
Messergebnisse Juni 2018 bis Mai 2019

Versuchsanlage Totalp



<i>Datum</i>	14.11.2019, 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). Messergebnisse Juni 2018 bis Mai 2019 Versuchsanlage Totalp. Forschungsgruppe Erneuerbare Energien, IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen, ZHAW, Wädenswil.

1. Zusammenfassung

Die ZHAW betreibt 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 Anlagensegmente, für welche beliebige Neigungswinkel gewählt werden können. Sie sind momentan zwischen 30° und 90° geneigt. Die Segmente wurden so ausgelegt, dass ein direkter Vergleich von monofazialen und bifazialen Modulen mit jeweils gleichem Anstellwinkel möglich ist.

Über ein gesamtes Jahr zwischen Juni 2018 und Mai 2019 zeigen die Messergebnisse, dass die Anlage wesentlich mehr Energie erzeugen kann als übliche Anlagen im Mittelland. Die Erträge vor Ort sowie deren saisonale Verteilung unterschieden sich aufgrund der Anstellwinkel und der Modultechnologien (monofazial, bifazial, rahmenlos und mit Rahmen) teilweise drastisch. Die höchsten Energieerträge können für den Messzeitraum in den bifazialen Anlagensegmenten ausgemacht werden. Die Energieproduktion lag gleichstromseitig zwischen 1869 kWh/kWp (70° bifazial) und 1726 kWh/kWp (90° bifazial) für die ertragsstärksten Segmente und 1379 kWh/kWp (90° monofazial) beim ertragsschwächsten Segment. Im Vergleich zu einer typischen Mittellandanlage mit einem durchschnittlichen AC-Ertrag von 975 kWh/kWp konnte die Energieproduktion im besten Fall beinahe verdoppelt werden.

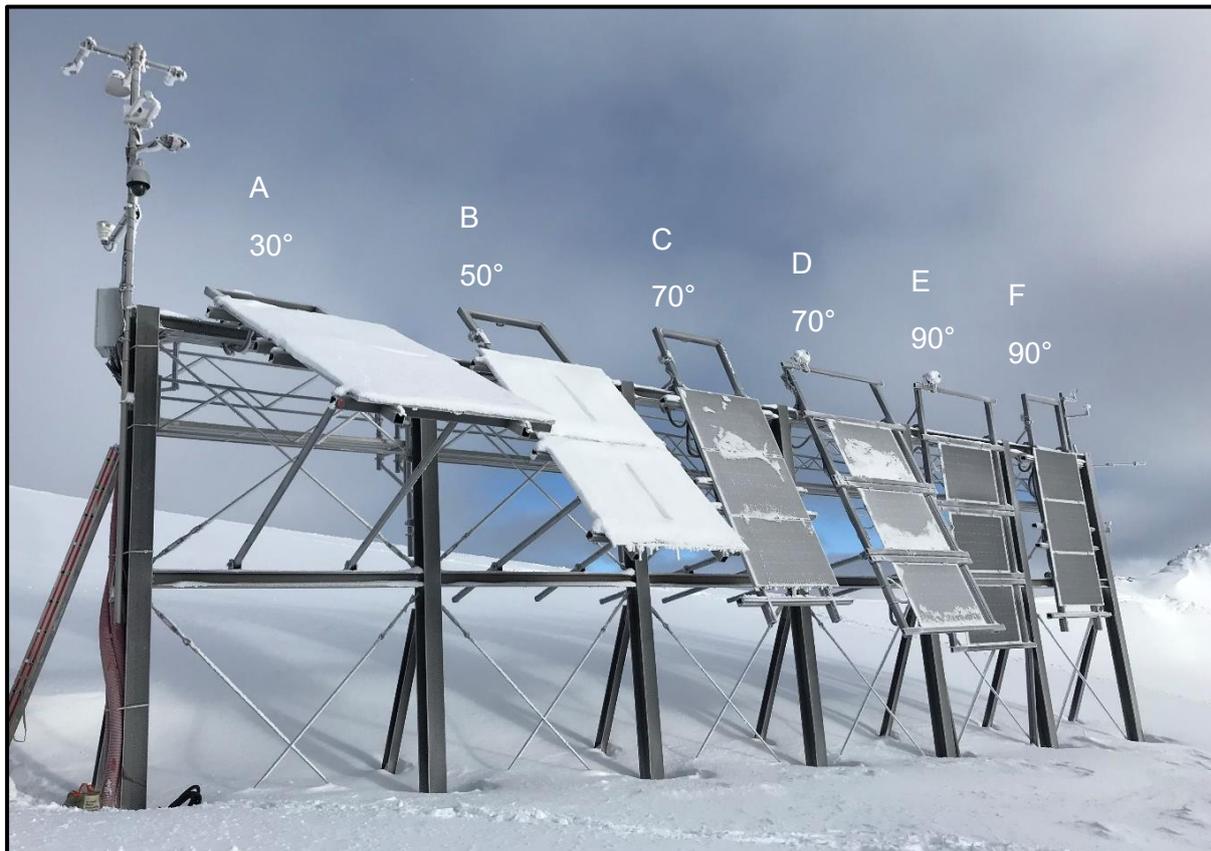
In Bezug auf die saisonale Verteilung zeigt sich der Anteil des Winterstroms an der Gesamtstromproduktion besonders vorteilhaft. Während der Anteil im Winterhalbjahr bei 30° Modulneigung und monofazialen Modulen im Messzeitraum bei 42 % liegt, können bei Modulneigungen ab 70° mehr als 50 % der Energie im Winterhalbjahr produziert werden. Der höchste Winterstromanteil besteht bei 90° geneigten monofazialen Modulen mit 56 %. Den höchsten absoluten Ertrag im Winterhalbjahr verzeichnen mit 937 kWh/kWp die bifazialen Module mit 70° Neigung, was beinahe der Ertragserwartung einer Mittellandanlage für das gesamte Jahr entspricht.

Durch eine Gegenüberstellung zweier Zeiträume mit identischer Sonnenbahn, wobei zu einem der Zeiträume eine Schneebedeckung der Umgebung herrschte und während dem anderen nicht, kann aufgezeigt werden, dass die Schneebedeckung während dieser Zeiträume zu Mehrererträgen von 3 bis 47 % führte. Die höchsten Mehrererträge können bei steil geneigten, bifazialen Modulen gemessen werden, sodass bei 90° Neigung und bifazialen Modulen ein Mehrerertrag von 47 % entsteht, respektive 32 % bei 70° mit bifazialen Modulen.

