 40°, 60° und 90° monofazial sowie 60° und 90° bifazial.

Globalstrahlung In der Untersuchungsperiode lag die jährliche horizontale Globalstrahlung mit 1505 kWh/m² im Schwankungsbereich der Vorjahre, wobei im Sommer eine überdurchschnittliche Globalstrahlung von 1042 kWh/m² (+ 3 % gegenüber Durchschnitt seit 2018) und im Winterhalbjahr eine unterdurchschnittliche Globalstrahlung von 464 kWh/m² (-6 % gegenüber Durchschnitt seit 2018) gemessen wurde. Die Einstrahlung war in der Untersuchungsperiode besonders im Juli und August des Sommerhalbjahres überdurchschnittlich und im Februar und November des Winterhalbjahres leicht unterdurchschnittlich.

Stromertrag Die Jahreserträge lagen gemäss Abbildung 1 (Säulen) im Untersuchungszeitraum von April 2022 bis März 2023 zwischen 1798 kWh/kWp (60° bifazial) und 1257 kWh/kWp (90° monofazial). Den höchsten Winterstromertrag von 859 kWh/kWp erzielten 90° geneigte bifaziale Module, bei einem Winterstromanteil von 54 %. Dieser hohe Winterstromanteil ist mit einem, im Vergleich zu den Vorjahren, geringen Sommerstromertrag von 734 kWh/kWp zu begründen. Ein vergleichbar hoher Winterstromertrag von 849 kWh/kWp wurde mit 60° geneigten bifazialen Modulen erreicht. Aufgrund des höheren Sommerstromertrags von 949 kWh/kWp beläuft sich der Winterstromanteil in diesem Segment auf 47 %. Unter den monofazialen Anlagensegmenten wurde der höchste Jahresstromertrag von 1527 kWh/kWp und der höchste Winterstromertrag von 713 kWh/kWp mit 60° Modulneigung erreicht, was ebenfalls einem Winterstromanteil von 47 % entspricht.

Die Erträge der Untersuchungsperiode lagen im Schwankungsbereich der Vorjahre (Abbildung 1, Doppel-T-Balken), wobei bei den bifazialen Anlagensegmenten unterdurchschnittliche Erträge, insbesondere im Sommerhalbjahr, gemessen wurden. Dies erscheint hinsichtlich der hohen horizontalen Globalstrahlung im Sommerhalbjahr auf

den ersten Blick widersprüchlich, könnte aber wie folgt erklärt werden: Die horizontale Globalstrahlung war im Sommerhalbjahr besonders während Perioden mit hohem Sonnenstand überdurchschnittlich (Juli und August). Gleichzeitig lag keine Schneebedeckung der Umgebung vor, welche die Reflexion auf stark geneigte Module begünstigt hätte. Ausserdem ist bei hohen Sonnenständen und vertikalen Module im Vergleich zur horizontalen Ebene mit einer geringeren Einstrahlung zu rechnen. Somit konnten genau die stark geneigten (und bifazialen) Anlagensegmente nicht von dieser überdurchschnittlichen Einstrahlung profitieren.

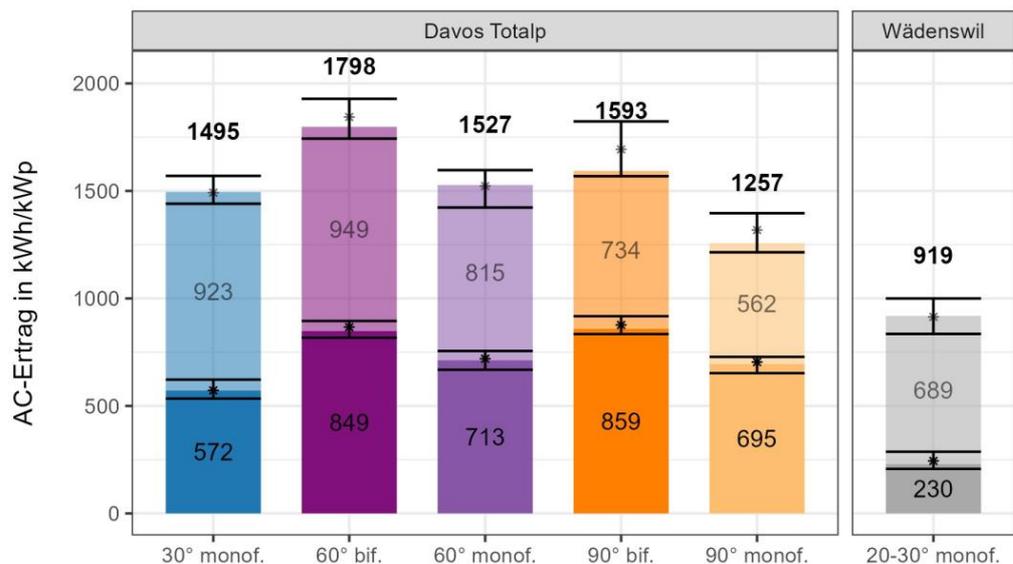


Abbildung 1: AC-Erträge zwischen April 2022 und März 2023 als Säulen (Winterhalbjahr dunkel, Sommerhalbjahr hell) mit den Minimal- und Maximalwerten seit Messbeginn als Doppel-T-Balken. Das Symbol * zeigt den Mittelwert pro Anlagensegment seit Messbeginn.

Bifaziale Mehrerträge

Die Mehrerträge durch den Einsatz von bifazialen Modulen im Winterhalbjahr 19 % (60° Neigungswinkel) bis 24 % (90° Neigungswinkel) und bewegten sich im Schwankungsbereich der Vorjahre. Im Sommerhalbjahr wurden die bisher tiefsten bifazialen Mehrerträge von 17 % (60° Modulneigung) und 31 % (90° Modulneigung) gemessen. Die geringen Rückseitenenerträge im Sommerhalbjahr können vermutlich auf die kurze Zeitdauer mit schneebedeckter Umgebung zurückgeführt werden.

Vergleich Alpin – Mittelland (AC)

Gegenüber der Vergleichsanlage im Mittelland lieferten alle Segmente der Alpenstrom-Anlage höhere Erträge. Im Vergleich zu Anlagen im Mittelland (Wädenswil) wurden bis zu 96 % höhere Jahreserträge erzielt (60° bifazial). Im Winterhalbjahr erzeugten die bifazialen Anlagensegmente der Versuchsanlage den 3.7-fachen Ertrag der Anlage im Mittelland. Diese Ergebnisse decken sich mit den Resultaten bisheriger Untersuchungsperioden.

Leistungsverlauf an sonnigen Tagen

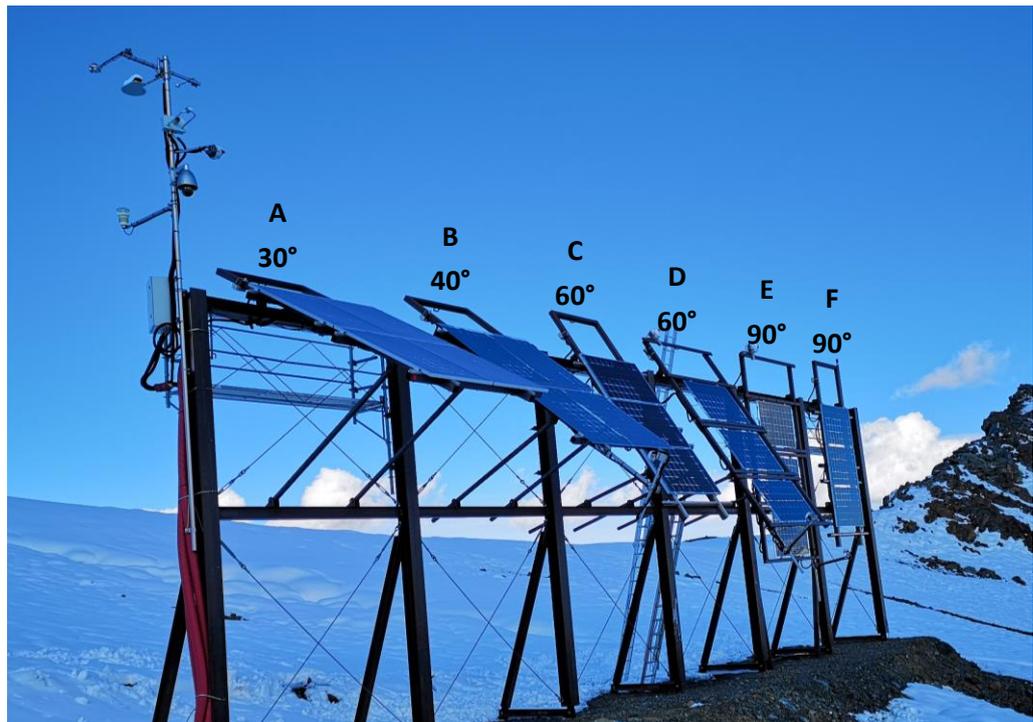
Die Leistungsverläufe an sonnigen Tagen mit tiefem, mittlerem und hohem Sonnenstand zeigen den Einfluss der Sonnenhöhe, des Neigungswinkels der Module und der Schneebedeckung der Umgebung auf die Modulleistung deutlich. Während Monaten

mit besonders tiefem Sonnenstand sind die steil geneigten Module im Vorteil, wogegen bei hohem Sonnenstand die höchsten Erträge bei geringer Modulneigung erwartet werden können. Unter optimalen Bedingungen (bei Schneebedeckung, tiefem bis mittlerem Sonnenstand und tiefen Umgebungstemperaturen) werden um die Mittagszeit bei bifazialen Modulen kurzzeitig Leistungen von bis zu 1.5 W/Wp erreicht.

2. Beschreibung der Versuchsanlage

Standort & Aufbau

Die Versuchsanlage Totalp wurde im Oktober 2017 im Skigebiet Davos-Parsenn auf 2500 m ü. M. in Zusammenarbeit mit den EKZ gebaut. Die Modulwand ist nach Süden ausgerichtet (Azimut 180°) und besteht aus 6 Segmenten (A-F in Abbildung 2, oben), die alle einzeln in ihrem Anstellwinkel variiert werden können.



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 2: 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.

