
Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp Messergebnisse Sommerhalbjahr 2019



<i>Datum</i>	18.12.2019, überarbeitete Version vom 20.05.2020
<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>Kontakt</i>	Sven Strebel, sven.strebel@zhaw.ch
<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. (2019). Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp Messergebnisse Sommerhalbjahr 2019 [Messbericht]. ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen.

1. Zusammenfassung

- Versuchsanlage* Die ZHAW betreibt zusammen mit den EKZ eine Photovoltaik-Versuchsanlage auf der Totalp in Davos. Diese befindet sich auf 2'500 m.ü.M. und wurde im Jahr 2017 in Betrieb genommen. Die Anlage ist nach Süden ausgerichtet und verfügt über sechs Anlagen-segmente, für welche beliebige Neigungswinkel gewählt werden können. Sie sind momentan zwischen 30° und 90° geneigt. Die Segmente wurden so ausgelegt, dass ein direkter Vergleich von monofazialen und bifazialen Modulen mit jeweils gleichen Anstellwinkeln möglich ist.
- Versuchszeitraum und Saison-erträge* Dieser Bericht beschreibt die Resultate der Messdaten für das Sommerhalbjahr 2019 (Anfang April bis Ende September). Die Auswertungen zeigen abhängig vom Anstellwinkel und der Modultechnologie (mono- und bifazial) erhebliche Ertragsunterschiede von bis zu 35 % (70° bifazial gegenüber 90° monofazial). Die höchsten DC-Saisonerträge mit 1067 kWh/kWp konnten im Segment D mit 70° Neigung und bifazialen Modulen gemessen werden. Demnach produzierte dieses Segment alleine im Sommerhalbjahr mehr Energie als eine durchschnittliche Mittelland-Anlage in einem gesamten Jahr. Das ertragsschwächste Segment mit 691 kWh/kWp auf der DC-Seite war das Segment F mit senkrecht angestellten, monofazialen Modulen. Im vertikal aufgeständerten, bifazialen Segment E wurden lediglich 4 % geringere Energieerträge generiert, als im Segment A mit 30° Neigungswinkel.
- Leistungsverläufe* Die Leistungsverläufe eines ausgewählten Tages pro Monat ohne Bewölkung zeigen, dass die flach aufgeständerten Segmente A und B (30° monofazial) vor allem im Spätsommer und Frühherbst zu hohen Erträgen führten, während die höchsten Leistungen im Frühling und Frühsommer bei bifazialen Modulen (insbesondere 70° Neigungswinkel) gemessen werden konnten.
- Bifaziale Module* Im untersuchten Zeitraum führten die bifazialen Module im Vergleich zu den monofazialen Modulen mit derselben Neigung zu erheblichen Mehrerträgen von 28 % (70° Neigung) respektive 36 % (90° Neigung). Diese hohen Mehrerträge sind insbesondere auf die Schneebedeckung bis Anfang Juli und direkte Einstrahlung auf die Modulrückseite während der längsten Tage zurückzuführen. Ausserdem standen, bedingt durch den hohen Sonnenstand, die hohen Rückseitenenerträge im Sommer vergleichsweise geringen Vorderseitenenerträgen gegenüber, wodurch der relative Mehrertrag durch bifaziale Module anstieg.
- Alpin gegenüber Mittelland* Ein Vergleich der AC-Erträge mit einer Photovoltaik-Anlage am Standort Wädenswil im schweizerischen Mittelland zeigt, dass besonders im Frühling und Frühsommer markant höhere Erträge in den Alpen entstanden (bis zu 137 % monatlicher Mehrertrag). Im Juli und August zeigten die steil aufgeständerten, monofazialen Modulsegmente geringfügig niedrigere Erträge als die Vergleichsanlage in Wädenswil. Bereits im September produzierten alle Segmente der alpinen Anlage wieder mehr elektrische Energie als

die Anlage im Mittelland. Das über das gesamte Sommerhalbjahr ertragsschwächste Segment F (90° monofazial) erzeugte geringfügig höhere Erträge als die Vergleichsanlage im Mittelland. Dies ist insbesondere deshalb positiv, da der Ertrag durch den hohen Neigungswinkel im Winterhalbjahr gesteigert wird. Damit gehen üblicherweise niedrige Erträge im Sommerhalbjahr einher. Trotzdem bestand gegenüber der Vergleichsanlage in Wädenswil kein Nachteil durch die optimierte Winterstromproduktion im Sommer.

2. Messaufbau

<i>Standort & Aufbau</i>	Die Versuchsanlage Totalp wurde im Skigebiet Davos-Parsenn auf 2500 m ü. M. gebaut. Die Modulwand ist nach Süden ausgerichtet (0°) und besteht aus 6 Segmenten (A-F in Abbildung 1), die alle einzeln in ihrem Anstellwinkel verstellt werden können. Die Unterkonstruktion im Segment D und E wurde für die Installation von bifazialen PV Modulen angepasst. Alle übrigen Segmente sind für die Installation von monofazialen PV Modulen konzipiert.
<i>Konfiguration der Anlagensegmente</i>	Seit Oktober 2018 sind die Segmente gemäss der Tabelle 1 konfiguriert. Über den beschriebenen Zeitraum wurden keine Veränderungen am Versuchsaufbau vorgenommen. 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. Die Datenblätter der Photovoltaikmodule sind im Anhang 9.3 aufgeführt.
<i>Betrieb und Messdaten</i>	Alle Photovoltaikmodule werden mittels eines Leistungsoptimierers am optimalen Betriebspunkt (MPP) betrieben und DC-seitig durch ein Energiemeter in einem Messcontainer neben der Anlage ausgemessen. Die Modultemperatur wird durch auf der Modulrückseite aufgeklebte Temperatursensoren erfasst. Im Falle von bifazialen Modulen befindet sich der Temperatursensor am Modulrand der Rückseite, um Verschattung zu vermeiden. In jeder Modulneigung sowie in der horizontalen Ebene wird die Einstrahlung mittels einem Pyranometer nach Secondary Standard (Horizontal, Segment D Vorderseite/Rückseite, Segment E Vorderseite/Rückseite) oder einem Silizium Pyranometer (Segment A, B, C und F) gemessen. Im Weiteren ist auf dem Messmast (Abbildung 1, links oben) eine Klimastation und ein Niederschlagssensor und auf dem Messcontainer ein Tracker mit Pyranometer und Pyrheliometer installiert. Alle Messwerte werden im 10-Sekunden-Intervall als Momentanwert lokal abgespeichert und in einen Cloudspeicher übertragen. Alle erfassten Messgrössen können dem Anhang 9.2 entnommen werden. Eine detaillierte Dokumentation des Messaufbaus sowie alle Datenblätter der Sensoren können dem Dokument «Solar-Testanlage Davos Totalp - Dokumentation des Messaufbaus» entnommen werden (Koch & Strebel, 2018).



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

Abbildung 1: Übersicht über den Messaufbau. Oben: Versuchsanlage Totalp mit den Anlagensegmenten und deren Neigungswinkel. Im Sommerhalbjahr 2019 war das Segment B auf einen Neigungswinkel von 30° eingestellt. Alle Module sind Richtung Süden (0°) ausgerichtet. Unten: Übersicht über Eigenschaften der Module in den verschiedenen Segmenten.

Tabelle 1: Konfiguration der Segmente für den gesamten Zeitraum zwischen dem 1. April 2019 und 31. September 2019. Das Segment B wurde am 15. Oktober 2018 auf 30° umgestellt.

Segment	A	B	C	D	E	F
Neigung	30°	30°	70°	70°	90°	90°
Technologie	monofazial	monofazial	monofazial	bifazial	bifazial	monofazial
Ausrichtung	Hochf.	Hochf.	Querf.	Querf.	Querf.	Querf.
Gerahmt	Ja	Nein	Ja	Nein	Nein	Nein
Modulbez.	PVP-GE280M mR	PVP-GE280M oR	PVP-GE280M mR	PVP-GE285M oR	PVP-GE285M oR	PVP-GE280M oR
Leistung ¹⁾	280 W	280 W	280 W	285 W	285 W	280 W
¹⁾ Leistung beim MPP @ STC. Bei den bifazialen Modulen nur unter Berücksichtigung der Frontseite						

3. Methodik

Die vorliegende Auswertung berücksichtigt das Sommerhalbjahr 2019 zwischen dem 01. April 2019 und dem 31. September 2019. Nachfolgend wird beschrieben, wie die Modul- und Segmentleistungen normiert wurden und welche Ertragsdaten dem Vergleich der Alpenstrom-Anlage mit einer typischen Mittelland-Anlage zugrunde liegen.

3.1 Leistungsdaten einzelner Tage

Intervall 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 Grafik negativ beeinflussen.

Korrektur Leistungswiderstände Als Folge der Distanz zwischen Modulwand und Messcontainer von rund 40 Meter und den unterschiedlichen Leitungslängen treten zwischen den PV-Modulen und den Energiemetern im Messcontainer unterschiedliche Verlustleistungen der DC-Leitungen auf. Der Vergleich der Modulleistungen erforderte deswegen eine Korrektur der Leitungsverluste, wobei die Verlustleistung der Leitung zur am Energiemeter gemessenen Modulleistung addiert wurde (vgl. Kapitel 3.2). Die korrigierte Leistung entspricht somit der Leistung, die direkt am Modul vorliegt.