Zwei Segmente mit gleicher Modulneigung (30°), aber unterschiedlichem Modultyp, können während sieben Monaten miteinander verglichen werden. Die Modultypen unterscheiden sich lediglich in Bezug auf die Ausführung mit Rahmen oder als rahmenlose Glas-Glas-Varianten. Die Variante mit Glas-Glas-Ausführung führt zu geringeren Jahreserträgen. Ein Grund dafür ist das veränderte Abrutschverhalten von Schnee aufgrund von Lücken zwischen den Modulen. Des Weiteren lassen die Auswertungen vermuten, dass das dickere Frontglas der Glasverbundmodule die Reflexion der Solarstrahlung steigert, wobei dieser Effekt bei flachen Einstrahlungswinkeln und hohem Diffusstrahlungsanteil vermehrt auftritt.

Die Ertragsverluste durch Schneebedeckung betragen für den Messzeitraum zwischen 1.5 und 6.5 % des effektiv gemessenen Jahresertrags. Diese vergleichsweise geringen Verluste, trotz einem schneereichen Winter 2018/2019, kommen durch das Montagesystem und die steile Aufständigung der Module zustande. Durch die Montage der Module mehrere Meter über dem Boden kann der Schnee ungehindert abrutschen und ist zudem dem Wind ausgesetzt. Im Gegensatz zu Dach-Anlagen kann eine Ansammlung von Schnee im unteren Bereich der Modulsegmente umgangen werden.

2. Messaufbau



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 der aktuellen Aufständigung im Winter 2018. Unten: Übersicht über Eigenschaften der Module in den verschiedenen Segmenten. Alle Module sind Richtung Süden (0°) ausgerichtet.

Die Versuchsanlage Totalp wurde im Skigebiet Davos-Parsonn 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.

Seit dem Versuchsbeginn am 1. November 2017 sind die Segmente gemäss der Tabelle 1 konfiguriert. Mit Ausnahme der Anpassung des Anstellwinkels vom Segment B von 50° auf 30° wurden über den gesamten Zeitraum 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 7.6 aufgeführt.

Tabelle 1: Konfiguration der Segmente für den gesamten Zeitraum zwischen dem 1. November 2017 (Versuchsbeginn) und 31. Mai 2019. Das Segment B wurde am 15. Oktober 2018 auf 30° umgestellt.

Segment	A	B	C	D	E	F
Neigung	30°	50°/30° ¹⁾	70°	70°	90°	90°
Technologie	monofazial	monofazial	monofazial	bifazial	bifazial	monofazial
Ausrichtung	Hochformat	Hochformat	Querformat	Querformat	Querformat	Querformat
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 ²⁾	280 W	280 W	280 W	285 W	285 W	280 W

¹⁾ Umstellung am 15. Oktober 2018 von 50° auf 30°
²⁾ Leistung beim MPP @ STC. Bei den bifazialen Modulen nur unter Berücksichtigung der Frontseite

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. In jeder Modulneigung sowie in der horizontalen Ebene wird die Einststrahlung 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 könnten dem Anhang 7.5 entnommen werden. Eine detaillierte Dokumentation des Messaufbaus sowie alle Datenblätter können dem Dokument «Solar Testanlage Davos Totalp - Dokumentation des Messaufbaus» entnommen werden.

3. Methodik

Die vorliegende Auswertung berücksichtigt die Messdaten zwischen dem 01. Juni 2018 und dem 31. Mai 2019. Somit können die Daten eines gesamten Jahres ausgewertet werden. Da während dieser Periode der Anstellwinkel des monofazialen Segments B von 50° auf 30° verändert wurde, werden die Messdaten dieses Segments nur für die spezifischen Auswertungen «Ertragsverlust durch Schneebedeckung» im Kapitel 4.4 und «Minderertrag von Glas-Glas-Modulen gegenüber Modulen mit Backsheet» im Kapitel 4.6 verwendet. Dabei wird der Betrachtungszeitraum jeweils auf den 01.11.2018 bis zum 31.05.2019 eingegrenzt, während die Modulneigung des Segments B unverändert bei 30° lag und somit direkte Vergleiche zum Segment A (ebenfalls 30° monofazial) möglich sind.

3.1 Leistungsdaten einzelner Tage

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 beeinflussen.

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.

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

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 Mittel- landanlage

Aufgrund diverser kurzzeitiger Ausfälle der Datenaufzeichnung mussten gewisse Zeiträume für Auswertungen ausgeschlossen werden. Es werden 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 PV-Ertragsdaten gering gehalten werden.

Die Zählerdaten (Energie) einiger Energiemeter zeigen zu vereinzelt Zeiten (hauptsächlich nachts) eine unrealistisch grosse Differenz zwischen zwei Messintervallen. Dies lässt sich nur mit einem internen Fehler des Energiemeters erklären. Bei der Auswertung der Energieerträge wurden diese «sprungartigen Differenzen» berücksichtigt indem diese Differenzen durch den

Wert null ersetzt wurden. Damit werden sowohl sprunghafte Anstiege als auch sprunghafte Rückfälle von den Auswertungen ausgeschlossen. Dies führt zu einer geringfügigen Unterschätzung der Energieerträge. Da der verwendete Korrekturmechanismus nur vereinzelt (weniger als 0.1 % der Messpunkte) und hauptsächlich nachts eingreift, ist die Unterschätzung der Erträge als minim einzustufen.

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 Ertragssituation 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.
- 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.

Aufgrund eines defekten Wechselrichters der bifazialen Module sind für den Zeitraum zwischen dem 16. Oktober und dem 06. November keine Messdaten für die am Segment D (70° bifazial) und E (90° bifazial) installierten Module verfügbar. Der Betrieb und die Messdatenerfassung der monofazialen Module wurde dadurch jedoch nicht beeinträchtigt. Dies erschwert den Vergleich der Anlagensegmente auf Jahres-, Saison- und Monatsbasis. Der anzunehmende Ertrag der bifazialen Modulsegmente während des Ausfalls wurde wie folgt berechnet:

- Der Ertrag der bifazialen Module entspricht dem Ertrag der monofazialen, multipliziert mit dem zu erwartenden Mehrertrag aufgrund der Bifazialität.
- Der Mehrertrag von bifazialen Modulen schwankt im Jahresverlauf stark (vgl. Abbildung 37 und Abbildung 38 im Anhang 7.1), weshalb der anzunehmende Mehrertrag aus den Wochen vor und nach dem Ausfall abgeleitet wurde.
- Dieser entspricht näherungsweise dem mittleren Mehrertrag aus den zwei Wochen vor und nach dem Ausfall.
- Für das Segment D (70° bifazial) beträgt dieser berechnete Mehrertrag 10.85 % respektive 13.23 % für Segment E (90° bifazial).