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. Die Module haben einen Abstand von mindestens 2 m zum Boden, sodass die Module bei den bisherigen Messungen immer oberhalb der Schneedecke waren.

Konfiguration der Anlagensegmente

Seit Oktober 2020 sind die Segmente gemäss Abbildung 2 und Tabelle 1 konfiguriert. Davor war das Segment B auf einen Neigungswinkel von 30° eingestellt. Zusätzlich wurden die zuvor 70° geneigten Segmente C und D im Jahr 2020 auf 60° Neigung angepasst, um die Unterschiede zwischen 60 und 70° geneigten Modulen untersuchen zu können.

*Tabelle 1: Konfiguration der Anlagensegmente. Die Neigungswinkel der Segmente B, C und D wurden zuletzt am 30. September 2020 verändert. *mR = mit Rahmen, oR = ohne Rahmen*

Segment	A	B	C	D	E	F
Neigung (Nov 17-Okt 18)	30°	50°	70°	70°	90°	90°
Neigung (Okt 18-Sept 20)	30°	30°	70°	70°	90°	90°
Neigung (Okt 20-heute)	30°	40°	60°	60°	90°	90°
Technologie	monofazial	monofazial	monofazial	bifazial	bifazial	monofazial
Ausrichtung	Hochformat	Hochformat	Querformat	Querformat	Querformat	Querformat
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 (Datenblatt). Bei den bifazialen Modulen nur unter Berücksichtigung der Vorderseite.

Modulart

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 2, unten). Die Datenblätter der Photovoltaikmodule sind im Anhang 8.1 aufgeführt.



Abbildung 3: PV-Versuchsanlage Totalp von Nordwesten.

Weitere Details zum Anlagenaufbau und der Messdatenaufzeichnung können dem Kapitel 5.1 entnommen werden.

3. Ergebnisse

3.1 Einstrahlungsbedingungen

*Globalstrahlung
monatlich*

Abbildung 4 zeigt einen Vergleich der monatlichen horizontalen Globalstrahlung zwischen den Jahren 2018 und 2023 und für ein typisches meteorologisches Jahr (TMY), welches mit Meteonorm Version 8 generiert wurde. Das TMY bezieht sich auf die Referenzperiode von 1996 bis 2015. Die monatlichen Einstrahlungen der Untersuchungsperiode vom April 2022 bis März 2023 sind an der roten Markierung zu erkennen.

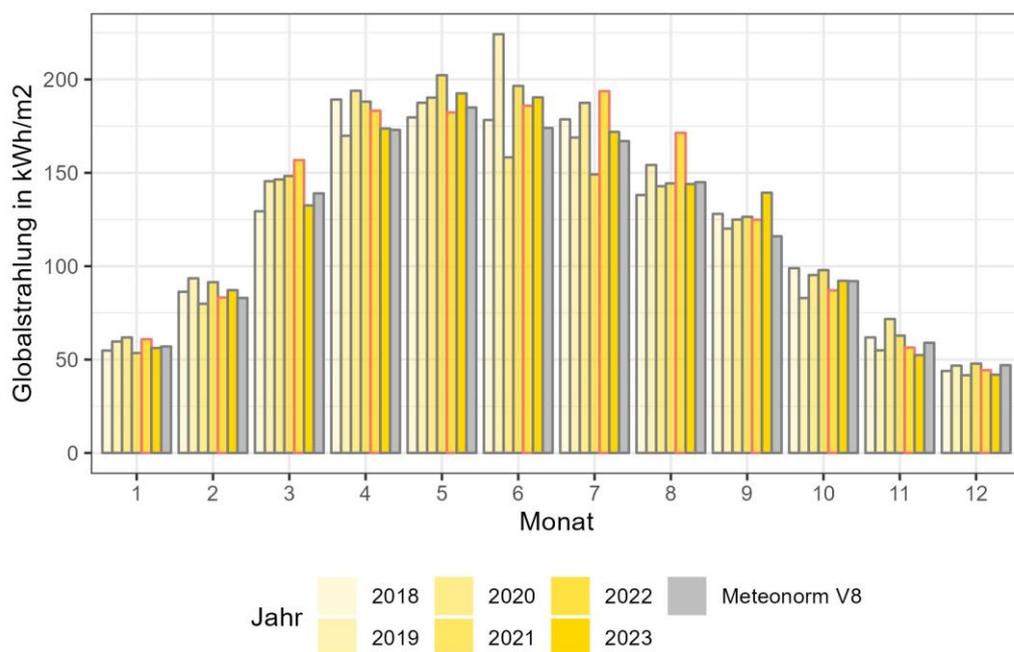


Abbildung 4: Monatlich gemessene horizontale Einstrahlung am Standort Weissfluhjoch (MeteoSchweiz) im Vergleich zur Einstrahlung in einem typischen meteorologischen Jahr aus Meteonorm Version 8 mit Referenzperiode 1996 bis 2015.

*Globalstrahlung
jährlich & saisonal*

Abbildung 5 zeigt die jährlichen und saisonalen Einstrahlungen pro Sommer- und Winterhalbjahr seit März 2018 und für ein TMY. Während der in diesem Bericht betrachteten Messperiode vom April 2022 bis März 2023 war die Einstrahlung im Winterhalbjahr geringer als in den Vorjahresperioden (- 2 bis - 9 %) und geringfügig tiefer als in einem TMY (- 3 %). Im Vergleich zu den Vorjahren war die Einstrahlung im Sommerhalbjahr jedoch überdurchschnittlich, weshalb sich die jährliche Einstrahlung im Schwankungsbereich der vorigen Jahre befindet. Gegenüber dem TMY wurde eine um 5 % höhere jährliche Einstrahlung gemessen. Basierend auf der horizontalen Einstrahlung ist für den hier betrachteten Untersuchungszeitraum somit gegenüber den bisherigen Untersuchungen mit leicht unterdurchschnittlichen Erträgen im Winter und durchschnittlichen Jahreserträgen zu rechnen.

Messergebnisse April 2022 bis März 2023 – Versuchsanlage Totalp

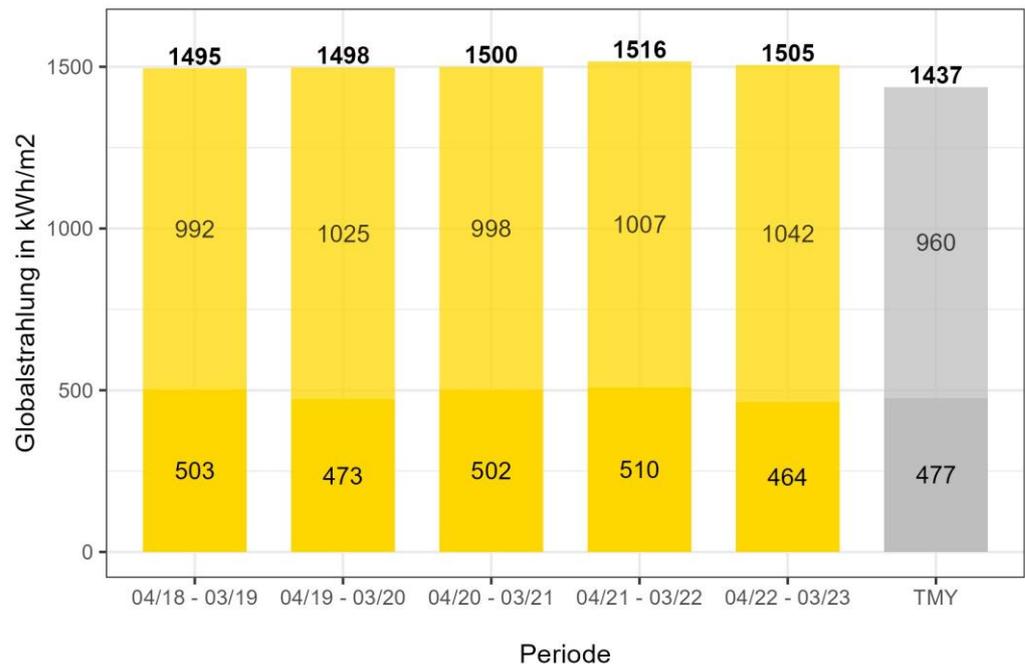


Abbildung 5: Jährlich und saisonal gemessene horizontale Einstrahlung am Standort Weissfluhjoch (Meteo-Schweiz) im Vergleich zur Einstrahlung in einem typischen meteorologischen Jahr (TMY) aus Meteonorm Version 8 mit Referenzperiode 1996 bis 2015. Die horizontale Einstrahlung im Winterhalbjahr ist dunkel dargestellt, diejenige des Sommerhalbjahres hell.

3.2 Ertragsmessungen

Jahreserträge

Die gemessenen AC-Erträge der untersuchten Periode sind in Abbildung 6 als Säulen gezeigt (Winterhalbjahr dunkel und Sommerhalbjahr hell). Die höchsten Wintererträge von 859 kWh/kWp lieferte das Segment mit 90° geneigten bifazialen Modulen, gefolgt vom Segment mit 60° geneigten bifazialen Modulen (849 kWh/kWp). Da die 60° geneigten bifazialen Module im Sommer die höchsten Erträge lieferten, ergab sich in diesem Segment der maximale Jahresertrag von 1798 kWh/kWp. Aufgrund des geringeren Sommerertrags bei 90° bifazial ergab sich im Vergleich zu 60° bifazial ein um 11 % geringerer Jahresertrag von 1593 kWh/kWp. Der Winterstromanteil bei 90° geneigten bifazialen Modulen beträgt 54 %, bei 60° geneigten Modulen (mono- und bifazial) wurden 47 % erreicht. Unter den monofazialen Modulen wurden die höchsten Wintererträge mit 60° geneigten Modulen gemessen. Der Jahresertrag von 30° und 60° geneigten monofazialen Modulen unterscheidet sich nur geringfügig, wobei der Winterstromanteil mit höherem Neigungswinkel ansteigt. Der höchste Winterstromanteil von 55 % wurde im Segment mit 90° geneigten monofazialen Modulen erreicht. Die hohen Winterstromanteile von 90° geneigten Segmenten sind neben dem hohen Winterstromertrag auch auf einen, im Vergleich zu den Vorjahren, tiefen Sommerstromertrag zurückzuführen.

