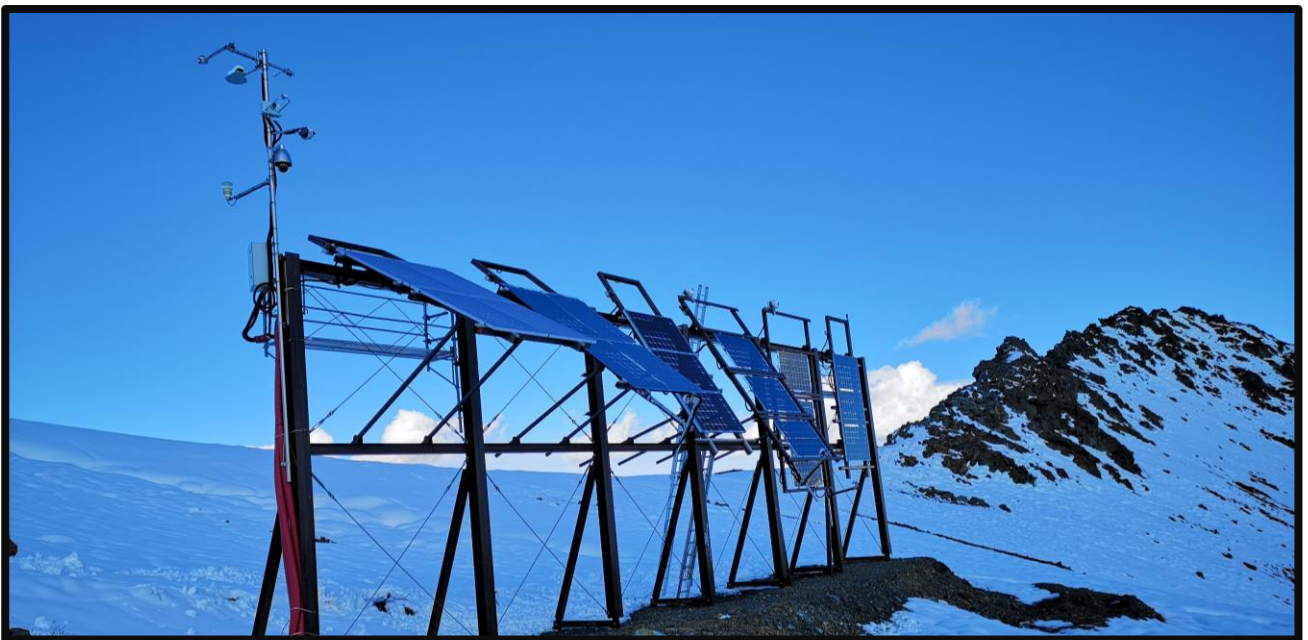

Alpine Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp: Erkenntnisse aus 5 Jahren Betrieb



Anderegg Dionis, Strebel Sven und Rohrer Jürg

<https://doi.org/10.21256/zhaw-2524>

<i>Datum</i>	26. September 2023
<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> 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. (2023). Alpine Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp: Erkenntnisse aus 5 Jahren Betrieb. ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen.

Inhaltsverzeichnis

1.	Zusammenfassung	4
2.	Beschreibung der Versuchsanlage	6
3.	Wichtigste Ergebnisse	8
3.1	Einstrahlungsbedingungen am Standort	8
3.2	Ertragsmessungen	10
3.3	Mehrertrag durch bifaziale Module	13
3.4	Typische Tagesprofile	16
3.5	Modulleistungen und Verluste durch Leistungsbegrenzung	19
3.6	Verluste durch Schneebedeckung	24
3.7	Einstrahlungsmessungen Ost-West	25
3.8	Degradation der PV-Module unter alpinen Bedingungen	26
3.9	Vergleich der Messergebnisse mit Ertragsimulationen	27
4.	Ausblick und laufende Abklärungen	30
4.1	Weiterführung des Betriebs	30
4.2	Alpine verstellbare Mini-Photovoltaik-Anlage	30
5.	Messaufbau und Methodik	33
5.1	Messaufbau	33
5.2	Bilanzierte DC- und AC-Erträge und Vergleich Mittelland	35
5.3	Leistungsdaten einzelner Tage	37
5.4	Vergleich Messung und Simulation	37
6.	Frühere Messberichte	39
7.	Literatur	40
8.	Anhang	42
8.1	Ertragsvergleich 60° bifazial und 70° bifazial	42
8.2	Ergänzende Grafiken	44
8.3	Datenblätter Photovoltaik Module von PVP	46
8.4	Resultate der Flasher-Tests	50

1. Zusammenfassung

Im Gebiet Davos-Parsenn auf 2'500 m.ü.M. betreibt die ZHAW Wädenswil zusammen mit den EKZ und dem SLF/EPFL seit 2017 eine alpine Photovoltaik-Pilotanlage. Die wichtigsten Erkenntnisse aus 5 Jahren Messbetrieb sind:

<i>Ausrichtung</i>	Die Module einer alpinen Solaranlage mit hohem Winterstrom-Anteil sollten möglichst nach Süden ausgerichtet werden. Bei einer Ost-West-Ausrichtung von bifazialen Modulen mit einer hohen Bifazialität lassen sich zwar vergleichbare Jahreserträge wie bei einer Südaufständigung erzielen. Die Ost-West-Aufständigung führt jedoch zu einer Verschiebung der Erträge vom Winter- auf das Sommerhalbjahr. So kann am Standort Totalp mit Ost-/Westausrichtung und Bifazialfaktor 1.0 ein Winterstromertrag von 42 % (gegenüber rund 50 % bei Südausrichtung) erwartet werden.
<i>Neigungswinkel</i>	Für alpine Photovoltaik-Anlagen zeigten sich 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., 2020). Zugleich werden Verluste durch die Schneebedeckung von Modulen auf 1-2 % am Jahresertrag minimiert, da der Schnee 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 Modulfläche produziert werden als im Mittelland.
<i>Saisonale Erträge</i>	Die höchsten Winterstromerträge von 878 bis 949 kWh/kWp wurden jeweils im Segment mit 90° geneigten bifazialen Modulen gemessen. Ähnlich hohe Erträge lieferten im Winterhalbjahr auch 60 bis 70° geneigte bifaziale Module. Trotz der auf Winterstrom optimierten Auslegung mit hohen Neigungswinkeln zeigen sich auch im Sommerhalbjahr hohe Ertragspotenziale für den alpinen Standort. Im Segment mit 60° geneigten bifazialen Modulen wurde im Kalenderjahr 2021 der bisher höchste spezifische Ertrag von 1977 kWh/kWp gemessen.
<i>Bifaziale Mehrerträge</i>	Mehrerträge durch bifaziale Module hängen vom Neigungswinkel ab und variieren saisonal. Trotz relativ tiefer Bifazialfaktoren bei den verwendeten Modulen (geschätzt 0.6 bis 0.7) wurden Mehrerträge von 20 bis 24 % im Winterhalbjahr und 20 bis 34 % im Sommerhalbjahr gemessen.
<i>Dimensionierung Wechselrichter und Netzanschluss</i>	Im Gegensatz zu Anlagen im Mittelland kommen hohe Modulleistungen > 0.8 W/Wp häufig vor und tragen entsprechend stark zum Jahres- und Winterstromertrag bei. Gründe für die hohen Modulleistungen sind tiefe Temperaturen, die hohe Einstrahlung (u.a. durch Reflexion an der Umgebung) und der Einsatz von bifazialen Modulen. Die Messungen an der Versuchsanlage zeigen, dass Leistungsverhältnisse zwischen Wechselrichter oder Netzeinspeisung und PV-Modulen in der Grössenordnung von 0.8 zu

erheblichen Ertragsverlusten durch die Leistungsbegrenzung führen würden. Bis zu einem Leistungsverhältnis von 1.3 sinken die Verluste dagegen auf unter 1 % am saisonalen Ertrag. Abhängig von der Ausrichtung, Neigung und dem Bifazialfaktor der eingesetzten Module wird deshalb ein Verhältnis zwischen Wechselrichter- und PV-Modulleistung in der Grössenordnung von 1.1 bis 1.3 empfohlen.

*Vergleich
Messungen mit
Simulationen*

Beim Vergleich der Messresultate mit Ertragssimulationen anhand der Wegleitung zur Ertragsberechnung für PV-Grossanlagen vom BFE (Bundesamt für Energie BFE, 2023) mit der Software PVsyst zeigen sich in den letzten fünf Jahren höhere Erträge als die Simulationen erwarten lassen. Bei bifazialen Modulen mit hohem Neigungswinkel werden die Erträge der Simulation vor allem zwischen Februar und Juni unterschätzt. Durch höhere Albedo-Werte (verglichen mit denjenigen aus der Software Meteonorm) lässt sich der Ertrag mit der Simulation im Winterhalbjahr aber sehr genau abbilden. Im Sommerhalbjahr wird der Ertrag in den Simulationen hingegen weiterhin leicht unterschätzt.

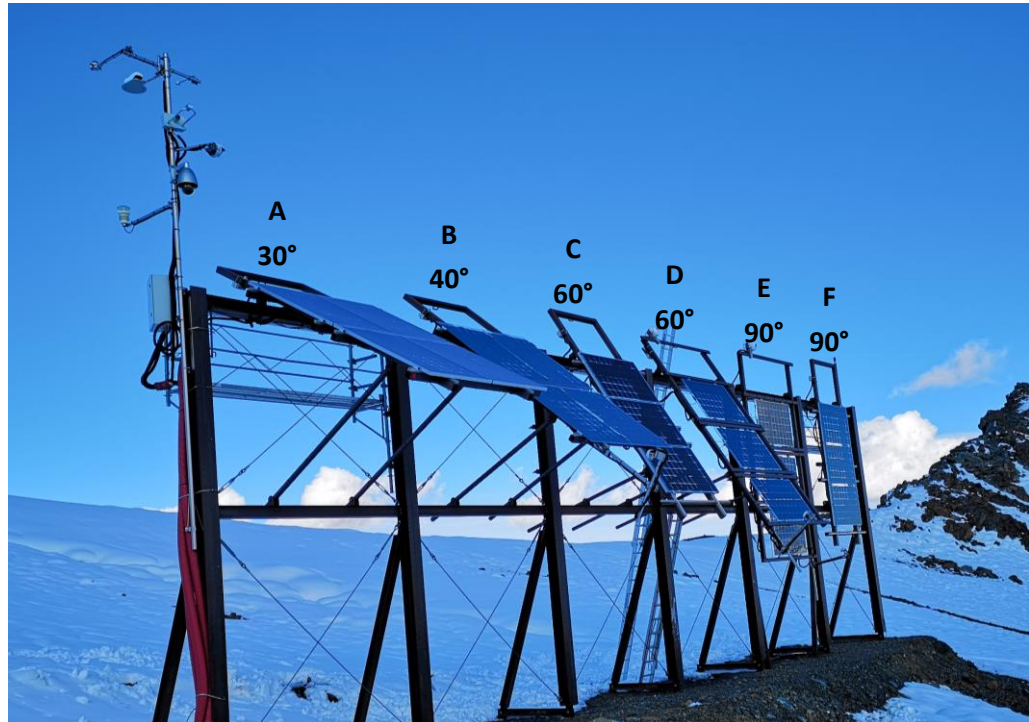
*Einfluss von
Reihenabständen*

Im Unterschied zur Versuchsanlage Davos-Totalp werden bei Grossanlagen die Module in hintereinander liegenden Reihen angeordnet. Dies wird den erzielbaren Ertrag beeinflussen. Der Einfluss des Abstandes zwischen den Modulreihen wird derzeit in Abhängigkeit der Hangneigung an einer [zusätzlichen Pilotanlage auf Davos-Totalp](#) gemessen. Ergebnisse werden im Frühling/Sommer 2024 veröffentlicht.

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 1, 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 1: 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 1 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 (siehe Anhang 8.1).

*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. 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 1 , unten). Die Datenblätter der Photovoltaikmodule sind im Anhang 8.2 aufgeführt.



Abbildung 2: PV-Versuchsanlage Totalp von Nordwesten.

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

3. Wichtigste Ergebnisse

3.1 Einstrahlungsbedingungen am Standort

Abbildung 3 zeigt einen Vergleich der monatlichen horizontalen Einstrahlung zwischen den Jahren 2018 bis 2022 und mit einem typischen meteorologischen Jahr, welches mit Meteonorm Version 8 generiert wurde. Das typische meteorologische Jahr bezieht sich auf die Referenzperiode von 1996 bis 2015.

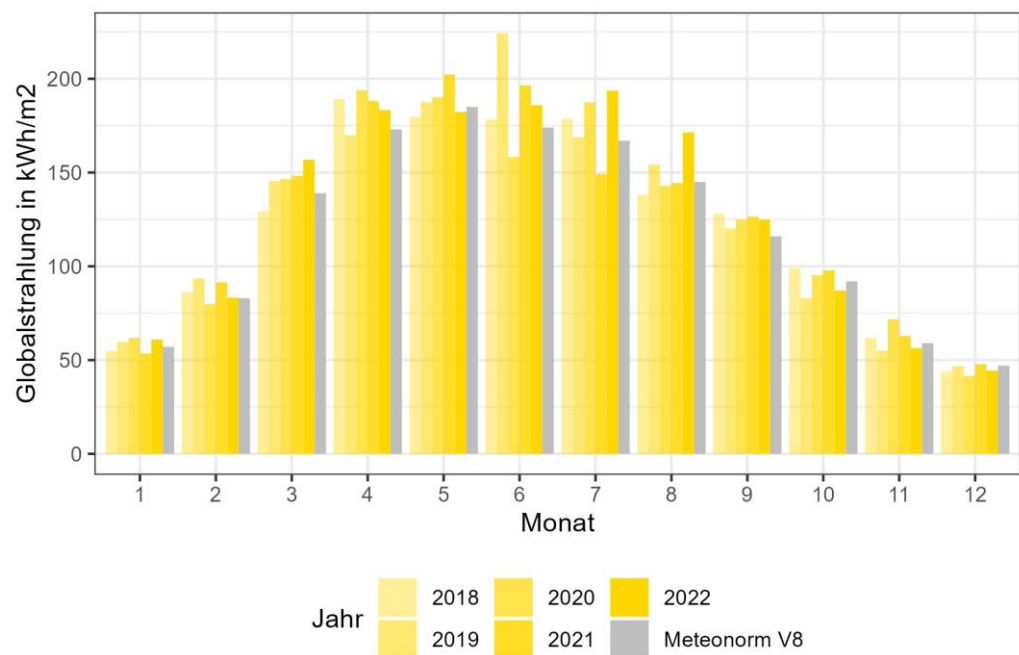


Abbildung 3: Monatlich gemessene horizontale Einstrahlung am Standort Weissfluhjoch (MeteoSchweiz) im Vergleich zur Einstrahlung in einem typischen meteorologischen Jahr aus Meteonorm Version 8 mit Referenzperiode 1996 bis 2015.