Normierung der Modulleistung Die Leistungsdaten wurden zudem auf die Modulleistung normiert (in W/Wp) um die unterschiedlichen Nennleistungen zu berücksichtigen. Dabei wurden die exakten Nennleistungen aus Flasher-Tests verwendet, nicht die in Tabelle 1 aufgeführten Produkt-Nennleistungen gemäss Datenblatt.

Eine Korrektur der Leistung aufgrund unterschiedlicher Modultemperaturen in den Segmenten wurde bewusst nicht vorgenommen. Diese Temperaturunterschiede sind ein wesentlicher Teil der ertragsrelevanten Einflüsse und sollten deshalb nicht ausgeblendet werden.

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

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

Durch die verwendeten Energiemeter, die autonom als «fortlaufende Zähler» agieren, können die Ertragsdaten bei Ausfällen auch zwischen zwei aufgezeichneten Datensätzen berechnet werden. Dadurch können Datenlücken in den Ertragsdaten gering gehalten werden.

Leitungsverluste

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

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

$$P_V = R_L * I^2$$

Weil die Daten zum Modulstrom I nicht lückenlos vorliegen (ca. 95 % der Zeit), handelt es sich dabei nicht um den exakten Leitungsverlust, sondern um eine Annäherung.

- Der Leitungswiderstand R_L basiert auf vor Ort durchgeführten Messungen für jede einzelne DC-Leitung zwischen Modul und Energiemeter und kann dem Dokument «Solar Testanlage Davos Totalp - Dokumentation des Messaufbaus» entnommen werden (Koch & Strebel, 2018).
- Da die Leitungsverluste ca. 10 – 15 % der Jahresenergie ausmachten und während 95 % der Zeit Daten verfügbar sind, beträgt die Abweichung lediglich ca. 1 %. Damit wird der berechnete Modulertrag etwa ein Prozent zu gering angegeben und ist daher auf der konservativen Seite.

Vergleich Mittel-land

Die vor Ort gemessenen Erträge wurden mit denjenigen einer Anlage im Mittelland verglichen. Bei dieser Vergleichsanlage handelt es sich um eine Aufdach-Anlage auf dem TUWAG-Areal in 8820 Wädenswil. Diese besteht aus drei Anlagensegmenten mit leicht unterschiedlichen Anstellwinkeln und Ausrichtungen. Einige Eckdaten sowie der normierte AC-Jahresertrag im selben Zeitraum sind in Tabelle 2 ersichtlich. Dabei gilt es zu beachten, dass der durchschnittliche Jahresertrag von PV-Anlagen in der Schweiz geringfügig höher lag. Gemäss SWISSSOLAR entsprach der Durchschnitt in den Jahren 2017 und 2018 zwischen 970 und 980 kWh/kWp (Hostettler, 2018 & Hostettler, 2019). Die Abweichung zwischen der Vergleichsanlage TUWAG und den schweizerischen Durchschnitt beträgt lediglich 2 - 3 % (944 kWh/kWp gegenüber 970 bis 980 kWh/kWp).

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

- Anhand der Energiemeter wurden die gesamten DC-Energieerträge der Anlage ermittelt. Dies erfolgte durch die Summierung der Erträge sämtlicher Module anhand der Energiemeter.
- Analog dazu wurde die vom Wechselrichter ins Netz eingespeiste Energie über das SolarLog-Portal ermittelt.
- Den DC-Erträgen von 4812 kWh standen AC-Erträge in Höhe von 4599 kWh gegenüber.
- Dies entspricht im Jahresmittel einem Wechselrichterwirkungsgrad von 95.6 %. Dieser Wert weicht leicht vom europäisch gewichteten Wirkungsgrad von 96.7 % (SolarEdge Technologies, 2019) ab.
- Der korrigierte DC-Ertrag (Energiemeter plus Verlustenergie der DC-Leitungen) der Modulsegmente wird zur Abschätzung der AC-Erträge mit dem mittleren Wechselrichterwirkungsgrad von 95.6 % multipliziert.
- Dieser mittlere Wechselrichterwirkungsgrad wurde auf alle Auswertungen in Bezug auf AC-Energie angewendet.

Sämtliche bilanzierten Jahreserträge (pro Jahr und Monat) sind der Vergleichbarkeit halber auf die Einheit kWh/kWp normiert. Als Grundlage für die Normierung der Alpenstrom-Erträge wurden die effektiven Nennleistungen gemäss Flasher-Tests verwendet.

Tabelle 2: Eckdaten der 83 kWp-Photovoltaikanlage auf dem TUWAG-Areal in Wädenswil mit dem normierten Ertrag für den Zeitraum April 2019 – September 2019. Diese Anlage steht stellvertretend für eine typische PV-Anlage im Mittelland, mit der die Ertragsdaten der Alpenstrom-Anlage verglichen werden.

#	Nennleistung [kW]	Ausrichtung	Neigungswinkel [°]	Normierter AC Ertrag der Zeitperiode [kWh/kWp]
1	7	Süd-Ost	30°	662
2	33.75	Süd-Ost	30°	675
3	42.97	Süd-West	20°	605
∅				638

4. Ergebnisse

In den Ergebnissen werden Messresultate des Sommerhalbjahres aufgezeigt. In einem ersten Schritt wird der Leistungsverlauf der Photovoltaikmodule anhand von ausgewählten, weitestgehend wolkenlosen Tagen mit den unterschiedlichen Anstellwinkeln und Modultechnologien aufgezeigt. Darauf folgend wird mit den Energiedaten auf den Ertrag der einzelnen Segmente (Gleichstromseite) eingegangen. Anschliessend werden die Erträge der Alpenstrom-Anlage mit einer Anlage in Wädenswil verglichen, welche für eine typische Anlage im schweizerischen Mittelland steht. Ausserdem wird aufgezeigt, welcher Mehrertrag im Sommerhalbjahr durch bifaziale Module gemessen werden konnte.

4.1 Leistungsdaten einzelner Tage

In diesem Kapitel werden die mittleren DC-Leistungsdaten der Anlagensegmente im Tagesverlauf aufgezeigt. Dabei handelte es sich jeweils um weitgehend wolkenfreie Tage in jedem Monat des Betrachtungszeitraumes (Sommerhalbjahr 2019, April bis September).

Leistungsverlauf im April

Abbildung 2 zeigt den mittleren Leistungsverlauf der Anlagensegmente an einem nahezu wolkenlosen Tag im April. Deutlich zu erkennen ist eine sehr hohe Normleistung mit bis zu 1.5 W/Wp im Segment D, welches 70° geneigt und mit bifazialen Modulen belegt ist. Die zweithöchsten Leistungen erzielte das vertikal geneigte bifaziale Modulsegment E. Die monofazialen Modulsegmente zeigten leichte Unterschiede, wobei die Leistung bei 70° Neigung (Segment C) am höchsten und bei 90° Neigung (Segment F) am tiefsten lag.

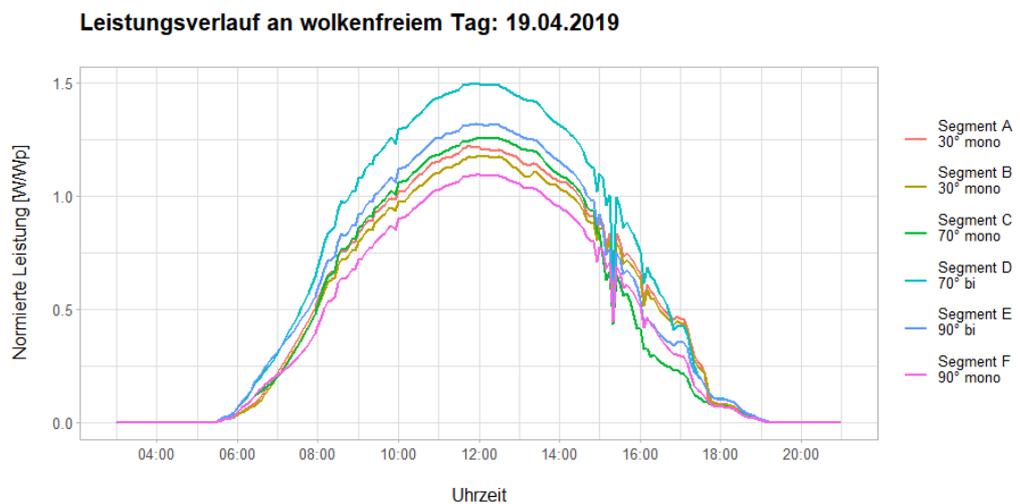


Abbildung 2: DC-Leistungsverlauf der Anlagensegmente an einem nahezu wolkenfreien Tag im April (19.04.2019).

*Leistungsverlauf
im Mai*

Abbildung 3 zeigt den Leistungsverlauf der Segmente für einen wolkenfreien Tag im Mai. Während die höchsten Leistungen nach wie vor mit 70° Modulneigung und bifazialen Modulen im Segment D erreicht wurden, zeigten die Segmente A (30° monofazial) und E (90° bifazial) hier einen sehr ähnlichen Leistungsverlauf, wobei der Vorteil des Segments E vor allem in der höheren Leistung am frühen Morgen bestand. Das Segment F mit monofazialen, 90° aufgeständerten Modulen zeigte wesentlich geringere Leistungen, welche auf den hohen Sonnenstand zurückzuführen sind. Die Abweichungen betragen 15 bis 35 Prozent.