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 SWISSO-LAR 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).

Tabelle 2: Eckdaten der 83 kWp-Photovoltaikanlage auf dem TUWAG-Areal in Wädenswil mit dem normierten Jahresertrag für den Zeitraum Juni 2018 – Mai 2019. Diese Anlage steht stellvertretend für eine PV-Anlage im Mittelland, mit der die Ertragsdaten der Alpenstrom-Anlage verglichen werden.

#	Nennleistung [kW]	Ausrichtung	Neigungswinkel [°]	Normierter AC Jahresertrag [kWh/kWp]
1	7	Süd-Ost	30°	991
2	33.75	Süd-Ost	30°	1021
3	42.97	Süd-West	20°	876
∅				944

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 ermittelt.
- Den DC-Erträgen von 8311 kWh stehen AC-Erträge in Höhe von 8037 kWh gegenüber.
- Dies entspricht im Jahresmittel einem Wechselrichterwirkungsgrad von 96.7 % und somit exakt dem im Datenblatt des Wechselrichters angegebenen europäisch gewichteten Wirkungsgrad (SolarEdge Technologies, 2019).
- Der korrigierte DC-Ertrag (Energiemeter plus Leitungsverlust) der Modulsegmente wird zur Abschätzung der AC-Erträge mit dem Wechselrichterwirkungsgrad von 96.7 % 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.

3.3 Mehrertrag durch schneebedeckte Umgebung

Der Berechnung des Mehrertrags durch die Albedo der Schneeoberfläche basiert auf dem Ertragsvergleich von zwei 30-tägigen Zeitperioden, die sich in Bezug auf die Schneebedeckung der Umgebung unterscheiden, aber die identischen Sonnenbahnen aufweisen. Die Sonnenbahn ist jeweils an zwei Tagen im Jahr identisch und zwar am Tag der Tagundnachtgleiche am 20. März und am 23. September (variiert über die Jahre um ca. einen Tag) sowie an allen anderen Tagen, die gleich weit von der Frühlings- respektive Herbsttagundnachtgleiche auseinanderliegen. So weist beispielsweise auch der 8. September und der 4. April die praktisch gleiche Sonnenbahn auf (Abbildung 2). Während die Umgebung im untersuchten Zeitraum am Standort Davos Totalp während dem Zeitraum im Herbst (8.9.2018 – 8.10.2018) nicht oder nur sehr kurzfristig mit Schnee bedeckt war, war die Umgebung in der Frühlingsperiode (5.3.2019 –

4.4.2019) durchgehend schneebedeckt. Webcambilder der Umgebung sind für die zwei erwähnten Zeitperioden im Anhang 7.4 angefügt.

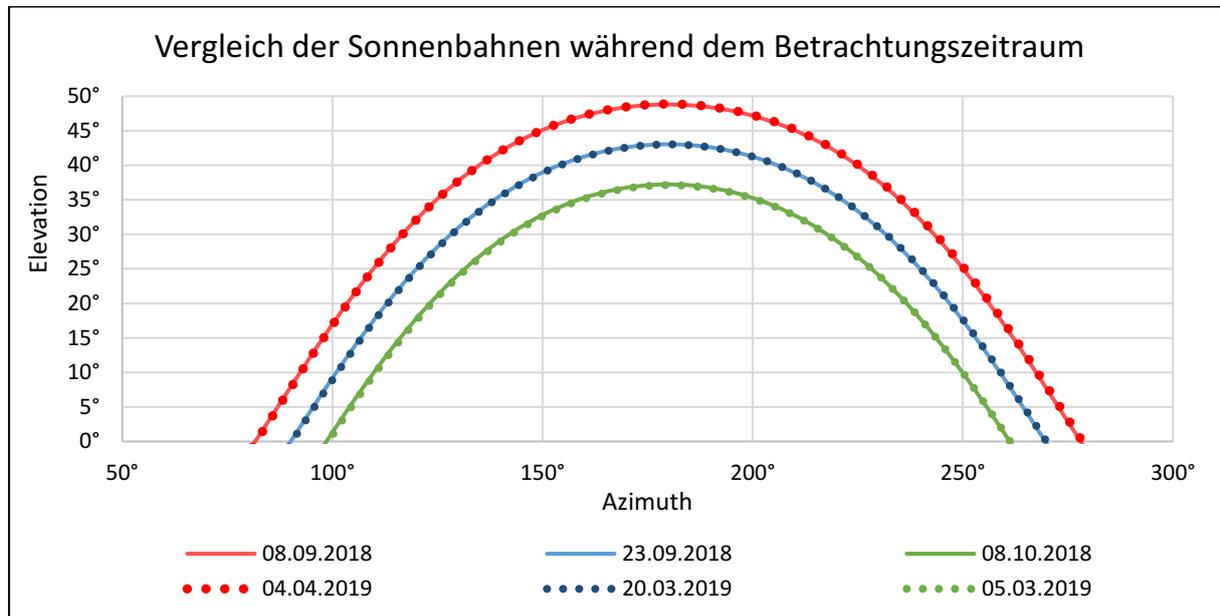


Abbildung 2: Vergleich der Sonnenbahnen während der Tagundnachtgleiche am 20. März und 23. September sowie 15 Tage davor und danach am Standort Davos.

Zur Ermittlung des Mehrertrages durch eine schneebedeckte Umgebung wurde wie folgt vorgegangen:

- Als Stichtage im Frühling und Herbst wurden die Tagnachtgleiche am 20.3.19 respektive am 23.9.18 definiert.
- Für den Vergleich wurden zwei 30-tägige Zeitperioden ausgewählt, die 15 Tage vor und nach den Stichtagen beinhalten.
- Um die unterschiedliche Globalstrahlung der beiden Zeitperioden zu berücksichtigen, wurde der Ertrag auf die horizontale Globalstrahlung normiert. Zu diesem Zweck wurden Messdaten der Wetterstation Weissfluhjoch von Meteoschweiz verwendet. Da dieser Messpunkt über der näheren Umgebung liegt, kann davon ausgegangen werden, dass die gemessene Globalstrahlung nicht wesentlich von der Rückstrahlung der Umgebung beeinflusst wird.
- Die Erträge wurden zusätzlich gemäss dem Temperaturkoeffizienten (T_K) von $-0.42 \text{ \%/}^\circ\text{C}$ für die monofazialen Module respektive $-0.4 \text{ \%/}^\circ\text{C}$ für die bifazialen Module auf eine Modultemperatur von 25°C normiert und damit der Einfluss der tieferen Temperaturen im Frühling auf den Mehrertrag korrigiert. Der dazu nötige Berechnungsschritt kann der folgenden Formel entnommen werden.