Die effektive Einstrahlung lag über die Messperiode im Winterhalbjahr jeweils sehr nahe am typischen Jahr (- 0.5 % bis + 5.2 %), wogegen die Einstrahlung im Sommerhalbjahr während der Messperiode zwischen 3.3 und 8.5 % höher war als in einem typischen Jahr (Abbildung 4). In der Jahresbetrachtung betrugen die Abweichungen zwischen den einzelnen Jahren und dem typischen Jahr + 2.1 und + 6.5 %. Dies spricht für eine tendenzielle Zunahme der Einstrahlung in den vergangenen Jahren oder aber leicht überdurchschnittliche Einstrahlungsbedingungen während der Messperiode von fünf Jahren.

Alpine PV-Versuchsanlage Davos-Totalp: Erkenntnisse aus 5 Jahren Betrieb

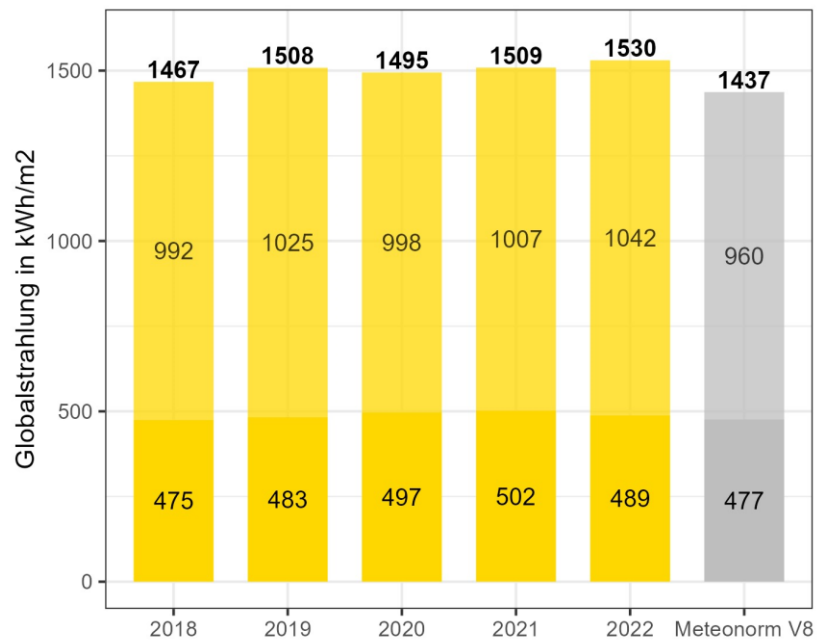


Abbildung 4: Jährlich und saisonal gemessene horizontale Einstrahlung am Standort Weissfluhjoch (Meteo-Schweiz) im Vergleich zur Einstrahlung in einem typischen meteorologischen Jahr aus Meteor Norm Version 8 mit Referenzperiode 1996 bis 2015. Die horizontale Einstrahlung im Winterhalbjahr ist dunkel dargestellt, diejenige des Sommerhalbjahres hell.

3.2 Ertragsmessungen

Jahreserträge

Zwischen 2018 und 2022 wurden an der Versuchsanlage in der Totalp mittlere spezifische AC-Jahreserträge zwischen 1329 und 1851 kWh/kWp gemessen. Die Unterschiede sind auf unterschiedliche Anstellwinkel und den Einsatz von mono- und bifazialen Modulen zurückzuführen. Abbildung 5 zeigt den mittleren Jahresertrag pro Anlagensegment sowie die Aufteilung des Jahresertrags in das Winterhalbjahr (dunkel) und das Sommerhalbjahr (hell). Neben dem Mittelwert sind die jeweiligen Maximal- und Minimalwerte des Winter- und des Jahresertrags als Doppel-T dargestellt. Über den Messzeitraum von fünf Jahren zeigten sich die höchsten Winterstromerträge mit 60 bis 90° geneigten bifazialen Modulen. Damit wurden im Mittel rund 880 kWh/kWp während des Winterhalbjahres erreicht. Der Jahresertrag fiel bei 60 bis 70° geneigten bifazialen Modulen mit durchschnittlich 1851 kWh/kWp am höchsten aus, gefolgt von 90° geneigten bifazialen Modulen, welche durchschnittlich 1703 kWh/kWp erzeugten. Unter den monofazialen Modulen wurde der höchste Jahresertrag von durchschnittlich 1528 kWh/kWp bei 60 bis 70° Neigungswinkel erreicht.

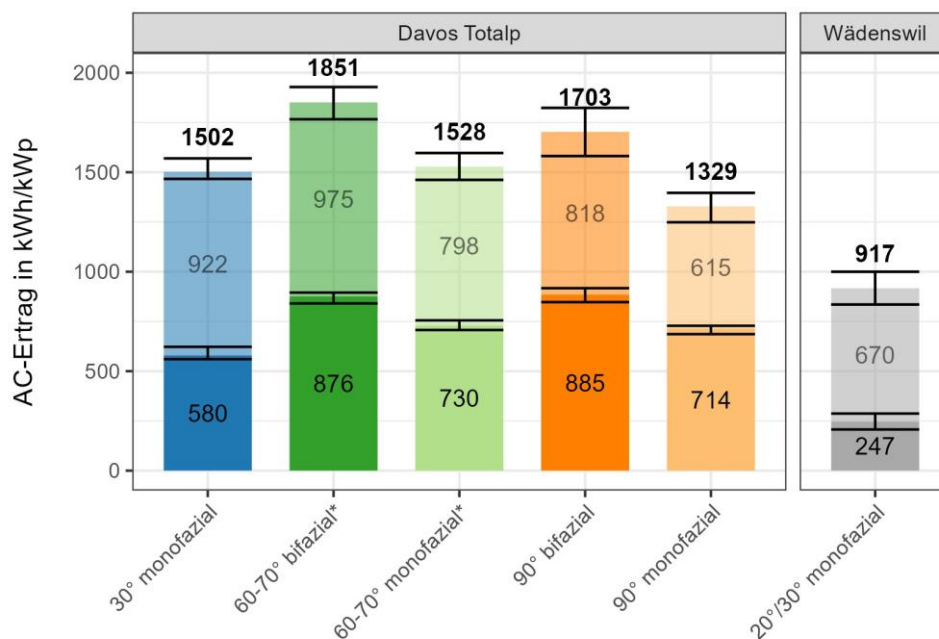


Abbildung 5: Durchschnittliche AC-Erträge als Säulen (Winterhalbjahr dunkel, Sommerhalbjahr hell) mit jeweiligen Minimal- und Maximalwerten als Doppel-T. Betrachtungszeitraum: 1. Januar 2018 bis 31. Dezember 2022. * Der Neigungswinkel der Segmente C und D wurde im Verlauf des Betrachtungszeitraums von 70° auf 60° verändert. Aufgrund der geringen Auswirkungen auf die Saisonenerträge wurden 60° und 70° geneigte Segmente zusammengefasst.

Abbildung 5 zeigt ausserdem den Jahresertrag einer PV-Anlage in Wädenswil über den gleichen Zeitraum. Im Vergleich zu dieser Anlage konnten auf der Totalp in Davos bis zu doppelte Jahreserträge und 3.5-fache Winterstromerträge gemessen werden. Im schweizweiten Vergleich liefert die Anlage in Wädenswil mit 917 kWh/kWp einen leicht

unterdurchschnittlichen Jahresertrag. Der bestehende Anlagenpark lieferte im selben Zeitraum einen mittleren spezifischen Jahresertrag von 956 kWh/kWp mit Schwankungen zwischen 895 und 985 kWh/kWp (Hostettler, 2020; Hostettler & Hekler, 2021, 2022).

Monatserträge

Die durchschnittlichen AC-Monatserträge für Anstellwinkel von 60°, 70° und 90° können der Abbildung 6 entnommen werden. Ausserdem sind die jeweiligen Minimal- und Maximalwerte der Monatserträge als Doppel-T dargestellt. Die Ertragsprofile zeigen, dass Ertragsvorteile bei einer vertikalen Montage in den Wintermonaten zu erwarten sind (insbesondere Dezember und Januar), während Neigungen von 60 bis 70° leichte Ertragsvorteile im Frühling und vor allem Mehrerträge im Sommerhalbjahr erwarten lassen. Gemeinsam haben alle stark geneigten Anlagensegmente eine hohe Stromproduktion im Frühjahr (März bis Mai). Neben hohen Winterstromanteilen von alpinen PV-Anlagen ist dieser Ertrag im Frühjahr wünschenswert, weil der Füllstand von Speicherseen zu diesem Zeitpunkt üblicherweise seinen saisonalen Tiefstand erreicht. Zur Schliessung einer Winterstromlücke können alpine PV-Anlagen demnach auch beitragen, indem sie neben der typischerweise hohen Winterstromproduktion zusätzlich hohe Erträge zwischen März und Mai liefern. Damit sinkt der Bedarf an Strom aus den Speicherseen gegen Ende des Winters und im Frühling.

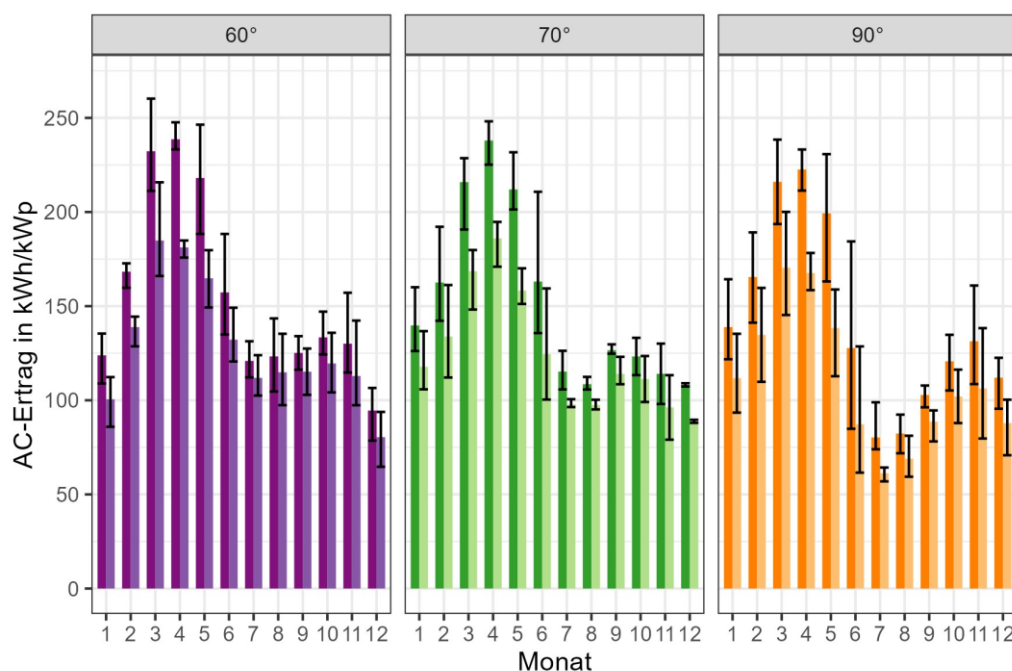


Abbildung 6: Durchschnittliche AC-Monatserträge als Säulen mit jeweiligen Maximal- und Minimalwerten als Doppel-T. Bifaziale Segmente sind dunkel dargestellt, monofaziale Segmente sind hell eingefärbt. Betrachtungszeitraum: 90° Neigung von 1. Januar 2018 bis 31. August 2023, 70° Neigung von 1. Januar 2018 bis 31. September 2020, 60° Neigung von 1. Oktober 2020 bis 31. August 2023.

Vergleich zum Mittelland monatlich

Abbildung 7 zeigt den durchschnittlichen Monatsertrag pro Neigungswinkel mit bifazialen Modulen bei der Totalp in Davos im Vergleich zur Anlage in Wädenswil. Besonders auffallend im Vergleich zu Wädenswil sind die hohen Erträge am alpinen Standort

im Winter und im Frühling. Werden die gemessenen Erträge von 60° und 90° geneigten bifazialen Modulen verglichen, zeigen sich für 90° geneigte Module zwischen November und Januar höhere Erträge, wogegen diese im restlichen Jahr bei 60° Modulneigung höher ausfielen. Im gesamten Winterhalbjahr (Oktober bis März) werden bei 60° und 90° geneigten Modulen aber vergleichbare Erträge erzielt. Im Sommerhalbjahr sind 60° geneigte bifaziale Module gegenüber 90° geneigten von Vorteil.

Die Unterschiede zwischen 60° und 70° geneigten, bifazialen Modulen sind sehr klein, wie im Kapitel 8.1 gezeigt wird. Die hier getroffenen Aussagen für 60° geneigte, bifaziale Module gelten deshalb auch für 70° geneigte, bifaziale Module.

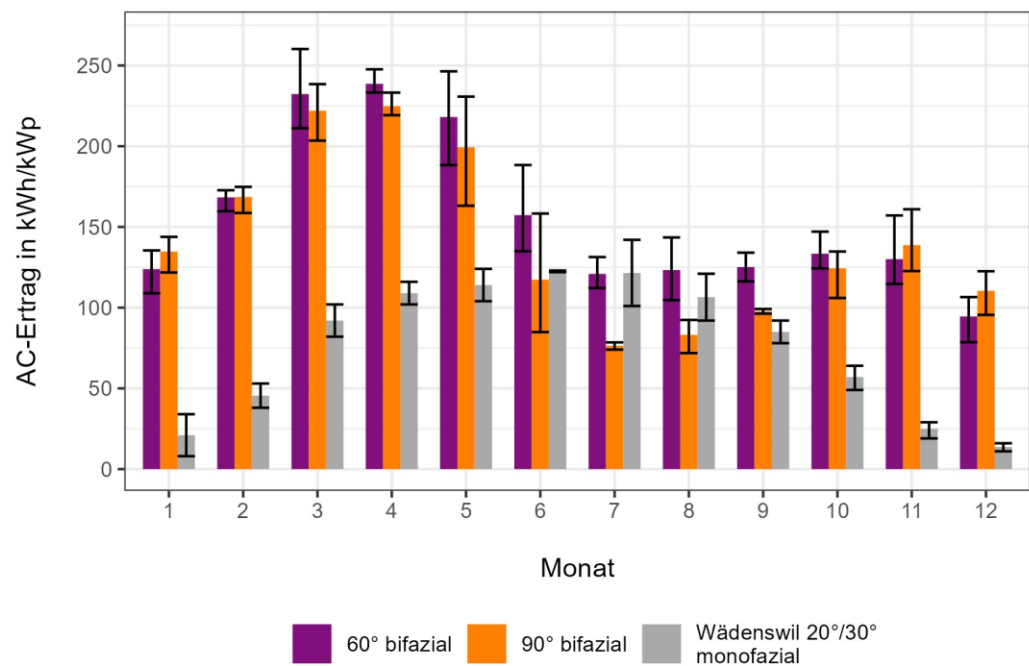


Abbildung 7: Durchschnittliche AC-Monatsenerträge als Säulen mit jeweiligen Maximal- und Minimalwerten als Doppel-T. Versuchsanlage Davos Totalp im Vergleich zu einer Anlage in Wädenswil ZH. Betrachtungszeitraum 1. Oktober 2020 bis 31. August 2023.