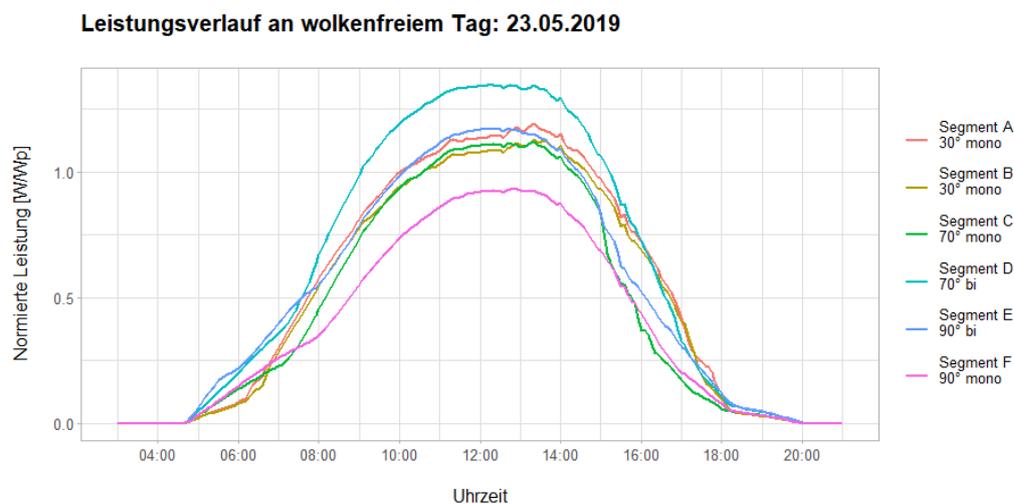


Abbildung 3: DC-Leistungsverlauf der Anlagensegmente an einem nahezu wolkenfreien Tag im Mai (23.05.2019).

*Leistungsverlauf
im Juni*

Der mit dem höheren Sonnenhöchststand einhergehende Trend, welcher im Sommer höhere Erträge bei flachen Neigungswinkeln zeigt, setzte sich im Juni fort (Abbildung 4). Die 30° geneigten Segmente A und B zeigten in diesem Monat beinahe dieselbe Leistung wie das ertragsstärkste Segment D mit bifazialen Modulen und 70° Neigungswinkel. Der hohe Ertrag des Segments D, trotz des weniger geeigneten Einstrahlwinkels aufgrund des hohen Neigungswinkels, ist auf die Schneebedeckung der Umgebung zurückzuführen (Anderegg, Strebler, & Rohrer, 2019) Aus diesem Grund zeigte auch das Segment E (bifazial 90°), gegenüber dem Segment F (monofazial 90°) an diesem Tag im Juni eine Mehrleistung von 35 bis 40 %. Auch im Juni ist ausserdem deutlich zu erkennen, dass die bifazialen Segmente am frühen Morgen gegenüber den monofazialen Vergleichssegmenten eine wesentlich höhere Leistung zeigten.

Leistungsverlauf an wolkenfreiem Tag: 26.06.2019

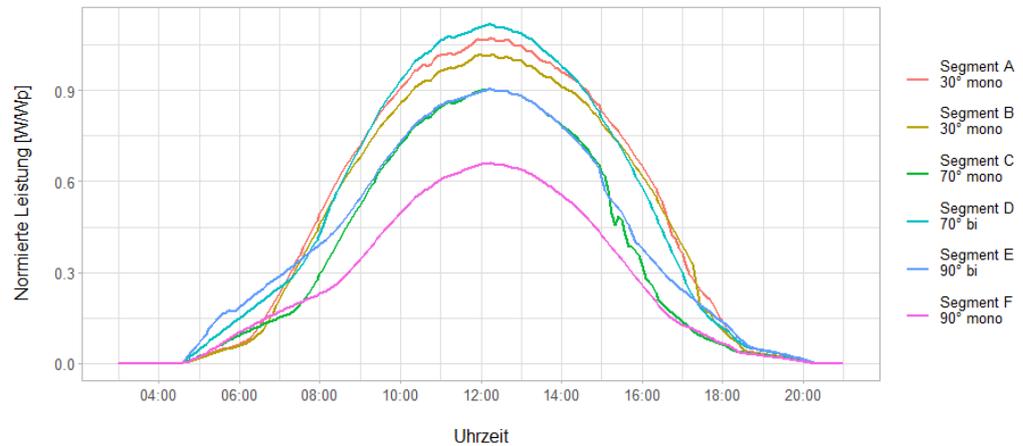


Abbildung 4: DC-Leistungsverlauf der Anlagensegmente an einem nahezu wolkenfreien Tag im Juni (26.06.2019).

Leistungsverlauf im Juli

Mit dem Schmelzen der Schneedecke Ende Juni bis Anfang Juli zeigte sich am Beispieltag im Juli ein höherer Ertrag für die Segmente mit flachem Anstellwinkel als für jene mit hohem Neigungswinkel. Die bifazialen Mehrerträge nahmen gegenüber Juni ab. Im Segment F mit 90° Anstellwinkel lagen die Erträge bis zu 50 % unter jenen der Segmente A und B mit 30° Anstellwinkel.

Leistungsverlauf an wolkenfreiem Tag: 23.07.2019

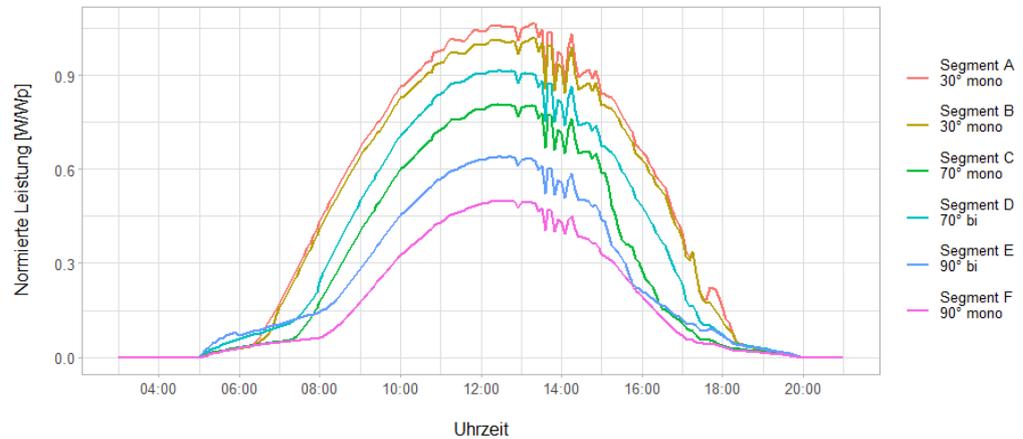


Abbildung 5: Leistungsverlauf der Anlagensegmente an einem nahezu wolkenfreien Tag im Juli (23.07.2019).

Leistungsverlauf im August

Ein ähnliches Bild zeigte sich gemäss Abbildung 6 im August, wobei die Mehrerträge durch bifaziale Module noch geringer waren. Der plötzliche Leistungsabfall um 15 Uhr im Segment C ist auf Verschattung zurückzuführen. Diese kommt durch das Segment B zustande, welches das Segment C am Nachmittag verschattet (Abbildung 7). Dieses Problem könnte nur durch grössere Abstände zwischen den Modulsegmenten behoben werden und ist aufgrund des Anlagendesigns aktuell nicht lösbar. Damit kann aber aufgezeigt werden, dass das Segment C (70° monofazial) in den

Ertragsauswertungen konservativ angegeben wird und potenziell zu geringfügig höheren Erträgen führen könnte.

Leistungsverlauf an wolkenfreiem Tag: 18.08.2019

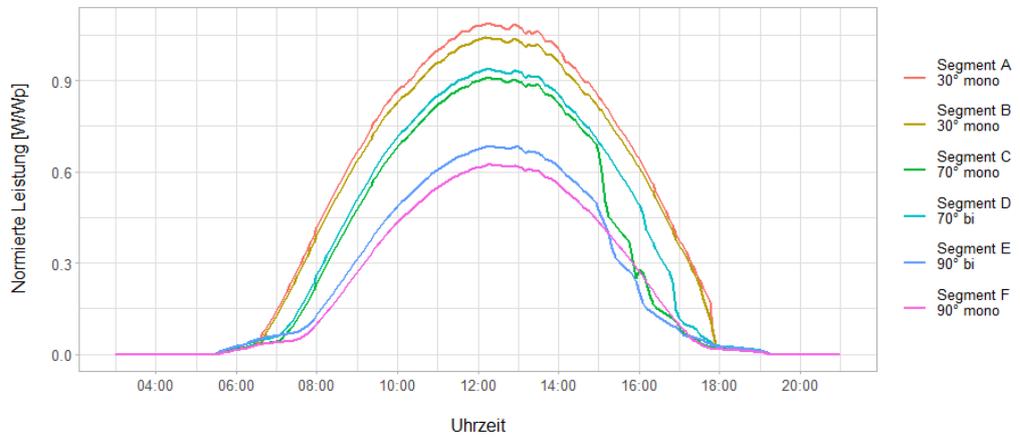


Abbildung 6: Leistungsverlauf der Anlagensegmente an einem nahezu wolkenfreien Tag im August (18.08.2019).