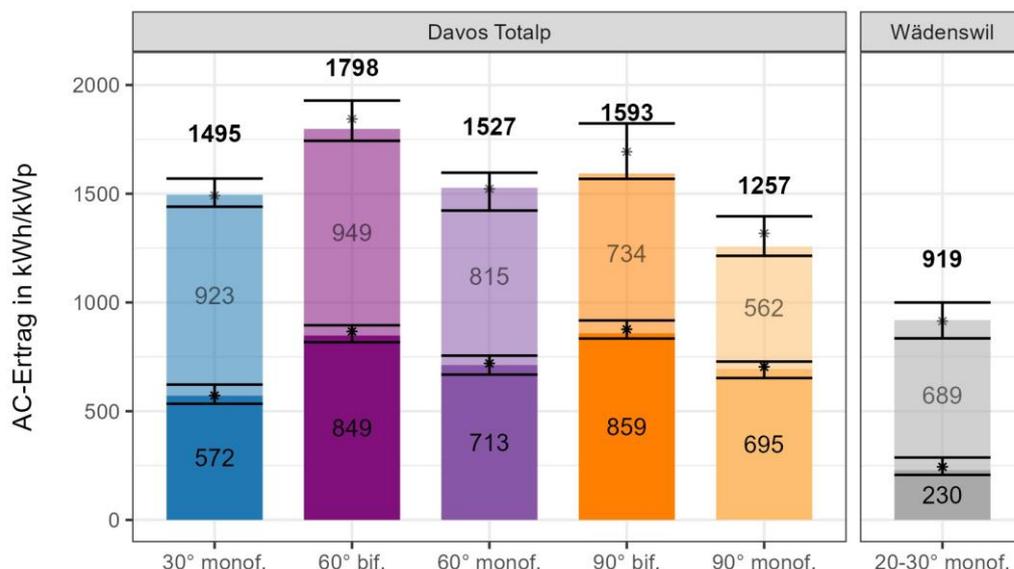


Abbildung 6: AC-Erträge zwischen April 2022 und März 2023 als Säulen (Winterhalbjahr dunkel, Sommerhalbjahr hell) mit den Minimal- und Maximalwerten seit Messbeginn als Doppel-T-Balken. Das Symbol * zeigt den Mittelwert pro Anlagensegment seit Messbeginn.

Abbildung 6 zeigt ausserdem den Schwankungsbereich zwischen Maximal- und Minimalwerten der Winter- und Jahreserträge als Doppel-T-Balken (mit dem Mittelwert seit 2018 als Punkt). Die Winter- und Jahreserträge bewegten sich während der Untersuchungsperiode im Schwankungsbereich der Vorjahre. Die Segmente mit 30°

und 60° geneigten monofazialen Modulen erzielten Winter- und Jahreserträge im Bereich der Mittelwerte aus den bisherigen Untersuchungen. Bei den Segmenten mit 90° geneigten (mono- und bifazial) sowie 60° geneigten bifazialen Modulen wurden während dem Untersuchungszeitraum unterdurchschnittliche Erträge im Sommerhalbjahr gemessen. Infolgedessen stellten sich in diesen Segmenten unterdurchschnittliche Jahreserträge ein. Die tiefen Sommerstromerträge erscheinen hinsichtlich der hohen horizontalen Globalstrahlung im Sommerhalbjahr (vgl. Kapitel 3.1) auf den ersten Blick widersprüchlich, könnten aber wie folgt erklärt werden: Die horizontale Globalstrahlung war im Sommerhalbjahr besonders in Zeiten mit hohem Sonnenstand überdurchschnittlich (Juli und August). Gleichzeitig lag keine Schneebedeckung der Umgebung vor, welche die Reflexion auf stark geneigte Module begünstigt hätte. Ausserdem ist im bei hohen Sonnenständen auf stark geneigte Flächen im Vergleich zur horizontalen Ebene mit einer geringeren Einstrahlung zu rechnen. Somit konnten genau die stark geneigten (und bifazialen) Anlagensegmente nicht von dieser überdurchschnittlichen Einstrahlung profitieren.

Desweiteren zeigt Abbildung 6 den Jahresertrag einer PV-Anlage in Wädenswil über den gleichen Untersuchungszeitraum. Im Vergleich zu dieser Anlage konnten auf der Totalp in Davos bis zu doppelte Jahreserträge und 3.7-fache Winterstromerträge gemessen werden. Im schweizweiten Vergleich liefert die Anlage in Wädenswil mit 919 kWh/kWp einen leicht unterdurchschnittlichen Jahresertrag. Der bestehende Anlagenpark der Schweiz lieferte in den vergangenen Jahren einen mittleren spezifischen Jahresertrag von 956 kWh/kWp mit Schwankungen zwischen 895 und 985 kWh/kWp (Hostettler, 2020; Hostettler & Hekler, 2021, 2022).

Monatserträge aller Segmente

Abbildung 7 zeigt die Monatserträge der Untersuchungsperiode pro Anlagensegment als Säulen. Wie in den Vorjahren zeigen sich die höchsten Monatserträge zwischen Februar und Mai.

Neben dem Monatsertrag der Untersuchungsperiode zwischen April 2022 und März 2023 (Säulen) ist in Abbildung 7 der Schwankungsbereich der bisherigen Monatserträge seit 2018 (Doppel-T-Balken) und der Mittelwert (Punkt) gezeigt. Im Winterhalbjahr lagen die Monatserträge in der Untersuchungsperiode jeweils im Schwankungsbereich der Vorjahre und nahe am Mittelwert aus den bisherigen Messungen. Im Sommerhalbjahr wurden neue Minimal- und Maximalwerte gemessen: Im Mai und September 2022 wurde bei allen Anlagensegmenten der Versuchsanlage der bisher tiefste Ertrag gemessen. Dagegen wurden seit Messbeginn für die Monate Juli und August im Jahr 2022 die bisher höchsten Erträge erreicht. Diese Ergebnisse lassen sich mit den Einstrahlungsdaten erklären (vgl. Abbildung 4).

Messergebnisse April 2022 bis März 2023 – Versuchsanlage Totalp

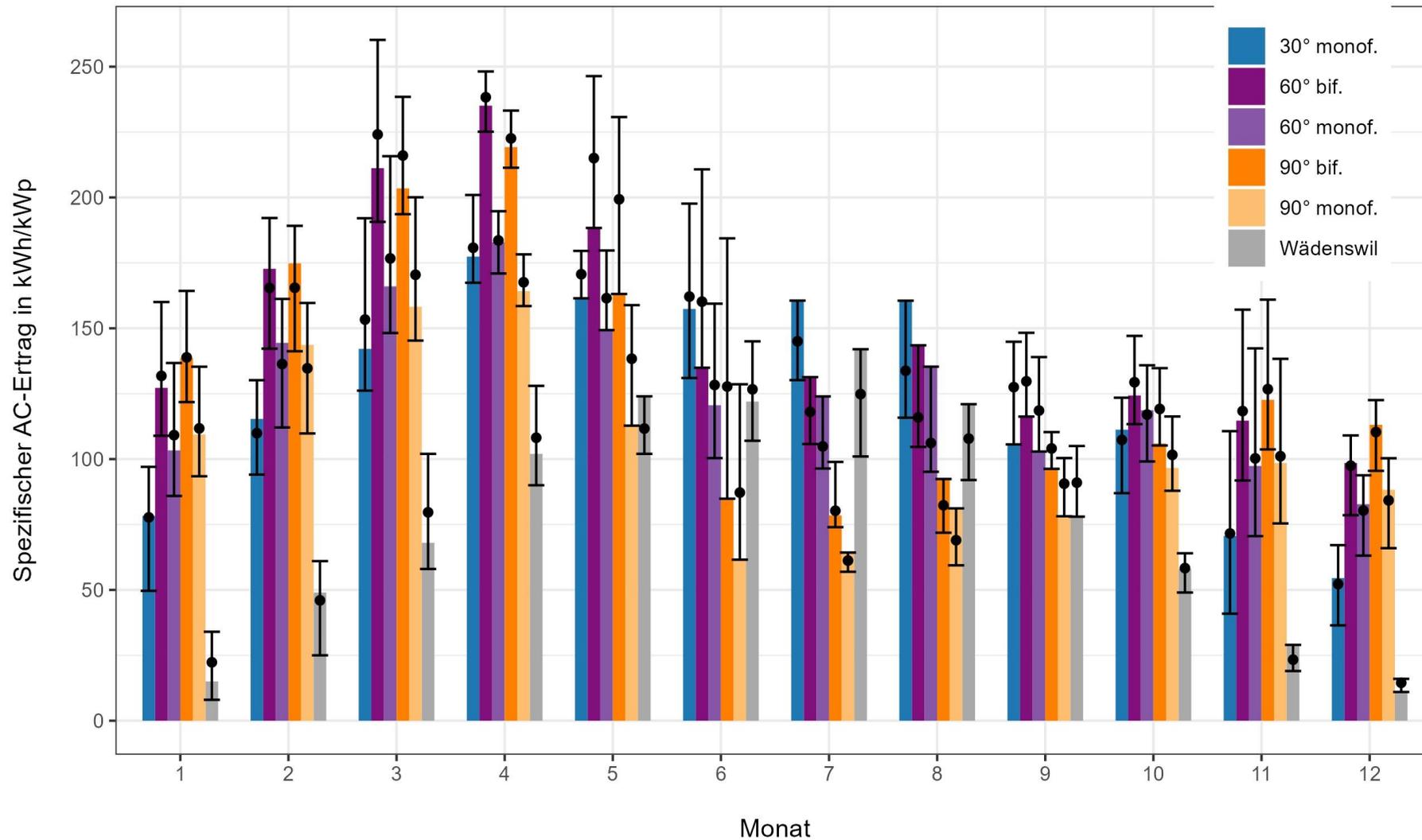


Abbildung 7: AC-Monaterträge der Anlagensegmente in Davos (farbig) und der Vergleichsanlage in Wädenswil (grau) während der Untersuchungsperiode von April 2022 bis März 2023 als Säulen. Die Maximal- und Minimalwerte zwischen Januar 2018 und März 2023 sind als Doppel-T-Balken gezeigt, die Mittelwerte als Punkte.