Für einen maximalen Ertrag im Dezember und Januar wird der Einsatz von 90° geneigten, bifazialen Modulen empfohlen. Ein vergleichbarer Ertrag im Winterhalbjahr wird auch mit 60 bis 70° geneigten bifazialen Modulen erreicht, welche zusätzlich etwas höhere Erträge im Frühling zeigen und höhere Jahreserträge erwarten lassen als 90° geneigte bifaziale Module. Die Unterschiede zwischen den 60 bis 90° geneigten, bifazialen Modulen sind aber im Winterhalbjahr gering (Ertragsabweichungen rund 1 %), weshalb wohl andere Einflussfaktoren wie die Einfachheit der Montagekonstruktion einen grösseren Einfluss auf die Wahl der Modulneigung haben werden als der relativ kleine Mehr- oder Minderertrag.

3.3 Mehrertrag durch bifaziale Module

Saisonale Mehrerträge

Durch die Verwendung von bifazialen Modulen konnten die DC-Energieerträge gegenüber den monofazialen Modulen mit demselben Neigungswinkel im jeweils gleichen Zeitraum wesentlich gesteigert werden (Abbildung 8). Der prozentuale Mehrertrag nahm mit einer Erhöhung des Neigungswinkels zu. Im Winterhalbjahr lag der Mehrertrag bei 20 % (60° Neigungswinkel) bis 24 % (90° Neigungswinkel). Im Sommerhalbjahr wurden Mehrerträge zwischen 20 % (60°) und 34 % (90°) erreicht.

Die bei der Versuchsanlage verwendeten PERC-Module wurden im Jahr 2017 hergestellt und es ist 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 erwarten, dass der Rückseitenenertrag stark von der Montageart und der daraus resultierenden Reduktion der Einstrahlung auf die Modulrückseite abhängt (eventuelle Teilverschattung).

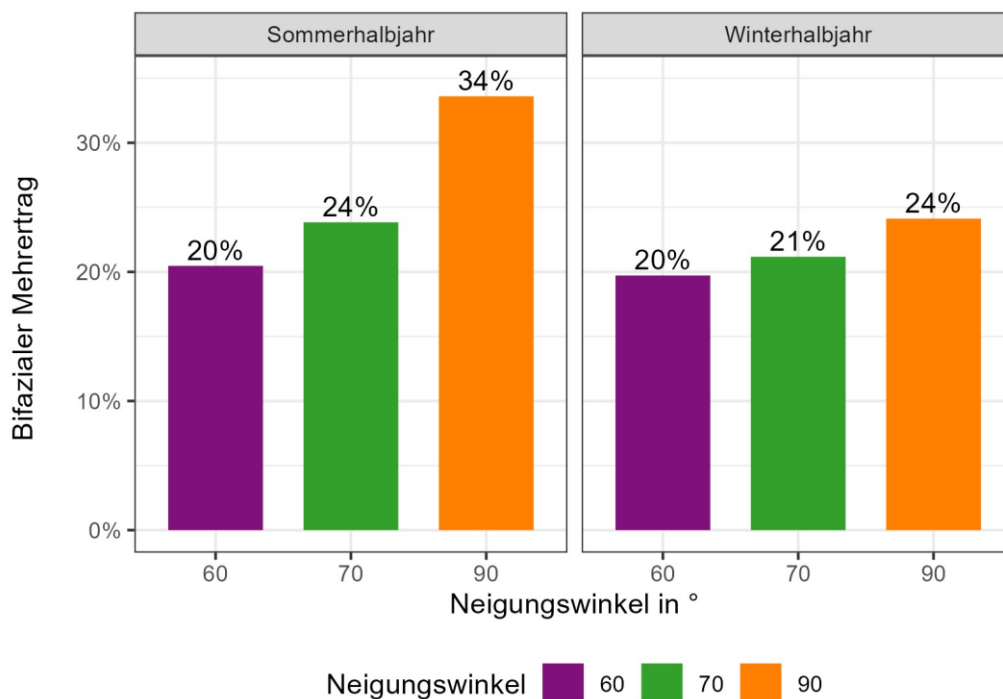


Abbildung 8: Mittlere DC-seitige Mehrerträge pro Saison durch bifaziale Module gemessen am Ertrag von monofazialen Modulen im selben Zeitraum. Der Bifazialfaktor der Module wird auf 0.6 bis 0.7 geschätzt. Betrachtungszeitraum: 90° Neigung von 1. Januar 2018 bis 31. Dezember 2022, 70° Neigung von 1. Januar 2018 bis 31. September 2020, 60° Neigung von 1. Oktober 2020 bis 31. Dezember 2022.

Monatliche Mehrerträge

Abbildung 9 zeigt die monatlichen Mehrerträge durch den Einsatz von bifazialen Modulen für Neigungswinkel von 60, 70 und 90°. Aufgrund unterschiedlicher Betrachtungszeiträume und der damit einhergehenden Veränderung der Einstrahlung (vgl.

Abbildung 3) ist bei direkten Vergleichen zwischen einzelnen Monaten und Neigungswinkeln Vorsicht geboten. Abweichungen können zwar vom Neigungswinkel abhängen, können jedoch auch mit den Einstrahlungsbedingungen und der Schneebedeckung (Reflexion) während den unterschiedlichen Messzeiträumen zusammenhängen. Aus den Ergebnissen lassen sich aber zwei Tendenzen ableiten: Einerseits nehmen die prozentualen Mehrerträge mit höherem Neigungswinkel zu. Andererseits können insbesondere während Zeiträumen mit Schneebedeckung der Umgebung hohe Mehrerträge gemessen werden. In der direkten Umgebung der Anlage lag während dem Untersuchungszeitraum üblicherweise zwischen Mitte November und Mitte Juni eine Schneedecke. Die speziell hohen bifazialen Mehrerträge von 90° geneigten Modulen zwischen Mai und Juli sind ausserdem das Resultat von geringer Einstrahlung auf die Modulvorderseite durch hohe Sonnenstände. Da die Mehrerträge relativ zum Ertrag von monofazialen Modulen mit gleicher Neigung angegeben werden, fällt der Mehrertrag zwischen Mai und Juli in diesem Zeitraum für die senkrechten Module hoch aus.

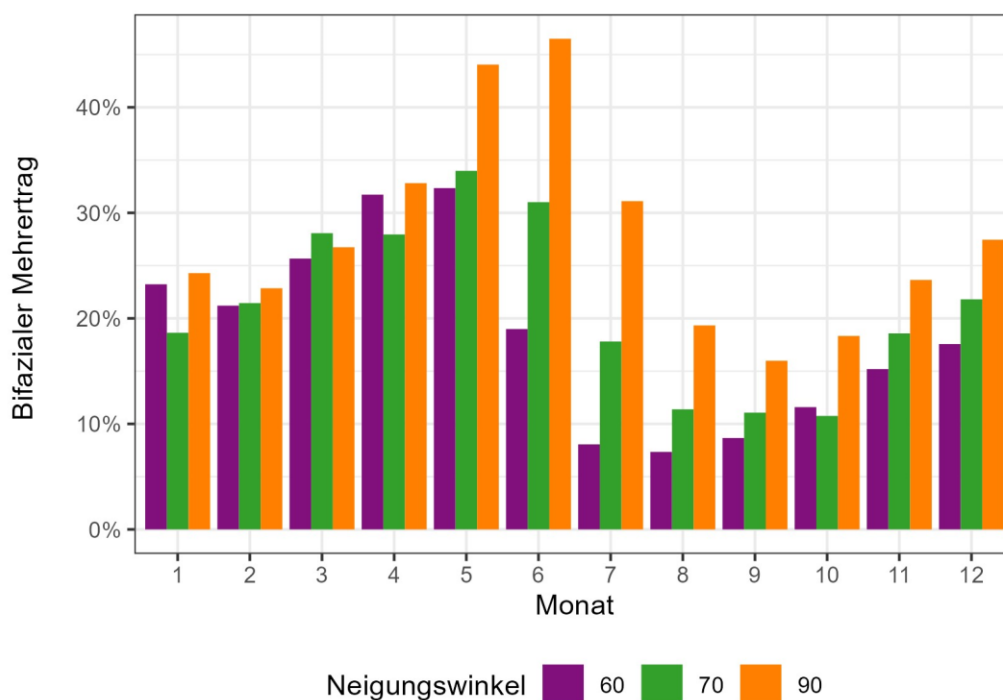


Abbildung 9: Mittlere DC-seitige Mehrerträge pro Monat durch bifaziale Module gemessen am Ertrag von monofazialen Modulen im selben Zeitraum. Der Bifazialfaktor der Module wird auf 0.6 bis 0.7 geschätzt. Betrachtungszeitraum: 90° Neigung von 1. Januar 2018 bis 31. August 2023, 70° Neigung von 1. Januar 2018 bis 31. September 2020, 60° Neigung von 1. Oktober 2020 bis 31. August 2023.

Abbildung 10 zeigt die absoluten Mehrerträge in kWh/kWp durch den Einsatz von bifazialen Modulen gegenüber den gleich geneigten monofazialen Modulen. Die höchsten absoluten Mehrerträge sind zwischen März und Mai zu erwarten. Den direkten Vergleich zwischen den monofazialen und bifazialen Modulen mit gleichem Neigungswinkel zeigt Abbildung 6.

Alpine PV-Versuchsanlage Davos-Totalp: Erkenntnisse aus 5 Jahren Betrieb

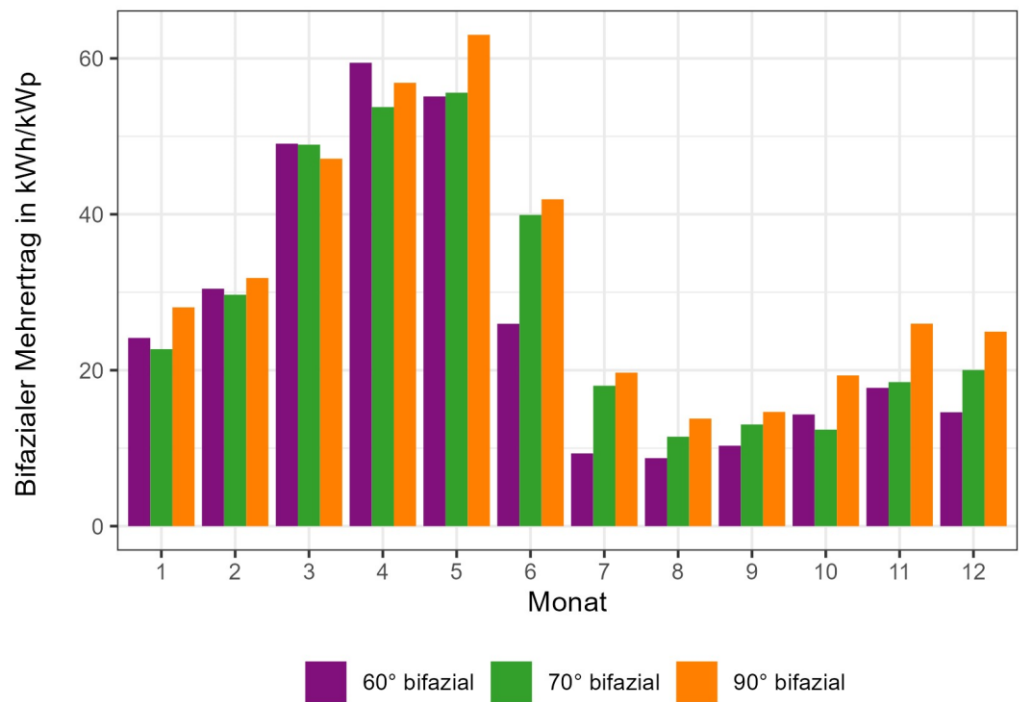


Abbildung 10: Mittlere DC-seitige Mehrerträge in kWh/kWp pro Monat durch bifaziale Module gegenüber Ertrag von monofazialen Modulen im selben Zeitraum. Der Bifazialfaktor der Module wird auf 0.6 bis 0.7 geschätzt. Betrachtungszeitraum: 90° Neigung von 1. Januar 2018 bis 31. August 2023, 70 ° Neigung von 1. Januar 2018 bis 31. September 2020, 60° Neigung von 1. Oktober 2020 bis 31. August 2023.



Abbildung 11: Die Segmente C und D 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 27).

Tiefer Sonnenstand (Dezember) Typische Tagesprofile bei tiefem Sonnenstand und schneebedeckter Umgebung im Dezember können der Abbildung 12 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.

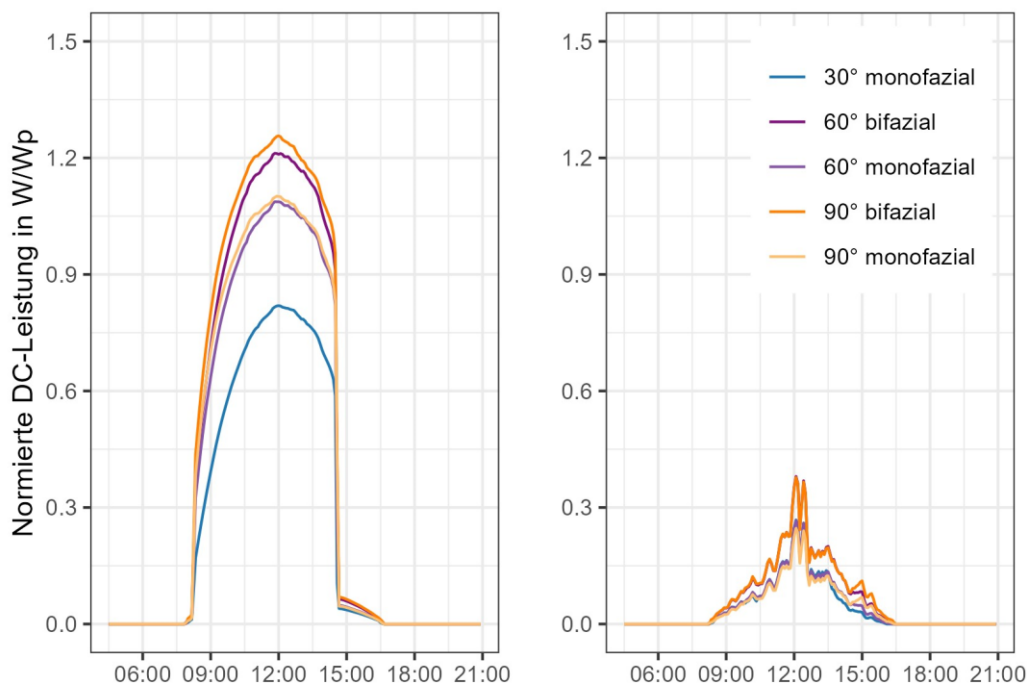


Abbildung 12: Typische Tagesprofile der normierten DC-Leistung in W/Wp pro Anlagensegment der Versuchsanlage Davos Totalp bei tiefem Sonnenstand. Ein wolkenfreier Tag (8. Dezember 2022) ist auf der linken Seite gezeigt, ein Tag mit starker Bewölkung (9. Dezember 2022) auf der rechten Seite.