Abbildung 7: Verschattung des Segments C (links im Bild) am späten Nachmittag durch das Segment B.

Leistungsverlauf im September

Gemäss Abbildung 8 lagen die Leistungen der Anlagensegmente im September abgesehen von den vertikal aufgeständerten Segmenten E und F sehr nahe beieinander. Zu diesem Zeitpunkt mit mittlerer Elevation (nahe der Tagundnachtgleiche) besteht aktuell kein optimal geneigtes Anlagensegment. Die Mehrerträge durch bifaziale Module waren bei diesem Einstrahlwinkel und schneefreier Umgebung weiterhin gering (einstelliger Prozentbereich).

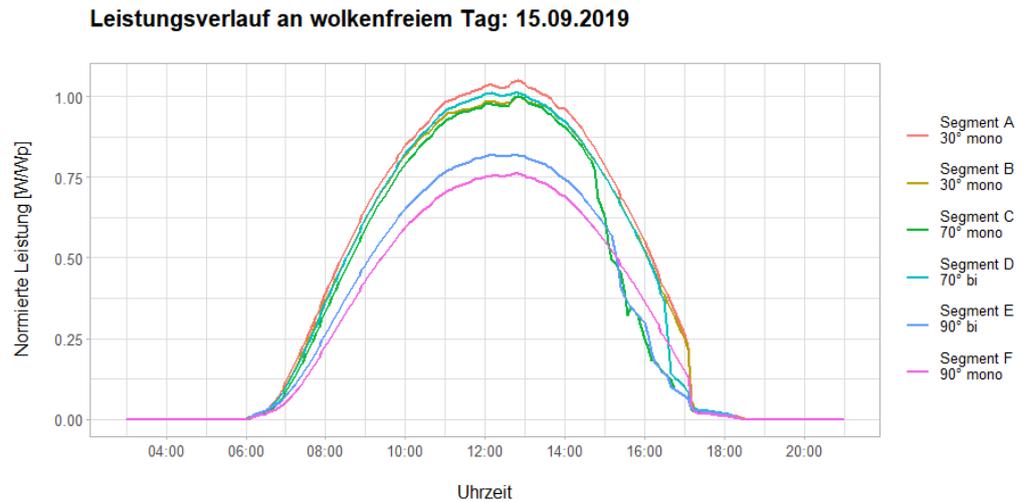


Abbildung 8: Leistungsverlauf der Anlagensegmente an einem nahezu wolkenfreien Tag im September (15.09.2019).

Zusammenfassung Leistungsverläufe

Aus den Leistungsverläufen kann entnommen werden, dass die Schneebedeckung (Webcam-Bilder im Anhang 9.4) die Leistung der Segmente auch im Sommerhalbjahr wesentlich beeinflussen kann. Die flach aufgeständerten monofazialen Modulsegmente führten vor allem im Spätsommer und Herbst zu hohen Leistungen, während die steiler aufgeständerten Segmente im Frühling und Frühsommer höhere Leistungen aufwiesen. Über das Sommerhalbjahr zeigte das Segment F mit vertikaler Aufständigung und monofazialen Modulen durchgehend die geringsten Leistungen.

Die Segmente A und B (beide 30° monofazial) zeigen wegen derselben Aufständigung sehr ähnliche Leistungsverläufe. Im Segment B wurden jedoch konstant geringere Erträge gemessen. Es wird vermutet, dass diese Diskrepanz auf das dickere Frontglas bei rahmenlosen Modulen im Segment B zurückzuführen ist. Eine detaillierte Auswertung wurde im Dokument «Messergebnisse Juni 2018 bis Mai 2019 Versuchsanlage Totalp» vorgestellt (Anderegg et al., 2019)

4.2 Ertragsdaten im Zeitraum April bis September 2019

In den folgenden Unterkapiteln werden die DC-Erträge der Segmente verglichen und die Verteilung über die Monate aufgezeigt. Ertragsabweichungen gegenüber dem Segment A (30° monofazial, mit Rahmen) werden quantifiziert, sowie die Mehrerträge durch den Einsatz von bifazialen Modulen ausgewiesen.

4.2.1 Energieertrag (DC-seitig)

Absolute Erträge

Während des Sommerhalbjahres 2019 konnten normierte Erträge von 691 kWh/kWp (Segment F, 90° monofazial) bis 1067 kWh/kWp (Segment D, 70° bifazial) gemessen werden. Bei den monofazialen Modulsegmenten nahmen die Erträge mit höherem Neigungswinkel ab. Die Ertragsverluste durch den höheren Neigungswinkel konnten durch den Einsatz von bifazialen Modulen teilweise kompensiert werden.

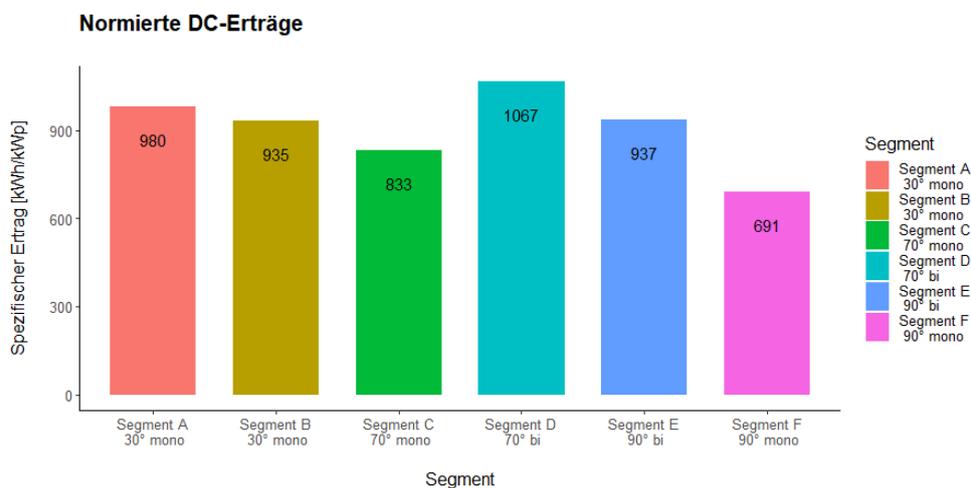


Abbildung 9: Normierte DC-Erträge pro Segment während dem Untersuchungszeitraum (Sommerhalbjahr 2019).

Abweichung gegenüber 30° monofazial

Die relativen Abweichungen der normierten Segmenterträge gegenüber dem Segment A im Sommerhalbjahr 2019 können der Abbildung 10 entnommen werden. Einen höheren Ertrag lieferte lediglich das Segment D (70° bifazial) mit einer Abweichung von 9 %. Auffallend ist, dass im Segment E mit bifazialen Modulen und vertikaler Aufständigung nahezu derselbe Ertrag gemessen werden konnte wie im Segment A (- 4 %).

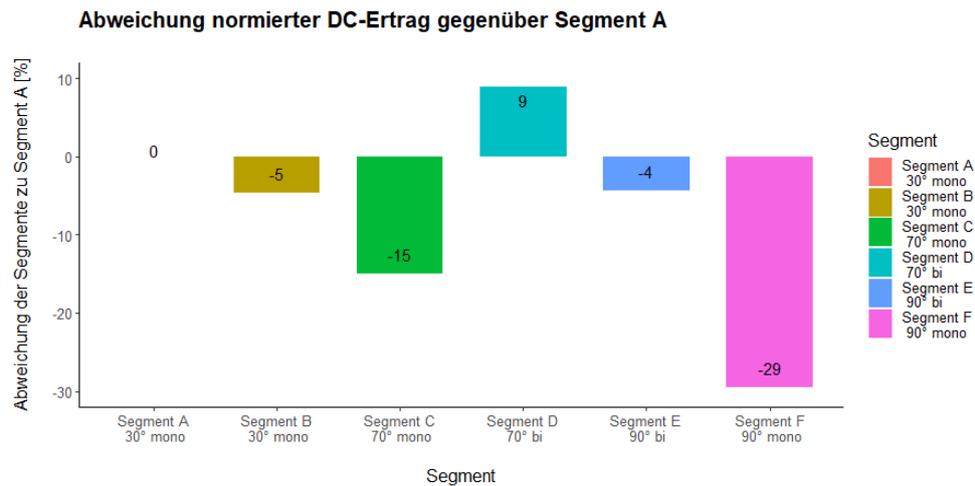


Abbildung 10: Abweichung der normierten DC-Erträge gegenüber dem Segment A in Prozent.

Monatlicher Verlauf

Abbildung 11 zeigt den Ertragsverlauf der einzelnen Anlagensegmente auf Monatsbasis. Sie verdeutlicht wie die Leistungsverläufe der einzelnen Tage (Kapitel 4.1), dass die Mehrerträge durch bifaziale Module im Frühling und Frühsommer wesentlich höher waren als während dem restlichen Sommerhalbjahr. Das Segment F mit vertikalen, monofazialen Modulen verzeichnete in jedem Monat die geringsten Erträge. Die höchsten Erträge wurden in den bifazialen Segmenten und den Segmenten mit flachem Anstellwinkel gemessen. Die Ertragsunterschiede der einzelnen Module innerhalb der Segmente waren im niedrigen einstelligen Prozentbereich, wobei die Abweichungen bei bifazialen Modulen grundsätzlich grösser waren als jene der monofazialen Module (vgl. Anhang 9.1).