$$P_{normiert} = P_{ist} * (1 - (T_{Modul} - 25^\circ\text{C}) * T_K)$$

$P_{normiert}$ = Normierte Modulleistung [W]
 T_{Modul} = Modultemperatur [$^\circ\text{C}$]

P_{ist} = Gemessene Modulleistung [W]
 T_K = Temperaturkoeffizient [$\text{\%/}^\circ\text{C}$]

Berechnungsbeispiel mit $P_{ist} = 200 \text{ W}$, $T_{Modul} = 40^\circ\text{C}$, $T_K = 0.42 \text{ \%/}^\circ\text{C}$: Bei einer Modultemperatur von 25°C würde die Leistung (normiert) 212.6 W entsprechen:

$$P_{normiert} = 200 \text{ W} * (1 - (40 - 25^\circ\text{C}) * -0.0042 \text{ }^\circ\text{C}^{-1}) = 212.6 \text{ W}$$

3.4 Ertragsverlust durch schneebedeckte Module

Um die Ertragseinbußen aufgrund der Schneebedeckung von Modulen zu quantifizieren, wurden die gemessenen Modulleistungen der Soll-Leistung gegenübergestellt. Die Soll-Leistung kann aufgrund der Einstrahlung auf Modulebene, der Modultemperatur und der elektrischen Kennwerte der verwendeten PV-Module wie folgt berechnet werden:

$$P_{soll} = E_{Modul} * \eta_{Modul} * A_{Modul} * (1 + (T_{Modul} - 25 \text{ °C}) * T_K)$$

P_{soll} = Soll-Leistung [W]

E_{Modul} = Einstrahlung auf Modulebene [W/m²]

η_{Modul} = Modulwirkungsgrad [%]

A_{Modul} = Fläche des Moduls [m²]

T_{Modul} = Modultemperatur [°C]

T_K = Temperaturkoeffizient [%/°C]

Weicht die gemessene Leistung um mehr als 20 % von der Soll-Leistung ab, kann davon ausgegangen werden, dass eine Schneebedeckung vorliegt. Dieser Wert wurde gewählt, da bereits bei Schneebedeckung einer Zelle ein Leistungsabfall von 50 % zu erwarten ist (2 Bypass-Dioden pro Modul, siehe Datenblatt im Anhang 7.6). Die Schneebedeckung einer einzelnen Zelle wird demzufolge bereits als Verlust durch Schneebedeckung identifiziert. Geringe Abweichungen zwischen Soll- und Ist-Leistung kamen auch ohne Schneebedeckung vor, wurden aber durch die Wahl von 20 % als Schwellenwert nicht in diese Auswertung miteinbezogen.

3.5 Vergleich Module mit Rahmen gegenüber rahmenlos

Zwischen dem 01.11.2018 und dem 31.05.2019 waren die Segmente A und B auf einen Neigungswinkel von 30° eingestellt. Somit sind die Segmente direkt miteinander vergleichbar. Beide Segmente sind mit Modulen ausgerüstet, welche über dieselben elektrischen Kennwerte verfügen. Beim Segment A handelt es sich um Module mit Rahmen (2 mm Frontglasdicke), wogegen das Segment B mit rahmenlosen Modulen belegt ist (3 mm Frontglasdicke). Die Modulbezeichnung für die gerahmten wie auch rahmenlosen Module lautet PVP-GE280M. Das Datenblatt ist im Anhang 7.6 aufgeführt.

Es wurde beobachtet, dass die rahmenlosen Module aufgrund des 1 mm dickeren Frontglases geringfügig niedrigere Erträge erzielen. Die Verluste bei rahmenlosen Modulen könnten hypothetisch durch folgende Faktoren beeinflusst werden:

- Die Reflexion der Solarstrahlung am Solarglas ist bei dickem Frontglas höher, wenn ein flacher (ungünstiger) Einstrahlwinkel besteht.
- Die Reflexion der Solarstrahlung am Solarglas ist abhängig vom Anteil der Direkt- bzw. Diffusstrahlung an der Globalstrahlung.

Zur Überprüfung der oben genannten Thesen erfolgte in einem ersten Schritt eine Gruppierung der Energieerträge pro Tagesstunde, sodass Erträge, die über den gesamten Messzeitraum während derselben Tagesstunde anfielen, summiert wurden. Dazu wurden die auf die Einheit kWh/kWp normierten Erträge inklusive Korrektur der Leitungsverluste verwendet. Eine Korrektur der Modultemperatur fand nicht statt, da sich diese aufgrund der identischen Aufständigung nur marginal unterschied und die Messgenauigkeit Unterschiede in einem Bereich von weniger als 3 °C nicht zuverlässig auswerten lässt.

Beispielsweise Erträge aller Tage zwischen 05:00 Uhr und 06:00 Uhr wurden addiert und als Gruppe 05:00 Uhr ausgewiesen. Besteht ein Unterschied in den Tagesverteilungen, kann davon ausgegangen werden, dass der Einstrahlwinkel einen Einfluss auf die Ertragsabweichungen zwischen den betrachteten Segmenten hat. Die Ertragssummen pro Tagesstunde und

Segment werden als absolute Werte (in kWh/kWp) und relativ (Abweichung des Segments B (rahmenlos) zu Segment A (mit Rahmen) in Prozent) berechnet.

Dieses Vorgehen könnte zu einem systematischen Fehler führen, da sich die Sonnenbahn im Jahresverlauf stark verändert und somit zu derselben Tageszeit unterschiedliche Einstrahlwinkel vorliegen. Aus diesem Grund wurde in einem zweiten Schritt eine weitere Gruppierung der Energieerträge vorgenommen, wobei statt nach Tageszeiten nach Einstrahlwinkeln auf die Modulfläche gruppiert wurde. Die Bildung der Gruppen erfolgte nach den zwei Parametern Azimut und Elevation, wobei nur Zeiträume ohne Schneebedeckung (vgl. Kapitel 3.4) einbezogen wurden. Zur Bildung von Gruppen wurde für jeden Zeitpunkt ein Gütegrad der Einstrahlung bestimmt, welcher einen Wert von null bis eins annehmen kann. Sowohl Azimut als auch Elevation tragen mit Werten zwischen 0 und 1 zu diesem Gütegrad bei. Als Berechnungsgrundlage wurden folgende Funktionen verwendet:

- Azimut: Lineare Funktion zwischen 0 und 1, wobei 1 einer Abweichung von 0° zu Süden entspricht. Der Wert 0 entspricht einer Abweichung von $\pm 90^\circ$ zu Süden, da ab diesem Winkel keine Direktstrahlung mehr erwartet werden kann.
- Elevation: Lineare Funktion zwischen 0 und 1 wobei 1 einer Elevation von 60° entspricht. Dieser Winkel bedeutet eine horizontale Einstrahlung auf die 30° geneigte Modulfläche. Der Wert 0 entspricht einer Abweichung von $\pm 60^\circ$ zur optimalen Elevation von 60° .