Mittlerer
Sonnenstand
(März)

Für mittlere Sonnenstände und bei schneebedeckter Umgebung sind die typischen Tagesprofile der Abbildung 13 zu entnehmen. An einem wolkenfreien Tag (20. März 2022, links) wurden die höchsten Erträge mit 60° geneigten bifazialen Modulen gemessen, gefolgt von 90° geneigten bifazialen Modulen. Auch bei Bewölkung (30. März 2022, Abbildung 13 rechts) zeigten sich die bifazialen Module am ertragsstärksten, wobei die Leistungsprofile bei 60 und 90° Neigung sehr ähnlich sind. In diesem Zeitraum ist an sonnigen Tagen mit 30 und 90° geneigten monofazialen Modulen mit einem vergleichbaren Energieertrag zu rechnen. Unter den monofazialen Anlagensegmenten wird der höchste Ertrag mit 60° geneigten Modulen erreicht.

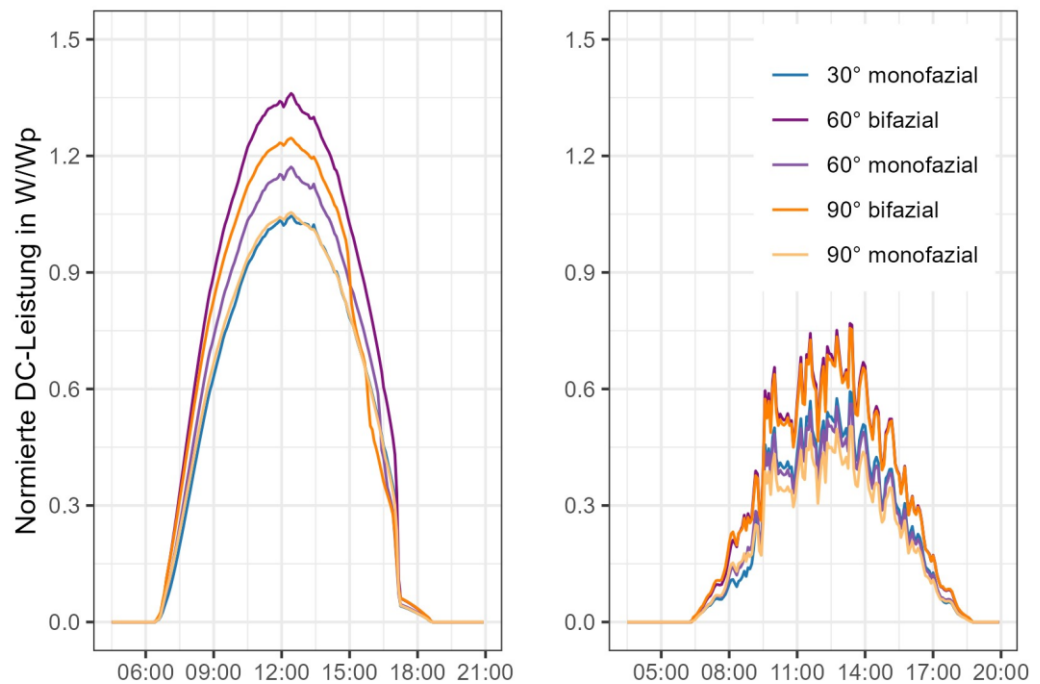


Abbildung 13: Typische Tagesprofile der normierten DC-Leistung in W/Wp pro Anlagensegment der Versuchsanlage Davos Totalp bei mittlerem Sonnenstand und schneebedeckter Umgebung. Ein wolkenfreier Tag (3. März 2022) ist auf der linken Seite gezeigt, ein Tag mit Bewölkung (30. März 2022) auf der rechten Seite.

Das Segment mit 90° geneigten bifazialen Modulen zeigt bei mittleren Sonnenständen jeweils einen Leistungsabfall um ca. 15 Uhr und 16 Uhr. Dieser ist auf eine Verschattung durch das benachbarte Anlagensegment (90° monofazial) 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 12) bei hohen Sonnenständen nimmt der Einfluss durch diese Verschattung wieder ab (vgl. Abbildung 14).

Hoher Sonnenstand (Juni)

Bei hohen Sonnenständen und wolkenfreiem Himmel (18. Juni 2022) zeigten sich die höchsten Erträge gemäss Abbildung 14 bei monofazialen Modulen mit 30° Neigungswinkel. 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 Vorder- und Rückseite genutzt werden kann.

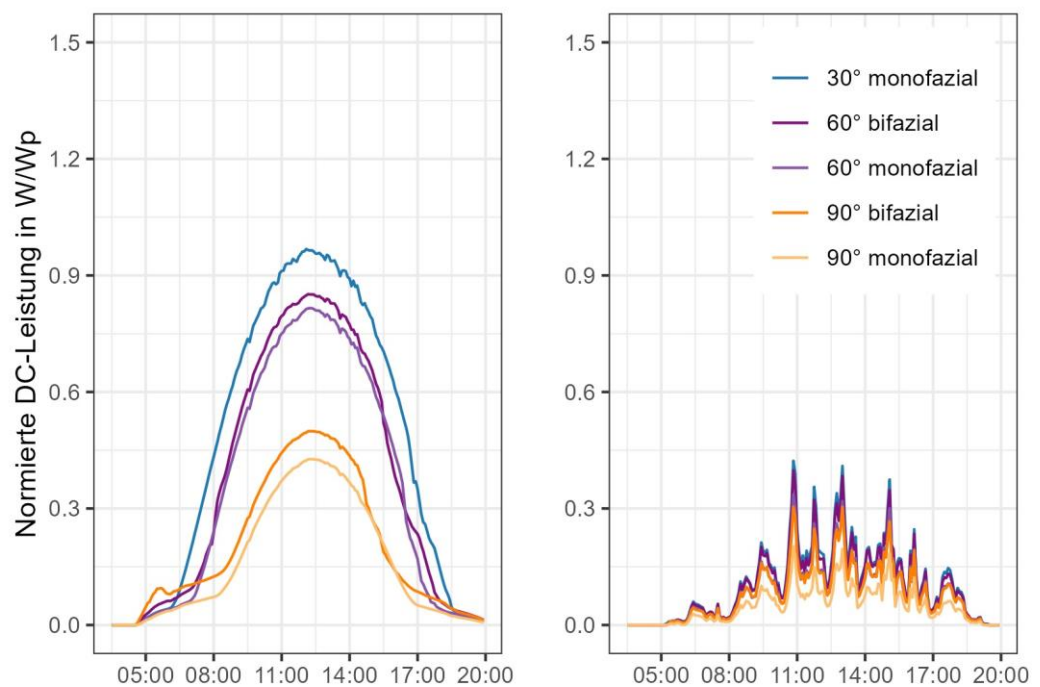


Abbildung 14: Typische Tagesprofile der normierten DC-Leistung in W/Wp pro Anlagensegment der Versuchsanlage Davos Totalp bei hohem Sonnenstand. Ein wolkenfreier Tag (18. Juni 2022) ist auf der linken Seite gezeigt, ein Tag mit Bewölkung (7. Juni 2022) auf der rechten Seite.

3.5 Modulleistungen und Verluste durch Leistungsbegrenzung

Bei alpinen Photovoltaikanlagen stellt sich die Frage nach der Dimensionierung der Wechselrichter und der Netzanschlussleistung im Verhältnis zur installierten Modulleistung (Vorderseite). Im Mittelland können die Wechselrichter- und Netzanschlussleistungen in vielen Fällen tiefer als die Modulleistung dimensioniert werden, weil Einstrahlungen im Bereich der STC (Standard Test Conditions) relativ selten und typischerweise in Kombination mit hohen Modultemperaturen vorkommen. Aus diesem Grund gehen im Mittelland mit AC-Leistungen leicht unter der installierten Modulleistung meist geringe bis keine Energieverluste einher.

Bei alpinen Standorten besteht aufgrund der potenziell höheren Einstrahlung durch den Standort und ggf. der Reflexion von Einstrahlung am Schnee und tieferen Umgebungstemperaturen eine andere Ausgangslage. Zusätzlich sind durch den Einsatz von bifazialen Modulen höhere Leistungen zu erwarten. Eine entsprechende Unterdimensionierung auf der AC-Seite kann somit zu höheren Ertragsverlusten führen als im Mittelland.

Nachfolgend wird anhand von Messwerten der 90° geneigten bifazialen Module bei der Versuchsanlage Totalp exemplarisch aufgezeigt, welche Modulleistungen erwartet werden können und wie gross allfällige Energieverluste durch die Dimensionierung von unterschiedlichen Wechselrichter- und Netzanschlussleistungen ausfallen können. Im Anhang 8.2 sind die gleichen grafischen Auswertungen für 60 und 70° geneigte bifaziale Module gezeigt.

*Häufigkeits-
verteilung
Modulleistungen*

Abbildung 15 zeigt am Beispiel von 90° geneigten bifazialen Modulen der Versuchsanlage Davos Totalp die Häufigkeitsverteilung von Modulleistungen gerundet auf 0.1 W/Wp. Daraus lässt sich entnehmen, dass normierte Leistungen in der Grössenordnung von 0.8 bis 1.2 W/Wp relativ häufig vorkommen (während 18 % des Messzeitraums). Leistungen über 1.3 W/Wp kommen selten vor (während 2 % des Messzeitraums). Im Winterhalbjahr (Abbildung 15, dunkel eingefärbt) sind hohe Modulleistungen häufiger als im Sommerhalbjahr (Abbildung 15, hell eingefärbt).

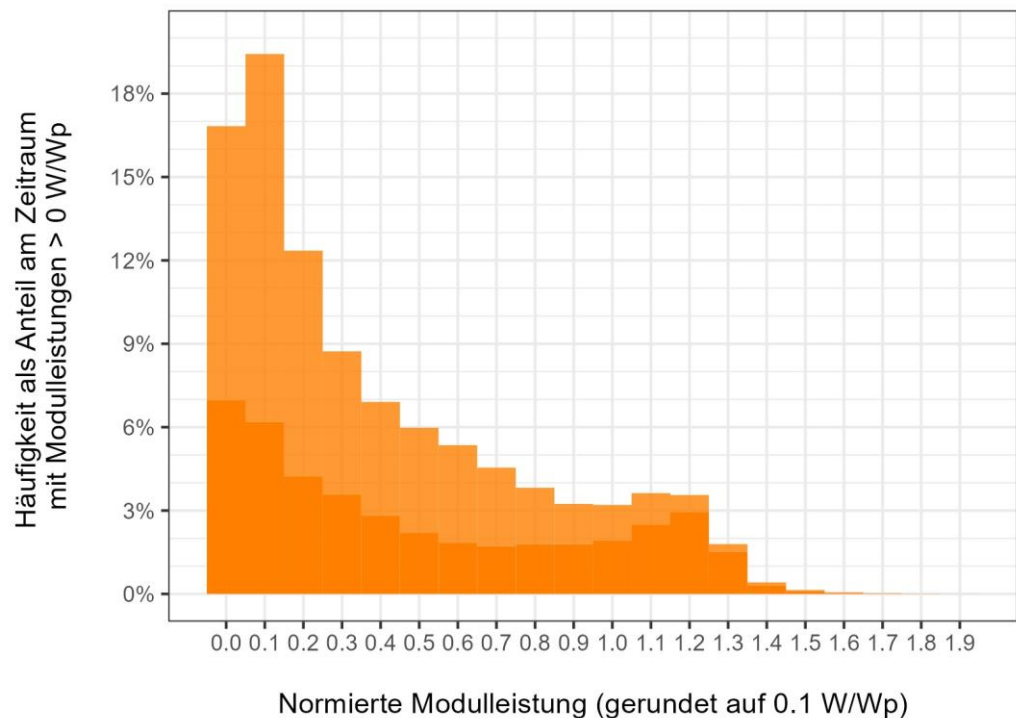


Abbildung 15: Häufigkeitsverteilung der normierten Modulleistungen für 90° geneigte bifaziale Module der Versuchsanlage Davos Totalp, gerundet auf 0.1 W/Wp. Der Beitrag des Winterhalbjahres ist dunkel eingefärbt, jener des Sommerhalbjahres hell. Messzeitraum: 1. Januar 2018 bis 31. Dezember 2022. Der Bifazialfaktor der verwendeten Module wird auf 0.6 bis 0.7 geschätzt.

Anteil normierter Modulleistungen am Gesamtertrag

Obwohl normierte Leistungen zwischen 0.0 und 0.3 W/Wp gemäss Abbildung 15 häufig vorkommen, tragen sie im Vergleich zu höheren Leistungen wenig zum Jahresertrag bei. Der Anteil am jährlichen Gesamtertrag pro Leistungsstufe von 0.1 W/Wp kann der Abbildung 16 entnommen werden. Diese zeigt die höchsten Beiträge zum Gesamtertrag in Bereichen von 1.1 bis 1.2 W/Wp. Eine Unterdimensionierung der Wechselrichter- und Netzanschlussleistung würde demzufolge zu einem Energieverlust durch Abregelung führen. Im Winterhalbjahr (dunkel eingefärbt) tragen Leistungsbereiche zwischen 1.0 und 1.3 W/Wp wesentlich zum Ertrag bei, was bedeutet, dass eine Begrenzung der AC-Leistung zu vermehrten Verlusten im Winterhalbjahr führen würde.

Bei der Interpretation von Abbildung 16 ist zu beachten, dass eine Leistungsbegrenzung am Wechselrichter oder bei der Netzeinspeisung lediglich zu einer Teilreduktion des Ertrags führt. Wird die Wechselrichter- und Netzeinspeisung zum Beispiel auf die Nennleistung der Module begrenzt (Dimensionierungsfaktor = 1.0) wird in den darüber liegenden Leistungsstufen (> 1.0 W/Wp) lediglich der Ertragsanteil > 1.0 W/Wp abgeregelt. So entstehen im Bereich von 1.1 W/Wp lediglich 10 % Ertragsverluste, bei 1.2 W/Wp hingegen 20 % etc. Auf den Einfluss verschiedener Dimensionierungsfaktoren wird im nachfolgenden Abschnitt eingegangen.