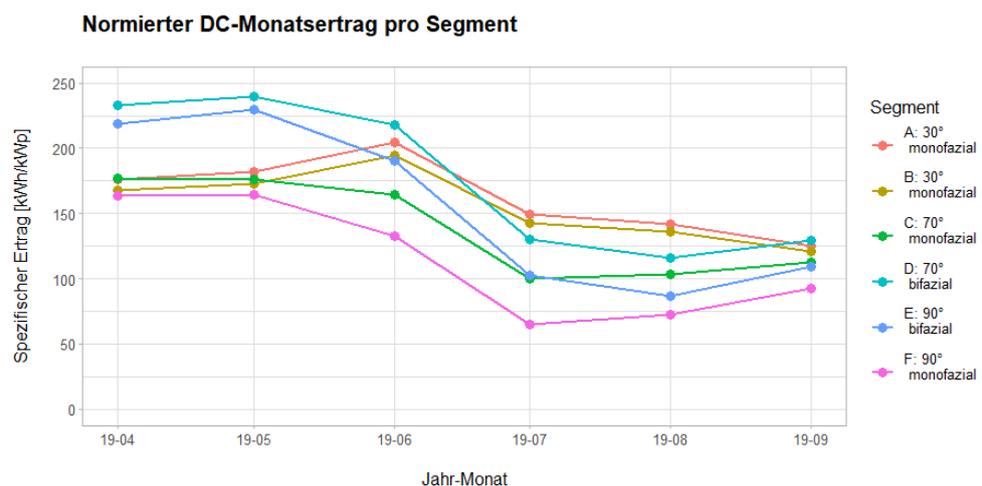


Abbildung 11: Normierter DC-Monatsenertrag der DC-Leitungen pro Anlagensegment.

Bifazialer Mehrertrag im Sommerhalbjahr

Während des betrachteten Sommerhalbjahres betragen die Mehrerträge durch den Einsatz von bifazialen Modulen im Mittel 28 % bei 70° und 36 % bei 90° Neigungswinkel

(Abbildung 12). Der Mehrertrag bei 70° Modulneigung wird tendenziell geringfügig unterschätzt, da es im Sommer gegen Abend zu einer Verschattung des monofazialen Vergleichssegments kommt (vgl. Abbildung 3 bis Abbildung 8).

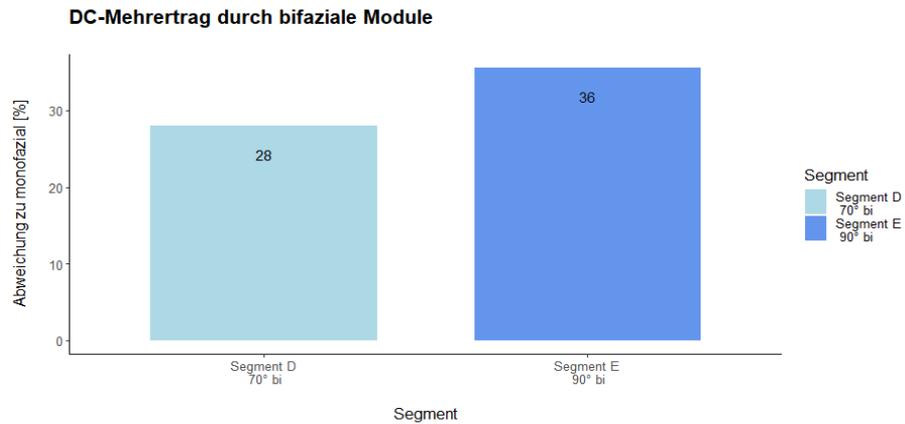


Abbildung 12: Normierter DC-Mehrertrag durch bifaziale Module während des Sommerhalbjahres (Mittelwert).

Bifazialer Mehrertrag pro Monat

Die Mehrerträge der bifazialen Modulsegmente schwanken im Jahresverlauf stark, was bereits bei einer zeitlichen Auflösung auf Monate in Abbildung 13 aufgezeigt werden kann. Zu einem enormen Mehrertrag von 58 % kam es im Segment E (90° bifazial) im Juli. Dieser hohe Wert kann durch den geringen Ertrag der Vorderseite (ungünstiger Einstrahlwinkel) und Restschnee anfangs Juli erklärt werden. Dieser kann direkte Einstrahlung bei hohem Sonnenstand aufgrund der Hanglage hinter der Anlage auf die Anlagenrückseite reflektieren. Ausserdem kam es im Juni und Juli zu direkter Einstrahlung auf die Modulrückseite, wodurch die Erträge insbesondere am frühen Morgen und zusätzlich am Abend zunahm. Die Auswirkung der direkten Einstrahlung auf die Rückseite ist in Abbildung 14 visualisiert. Diese zeigt anhand der Segmente E (90° bifazial) und F (90° monofazial) deutlich, dass die Modulleistung am frühen Morgen durch die Einstrahlung auf die Modulrückseite beinahe verdoppelt werden konnte.

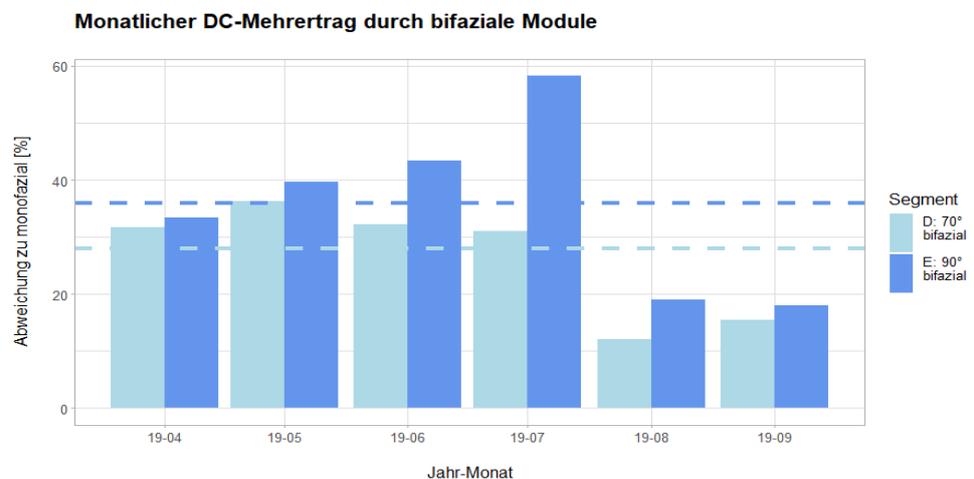


Abbildung 13: Mittlerer monatlicher DC-Mehrertrag bei bifazialen Modulen. Die Strichlinien zeigen die jeweiligen Mittelwerte des gesamten Untersuchungszeitraums.

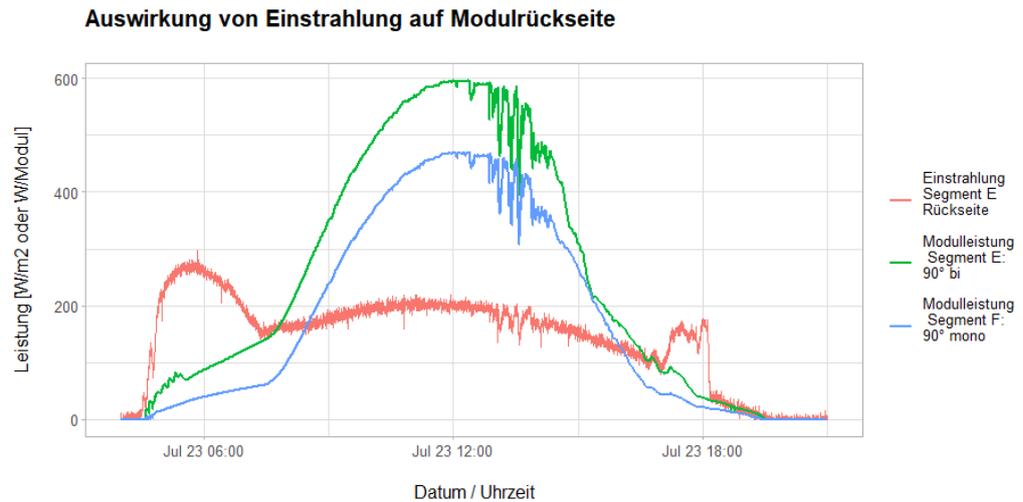


Abbildung 14: Auswirkung der direkten Einstrahlung auf die Modulrückseite und damit die Leistung von bifazialen Segmenten. Die Einstrahlung auf die Rückseite des Segments E (90° bifazial) führt vor allem am frühen Morgen zu einer wesentlich höheren Modulleistung als im Segment F (90° monofazial).

4.2.2 Vergleich Ertrag mit Anlage im Mittelland (AC-seitig)

Vergleich Sommerhalbjahr

Um die Ertragsdaten von Davos mit einer Anlage im Mittelland zu vergleichen, wurden die AC-Erträge berechnet und einer typischen Mittelland-Anlage gegenübergestellt. Wie Abbildung 15 zeigt, generierten alle Segmente in Davos höhere Erträge als die Vergleichsanlage in Wädenswil. Die höchsten Saison-Erträge entstanden im Segment D mit bifazialen Modulen und 70° Neigungswinkel, wobei der prozentuale Mehrertrag gegenüber Wädenswil hier 60 % betrug. Bei den monofazialen Modulen zeigte sich im Sommer generell eine Abnahme der Erträge mit ansteigendem Neigungswinkel.