Der Gütegrad entspricht dem Wert des Azimuts, multipliziert mit dem Wert der Elevation.

Die These bezüglich Direkt- und Diffusstrahlung wurde überprüft, indem für jeden Zeitpunkt der Anteil der Direkt- an der Globalstrahlung ermittelt wurde. Auch hier wurden ausschliesslich Zeiträume mit schneefreien Modulen verwendet (vgl. Kapitel 3.4). Die Energieerträge dieser Zeitpunkte wurden anhand des Anteils der Direkt- an der Globalstrahlung (auf ganze Prozent gerundet) gruppiert. Es wurden die relativen Abweichungen der Ertragssummen pro Gruppe des Segments B (rahmenlos) gegenüber dem Segment A (mit Rahmen) ermittelt. Damit konnte eruiert werden, ob rahmenlose Module anders auf Direkt- oder Diffusstrahlung reagieren als Module mit Rahmen.

4. Ergebnisse

Zunächst werden die Globalstrahlung und die Lufttemperatur vom untersuchten Zeitraum mit dem eines typischen Jahres verglichen. Dies lässt einen direkten Rückschluss zu, inwiefern die Ertragsdaten dem eines typischen Jahres entsprechen. Anschliessend wird der Leistungsverlauf der Photovoltaikmodule anhand von ausgewählten Tagen mit den unterschiedlichen Anstellwinkeln und Modultechnologien aufgezeigt.

Der Fokus der Auswertungen liegt jedoch primär auf den Energiedaten. Dabei werden Jahres-, Saison- und Monaterträge dargestellt und mit einer typischen Anlage im Mittelland verglichen. Zudem wird aufgezeigt, welche Mehrerträge die Albedo der Schneeoberfläche bewirken kann und welche Verluste durch schneebedeckte Module in Abhängigkeit des Anstellwinkels auftreten. Zuletzt wird auf die Ertragsunterschiede von gerahmten und rahmenlosen Modulen in Glas-Glas-Ausführung eingegangen, welche die gleichen elektrischen Eigenschaften und den gleichen Anstellwinkel aufweisen wie Module mit Rahmen.

4.1 Globalstrahlung und Lufttemperatur im untersuchten Zeitraum

Nachfolgend wird für den Standort Davos Weissfluhjoch und Wädenswil der gemessene Globalstrahlungsertrag in die Horizontale sowie die mittlere Tagestemperatur im untersuchten Zeitraum (Juni 2018 - Mai 2019) aufgezeigt und mit jenen von einem typischen Jahr verglichen. Die Messdaten stammen von den Wetterstationen von Meteoschweiz. Der Standort Weissfluhjoch befindet sich etwa 700 Meter Luftlinie von der Versuchsanlage Totalp (ca. 2500 m.ü.M.) entfernt und liegt auf 2691 m.ü.M. Daten für das typische Jahr wurden der Software Meteonorm (Version 7.2) entnommen.

Aus Abbildung 3 ist ersichtlich, dass die Globalstrahlung am Standort Davos Weissfluhjoch im Winterhalbjahr und in den Monaten April und Mai signifikant höher ist als am Standort Wädenswil.

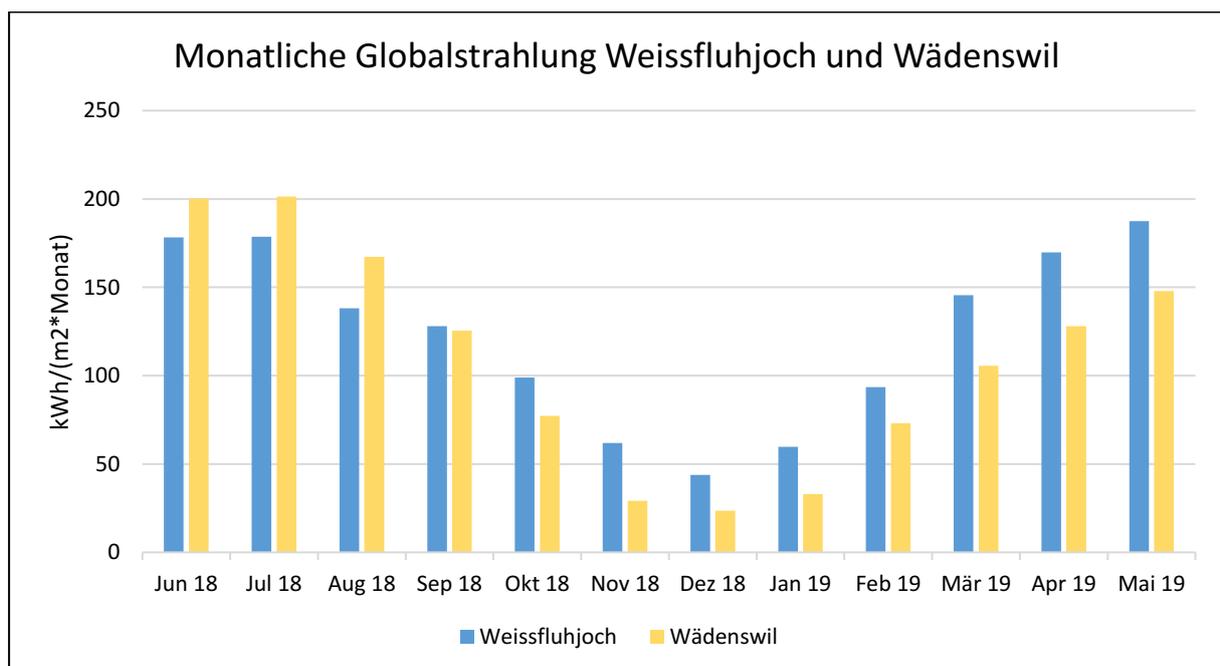


Abbildung 3: Globalstrahlung der Wetterstationen von Meteoschweiz für Davos Weissfluhjoch und Wädenswil im Zeitraum von Juni 18 – Mai 19.