Monatserträge
bifazial alpin vs.
Mittelland

Abbildung 8 zeigt den Vergleich der beiden bifazialen Anlagensegmente in Davos (60° und 90°) mit dem Monatsertrag der Referenzanlage in Wädenswil. Bei den alpinen Anlagensegmenten zeigen sich gegenüber der Anlage im Mittelland sowohl in der Untersuchungsperiode als auch im langjährigen Schwankungsbereich enorme Ertragsunterschiede im Winterhalbjahr. Neben einer insgesamt gleichmässigeren Ertragsverteilung über das Jahr verschiebt sich das Produktionsmaximum bei der Versuchsanlage in Davos gegen den Frühling (Februar bis Mai). Desweiteren ist anzumerken, dass die höchsten alpinen PV-Erträge während Zeiträumen mit tiefen Füllständen in den Wasserkraft-Speicherseen anfielen (BFE, 2023). Damit kann die Stromproduktion mit alpinen Photovoltaikanlagen die Versorgungssicherheit erhöhen.

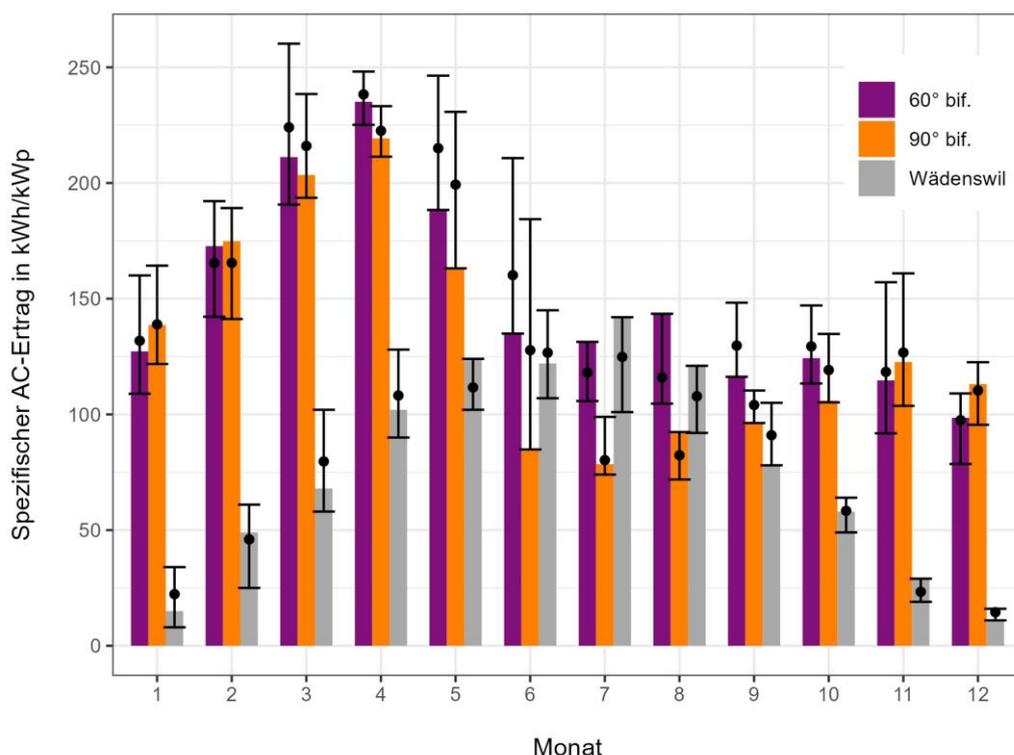


Abbildung 8: AC-Monatserträge der bifazialen Anlagensegmente in Davos (farbig) und der Vergleichsanlage in Wädenswil (grau) während der Untersuchungsperiode von April 2022 bis März 2023 als Säulen. Die Maximal- und Minimalwerte zwischen Januar 2018 und März 2023 sind als Doppel-T-Balken gezeigt, die Mittelwerte als Punkte.

3.3 Mehrertrag durch bifaziale Module

Saisonale Mehrerträge (prozentual)

Durch die Verwendung von bifazialen Modulen konnten die Energieerträge gegenüber den monofazialen Modulen mit demselben Neigungswinkel wesentlich gesteigert werden (Abbildung 9, Säulen). Der prozentuale Mehrertrag nahm mit einer Erhöhung des Neigungswinkels zu. Im Winterhalbjahr lag der Mehrertrag bei 19 % (60° Neigungswinkel) bis 24 % (90° Neigungswinkel). Im Sommerhalbjahr wurden Mehrerträge zwischen 17 % (60° Neigung) und 31 % (90° Neigung) erreicht. In diesem Untersuchungszeitraum wurden die bisher geringsten bifazialen Mehrerträge für ein Sommerhalbjahr gemessen. Sie liegen 3 % unter dem Durchschnitt seit Messbeginn im Jahr 2018 (Abbildung 9, Punkte). Im Winterhalbjahr wurden lediglich leicht unterdurchschnittliche bifaziale Mehrerträge gemessen, die sich jedoch im Schwankungsbereich der Vorjahre bewegen (Abbildung 9, Doppel-T-Balken).

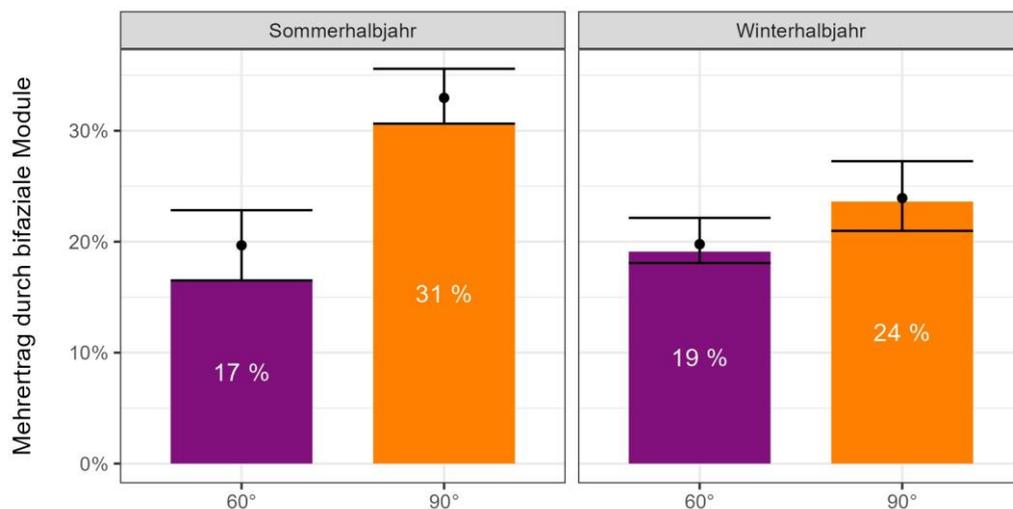


Abbildung 9: Prozentuale Mehrerträge im Sommer- und Winterhalbjahr durch bifaziale Module, gemessen am Ertrag von monofazialen Modulen im selben Zeitraum (Balken). Die Doppel-T-Balken zeigen die Maximal- und Minimalwerte seit 2018, der Punkt zeigt den Mittelwert seit 2018. Der Bifazialfaktor der Module wird auf 0.6 bis 0.7 geschätzt.

Die bei der Versuchsanlage verwendeten PERC-Module wurden im Jahr 2017 hergestellt und es ist leider keine Angabe über den Bifazialfaktor der Module vorhanden. Aufgrund der Modultechnologie und dem Produktionsjahr wird der Bifazialfaktor der Module auf 0.6 bis 0.7 geschätzt. Heutige Module erreichen Bifazialfaktoren > 0.9. Aus diesem Grund könnten die Mehrerträge durch bifaziale Module mit dem heutigen Stand der Modultechnik weiter gesteigert werden. Zusätzlich ist zu erwähnen, dass der Rückseitenenertrag stark von der Montageart und der daraus resultierenden Reduktion der Einstrahlung auf die Modulrückseite abhängt (ggf. Teilverschattung der Rückseite).

Saisonale Mehrerträge (absolut)

Die absoluten Mehrerträge in kWh/kWp unterscheiden sich zwischen Sommer und Winterhalbjahr pro Neigungswinkel nur leicht (Abbildung 10, Säulen). Pro Halbjahr

wurden Rückseitenenerträge in der Grössenordnung von 135 kWh/kWp (60° Neigungswinkel) respektive 170 kWh/kWp (90° Neigungswinkel) erreicht. Im Sommerhalbjahr ist der Schwankungsbereich seit Messbeginn grösser als im Winterhalbjahr (Abbildung 10, Doppel-T-Balken), was durch unterschiedlich lange Schneebedeckung in der Umgebung begründet werden kann. Im Vergleich mit den prozentualen Mehrerträgen durch bifaziale Module fallen Unterschiede zwischen 60° und 90° Neigungswinkel bei den absoluten Mehrerträgen weniger stark ins Gewicht (z.B. 17 versus 31 % gegenüber 135 versus 172 kWh/kWp im Sommerhalbjahr). In der hier betrachteten Untersuchungsperiode wurden abgesehen von 90° Neigungswinkel im Winterhalbjahr die geringsten absoluten Mehrerträge bei bifazialen Modulen gemessen, was auf die kurze Dauer der Schneebedeckung im Sommer 2022 zurückgeführt werden kann.