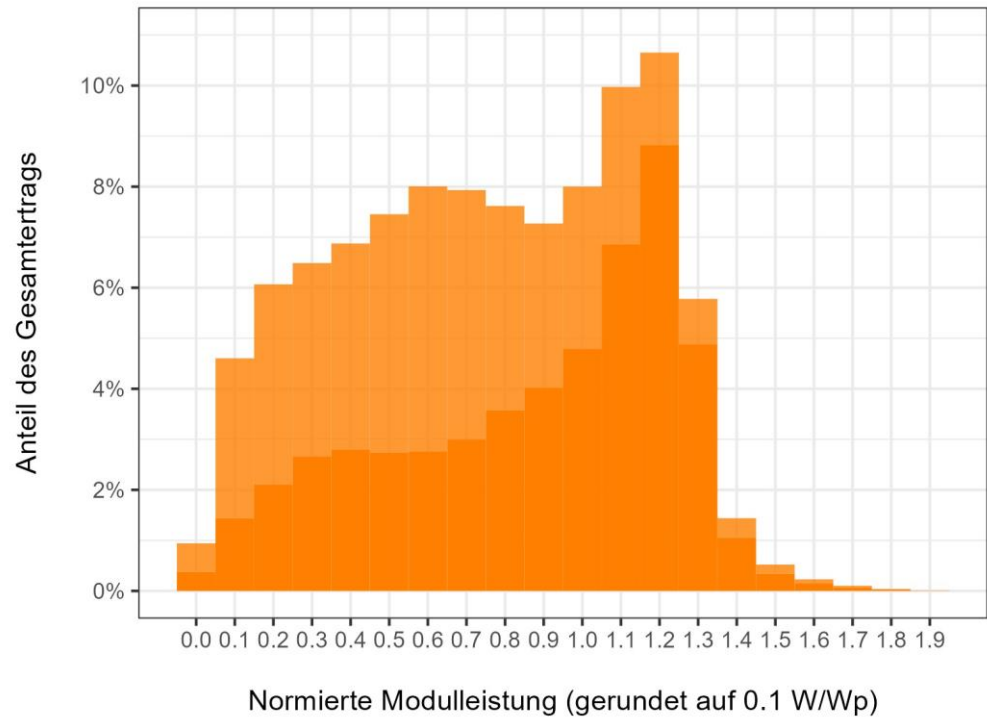


Abbildung 16: Anteil des Gesamtenergieertrags von normierten Modulleistungen für 90° geneigte bifaziale Module der Versuchsanlage Davos Totalp, gerundet auf 0.1 W/Wp. Der Beitrag des Winterhalbjahres ist dunkel eingefärbt, jener des Sommerhalbjahres hell. Messzeitraum: 1 Januar 2018 bis 31. Dezember 2022. Der Bifazialfaktor der verwendeten Module wird auf 0.6 bis 0.7 geschätzt.

**Verluste durch Leistungs-
begrenzung**

Abbildung 17 zeigt welche Energiemenge pro Monat im Durchschnitt bei verschiedenen Leistungsfaktoren zwischen Wechselrichter und Modul abgeregelt worden wäre, falls die AC-Leistung begrenzt gewesen wäre. Bei Leistungsfaktoren < 1.0 treten im Winterhalbjahr in allen Segmenten Verluste im Bereich von 10 bis 20 % des Monatsertrags auf. Unabhängig vom Anstellwinkel sind die Ertragsverluste im Winterhalbjahr wesentlich höher als im Sommerhalbjahr. Bei Abnahme des Modulneigungswinkels von 90 auf 60° verschieben sich die Spitzen der Abregelung leicht gegen Frühling / Herbst, was auf den höheren Sonnenstand zurückzuführen ist.

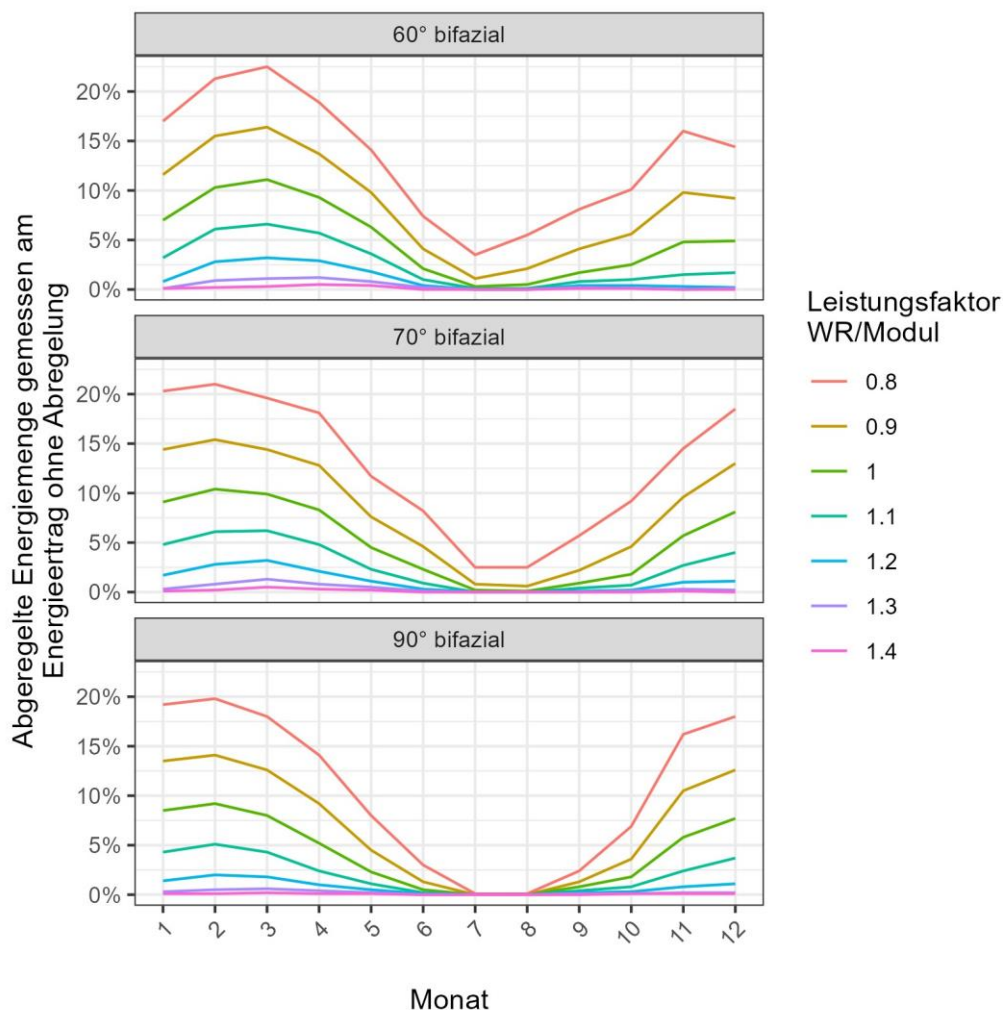


Abbildung 17: Monatlich abgeregelte Energiemenge gemessen am Ertrag ohne Abregelung bei verschiedenen Leistungsfaktoren zwischen Wechselrichter und Modulleistung (Vorderseite). Der Bifazialfaktor der Module wird auf 0.6 bis 0.7 geschätzt. Es ist der Mittelwert pro Monat über den gesamten Betrachtungszeitraum gezeigt. Betrachtungszeitraum: 90° Neigung von 1. Januar 2018 bis 31. Dezember 2022, 70 ° Neigung von 1. Januar 2018 bis 31. September 2020, 60° Neigung von 1. Oktober 2020 bis 31. Dezember 2022.

Abbildung 18 zeigt die Ertragsverluste bei Leistungsfaktoren von 0.8 bis 1.4 in einer saisonalen Betrachtung. Die Ertragsverluste durch eine Leistungsbeschränkung fallen im Winterhalbjahr wesentlich höher aus als im Sommerhalbjahr. Bei 70° Neigungswinkel wären die Verluste im Winterhalbjahr über alle Dimensionierungsstufe hinweg am grössten, wogegen diese im Sommerhalbjahr bei 60° Neigung am höchsten ausfallen.

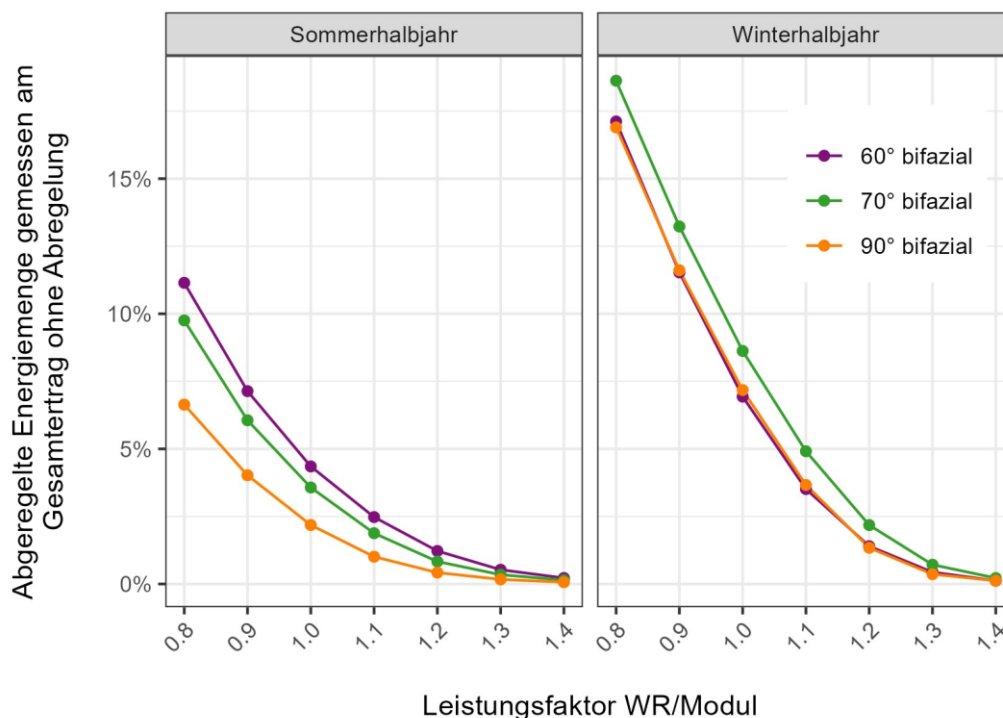


Abbildung 18: Saisonale abgeregelte Energiemenge gemessen am Ertrag ohne Abregelung bei verschiedenen Leistungsfaktoren zwischen Wechselrichter und Modulleistung (Vorderseite). Der Bifazialfaktor der Module wird auf 0.6 bis 0.7 geschätzt. Es ist der Mittelwert über den Betrachtungszeitraum gezeigt. Betrachtungszeitraum: 90° Neigung von 1. Januar 2018 bis 31. Dezember 2022, 70° Neigung von 1. Januar 2018 bis 31. Dezember 2019, 60° Neigung von 1. Januar 2021 bis 31. Dezember 2022.

Die in Abbildung 17 und Abbildung 18 gezeigten Energieverluste beziehen sich auf das Anlagendesign der Versuchsanlage. Dort werden Moduloptimierer eingesetzt und die Module liegen sehr nahe beieinander. Letzteres führt dazu, dass sie sehr ähnlichen Umgebungsbedingungen ausgesetzt sind. Ausserdem wurden Leitungsverluste zwischen Modulen und Wechselrichtern rechnerisch korrigiert, da diese im Vergleich zu einer Grossanlage sehr hoch ausfallen (vgl. Kapitel 5.2 Abschnitt Leitungsverluste).

Im Gegensatz dazu ist bei einer Grossanlage sowohl mit gewissen Leitungsverlusten als auch mit leicht unterschiedlichen Umgebungsbedingungen (Schneebedeckung, Topografie, Ausrichtung, etc.) zu rechnen. Letzteres kann sich in sogenannten Mismatching-Verlusten äussern. Auch unterschiedliche Modulausrichtungen bei mehreren Strings pro Wechselrichter können die Gleichzeitigkeit der Ertragsspitzen reduzieren. Alle zuvor genannten Aspekte können die Leistungsspitzen und damit die Ertragsverluste durch Abregelung reduzieren. Dem gegenüber steht der Bifazialfaktor von geschätzt 0.6 bis 0.7 bei den Modulen an der Testanlage. Heutige PV-Module erreichen Bifazialfaktoren > 0.9 und können deshalb die Leistungsspitzen erhöhen. Damit geht auch eine Zunahme der Ertragsverluste durch Abregelung einher.

Die gezeigten Energieverluste sind somit als grobe Richtwerte zu verstehen und unter Berücksichtigung der zuvor genannten Aspekte zu interpretieren.

3.6 Verluste durch Schneebedeckung

Im Rahmen eines bereits im Jahr 2019 veröffentlichten Messberichts (Anderegg et al., 2019) konnte aufgezeigt werden, dass Verluste durch die Schneebedeckung von stark geneigten PV-Modulen im alpinen Raum gering sind. Während dem damals untersuchten Messzeitraum vom 1. Juni 2018 bis 31. Mai 2019 (ein vollständiges Jahr) wurden aufgrund von schneebedeckten Modulen Verluste zwischen 1.1 % (90° bifazial) und 5.2 % (30° monofazial) des effektiven Jahresertrags gemessen. Für 70 bis 90° geneigte Module lagen die Verluste durch Schneebedeckung in der Grössenordnung von 1-2 % am Jahresertrag.

Mithilfe der permanenten Aufzeichnung von Webcam-Bildern und deren Analyse konnte aufgezeigt werden, dass Schnee bei Schönwetterperioden zügig abrutschen kann. Steil geneigte Module sind weniger häufig und weniger lange von Schneebedeckung betroffen als Module mit geringerem Neigungswinkel.

Frei im Gelände stehende Anlagen mit einer Montagehöhe von wenigen Metern über Boden haben gegenüber Anlagen auf Dachflächen den Vorteil, dass der Schnee ungehindert über die Modulunterkante abrutschen kann. Im Gegensatz zu Dachflächen wird das Abrutschen nicht durch einen Schneefang behindert oder bei Flachdächern nicht durch einen Rückstau von Schnee an der Dachfläche erschwert.



Abbildung 19: Schneebedeckung von PV-Modulen bei der Versuchsanlage Davos Totalp am 16. November 2019 nach nächtlichem Schneefall. Bei hoher Modulneigung (70° und 90° rechts im Bild) rutscht der Schnee schnell ab.

3.7 Einstrahlungsmessungen Ost-West

Die PV-Module der Versuchsanlage sind exakt nach Süden ausgerichtet. Für bifaziale Module ergibt sich eine Ausrichtung von Süden für die Vorderseite und Norden für die Rückseite. Die Ausrichtung der PV-Module von alpinen Grossanlagen wird sich gegebenenfalls am Gelände orientieren und kann somit je nach Standort und Topografie von einer Südausrichtung abweichen. Aus diesem Grund wurden die Einstrahlungsbedingungen zusätzlich zur Süd-/Nordausrichtung während eines Jahres in Ost-/Westausrichtung mit 90° Neigungswinkel gemessen und ausgewertet. Basierend auf diesen Einstrahlungsmessungen wurden grobe Ertragsprognosen erstellt.

Aus diesen Auswertungen konnten folgende Schlüsse gezogen werden:

1. Die jährliche Einstrahlungssumme aus Vorder- und Rückseite ist für beide Ausrichtungen (Süd/Nord und Ost/West) vergleichbar. Aus diesem Grund wird bei hohem Bifazialfaktor mit ähnlichen Jahreserträgen gerechnet, sofern eine Verschattung der Rückseite der Module durch das Montagesystem verhindert wird.
2. Bei der Ost-/Westausrichtung ist die Einstrahlung auf die Vorderseite tiefer und auf die Rückseite höher als bei Südausrichtung. Der Bifazialfaktor der Module hat deshalb einen grösseren Einfluss auf den Ertrag als bei einer Süd-/Nordausrichtung.
3. Die auf der Einstrahlung basierende Ertragsprognose nimmt im Winterhalbjahr bei Ost-/Westausrichtung ab, dafür nimmt sie im Sommerhalbjahr zu. Im untersuchten Winterhalbjahr beträgt die Ertragsprognose 762 kWh/kWp, im untersuchten Sommerhalbjahr 1051 kWh/kWp. Dies entspricht einem Winterstromanteil von 42.5 %.
4. Mit einer Ost-/Westausrichtung lässt sich im Sommer eine gewisse Glättung der Leistungsprofile erreichen, da ein Teil der Energieproduktion vom Mittag in die Morgen- und Abendstunden verschoben wird.