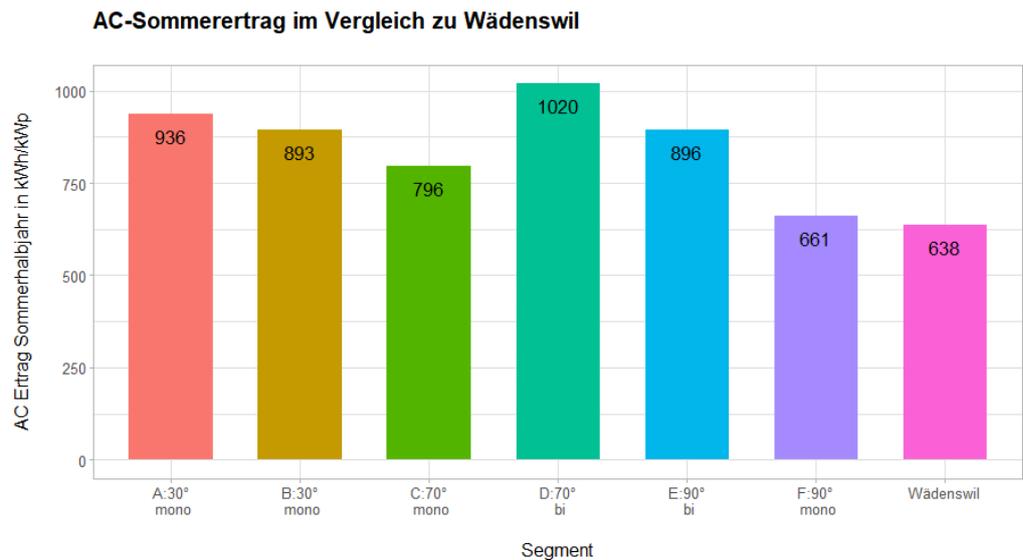


Abbildung 15: AC-Ertrag der Anlagensegmente im Sommerhalbjahr und der Anlage in Wädenswil (stellvertretend für typische Mittellandanlage).

Vergleich pro Monat absolut

Wie Abbildung 16 zeigt, wurden in den Segmenten A und B mit 30° geneigten, monofazialen Modulen durch das ganze Sommerhalbjahr höhere Erträge generiert als in Wädenswil. Im Segment C mit 70° geneigten, monofazialen Modulen wurde abgesehen von den Monaten Juli und August ebenfalls mehr elektrische Energie erzeugt als im Mittelland. Die bifazialen Module führten zu einer hohen Stromproduktion über das Sommerhalbjahr.

Im Segment D (70° bifazial) wurden alleine im April 223 kWh/kWp gemessen, was einem Viertel der Jahresproduktion einer durchschnittlichen Mittelland-Anlage entspricht. Im Monat Juli wurde dieselbe Menge an elektrischer Energie erzeugt wie in Wädenswil, ansonsten war eine teilweise markant höhere Stromproduktion im Segment D zu messen. Das vertikal aufgeständerte, bifaziale Segment E führte im Frühling und Frühsommer (April bis und mit Juni) zu wesentlich höheren Erträgen als die Anlage im Mittelland. Im Juli und August generierte die Anlage im Mittelland höhere Erträge, welche auf den hohen Sonnenstand und die fehlende Schneebedeckung der Umgebung bei der alpinen Anlage zurückzuführen sind.

Das monofaziale, vertikale Segment F zeigte eine geringere Energieproduktion in den Monaten Juli und August. Für die anderen Monate sind die Unterschiede gering oder das Segment F erzeugte mehr Energie.

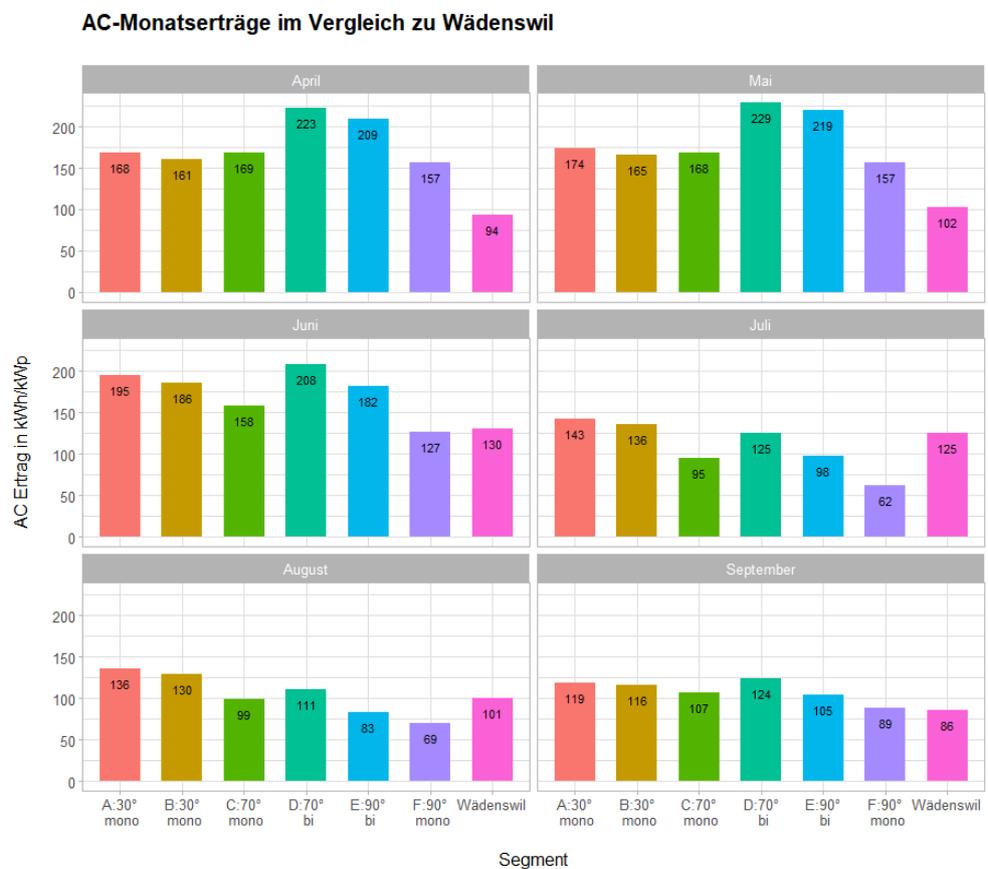


Abbildung 16: AC-Monatsenerträge Totalp im Vergleich zur PV-Anlage in Wädenswil (stellvertretend für Mittelland) in kWh/kWp.

Vergleich pro Monat relativ

Gemessen an den Monatserträgen kann auch hier verdeutlicht werden, dass die alpine Lage und die teilweise hohen Anstellwinkel der Anlagensegmente die Erträge im Frühjahr und Frühsommer sehr positiv beeinflussen, während im Spätsommer kein wesentlicher Vorteil gegenüber dem Mittelland besteht.

Abbildung 17 zeigt die relative Abweichung des AC-Monatsertrags der einzelnen Anlagensegmente im Vergleich zur Anlage in Wädenswil. Deutlich zu erkennen sind die besonders ertragsstarken Monate April und Mai. Auch im Juni und September entstanden bei der alpinen Anlage höhere Erträge (abgesehen vom Segment F mit 90° Aufständigung und monofazialen Modulen).

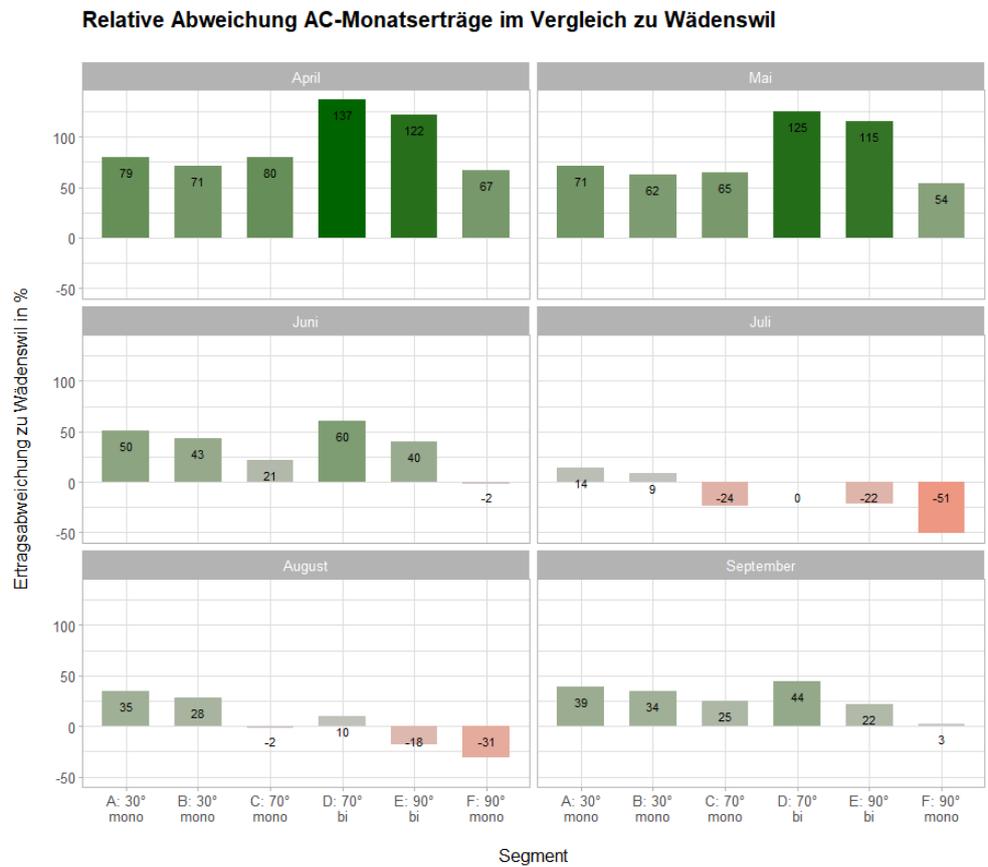


Abbildung 17: Relative Ertragsabweichung der Anlagensegmente Totalp gegenüber PV-Anlage in Wädenswil (stellvertretend für Anlage im Mittelland) in Prozent.