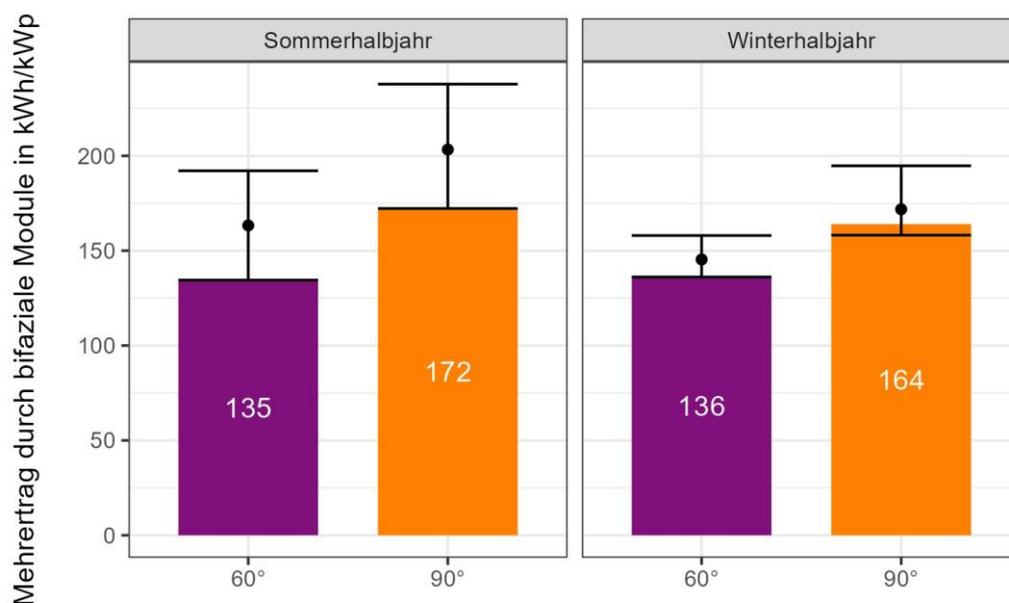


Abbildung 10: Spezifische Mehrerträge in kWh/kWp im Sommer- und Winterhalbjahr durch bifaziale Module, gemessen am Ertrag von monofazialen Modulen im selben Zeitraum (Balken). Die Doppel-T-Balken zeigen die Maximal- und Minimalwerte seit 2018, der Punkt zeigt den Mittelwert seit 2018. Der Bifazialfaktor der Module wird auf 0.6 bis 0.7 geschätzt.

Monatliche Mehrerträge (relativ)

Abbildung 11 zeigt die monatlichen Mehrerträge durch den Einsatz von bifazialen Modulen mit 60° und 90° Neigungswinkel als Säulen. Daneben ist der Schwankungsbereich seit Messbeginn als Doppel-T-Balken gezeigt und der Durchschnitt als Punkt. In der Untersuchungsperiode wurden bifaziale Mehrerträge von 10 bis 45 % (90° Neigung) beziehungsweise 5 bis 28 % (60° Neigung) erreicht. Die prozentualen Mehrerträge sind bei 90° geneigten Modulen höher als bei 60° geneigten Modulen. Während Zeiträumen mit Schneebedeckung in der Anlagenumgebung sind die Mehrerträge höher als während Zeiträumen ohne Schneebedeckung. So war die Umgebung in der Untersuchungsperiode zwischen Mitte November und Anfang Juni schneebedeckt. Im Vergleich zu den Vorjahren wurden insbesondere im Juni, August und Oktober tiefere bifaziale Mehrerträge gemessen. Ein möglicher Grund für diese Messergebnisse ist das

frühe Abschmelzen der Schneedecke im Frühsommer, was durch die periodisch aufgezeichneten Webcam-Bilder belegt werden kann. Seit Beginn der Messungen lag teilweise bis Mitte Juli Schnee in der Umgebung der Anlage, wogegen der Schnee bereits anfangs Juni 2022 geschmolzen war. Damit können zumindest die Minimalwerte im Juni und Juli erklärt werden. Auch im Oktober lag im Vergleich zu den Vorjahren relativ wenig Schneebedeckung vor. Daneben werden die prozentualen bifazialen Mehrerträge auch von anderen Aspekten beeinflusst, wie z.B. dem Direktstrahlungsanteil (vgl. Kapitel 3.4).

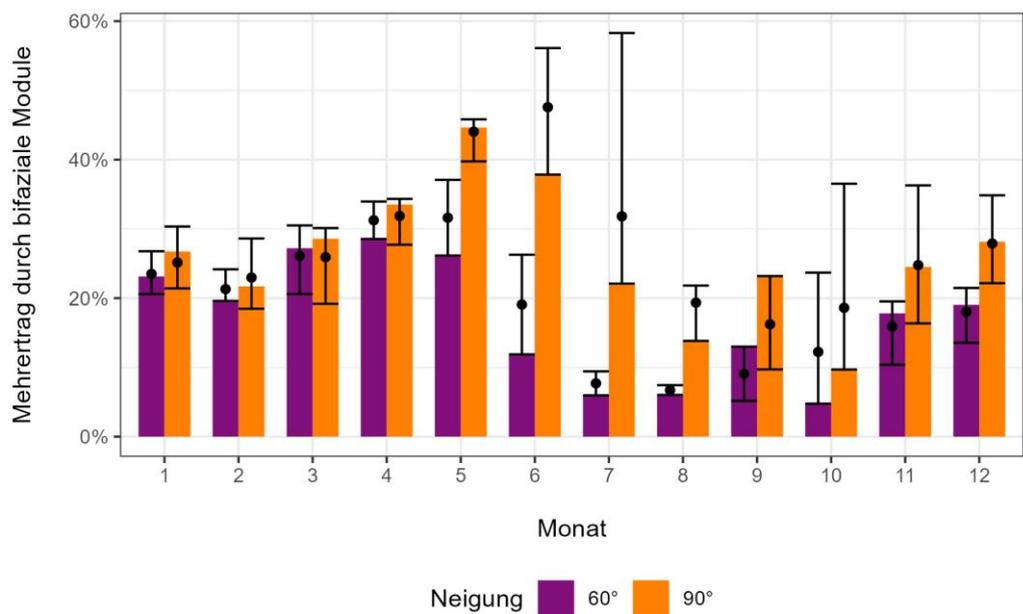


Abbildung 11: Prozentuale Mehrerträge durch bifaziale Module pro Monat, gemessen am Ertrag von monofazialen Modulen im selben Zeitraum (Balken). Die Doppel-T-Balken zeigen die Maximal- und Minimalwerte seit 2018, der Punkt zeigt den Mittelwert seit 2018. Der Bifazialfaktor der Module wird auf 0.6 bis 0.7 geschätzt.

Monatliche Mehrerträge (absolut)

Die spezifischen Mehrerträge in kWh/kWp inklusive Schwankungsbereich der Vorjahre sowie der Mittelwert können der Abbildung 12 entnommen werden. Die Unterschiede zwischen den beiden Neigungswinkeln von 60 und 90° sind geringer als bei der prozentualen Darstellung, aber auch in der absoluten Betrachtung zeigen sich bei 90° Neigungswinkel höhere Rückseitenerträge als bei 60°. Die monatlichen Rückseitenerträge belaufen sich auf 10 bis 55 kWh/kWp (90° Neigungswinkel) respektive 6 bis 52 kWh/kWp (60° Neigungswinkel). Auch bei den absoluten Rückseitenerträgen ist der Zeitraum ohne Schneebedeckung der Umgebung zwischen Juli und Oktober klar zu erkennen. Neben der Schneebedeckung beeinflussen weitere umgebungspezifische oder konstruktive Aspekte den Rückseitenertrag von bifazialen PV-Anlagen. Sowohl der Sonnenstand als auch der Direkt- und Diffusstrahlungsanteil an der Globalstrahlung haben einen Einfluss auf den Rückseitenertrag (vgl. Kapitel 3.4). Darüber hinaus beeinflusst das Design der Unterkonstruktion die Einstrahlungsintensität und -vertei-

lung auf der Rückseite. Im Falle der Testanlage wurden Verschattungen auf der Modulrückseite weitestgehend minimiert, indem auf Montageprofile hinter den Modulen verzichtet wurde (Abbildung 13). Sensor- und Anschlusskabel wurden soweit möglich ausserhalb des Sichtfelds von der Modulrückseite positioniert, sodass die rückseitige Verschattung verhindert wird.

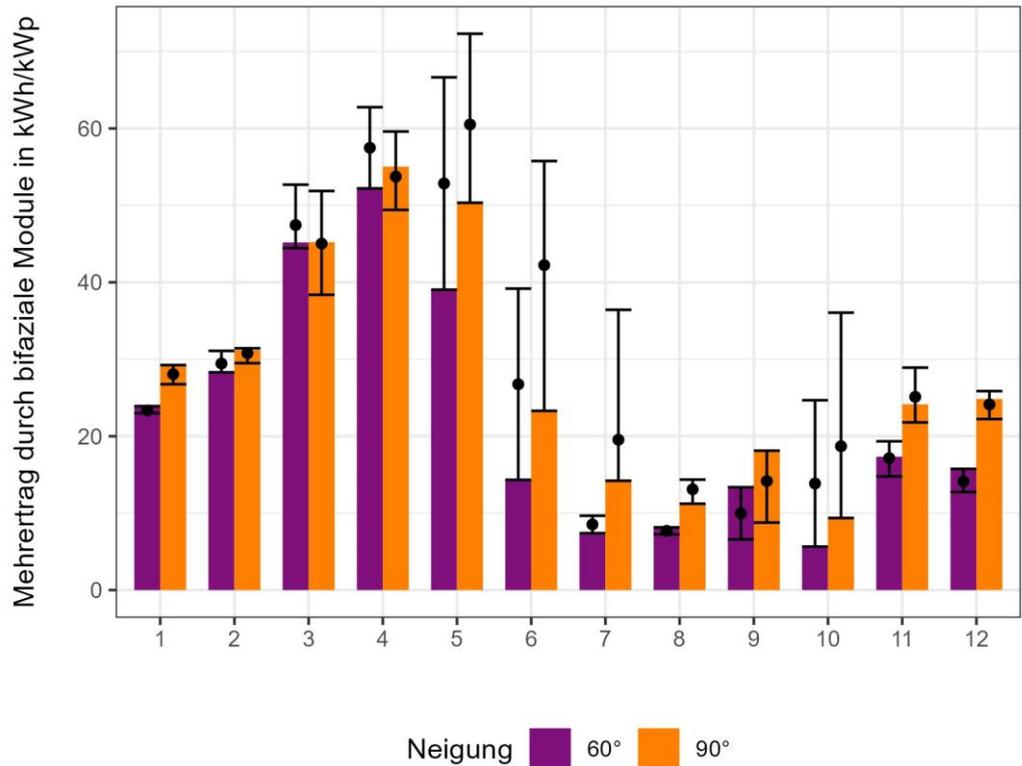


Abbildung 12: Spezifische Mehrerträge durch bifaziale Module pro Monat in kWh/kWp gegenüber dem Ertrag von monofazialen Modulen im selben Zeitraum (Balken). Die Doppel-T-Balken zeigen die Maximal- und Minimalwerte seit 2018, der Punkt zeigt den Mittelwert seit 2018. Der Bifazialfaktor der Module wird auf 0.6 bis 0.7 geschätzt.