Wie aus Abbildung 4 entnommen werden kann, entspricht die Globalstrahlung über den Messzeitraum am Standort Weissfluhjoch etwa jenem eines typischen Jahres. Im Gegensatz dazu liegt der Globalstrahlungsertrag in Wädenswil etwa 10 Prozent über dem eines typischen Jahres. Der Globalstrahlungsanteil eines typischen Jahres für das Winterhalbjahr beträgt am alpinen Standort etwa 33 Prozent, während in Wädenswil nur rund 25 Prozent in den Wintermonaten anfallen.

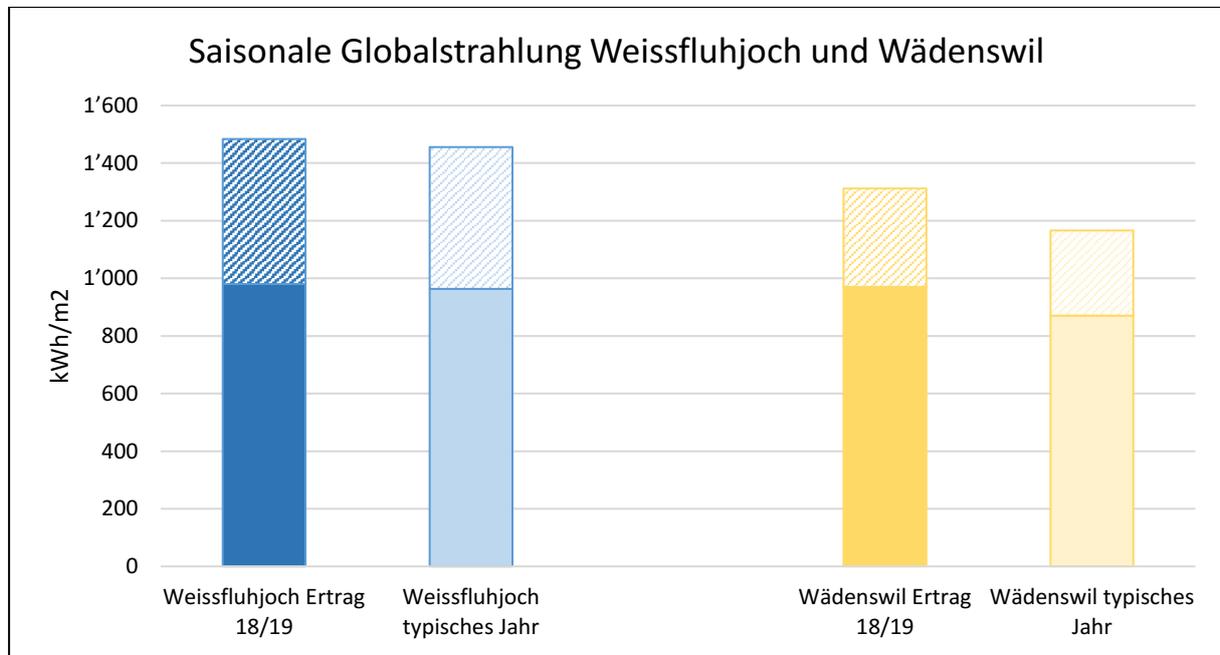


Abbildung 4: Vergleich der Globalstrahlungsertrag im Messzeitraum (Juni 18 – Mai 19) mit dem eines typischen Jahres für Davos Weissfluhjoch und Wädenswil. Der schraffierte Teil stellt das Winterhalbjahr (Oktober-März) und der ausgefüllte Teil das Sommerhalbjahr (April-September) dar.

Abbildung 5 zeigt die mittlere Temperatur pro Monat für den Standort Davos Weissfluhjoch und Wädenswil während dem Messzeitraum und jene von einem typischen Jahr. Am alpinen Standort liegt die Lufttemperatur zwischen 10° C und 14° C unterhalb jener vom Standort Wädenswil. Die mittleren Monatstemperaturen im Messzeitraum bewegen sich weitgehend in einem ähnlichen Bereich wie die eines typischen Jahres. Die markantesten Abweichungen treten am alpinen Standort in den Monaten Januar, Februar und Mai auf. Am Standort Wädenswil fällt auf, dass die Lufttemperatur fast über das gesamte Jahr um ein bis 3 °C über dem eines typischen Jahres liegt.