Eine detaillierte Beschreibung der Berechnungsmethoden, weitere Resultate sowie grafische Darstellungen können den separaten Messberichten entnommen werden (Anderegg et al., 2021b, 2021a).



Abbildung 20: Vertikale Einstrahlungssensoren in Ost- und Westausrichtung auf dem Containerdach der Versuchsanlage Davos Totalp.

3.8 Degradation der PV-Module unter alpinen Bedingungen

Nach vier Jahren Betrieb der Versuchsanlage wurde die Degradation der PV-Module unter den alpinen Bedingungen anhand der Leistungsdaten und unter Berücksichtigung der Einstrahlung und der Modultemperatur berechnet. Diese Untersuchung zeigte bei den monofazialen durchgehend eine leicht abnehmende Moduleffizienz. So nahm der berechnete Wirkungsgrad der Module zwischen 2018 und 2021 bei monofazialen Modulen um 0.2 bis 0.3 % ab. Ausgehend von einer linearen Fortsetzung dieser Abnahme wäre nach 25 Jahren eine Degradation von 8 bis 10 % gemessen an der ursprünglichen Modulleistung zu erwarten.

Eine stärkere Abnahme der Moduleffizienz wurde bei den bifazialen Modulen berechnet. Zwischen 2018 und 2021 nahm die mittlere Moduleffizienz um 0.4 bis 0.6 % ab, was bei einer linearen Fortsetzung nach 25 Jahren zu einer Degradation von 14 bis 22 % führen würde. Die Degradation von 22 % wurde für 90° geneigte bifaziale Module berechnet. Das Glas dieser Module ist jedoch durch die Bildung von Rückständen an den Abtropfkanten des Montagesystems verfärbt worden. Aus diesem Grund ist davon auszugehen, dass die Abnahme der Moduleffizienz durch das anlagenspezifische Montagesystem der bifazialen Modulsegmente verursacht wird. Dies betrifft vor allem die 90° geneigten Module.



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

Das methodische Vorgehen dieser Analysen, weitere Resultate sowie grafische Darstellungen können dem entsprechenden Messbericht entnommen werden (Anderegg et al., 2022) .

3.9 Vergleich der Messergebnisse mit Ertragssimulationen

Nachfolgend werden die Ertragsmessungen von der Versuchsanlage Davos Totalp mit Ertragssimulationen verglichen. Diese Simulationen richten sich nach der Wegleitung zur Ertragsberechnung für PV-Grossanlagen vom BFE (Bundesamt für Energie BFE, 2023) und wurden mit der Software PVsyst erstellt. Die Ertragssimulationen von zwei Varianten werden mit den Messungen verglichen. Bei der ersten Variante werden Albedo-Werte von Meteonorm eingesetzt, bei der zweiten werden von den Autoren geschätzte Albedo-Werte basierend auf der Schneebedeckung vor Ort eingesetzt.

*Jährlicher und
saisonaler
Vergleich*

Werden bei der Simulation die monatlichen Albedo-Werte des Standorts nach Meteonorm eingesetzt, wie es die oben erwähnte Anleitung des BFE zur Ertragsberechnung nahelegt, kommt es sowohl im gesamten Jahr als auch im Sommer und im Winter zu einer Unterschätzung der PV-Erträge. Den gemessenen Jahreserträgen von 1851 kWh/kWp (60-70° bifazial) stehen simulierte Jahreserträge von 1703 kWh/kWp gegenüber, was einer Abweichung von 9 % entspricht. Die Abweichung ist im Winterhalbjahr mit 5 % kleiner als im Sommerhalbjahr, wo die Erträge mit 13 % unterschätzt werden. Bei 90° geneigten bifazialen Modulen werden die Jahreserträge mit Albedo-Werten aus Meteonorm 12 % unterschätzt (9 % Winter / 14 % Sommer).

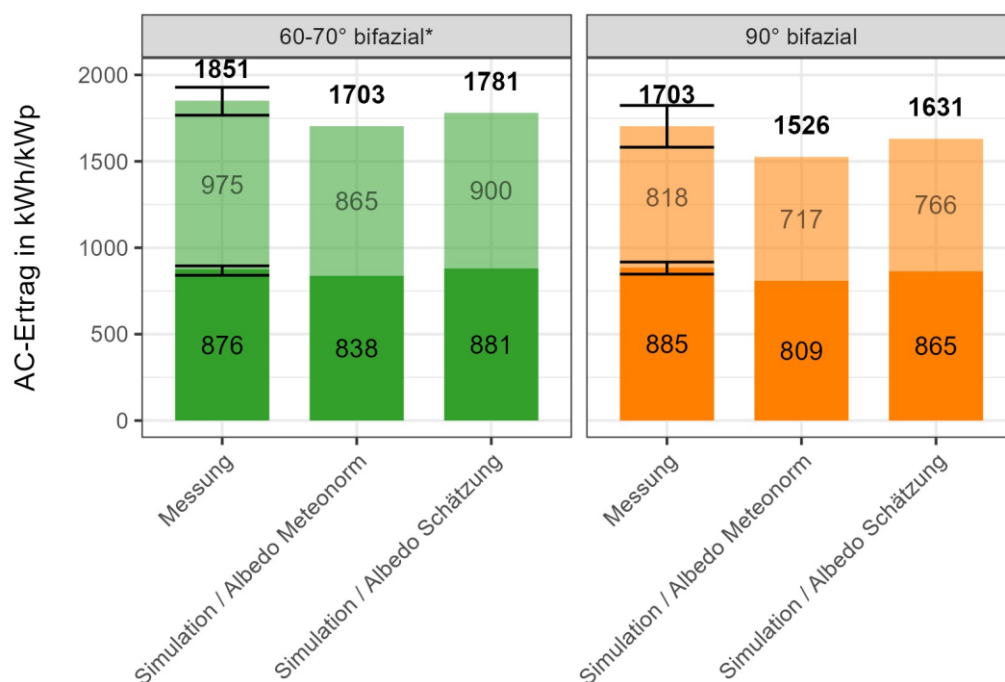


Abbildung 22: Vergleich der jährlichen und saisonalen AC-Erträge zwischen Messung und zwei Simulationsvarianten (Albedo-Werte aus Meteonorm sowie bei Schätzung durch Autoren basierend auf der Schneebedeckung der Anlagenumgebung). Messzeitraum: 1. Januar 2018 bis 31. Dezember 2022. Die Simulation für 60-70° geneigte Module zeigt den Mittelwert von 60 und 70° geneigten Modulen.

Durch höhere Albedo-Werte (Schätzung der Autoren) können die Ertragsprognosen den gemessenen Ertrag, insbesondere im Winter, sehr genau abbilden. Im Sommerhalbjahr werden die Erträge weiterhin um 7 bis 9 % unterschätzt, womit auch die Jahreserträge jeweils um ca. 4 % unterschätzt werden.

Monatlicher Vergleich

Abbildung 23 zeigt den monatlichen Vergleich von gemessenen Energieerträgen mit den beiden Simulationsvarianten. Die Messungen zeigen gegenüber den Simulationen besonders zwischen Februar und Juni höhere Erträge, wogegen diese bei der Simulation im Spätsommer überschätzt werden. Die Abweichungen im Jahresverlauf zwischen Messung und Simulation sind bei Albedo-Werten aus Meteonorm grösser als bei den Albedo-Werten, die basierend auf der Schneebedeckung von den Autoren geschätzt wurden. Mögliche Gründe für Abweichungen sind vom typischen Jahr abweichende Einstrahlungsbedingungen, lokale Einflussfaktoren wie Hangneigung, Reflexion von Einstrahlung am umliegenden Gelände usw.

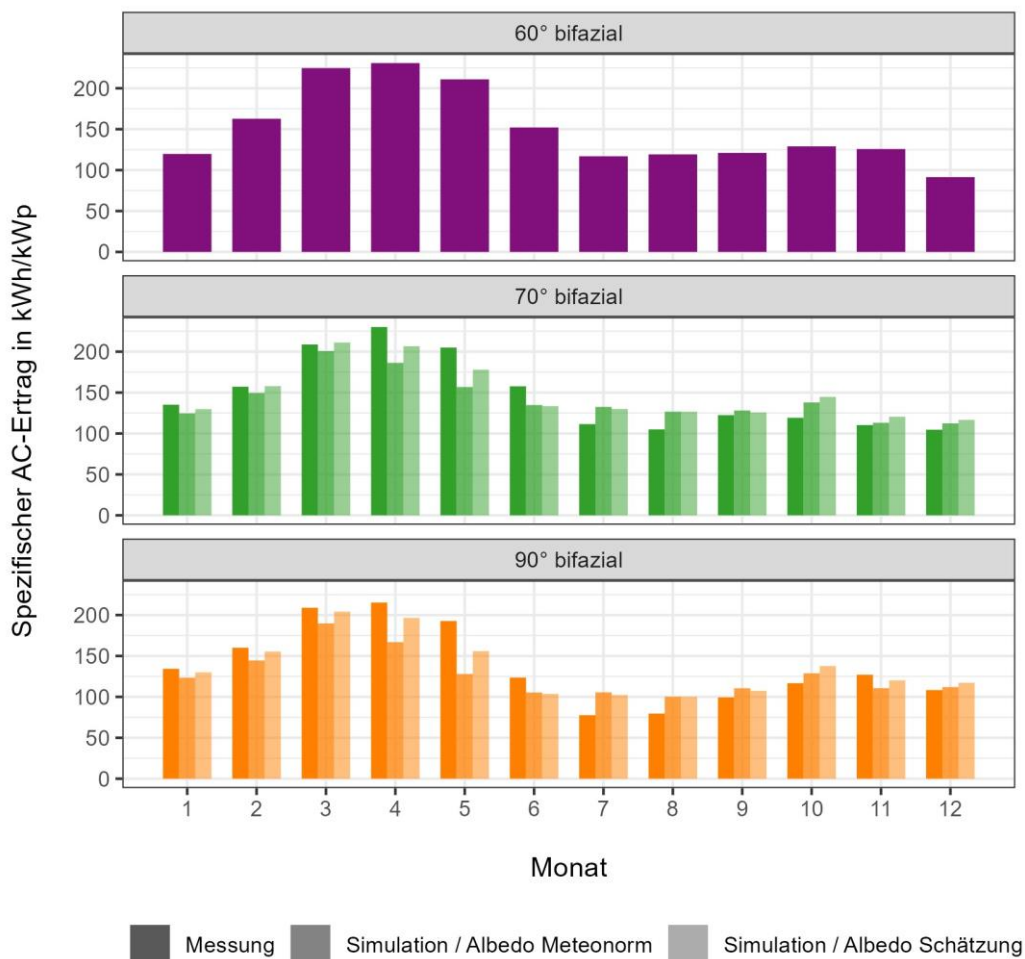


Abbildung 23: Vergleich der jährlichen und saisonalen AC-Erträge zwischen Messung und zwei Simulationsvarianten (Albedo-Werte aus Meteonorm sowie bei Schätzung durch Autoren basierend auf der Schneebedeckung der Anlagenumgebung). Messzeitraum: 90° Neigung von 1. Januar 2018 bis 31. Dezember 2022, 70° Neigung von 1. Januar 2018 bis 30. September 2020, 60° Neigung von 1. Oktober 2020 bis 31. Dezember 2022.

Bei Ertragssimulationen stellt sich neben dem oben dargestellten Vergleich mit den Abweichungen zwischen Messung und Simulation die Frage nach der Zuverlässigkeit der Simulationsresultate bei einem Anlagen-Design mit mehreren Reihen und an geneigten Hängen. Um genauere Ertragsprognosen für mehrreihige alpine PV-Anlagen bei unterschiedlichen Hangneigungen zu ermöglichen, wurde eine miniaturisierte alpine PV-Anlage am Standort der Versuchsanlage installiert. Diese erlaubt die Veränderung von Reihenabständen, der Hangneigung und dem Modulneigungswinkel innerhalb von wenigen Sekunden. Damit kann die Eignung verschiedenster Anlagenkonfigurationen an einem Modell geprüft werden (vgl. Kapitel 4.2).

4. Ausblick und laufende Abklärungen

4.1 Weiterführung des Betriebs

Die befristete Baubewilligung für die Versuchsanlage wurde im Jahr 2022 um weitere fünf Jahre verlängert. Damit kann die Versuchsanlage bis im Sommer 2027 weiterbetrieben werden.

4.2 Alpine verstellbare Mini-Photovoltaik-Anlage

Bei alpinen Solaranlagen werden die Module in Reihen hintereinander angeordnet. Dies verkleinert die Reflexionsfläche für die solare Strahlung vor und hinter den Modulen, sodass die spezifischen Stromerträge tendenziell eher tiefer als bei der einreihigen Versuchsanlage Totalp in Davos ausfallen werden. Um den Einfluss des Reihenabstands bei unterschiedlichen Hang- und Modulneigungen zu untersuchen, sowie zur Validierung von Simulationen wurde als separates, durch die Hauser-Stiftung finanziertes Projekt, eine verstellbare, alpine PV-Anlage entwickelt. Sie wurde im Frühling 2023 auf dem Containerdach der Versuchsanlage Totalp in Davos aufgebaut (Abbildung 24) und generiert seither wichtige Messdaten.



Abbildung 24: Verstellbare Mini-PV-Anlage (rot eingezeichnet) auf dem Containerdach der bestehenden Versuchsanlage in Davos Totalp.

In der im Massstab 1:12 gebauten Anlage wird der Abstand zwischen den drei Modulreihen, die Modulneigung sowie die Hangneigung automatisch verstellt. Dadurch können folgende Anlagenkonfigurationen abgebildet werden:

- Modulneigung: 0° bis 90°

- Reihenabstand: 115 mm bis 700 mm (entspricht der 1.2 bis 7.3-fachen Modulhöhe)
- Hangneigung: 0° bis 40°

Das Verstellen der Anlagenkonfigurationen erfolgt über Schrittmotoren. Für die Hangneigung kommen Linearaktuatoren zum Einsatz. Sämtliche Komponenten wurden für den Einsatz unter den alpinen Bedingungen ausgelegt. Abbildung 25 zeigt den Aufbau der verstellbaren Mini PV-Anlage.