Abbildung 13: Die Segmente D und E wurden für die Montage von bifazialen PV-Modulen konzipiert. Die Verschattung der Rückseite der Module wird minimiert.

3.4 Typische Tagesprofile

Nachfolgend werden typische Tagesprofile der DC-Modulleistung an der alpinen Testanlage auf der Totalp für verschiedene Sonnenstände gezeigt. Für hohe, mittlere und tiefe Sonnenstände wird jeweils ein weitgehend wolkenfreier Tag, sowie ein Tag mit Bewölkung gezeigt. Plötzliche Leistungsabfälle bei allen Modulen am Nachmittag, oder am späten Abend sind auf den natürlichen Fernhorizont am Standort zurückzuführen, welcher zu einer Verschattung der Module führt (vgl. Abbildung 19).

Tiefer Sonnenstand (Dezember) Typische Tagesprofile bei tiefem Sonnenstand und schneebedeckter Umgebung im Dezember können der Abbildung 14 entnommen werden. Auf der linken Seite ist ein wolkenfreier Tag (8. Dezember 2022) gezeigt, auf der rechten Seite ein Tag mit starker Bewölkung (9. Dezember 2022). An sonnigen Tagen zeigen sich bei Modulen mit hohen Neigungswinkeln die höchsten Erträge. Mit 90° geneigten bifazialen Modulen wird der höchste Ertrag erreicht. An Tagen mit starker Bewölkung zeigen sich ebenfalls die bifazialen Module am ertragsstärksten, da sie die diffuse Einstrahlung auf der Vorder- und Rückseite in Strom umwandeln können. Die monofazialen Module zeigen bei Bewölkung im Dezember keine wesentlichen Unterschiede in ihren Ertragsverläufen.

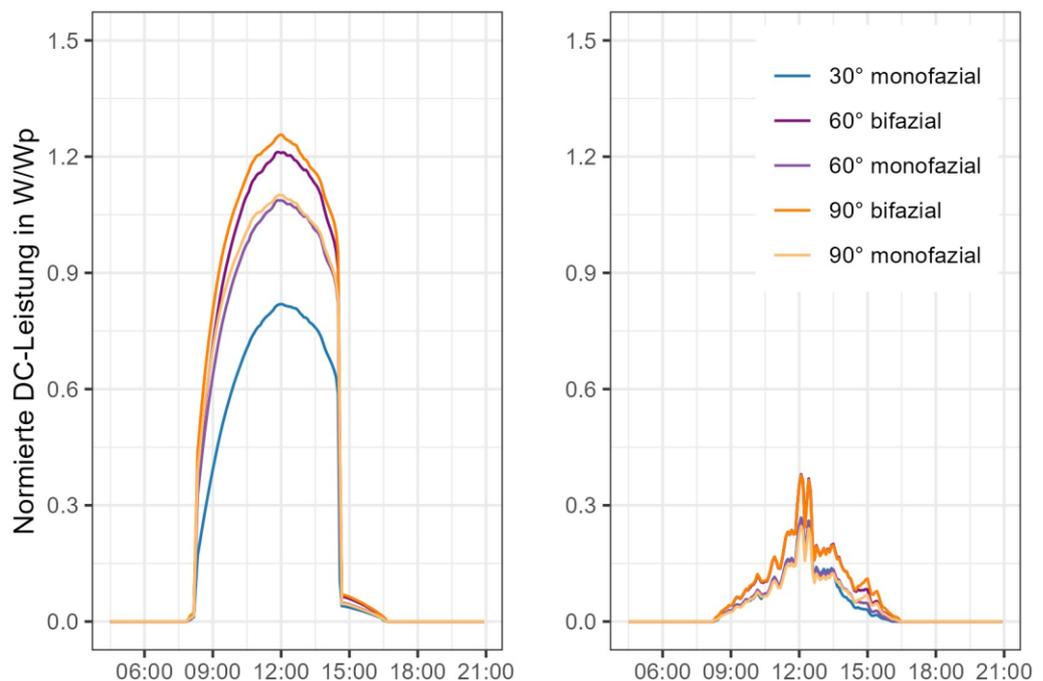


Abbildung 14: Typische Tagesprofile der normierten DC-Leistung in W/Wp pro Anlagensegment der Versuchsanlage Davos Totalp bei tiefem Sonnenstand. Ein wolkenfreier Tag (8. Dezember 2022) ist auf der linken Seite gezeigt, ein Tag mit starker Bewölkung (9. Dezember 2022) auf der rechten Seite.

Mittlerer
Sonnenstand
(März)

Für mittlere Sonnenstände und bei schneebedeckter Umgebung sind typische Tagesprofile der Abbildung 15 zu entnehmen. An einem wolkenfreien Tag (05. März 2023, links) wurden die höchsten Erträge mit 60° geneigten bifazialen Modulen gemessen, gefolgt von 90° geneigten bifazialen Modulen. Auch bei Bewölkung (02. Februar 2023, Abbildung 15 rechts) zeigten sich die bifazialen Module am ertragsstärksten, wobei die Leistungsprofile bei 60 und 90° Neigung sehr ähnlich sind. Unter den monofazialen Anlagensegmenten wird der höchste Ertrag mit 60° geneigten Modulen erreicht.

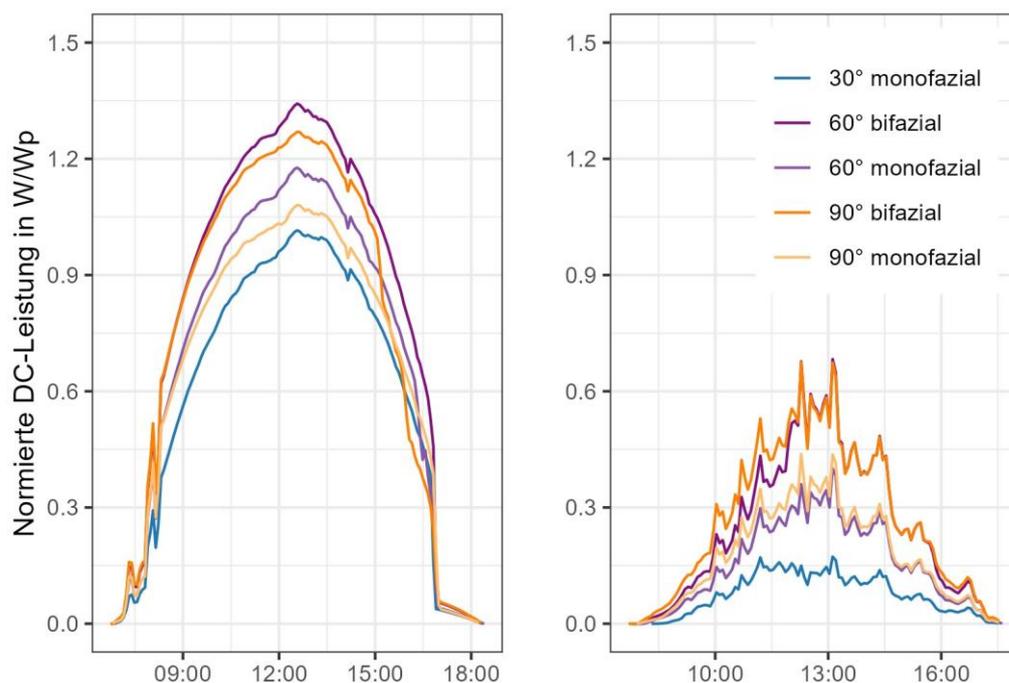


Abbildung 15: Typische Tagesprofile der normierten DC-Leistung in W/Wp pro Anlagensegment der Versuchsanlage Davos Totalp bei mittlerem Sonnenstand und schneebedeckter Umgebung. Ein wolkenfreier Tag (5. März 2023) ist auf der linken Seite gezeigt, ein Tag mit Bewölkung (2. Februar 2023) auf der rechten Seite.

Das Segment mit 90° geneigten bifazialen Modulen zeigt bei mittleren Sonnenständen und sonnigem Wetter jeweils einen Leistungsabfall um ca. 15 Uhr und 16 Uhr. Dieser ist auf eine Verschattung durch das benachbarte Anlagensegment (60 bifazial) zurückzuführen, welcher zuerst das unterste Modul und danach auch das mittlere Modul des Segments teilverschattet. Aus diesem Grund werden die Erträge von 90° geneigten bifazialen Modulen in Zeiträumen mit mittlerem Sonnenstand geringfügig unterschätzt. Bei tiefen Sonnenständen kommt es nicht zu einer solchen Verschattung (vgl. Abbildung 14) bei hohen Sonnenständen nimmt der Einfluss durch diese Verschattung ebenfalls wieder ab (vgl. Abbildung 16).

Hoher Sonnen-
stand (Juni)

Bei hohen Sonnenständen und wolkenfreiem Himmel (18. Juni 2022) zeigten sich die höchsten Erträge gemäss Abbildung 16 bei monofazialen Modulen mit 30° Neigungs-

winkel. Mit zunehmendem Neigungswinkel nahmen die Erträge bei hohen Sonnenständen und wolkenfreien Tagen ab. Besonders auffallend ist dieser Ertragsunterschied beim Vergleich von 30° gegenüber 90° geneigten monofazialen Modulen. An einem Tag mit starker Bewölkung (7. Juni 2022) wurden die höchsten Erträge bei den Segmenten 30° monofazial und 60° bifazial gemessen. Abgesehen vom Segment 90° monofazial sind die Ertragsverläufe bei hohem Sonnenstand und Bewölkung sehr ähnlich. Bifaziale Module bringen auch hier im Vergleich zu den Monofazialen einen leicht höheren Energieertrag, da die diffuse Einstrahlung auf der Rückseite genutzt werden kann.