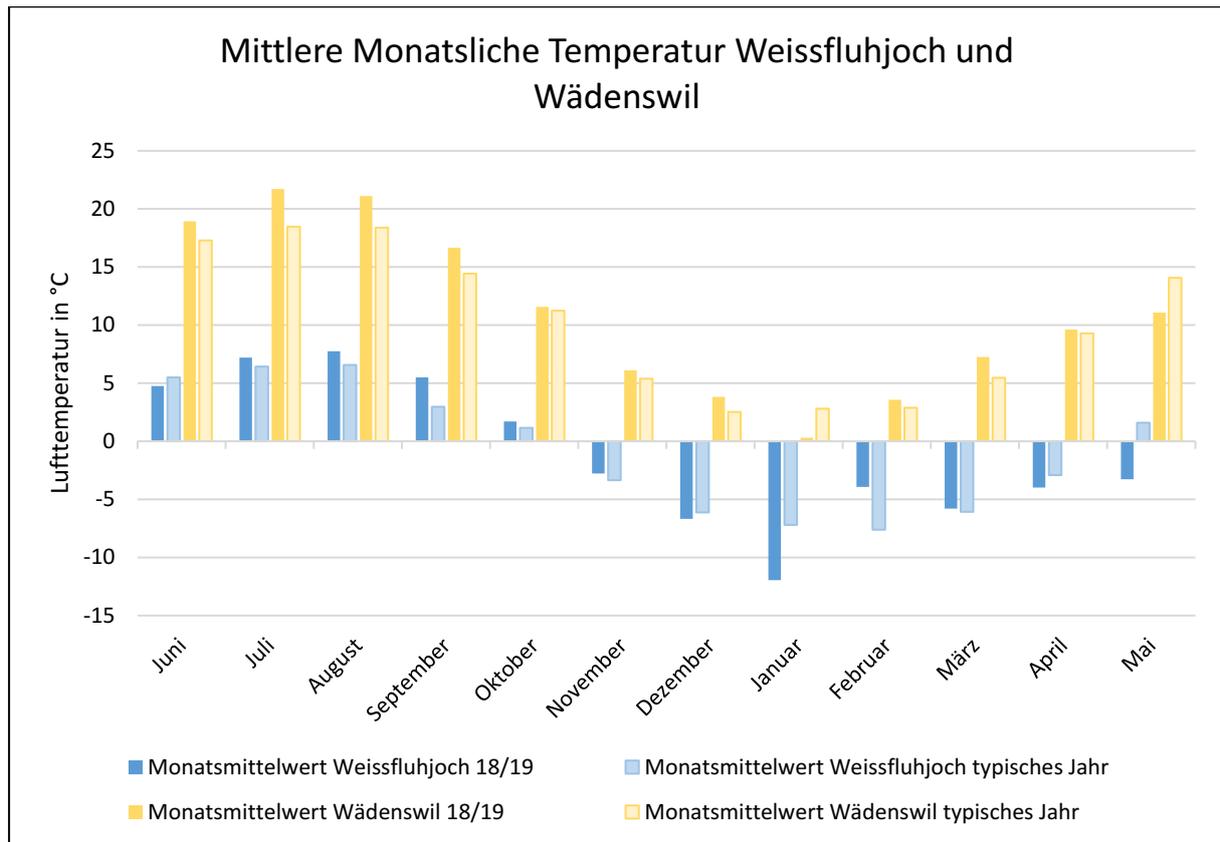


Abbildung 5: Mittlere Monatstemperaturen der Wetterstationen von Meteoschweiz in Davos Weissfluhjoch und Wädenswil für den Zeitraum Juni 18 – Mai 19 und Vergleich mit einem typischen Jahr.

Durch den Vergleich der gemessenen Globalstrahlung mit der eines typischen Jahres kann gezeigt werden, dass die Einstrahlungssituation und der damit verbundene Photovoltaikertrag am alpinen Standort als typisch für den Standort betrachtet werden kann. Durch die rund 10 Prozent höhere Globalstrahlung in Wädenswil sind die Ertragsvergleiche mit der Mittellandanlage eher konservativ dargestellt. Durch eine typische Einstrahlungssituation in Wädenswil wären die Unterschiede noch stärker.

Der Einfluss der Temperaturunterschiede auf den Ertrag sind etwas komplexer, da einerseits im Monatsmittelwert die Lufttemperaturen von Tag und Nacht berücksichtigt sind und andererseits die angegebenen Monatsmittelwerte nicht mit den Temperaturen an den ertragreichen Tagen übereinstimmen müssen. Im Grossen und Ganzen sind die Unterschiede der mittleren Temperatur zum typischen Jahr im Bereich von 2 bis maximal 5 °C. Durch diese geringen Temperaturunterschiede ist sehr geringer Einfluss auf den Photovoltaikertrag zu erwarten. Bei einer Temperaturdifferenz von 5 °C und einen Temperaturkoeffizienten von 0.4 % pro °C ergibt sich lediglich eine Leistungsabweichung von 2 %

Bei den nachfolgenden Ergebnissen wurden keine Korrekturen vorgenommen, um die gemessenen Ertragsdaten an jene eines typischen Jahres anzugleichen.

4.2 Leistungsdaten einzelner Tage

In diesem Kapitel werden die mittleren Leistungsdaten der Anlagensegmente im Tagesverlauf aufgezeigt. Dabei handelt es sich um weitgehend wolkenfreie Tage um den Zeitpunkt der Sommer- und Wintersonnenwende respektive der Tagundnachtgleiche im Frühling und Herbst.

Aufgrund der Umstellung des Anstellwinkels im Segment B werden lediglich die Daten der Segmente A, sowie C bis F dargestellt.

Abbildung 6 kann ein exemplarischer Tagesverlauf im Hochsommer entnommen werden. Aufgrund des hohen Sonnenstandes lieferte das Segment A mit einer Neigung von 30° die höchste Leistung. Die bifazialen Module weisen gegenüber den monofazialen bei gleicher Neigung eine Mehrleistung von rund 10 Prozent (70° Neigung) respektive rund 20 Prozent (90° Neigung) auf.

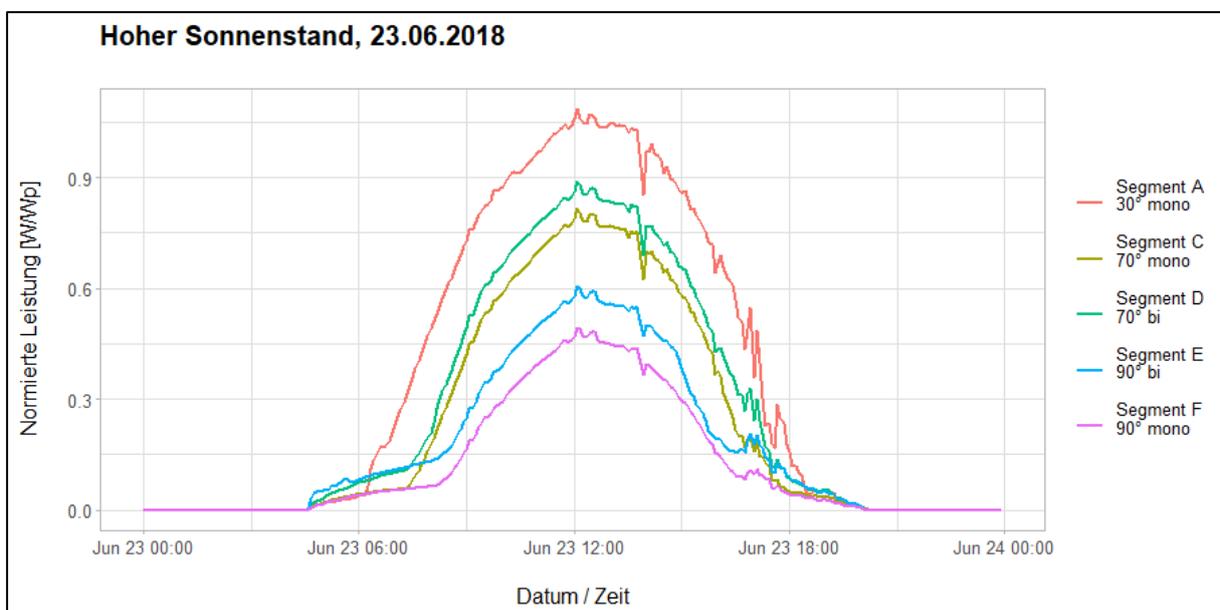


Abbildung 6: Leistungsverlauf der Anlagensegmente an einem nahezu wolkenlosen Tag im Sommer (23.06.2018).

In Abbildung 7 wird der Leistungsverlauf eines exemplarischen Tages im Herbst aufgezeigt. Deutlich zu erkennen ist, dass die Segmente C und D mit einer Neigung von 70° nahezu gleich hohe Leistungen erzielten wie die 30° -Variante in Segment A. Der Mehrertrag der bifazialen Module mit einer Neigung von 90° war mit rund 7 Prozent im Vergleich zu den anderen hier aufgezeigten Tagen relativ gering. Bei den bifazialen Modulen mit einer Neigung von 70° ergab sich an diesem Tag kein wesentlicher Mehrertrag.