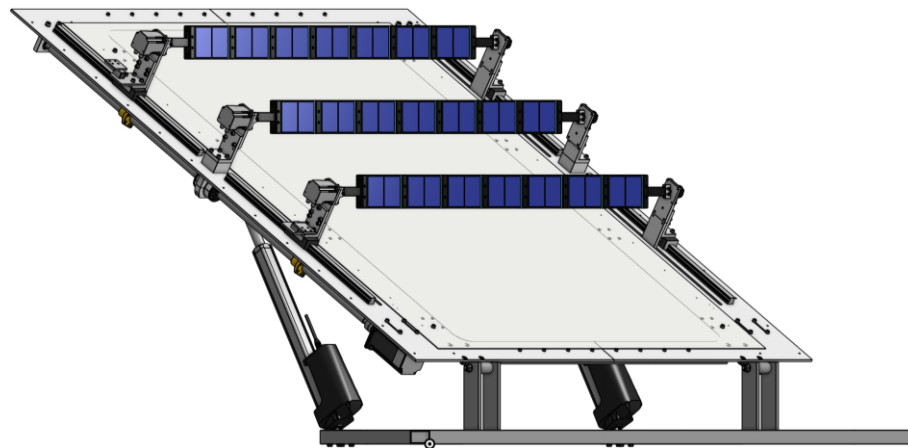


Abbildung 25: Rendering der Mini-PV-Anlage mit verstellbarem Reihenabstand sowie variabler Hang- und Modulneigung.

Jede Modulreihe kann sieben Mini-Module auf der Vorder- wie auch auf der Rückseite aufnehmen. Dadurch kann der Ertrag auf der Vorder- und Rückseite separat gemessen werden. Insgesamt können bis zu 24 Modulpositionen der Reihe nach ausgemessen werden. Dies erfolgt über eine Kennlinienmessung.

Die zu untersuchenden Anlagenkonfigurationen sowie die auszumessenden Modulpositionen werden in einer CSV-Datei auf Tagesbasis hinterlegt. So können beispielsweise während einer Stunde 120 unterschiedliche Anlagenkonfigurationen angefahren und jeweils zwei Modulpositionen auf der Vorder- und Rückseite ausgemessen werden. Grundsätzlich wird versucht, den durchschnittlichen Ertrag eines Moduls innerhalb der Anlage für vorgegebene Konfigurationen zu bestimmen. Ausserdem können Randeffekte durch den Vergleich mit dem Ertrag eines Moduls in der ersten Modulreihe ermittelt werden. Für die Auswertung der erhobenen Messwerte werden sowohl die Direkt- und Diffusstrahlung neben der Mini-PV-Anlage verwendet als auch sämtliche Messwerte der bestehenden einreihigen «grossen» Versuchsanlage.

Die Grundplatte der Mini-PV-Anlage wird über die gesamte Zeit schneefrei gehalten, indem mittels Heizmatten allfälliger Schnee abgeschmolzen wird. Dadurch kann eine konstante Albedo sichergestellt werden. Die Grundplatte kann ausgetauscht werden

Alpine PV-Versuchsanlage Davos-Totalp: Erkenntnisse aus 5 Jahren Betrieb

um so die Albedo der Umgebung im Sommer- wie auch im Winterhalbjahr besser abzubilden.

Auf der [Projektwebseite](#) sind weitere Informationen zur verstellbaren Mini-PV-Anlage wie auch ein Erklärvideo zur Anlage abrufbar. Die Ergebnisse aus dem Betrieb werden so rasch wie möglich veröffentlicht.

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 26) neben der Anlage ausgemessen.



Abbildung 26: 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 Einstrahlung 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 1 ,

links oben) eine Klimastation sowie ein Niederschlagssensor und auf dem Messcontainer ein Tracker mit Pyranometer und Pyrheliometer (Abbildung 26) 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 27 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 27 an der blauen Linie auf der rechten Seite zu erkennen).

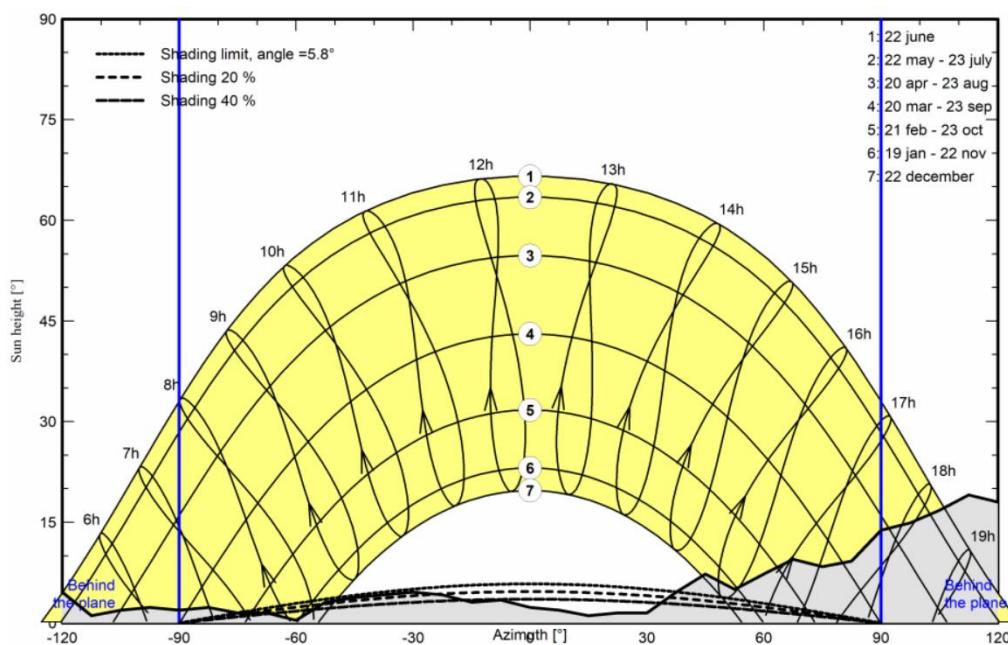


Abbildung 27: Natürlicher Horizont am Standort der Versuchsanlage. Der natürliche Horizont verschattet den Standort ab einem Neigungswinkel von 5 bis 15°. Lesebeispiel: Am 22. Dezember (Sonnenverlauf 7) tritt eine Verschattung durch den natürlichen Horizont ab ca. 15:30 Uhr auf, bei einer Sonnenhöhe 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 2 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 2: Eckdaten der 83 kWp-Photovoltaikanlage auf dem TUWAG-Areal in Wädenswil mit dem normierten Ertrag für den Zeitraum 1. Januar 2018 bis 31. Dezember 2022. Diese Anlage steht stellvertretend für eine typische PV-Anlage im Mittelland, mit der die Ertragsdaten der Alpenstrom-Anlage verglichen werden. * Durchschnitt der gesamten Anlage (gewichtet nach Nennleistung).

#	Nennleistung [kWp]	Ausrichtung	Neigungswinkel [°]	Mittlerer spezifischer AC-Ertrag [kWh/kWp]		
				Winterhalbjahr	Sommerhalbjahr	Jahr
1	7	Süd-Ost	30°	265	685	950
2	33.75	Süd-Ost	30°	280	702	982
3	42.97	Süd-West	20°	218	643	861
∅*				247	670	917

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 8.4 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/Wp) um die unterschiedlichen Nennleistungen der Module zu berücksichtigen. Dabei wurden die exakten Nennleistungen aus Flasher-Tests verwendet (Anhang 8.4), 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.

5.4 Vergleich Messung und Simulation

Die bei der alpinen Versuchsanlage gemessenen PV-Erträge werden mit Ertragsimulationen verglichen. Damit wird aufgezeigt, wie genau die Erträge prognostiziert werden können, wenn diese nach der Wegleitung zur Ertragsberechnung für PV-Grossanlagen vom BFE (Bundesamt für Energie BFE, 2023) simuliert werden. Sofern nachfolgend nichts anderes angegeben ist, wurde die Simulation nach den Empfehlungen der Wegleitung aufgebaut und durchgeführt.

- Simulationstool* Zur Ertragssimulation wurde die Software PVsyst (Version 7.3.4) verwendet. Der Feldtyp wurde als „unbegrenzte Reihen“ definiert.

Abbildung System mit einer Reihe Da es sich bei der Versuchsanlage um ein Anlagenfeld mit einer einzigen Reihe handelt, lässt sich diese in PVsyst nicht direkt mit einem Feldtyp „unbegrenzte Reihen“ abbilden. Weil bei einer einzelnen Reihe aber keine gegenseitigen Verschattungen auftreten, wurde unter dem Menüpunkt Ausrichtung ein Reihenabstand von 100 m definiert. Damit wird die Eigenverschattung durch mehrere Reihen auf ein Minimum reduziert. Der Verschattungswinkel beträgt in diesem Fall weniger als 2°.

Simulationsvarianten Es wurden insgesamt sechs Simulationsvarianten erstellt. Diese umfassen bifaziale Module mit einer Neigung von 60°, 70° und 90° mit jeweils zwei Varianten für die Albedo der Umgebung. Die Albedo wird einerseits monatlich gemäss Meteonorm Version 8 für den Standort der Versuchsanlage hinterlegt, wie es die Anleitung des BFE zur Ertragsberechnung von alpinen Grossanlagen nahelegt, und andererseits durch eine Schätzung der Autoren definiert. Die eingesetzten Albedo-Werte können der Tabelle 3 entnommen werden.

Tabelle 3: Albedo-Werte der Simulationsvarianten nach Meteonorm Version 8 sowie Schätzung der Autoren basierend auf der Schneebedeckung der Umgebung.

Monat	Albedo Meteonorm V8	Albedo Schätzung Autoren
1	0.55	0.7
2	0.53	0.7
3	0.56	0.7
4	0.49	0.7
5	0.29	0.7
6	0.21	0.45
7	0.22	0.2
8	0.20	0.2
9	0.23	0.2
10	0.33	0.45
11	0.49	0.7
12	0.53	0.7

6. Frühere Messberichte

Die bisherigen Messberichte können über www.winterstrom.ch bezogen werden (Abschnitt Messberichte unten auf der Webseite).

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
10.05.2022	01.10.2021	31.03.2022	Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp Messergebnisse Winter 2021/2022

7. 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. (2021a). *Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp Messergebnisse Sommer 2021* (S. 48) [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. (2021b). *Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp Messergebnisse Winterhalbjahr 2020/2021* [Messbericht]. ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen.
- Anderegg, D., Strebel, S., & Rohrer, J. (2022). *Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp Messergebnisse Winter 2021/2022* (S. 40) [Messbericht]. ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen.
<https://doi.org/10.21256/zhaw-25519>
- Anderegg, D., Strebel, S., & Rohrer, J. (2020). *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>
- Bundesamt für Energie BFE. (2023). *Vorgaben zur Berechnung des Energieertrags für Photovoltaik- Grossanlagen nach Art. 71a EnG*.
<https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/11417>
- Hostettler, T. (2020). *Markterhebung Sonnenenergie 2019*. Swissolar.
https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Markterhebung/Marktumfrage_2019.pdf
- Hostettler, T., & Hekler, A. (2021). *Statistik Sonnenenergie Referenzjahr 2020*. Bundesamt für Energie, Bern.
<https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/10539>
- Hostettler, T., & Hekler, A. (2022). *Statistik Sonnenenergie Referenzjahr 2021*.
<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/teilstatistiken.html>
- PVGIS. (2020). *Photovoltaic geographical information system* [Software].
https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#PVP

Alpine PV-Versuchsanlage Davos-Totalp: Erkenntnisse aus 5 Jahren Betrieb

PVsys SA. (2020). *PVsys* (7.1.7) [Software]. PVsys SA. www.pvsys.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>

8. Anhang

8.1 Ertragsvergleich 60° bifazial und 70° bifazial

Vergleich 60° und 70° bifazial

Der Neigungswinkel der Segmente C und D wurde am 30. September 2020 um 10° verändert. Nachfolgend wird aufgezeigt, welche Auswirkung die leichte Veränderung des Neigungswinkels von 70° auf 60° auf den Stromertrag der Versuchsanlage hatte. Da saisonal keine wesentlichen Unterschiede durch die Anpassung des Neigungswinkels aufgetreten sind, wurden die Resultate für 60 und 70° geneigte Module im Kapitel 3.2 zusammengefasst und als 60-70° bifazial bezeichnet. Die monatlichen Ertragsverläufe von 60° und 70° geneigten Modulen sind hingegen unterschiedlich, sodass diese bei monatlichen Darstellungen nicht zusammengefasst wurden.

Die Anpassung führte bei saisonaler Betrachtung zu keiner wesentlichen Veränderung der Erträge, wie Abbildung 28 zeigt. Die elektrischen Erträge (kWh_{el}) veränderten sich nach Normierung mit der horizontalen Globalstrahlung (kWh_{Glob}) durch die Veränderung des Neigungswinkels um 10° lediglich minimal. So wurden mit bifazialen Modulen und 70° Modulneigung im Winterhalbjahr lediglich 1.4 % höhere Erträge pro kWh Globalstrahlung in die Horizontale gemessen als mit bifazialen Modulen und 60° Modulneigung. Im Gegensatz dazu betrug der Ertragsvorteil von 60° geneigten bifazialen Modulen gegenüber 70° geneigten Modulen im Sommerhalbjahr 0.6 %.

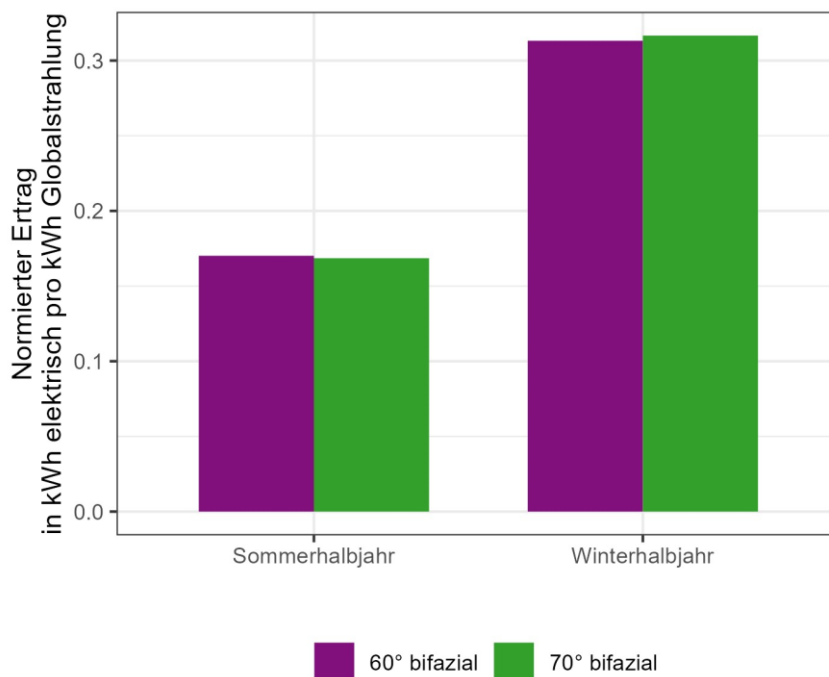


Abbildung 28: Normierter Ertragsvergleich zwischen 60° und 70° geneigten bifazialen Modulen. Für das Winter- und Sommerhalbjahr sind die mit der horizontalen Globalstrahlung normierten DC-Stromerträge als elektrischer Ertrag in kWh pro kWh Globalstrahlung gezeigt. Zeitraum: 1. Januar 2018 bis 30. September 2020 bei 70° Modulneigung; 1. Oktober 2020 bis 31. Dezember 2022 bei 60° Modulneigung.