5. Interpretation der Ergebnisse

Die Ergebnisse entsprechen weitgehend den Erwartungen und decken sich mit den bisherigen Erfahrungen und Auswertungen.

- Sommerhalbjahr 2019* Im Sommerhalbjahr 2019 konnte die höchste DC-Energieproduktion bei 70° geneigten, bifazialen Modulen mit 1067 kWh/kWp gemessen werden. Dieser Ertrag lag höher als der durchschnittliche Jahresertrag 2018 von Photovoltaik-Anlagen im schweizerischen Mittelland mit 980 kWh/kWp (Hostettler, 2019). Die geringsten Erträge wurden im Segment F mit 90° Neigungswinkel und monofazialen Modulen gemessen und betragen 691 kWh/kWp.
- Monatserträge* Beim Vergleich der AC-Energieproduktion auf Monatsbasis zeigt sich, dass über das gesamte Sommerhalbjahr in jedem Segment der alpinen PV-Anlage höhere Erträge gemessen werden konnten als im Mittelland. Besonders ertragsstark zeigt sich die alpine PV-Anlage in den Monaten April bis Mai, wobei in diesem Zeitraum Mehrerträge von bis zu 137 % gegenüber der Vergleichsanlage im Mittelland gemessen werden konnten.
- Bisherige Auswertungen* Wie in den Auswertungen des Zeitraumes Juni 2018 bis Mai 2019 vorgestellt wurde, zeigte sich die alpine Anlage jedoch besonders im Winterhalbjahr ertragsstark (Andregg et al., 2019). Anhand des Sommerhalbjahres kann aufgezeigt werden, dass die alpine Anlage trotz der Optimierung auf maximalen Stromertrag im Winter auch im Sommerhalbjahr mit dem Ertrag von typischen Anlagen im Mittelland mithalten kann oder gar das Potenzial aufweist, diese zu übertreffen.
- Leistungsverläufe* Die Leistungsverläufe an wolkenfreien Tagen zeigen auf, dass steil aufgeständerte und bifaziale Module vor allem im Frühling und Frühsommer zu hohen Leistungen geführt haben. Im Spätsommer und Herbst zeigten dagegen die flach aufgeständerten, monofazialen Segmente die höchsten Leistungen. Diese Unterschiede sind hauptsächlich auf die Schneebedeckung der Umgebung zurückzuführen.

6. Ausblick

Momentan werden mit den Messdaten der Testanlage weitere studentische Arbeiten an der ZHAW durchgeführt. Dabei handelt es sich um Semester- und Bachelorarbeiten. In erster Linie geht es um die Eruierung von geeigneten Simulationsmodellen und -software zur Abschätzung des Ertragspotenzials im alpinen Raum. Dabei sollen die Ertragsgewinne durch bifaziale Module und die Albedo der Umgebung vermehrt eingezogen werden.

Weiter werden die Messdaten für das kommende Winterhalbjahr analog zu diesem Bericht ausgewertet, wobei im Winterhalbjahr ein zusätzlicher Fokus auf die Schneebedeckung der Module und der Umgebung gelegt wird.

7. Literatur

Anderegg, D., Strebel, S., & Rohrer, J. (2019, November 14). *Messergebnisse Juni 2018 bis Mai 2019 Versuchsanlage Totalp*. Forschungsgruppe Erneuerbare Energien, IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen, ZHAW, Wädenswil.

Hostettler, T. (2018, Juli). *Markterhebung Sonnenenergie 2017 Teilstatistik der Schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien*. Abgerufen von https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Markterhebung/Marktumfrage_2017.pdf

Hostettler, T. (2019, Juli). *Markterhebung Sonnenenergie 2018 Teilstatistik der Schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien*. Abgerufen von https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Markterhebung/Marktumfrage_2018.pdf

Koch, M., & Strebel, S. (2018, Juni). *Solar-Testanlage in Davos Dokumentation des Messaufbaus*. Forschungsgruppe Erneuerbare Energien, IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen, ZHAW, Wädenswil.

SolarEdge Technologies. (2019, April). *Dreiphasen-Wechselrichter SE3K - SE 10K*. Abgerufen von <https://www.solaredge.com/sites/default/files/se-three-phase-e-series-inverter-datasheet-de.pdf>

8. 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 Versuchsaalge Totalp

9. Anhang

9.1 Spezifische DC-Modulerträge pro Segment

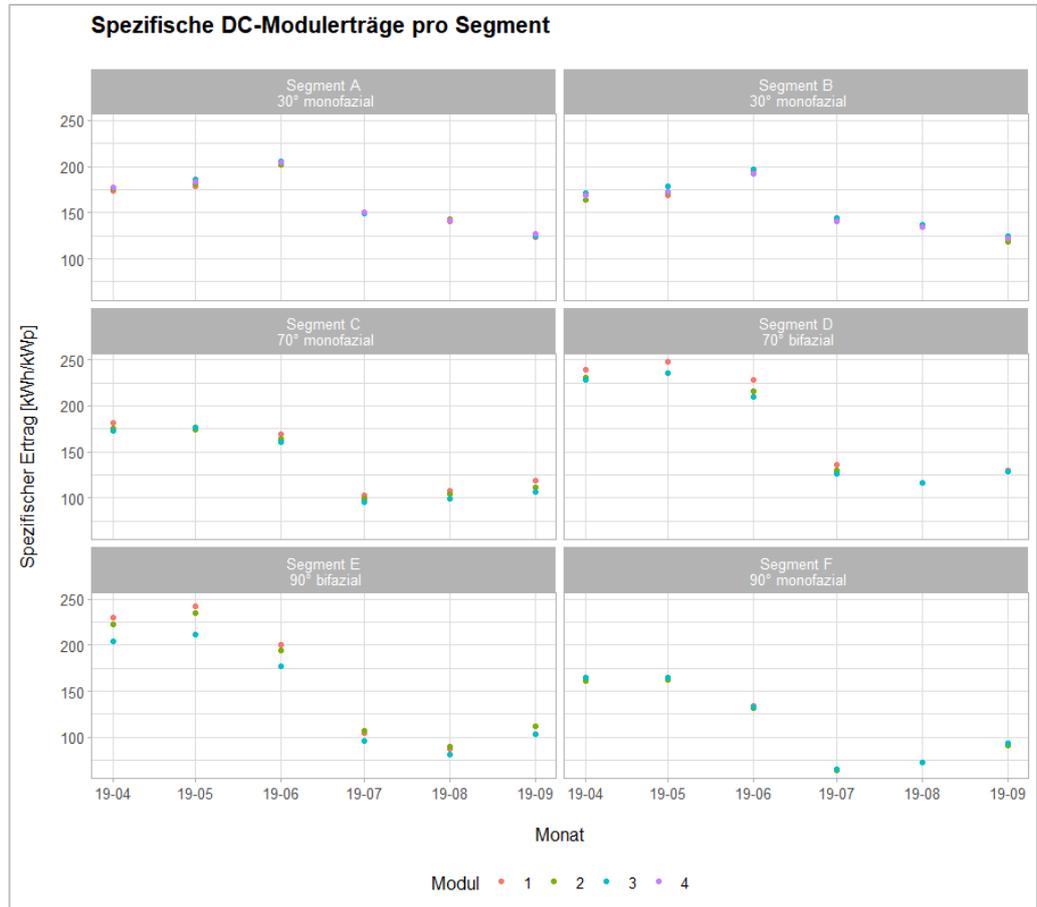


Abbildung 18: Normierte monatliche DC-Erträge pro Modul. Segment B: Abweichungen im Dezember sind auf Schneebedeckung der unteren Module zurückzuführen. Segment E: Besonders im Frühjahr und im Sommer treten innerhalb des Segments Ertragsunterschiede auf.

9.2 Erfasste Messgrößen

Tabelle mit allen erfassten Messgrößen der Versuchsanlage Totalp.