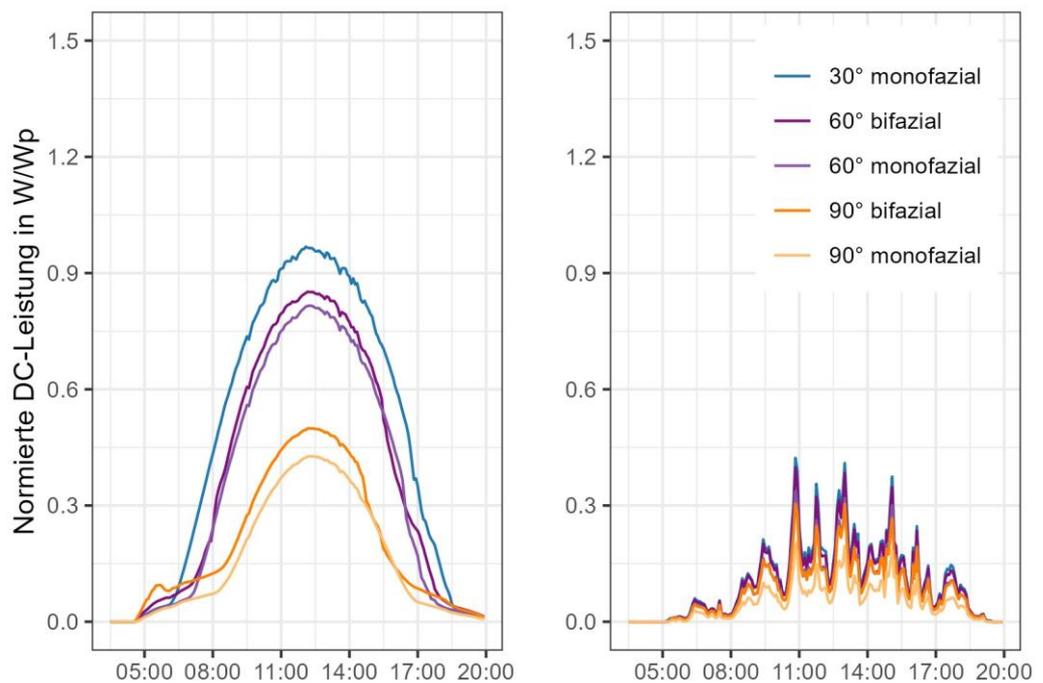


Abbildung 16: Typische Tagesprofile der normierten DC-Leistung in W/Wp pro Anlagensegment der Versuchsanlage Davos Totalp bei hohem Sonnenstand. Ein wolkenfreier Tag (18. Juni 2022) ist auf der linken Seite gezeigt, ein Tag mit Bewölkung (7. Juni 2022) auf der rechten Seite.

Tageserträge

Tabelle 2 zeigt für die in Abbildung 14 bis Abbildung 16 dargestellten Tage den Energieertrag pro Tag, sowie den bifazialen Mehrertrag in kWh/kWp und in Prozent gegenüber dem monofazialen Vergleichssegment mit gleichem Neigungswinkel. Die Tageserträge der bifazialen Anlagensegment schwanken zwischen 1.0 und 9.4 kWh/kWp. Bei den monofazialen Segmenten werden 0.7 bis 8.1 kWh/kWp erreicht. Die höchsten Tageserträge sind an sonnigen Tagen bei mittlerem Sonnenstand zu erwarten. Die bifazialen Mehrerträge belaufen sich auf 0.3 bis 1.7 kWh/kWp, beziehungsweise 7 bis 63 % des Vorderseitenertrags. Die prozentualen Mehrerträge durch bifaziale Module sind an bewölkten Tagen um den Faktor 2.5 bis 4 höher als an sonnigen Tagen. Die absoluten Mehrerträge in kWh/kWp unterscheiden sich zwischen sonnigen und bewölkten Tagen wesentlich weniger stark und sind teilweise sogar vergleichbar. Da auf der Rückseite überwiegend diffuse Einstrahlung auftrifft, erscheint dieses Ergebnis plausibel. Die Tagesbeispiele aus Tabelle 2 zeigen ausserdem, dass bifaziale Module im

Gegensatz zu Monofazialen eine leichte Glättung der Ertragsprofile ermöglichen, weil der relative Mehrertrag in Zeiträumen mit tiefer Einstrahlung höher ist als jener bei hoher Einstrahlung (resp. hohem Direktstrahlungsanteil).

Tabelle 2: Täglicher Stromertrag von 60° und 90° geneigten Modulen an ausgewählten Tagen der Untersuchungsperiode in kWh/kWp. Zusätzlich ist der Mehrertrag bifazialer Module im Vergleich zu Monofazialen mit derselben Neigung in Prozent und kWh/kWp gezeigt.

	60 °			90°		
Sonnenst. / Wetter	60° bif. kWh/kWp	60° monof. kWh/kWp	Mehrertrag 60° % / kWh/kWp	90° bif. kWh/kWp	90° monof. kWh/kWp	Mehrertrag % / kWh/kWp
tief sonnig	6.54	5.84	11.9 / 0.7	6.90	6.06	13.9 / 0.8
tief bewölkt	1.00	0.67	48.4 / 0.3	1.03	0.65	58.2 / 0.4
mittel sonnig	9.44	8.10	16.5 / 1.3	8.80	8.10	15.1 / 1.2
mittel bewölkt	5.55	3.87	43.4 / 1.7	2.48	1.52	63.1 / 0.96
hoch sonnig	6.25	5.83	7.2 / 0.4	3.38	2.70	25.1 / 0.7
hoch bewölkt	1.63	1.34	21.6 / 0.3	1.31	0.82	59.7 / 0.5

4. 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.

In der hier betrachteten Untersuchungsperiode vom April 2022 bis März 2023 wurden im Vergleich zu den bisherigen Ergebnissen besonders in den steil geneigten Anlagensegmenten (60 bis 90°) tiefe Jahreserträge gemessen. Dies ist einerseits auf die Einstrahlungssituation im Untersuchungszeitraum und andererseits auf die vergleichsweise kurzzeitige Schneebedeckung der Umgebung zurückzuführen. Letzteres könnte auch der Grund für geringe Rückseitenenerträge bei bifazialen Modulen im Vergleich zu den Vorjahren sein.

Ausblick

Die Versuchsanlage wird bis im Sommer 2027 weiterbetrieben und soll damit über einen Zeitraum von zehn Jahren betrieben werden. Damit können Langzeiterfahrungen, wie z.B. bezüglich der Degradation der Module unter alpinen Bedingungen, gesammelt werden.

In den vergangenen Monaten erfolgte eine schrittweise Kalibrierung der Einstrahlungssensoren, welche über die nächsten Monate hinweg weitergeführt wird. Damit wird eine hohe Datenqualität auch in den kommenden Jahren erreicht.

Im Rahmen eines weiteren Projektes werden die Messdaten der Versuchsanlage Totalp zur Validierung einer alpinen Modell Photovoltaikanlage verwendet, welche im Massstab 1:12 zu einer Freiflächenanlage aufgebaut ist und sich auf dem Container der Versuchsanlage Totalp befindet. Diese Anlage fährt in kurzen Zeitintervallen automatisiert verschiedene Modulneigungswinkel, Reihenabstände zwischen den Modulreihen und Hangneigungen ab. Damit können mit einer einzelnen Anlage verschiedenste Kombinationen von Anlagenkonfigurationen abgefahren und gemessen werden. Ein Rendering der Anlage sowie ein Webcam-Bild der Anlage im Betrieb kann

der Abbildung 17 entnommen werden. Eine erste Publikation von Messergebnissen von der Modell Photovoltaikanlage wird im Sommer 2024 erwartet.



Abbildung 17: Alpine Modell Photovoltaikanlage im Massstab 1:12. Drei Modulreihen mit je sieben Modulen sind auf einer Platte montiert, welche einen variablen Neigungswinkel (Hangneigung) aufweist. Die Modulneigung- und Hangneigung sowie der Reihenabstand zwischen den Modulen können in kurzen Zeitabständen automatisiert verändert werden. Die Kennlinien diverser Module werden laufend gemessen. Damit können verschiedene Anlagenkonfigurationen am selben Standort verglichen werden.

5. Messaufbau und Methodik

*Betrachtungs-
zeitraum*

Die vorliegende Auswertung wurde unter Berücksichtigung von Messdaten zwischen dem 1. Januar 2018 und dem 31. August 2023 erstellt. Auswertungen zu Saison- und Jahreserträgen berücksichtigen nur die fünf vollständigen Kalenderjahre 2018 bis 2022 im untersuchten Zeitraum.

5.1 Messaufbau

*Betrieb und
Messdaten*

Alle Photovoltaikmodule werden mittels eines Leistungsoptimierers am optimalen Betriebspunkt (MPP) betrieben und DC-seitig durch ein Energiemeter in einem Messcontainer (Abbildung 18) neben der Anlage ausgemessen.



Abbildung 18: Messcontainer der PV-Versuchsanlage Totalp. Bietet Platz für die Energiemeter sowie die Installationen für den Betrieb und die Datenübertragung der Anlage. Auf dem Dach befindet sich ein zweiachsiger Tracker (1), auf der Seite befindet sich ein Mast (2) mit Mobilfunkantenne, Webcams und Pyranometern.

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 Einststrahlung mittels einem Pyranometer nach Secondary Standard (Horizontal, Segment D Vorder- und Rückseite, Segment E Vorder- und Rückseite oder einem Silizium Pyranometer (Vorderseite der Segmente A, B, C und F) gemessen. Im Weiteren ist auf dem Messmast (Abbildung 2 ,

links oben) eine Klimastation sowie ein Niederschlagssensor und auf dem Messcontainer ein Tracker mit Pyranometer und Pyrheliometer (Abbildung 18) installiert. Der Tracker misst die Global- und Direktstrahlung bei zweiachsiger Nachführung. Von Oktober 2020 bis April 2023 wurde zusätzlich die Einstrahlung auf vertikale, ost-west ausgerichtete Ebenen gemessen.

Messintervall

Alle Messwerte werden im 10-Sekunden-Intervall als Momentanwert lokal abgespeichert und in einen Cloudspeicher übertragen.

Horizont am Standort

Der natürliche Fernhorizont am Anlagenstandort ist in Abbildung 19 gezeigt. Aufgrund der sich westlich von der Anlage befindenden Bergkette in Richtung Weissfluh-Gipfel kommt es während den letzten Sonnenstunden des Tages 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 19 an der blauen Linie auf der rechten Seite zu erkennen).