Grössere Unterschiede wurden bei einem monatlichen Betrachtungsintervall gemessen (Abbildung 29). Dort zeigen sich insbesondere im Dezember und im Januar Ertragsvorteile von 70° geneigten bifazialen Modulen gegenüber 60° geneigten bifazialen Modulen, wogegen mit 60° Modulneigung während des restlichen Jahres leichte Mehrerträge entstanden.

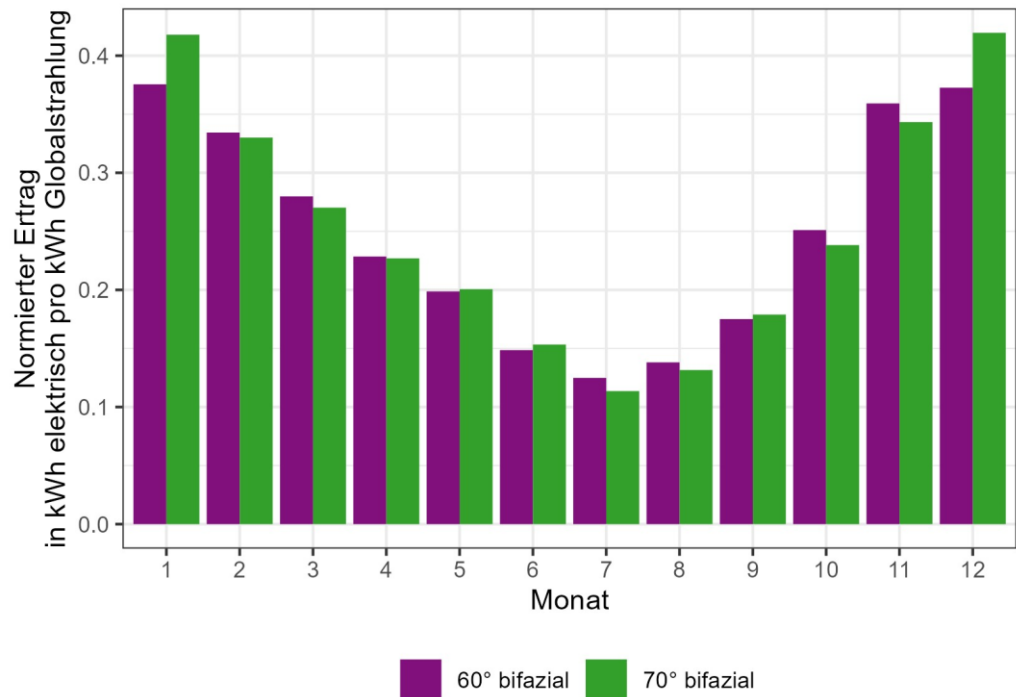


Abbildung 29: Normierter Ertragsvergleich zwischen 60° und 70° geneigten bifazialen Modulen. Für das Winter- und Sommerhalbjahr sind die mit der horizontalen Globalstrahlung normierten DC-Stromerträge als elektrischer Ertrag in kWh pro kWh Globalstrahlung gezeigt. Zeitraum: 1. Januar 2018 bis 31. September 2020 bei 70° Modulneigung; 1. Oktober 2020 bis 31. Dezember 2022 bei 60° Modulneigung.

Zwecks Übersichtlichkeit werden die Resultate von 60° und 70° geneigten bifazialen Modulen bei saisonalen und jährlichen Darstellungen kombiniert und als 60-70° bifazial bezeichnet. Bei monatlichen Darstellungen wird dagegen auf eine Kombination verzichtet, da die Ertragsprofile dafür zu unterschiedlich sind.

8.2 Ergänzende Grafiken

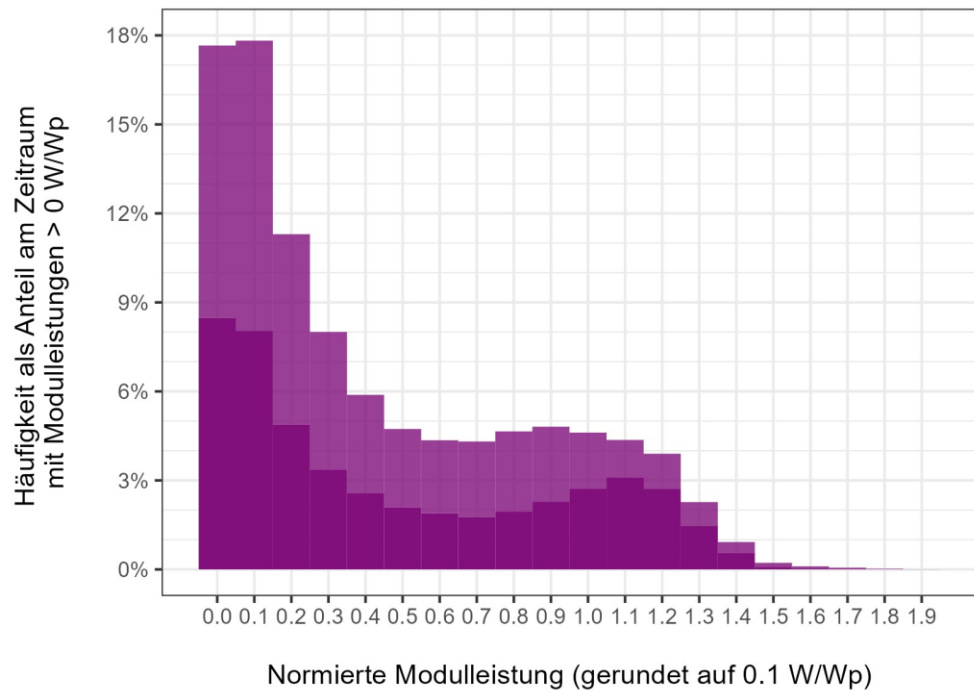


Abbildung 30: Häufigkeitsverteilung der normierten Modulleistungen für 60° geneigte bifaziale Module der Versuchsanlage Davos Totalp, gerundet auf 0.1 W/Wp. Der Beitrag des Winterhalbjahres ist dunkel eingefärbt, jener des Sommerhalbjahres hell. Messzeitraum: 1. Oktober 2020 bis 31. Dezember 2022. Der Bifazialfaktor der verwendeten Module wird auf 0.6 bis 0.7 geschätzt.

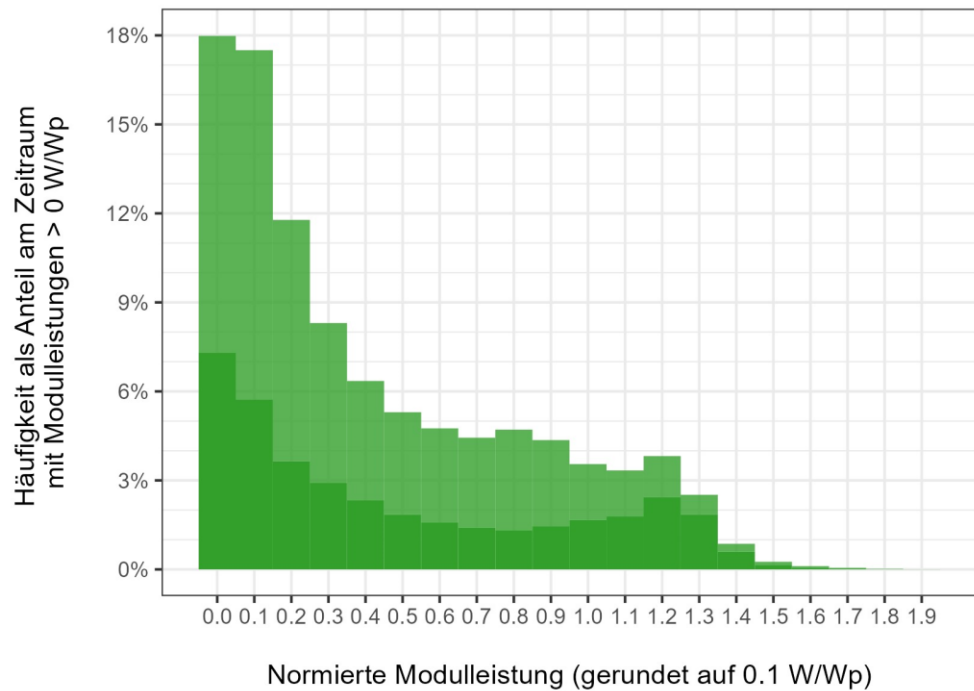


Abbildung 31: Häufigkeitsverteilung der normierten Modulleistungen für 70° geneigte bifaziale Module der Versuchsanlage Davos Totalp, gerundet auf 0.1 W/Wp. Der Beitrag des Winterhalbjahres ist dunkel eingefärbt, jener des Sommerhalbjahres hell. Messzeitraum: 1. Januar 2018 bis 30. September 2020. Der Bifazialfaktor der verwendeten Module wird auf 0.6 bis 0.7 geschätzt.

Alpine PV-Versuchsanlage Davos-Totalp: Erkenntnisse aus 5 Jahren Betrieb

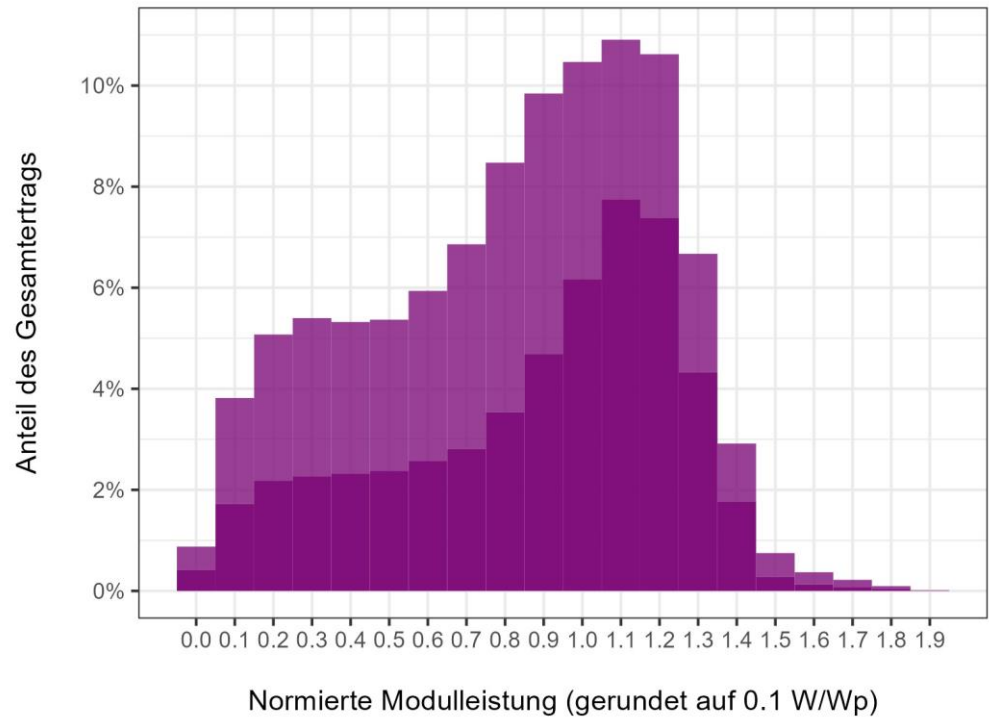


Abbildung 32: Anteil des Gesamtenergieertrags von normierten Modulleistungen für 60° geneigte bifaziale Module der Versuchsanlage Davos Totalp, gerundet auf 0.1 W/Wp. Der Beitrag des Winterhalbjahres ist dunkel eingefärbt, jener des Sommerhalbjahres hell. Messzeitraum: 1 Oktober 2020 bis 31. Dezember 2022. Der Bifazialfaktor der verwendeten Module wird auf 0.6 bis 0.7 geschätzt.

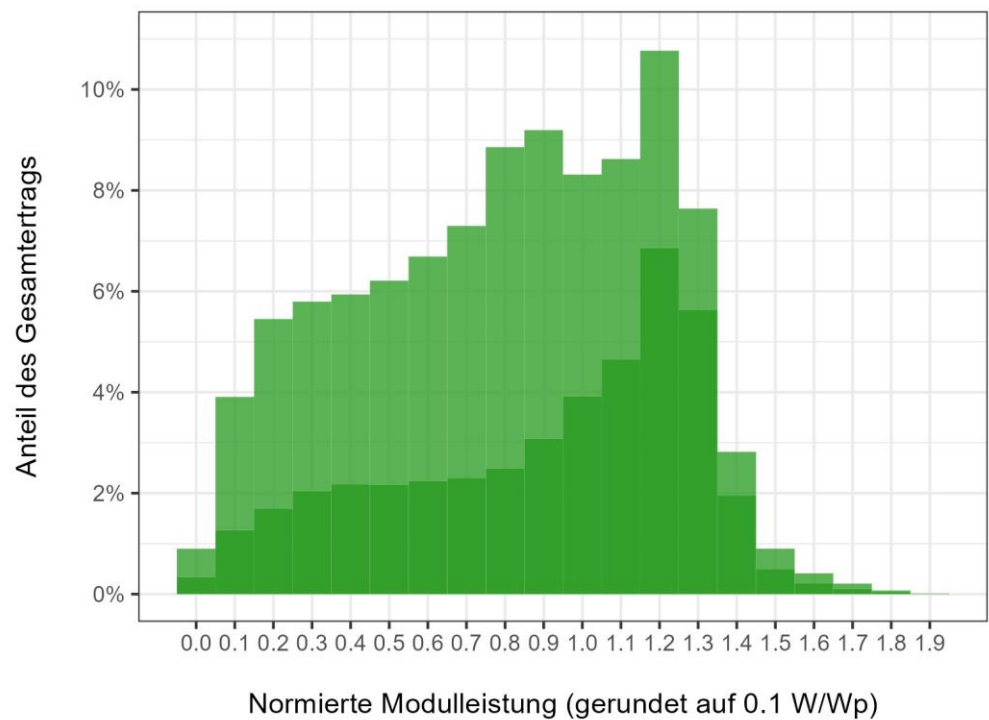


Abbildung 33: Anteil des Gesamtenergieertrags von normierten Modulleistungen für 70° geneigte bifaziale Module der Versuchsanlage Davos Totalp, gerundet auf 0.1 W/Wp. Der Beitrag des Winterhalbjahres ist dunkel eingefärbt, jener des Sommerhalbjahres hell. Messzeitraum: 1 Januar 2018 bis 30. September 2020. Der Bifazialfaktor der verwendeten Module wird auf 0.6 bis 0.7 geschätzt.

8.3 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



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



Produktübersicht

Monokristallin

Polykristallin

	270	275	280	250	255	260
Max. Leistung Pmpp [Wp]						
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



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

8.4 Resultate der Flasher-Tests

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

Abbildung 34: Resultate der Flasher-Tests: Nennleistung (P_{MPP}) für jedes Modul. Dient als Grundlage zur Normierung der Leistungs- und Energiewerte pro Module und Anlagensegment.