Tabelle 3: Erfasste Messwerte der Versuchsanlage Totalp

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

I D-3	I D-3	A	FEMTO D4-DC	D-3
I E-1	I E-1	A	FEMTO D4-DC	E-1
I E-2	I E-2	A	FEMTO D4-DC	E-2
I E-3	I E-3	A	FEMTO D4-DC	E-3
P A-1	P A-1	W	FEMTO D4-DC	A-1
P A-2	P A-2	W	FEMTO D4-DC	A-2
P A-3	P A-3	W	FEMTO D4-DC	A-3
P A-4	P A-4	W	FEMTO D4-DC	A-4
P B-1	P B-1	W	FEMTO D4-DC	B-1
P B-2	P B-2	W	FEMTO D4-DC	B-2
P B-3	P B-3	W	FEMTO D4-DC	B-3
P B-4	P B-4	W	FEMTO D4-DC	B-4
P C-1	P C-1	W	FEMTO D4-DC	C-1
P C-2	P C-2	W	FEMTO D4-DC	C-2
P C-3	P C-3	W	FEMTO D4-DC	C-3
P F-1	P F-1	W	FEMTO D4-DC	F-1
P F-2	P F-2	W	FEMTO D4-DC	F-2
P F-3	P F-3	W	FEMTO D4-DC	F-3
P D-1	P D-1	W	FEMTO D4-DC	D-1
P D-2	P D-2	W	FEMTO D4-DC	D-2
P D-3	P D-3	W	FEMTO D4-DC	D-3
P E-1	P E-1	W	FEMTO D4-DC	E-1
P E-2	P E-2	W	FEMTO D4-DC	E-2
P E-3	P E-3	W	FEMTO D4-DC	E-3
E A-1	E A-1	Wh	FEMTO D4-DC	A-1
E A-2	E A-2	Wh	FEMTO D4-DC	A-2
E A-3	E A-3	Wh	FEMTO D4-DC	A-3
E A-4	E A-4	Wh	FEMTO D4-DC	A-4
E B-1	E B-1	Wh	FEMTO D4-DC	B-1
E B-2	E B-2	Wh	FEMTO D4-DC	B-2
E B-3	E B-3	Wh	FEMTO D4-DC	B-3
E B-4	E B-4	Wh	FEMTO D4-DC	B-4
E C-1	E C-1	Wh	FEMTO D4-DC	C-1
E C-2	E C-2	Wh	FEMTO D4-DC	C-2
E C-3	E C-3	Wh	FEMTO D4-DC	C-3
E F-1	E F-1	Wh	FEMTO D4-DC	F-1
E F-2	E F-2	Wh	FEMTO D4-DC	F-2
E F-3	E F-3	Wh	FEMTO D4-DC	F-3
E D-1	E D-1	Wh	FEMTO D4-DC	D-1
E D-2	E D-2	Wh	FEMTO D4-DC	D-2
E D-3	E D-3	Wh	FEMTO D4-DC	D-3
E E-1	E E-1	Wh	FEMTO D4-DC	E-1
E E-2	E E-2	Wh	FEMTO D4-DC	E-2
E E-3	E E-3	Wh	FEMTO D4-DC	E-3

Messmasten SPN Global	Messmasten SPN Global	W/m ²	SPN1	Messmasten
Messmasten SPN Diffus	Messmasten SPN Diffus	W/m ²	SPN1	Messmasten
Messmasten CMP21 Global	Messmasten CMP21 Global	W/m ²	CMP21	Messmasten
Tracker CMP21 Global	Tracker CMP21 Global	W/m ²	CMP21	Tracker
D Front SMP10 Global*	D Front SMP10 Global*	W/m ²	SMP10	Rahmen Segment D
D Back SMP10 Global	D Back SMP10 Global	W/m ²	SMP10	Rahmen Segment D
E Front SMP10 Global	E Front SMP10 Global	W/m ²	SMP10	Rahmen Segment E
E Back SMP10 Global	E Back SMP10 Global	W/m ²	SMP10	Rahmen Segment E
Messmasten SPLite Global	Messmasten SPLite Global	W/m ²	SP Lite2	Messmasten
A Front SPLite Global	A Front SPLite Global	W/m ²	SP Lite2	Rahmen Segment A
B Front SPLite Global	B Front SPLite Global	W/m ²	SP Lite2	Rahmen Segment B
C Front SPLite Global	C Front SPLite Global	W/m ²	SP Lite2	Rahmen Segment C
F Front SPLite Global	F Front SPLite Global	W/m ²	SP Lite2	Rahmen Segment F
Tracker Pyrheliometer	Tracker Pyrheliometer	W/m ²	Pyrheliometer CHP 1	Tracker
Temp A-1	Temp A-1	°C	PT1000 M222 Kl. B	A-1
Temp A-4	Temp A-4	°C	PT1000 M222 Kl. B	A-4
Temp B-1	Temp B-1	°C	PT1000 M222 Kl. B	B-1
Temp B-4	Temp B-4	°C	PT1000 M222 Kl. B	B-4
Temp C-1	Temp C-1	°C	PT1000 M222 Kl. B	C-1
Temp C-3	Temp C-3	°C	PT1000 M222 Kl. B	C-3
Temp D-1	Temp D-1	°C	PT1000 M222 Kl. B	D-1
Temp D-2	Temp D-2	°C	PT1000 M222 Kl. B	D-2
Temp E-1	Temp E-1	°C	PT1000 M222 Kl. B	E-1
Temp E-2	Temp E-2	°C	PT1000 M222 Kl. B	E-2
T-Contain	T-Contain	°C	PT1000 M222 Kl. B	Container
Temp F-4	Temp F-4	°C	PT1000 M222 Kl. B	F-4
Temp D-3	Temp D-3	°C	PT1000 M222 Kl. B	D-3
Temp E-3	Temp E-3	°C	PT1000 M222 Kl. B	E-3
Temp A-3	Temp A-3	°C	PT1000 M222 Kl. B	A-3
Temp B-2	Temp B-2	°C	PT1000 M222 Kl. B	B-2
Lufttemperatur	Lufttemperatur	°C	CLIMA SENSOR US 4.9200.00.000	Messmasten
Relative Feuchte	Relative Feuchte	% rh	CLIMA SENSOR US 4.9200.00.000	Messmasten
Luftdruck	Luftdruck	hPA	CLIMA SENSOR US 4.9200.00.000	Messmasten
Windstärke	Windstärke	m/s	CLIMA SENSOR US 4.9200.00.000	Messmasten
Windrichtung	Windrichtung	°	CLIMA SENSOR US 4.9200.00.000	Messmasten
Niederschlagsintensität	Niederschlagsintensität	mm/h	CLIMA SENSOR US 4.9200.00.000	Messmasten

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

9.3 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

PVP-GExxxP/M mit/ohne Rahmen

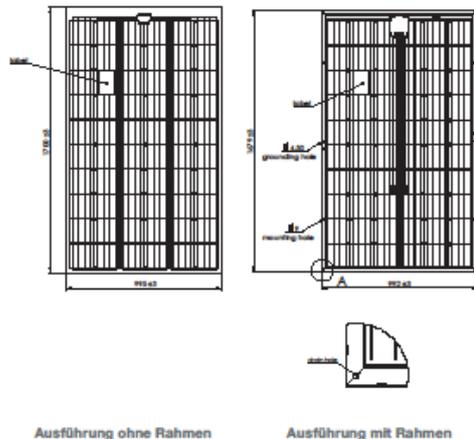


Elektrische Daten	Monokristallin						Polykristallin					
	STC*			800W/m² NOCT**			STC*			800W/m² NOCT**		
Max. Leistung P _{mp} [Wp]	270	275	280	196	199	203	250	255	260	184	188	192
Spannung bei P _{mp} [V]	31,58	32,02	32,31	28,30	28,70	28,96	31,87	31,96	32,28	29,02	29,11	29,40
Strom bei P _{mp} [A]	8,55	8,59	8,66	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 - Nennbetriebstemperatur (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
Isolierter Aluminiumrahmen	Hohlkammerprofil



Meßtoleranz ±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 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 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 - Nennbetriebscelltemperatur (NOCT)
 Geringe Wirkungsgradminderung bei Teillastverhalten: Es werden bei 200W/m² min. 95 % des STC (1000W/m²) Wirkungsgrad erreicht.



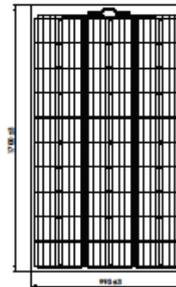
Thermische Kenngrößen/ Temperaturkoeffizienten

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

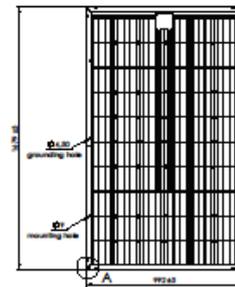
- ### Vorteile des 360° Glas-Moduls
- bis zu 360 Wp Gesamtleistung durch aktive Modulrückseite
 - Einsatz von PID-resistenten Modulkomponenten
 - LID-Effekt nahezu 0%
 - Einsatz v. 60 Hocheffizienz-Bifacial-Zellen
 - extrem hohe Langlebigkeit durch Verbundglas-technologie

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

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 Wles | tel. +43 (0)3466 43030-0 | fax +43 (0)3466 43030-9 | office@pvp.co.at | www.pvp.co.at

Stand: 01/16

9.4 Webcam Bilder Anlage und Umgebung

*Webcam-Bilder
Schneebede-
ckung der Um-
gebung*