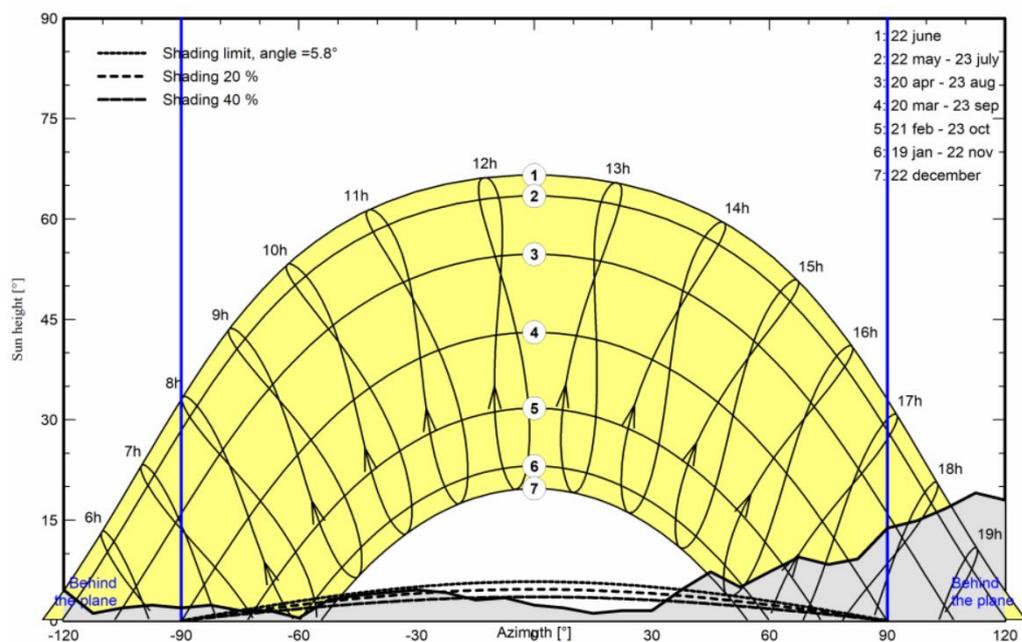


Abbildung 19: Natürlicher Horizont am Standort der Versuchsanlage. Der natürliche Horizont verschattet den Standort ab einem Neigungswinkel von 5 bis 15°. Lesebeispiel: Am 22. Dezember (Sonnenverlauf 7) tritt eine Verschattung durch den natürlichen Horizont ab ca. 15:30 Uhr auf, bei einer Sonnenhöhe von ca. 7°. Abbildung generiert mit der Software PVsyst (PVsyst SA, 2020), basierend auf dem natürlichen Horizont aus PVGIS (PVGIS, 2020).

5.2 Bilanzierte DC- und AC-Erträge und Vergleich Mittelland

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 Datenpunkten berechnet werden. Dadurch wurden Datenlücken in den Energiedaten ausgeschlossen.

Leistungsverluste

Aus dem Anlagendesign resultieren hohe Leistungsverluste, die je nach Modul zwischen 10 und 15 Prozent des Jahresertrags entsprechen. Diese entstehen aufgrund der hohen Entfernung zwischen den Modulen und Energiemetern von rund 50 - 75 m sowie die Notwendigkeit der einzelnen DC-Kabelführung pro Modul (Moduloptimierer und Energiemeter pro Modul befindet sich im Messcontainer). Die gemessenen Energieerträge mussten demzufolge mit dem Leistungsverlust 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) während rund 2 % des Messzeitraums nicht verfügbar sind (Ausfälle der Datenaufzeichnung), 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.

Da die Leistungsverluste ca. 10 - 15 % des Jahresertrags ausmachten und während 98 % der Zeit Daten zum Modulstrom (I) verfügbar sind, beträgt die Unterschätzung der Leistungsverluste weniger als 1 %. Damit werden auch die Modulerträge um weniger als 1 % unterschätzt.

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 mit Baujahr 2013. Diese besteht aus drei Teil-Anlagen

mit leicht unterschiedlichen Anstellwinkeln und Ausrichtungen. Einige Eckdaten sowie der normierte AC-Saisonertrag in kWh/kWp im Untersuchungszeitraum sind in Tabelle 3 ersichtlich. Dabei gilt es zu beachten, dass der durchschnittliche Jahresertrag von PV-Anlagen der Schweiz in den vergangenen Jahren (2018 bis 2022) jeweils ca. 4 % höher war. Der durchschnittliche spezifische Ertrag von netzgekoppelten PV-Anlagen in der Schweiz zwischen 2018 und 2022 betrug 956 kWh/kWp (Hostettler, 2020; Hostettler & Hekler, 2021, 2022), wogegen die Vergleichsanlage im selben Zeitraum zu einem mittleren Ertrag von 917 kWh/kWp führte.

Tabelle 3: Eckdaten der 83 kWp-Photovoltaikanlage auf dem TUWAG-Areal in Wädenswil mit dem normierten Ertrag für den Untersuchungszeitraum vom 1. April 2022 bis 31. März 2023. 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 mit der Nennleistung).

#	Nennleistung [kWp]	Ausrichtung	Neigungswinkel [°]	Mittlerer spezifischer AC-Ertrag [kWh/kWp]		
				Winterhalbjahr	Sommerhalbjahr	Jahr
1	7	Süd-Ost	30°	244	695	939
2	33.75	Süd-Ost	30°	256	704	960
3	42.97	Süd-West	20°	207	643	883
\emptyset^*				230	689	919

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. Dazu wird die Summe der Erträge aus allen Modulen gebildet.
- Analog dazu wurde die vom Wechselrichter ins Netz eingespeiste Energie über das SolarEdge-Monitoring Portal ermittelt.
- Der Wirkungsgrad der Wechselrichter von der Versuchsanlage im Realbetrieb wurde ermittelt, indem die AC-Erträge durch die DC-Erträge dividiert wurden. Zwischen 2018 und 2022 betrug der damit berechnete Wirkungsgrad 96.1 %, was einer minimalen Abweichung gegenüber dem europäisch gewichteten Wirkungsgrad des Wechselrichters von 96.7 % entspricht (SolarEdge Technologies, 2019).
- Der korrigierte DC-Ertrag (Energiemeter plus Verlustenergie der DC-Leitungen) der Modulesegmente wurde zur Abschätzung der AC-Erträge mit dem mittleren Wechselrichterwirkungsgrad vor Ort multipliziert (96.1 % zwischen 2018 und 2022).

*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.

5.3 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 erfordert deswegen eine Korrektur der Leistungsverluste, wobei die Verlustleistung der Leitung zur am Energiemeter gemessenen Modulleistung addiert wurde (analog zu Kapitel 5.2). 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/W_p) 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.

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
26.09.2023	01.01.2018	31.07.2023	Alpine Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp: Erkenntnisse aus 5 Jahren Betrieb

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

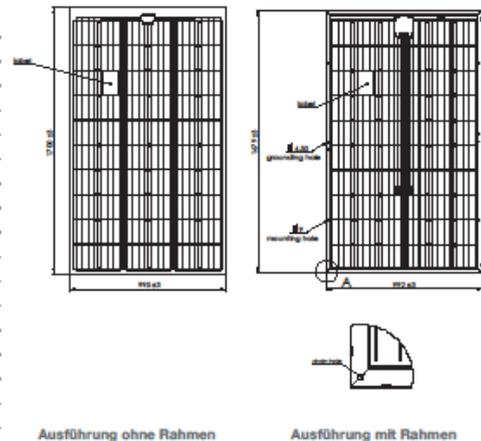


Elektrische Daten	Monokristallin						Polykristallin					
	STC*			800W/m² NOCT**			STC*			800W/m² NOCT**		
	270	275	280	196	199	203	250	255	260	184	188	192
Max. Leistung P _{mpp} [Wp]	270	275	280	196	199	203	250	255	260	184	188	192
Spannung bei P _{mpp} [V]	31,58	32,02	32,31	28,30	28,70	28,96	31,87	31,96	32,28	29,02	29,11	29,40
Strom bei P _{mpp} [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): 1.000W/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	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/m²
Schneelast	550 kg/m²
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 mm²
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
Isoliertes Aluminiumrahmen	Hohlkammerprofil



Messstoleranz ±3%

Dieses Datenblatt ist nicht rechtverbindlich. 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: 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

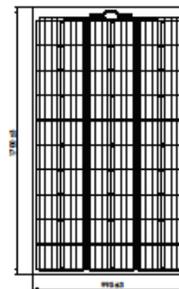
		Monokristallin
TK P	[%/K]	-0,40
TK Voc	[%/K]	-0,32
TK Isc	[%/K]	0,047
NOCT	[°C]	43 ±2

Vorteile des 360° Glas-Moduls

- bis zu 360 Wp Gesamtleistung durch aktive Modulrückseite
- Einsatz von PID-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
Isolierter Aluminiumrahmen	Hotkammerprofil



Ausführung ohne Rahmen



Ausführung mit Rahmen

Messoleranz ±3%

Dieses Datenblatt ist nicht rechtverbindlich. 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

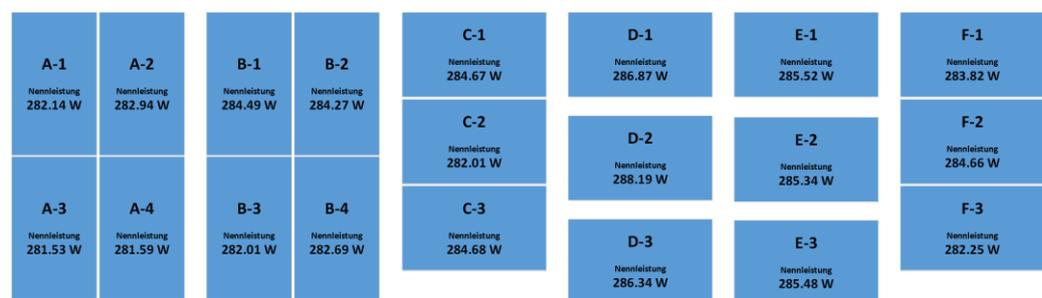


Abbildung 20: Resultate der Flasher-Tests: Nennleistung (P_{MPP}) für jedes Modul. Dient als Grundlage zur Normierung der Leistungs- und Energiewerte pro Module und Anlagensegment.