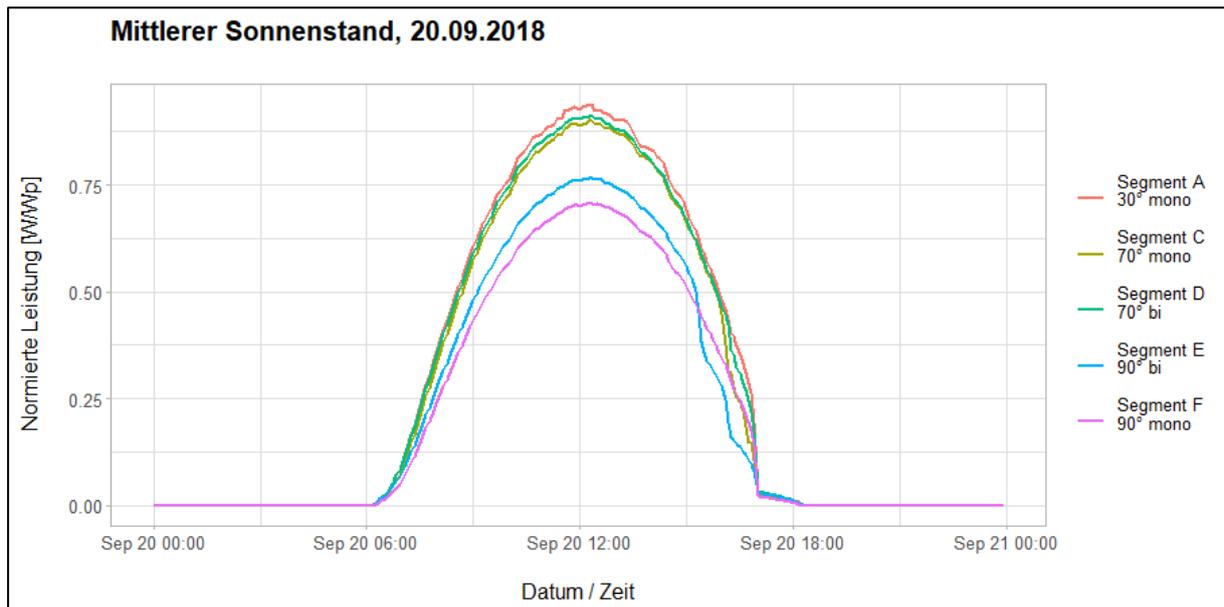


Abbildung 7: Leistungsverlauf der Anlagensegmente an einem nahezu wolkenlosen Tag im Herbst (20.09.2018).

Der typische Leistungsverlauf der Segmente im Winter kann Abbildung 8 entnommen werden. Zu dieser Zeit lieferten die bifazialen Segmente D und E mit einer Neigung von 70° respektive 90° die höchsten Erträge. Gegenüber den monofazialen Modulen mit gleichem Anstellwinkel ergaben sich Mehrerträge von rund 15 Prozent. Im Vergleich zum Segment A schnitten die Module mit einer Neigung von 70° und 90° wesentlich besser ab (+ 37 % bei den monofazialen, + 55 % bei den bifazialen). Die normierte Leistung der bifazialen Module lag zeitweise wesentlich über 1 W/Wp. Die unter STC angegebene Leistung wurde zeitweise um bis zu 25 % überschritten. Diese Tatsache muss bei der Auslegung solcher Anlagen beachtet werden und ist insbesondere bei der Wahl des Wechselrichters relevant. Der plötzliche Leistungsabfall aller Segmente um ca. 15:30 Uhr ist auf den natürlichen Horizont am Standort (Berge in Richtung Südwesten) zurückzuführen.

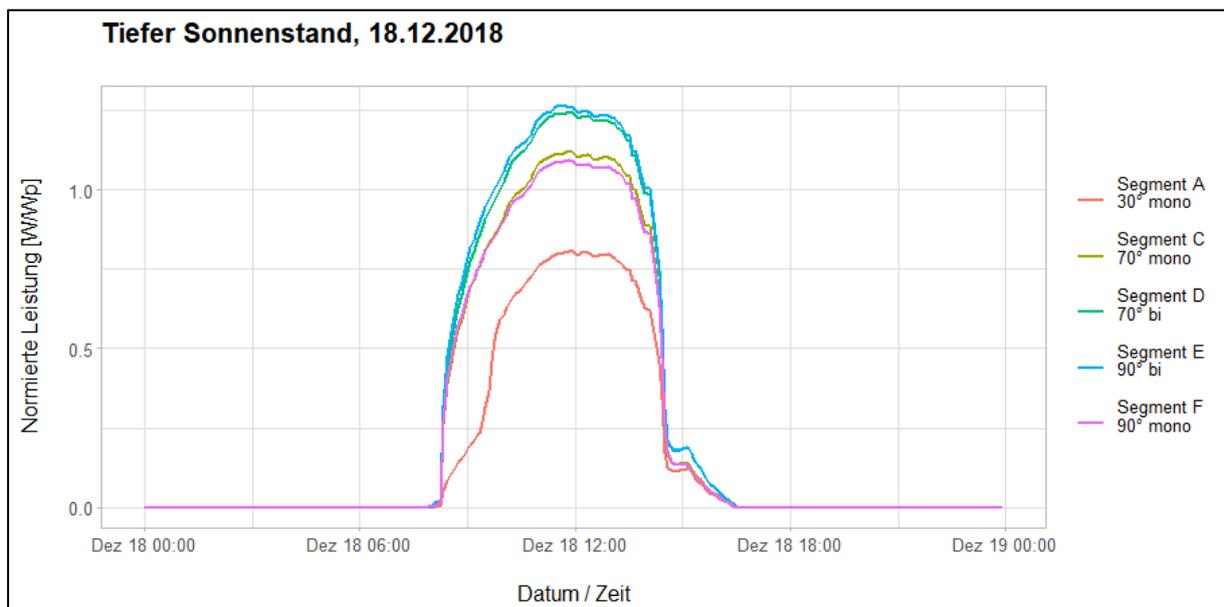


Abbildung 8: Leistungsverlauf der Anlagensegmente an einem nahezu wolkenlosen Tag im Winter (18.12.2018).

Im Frühling zeigte sich gemäss Abbildung 9 erneut, dass die bifazialen Module die höchste Leistung abgaben. Die Mehrleistung gegenüber den monofazialen Modulen betrug bei den 70° geneigten Modulen rund 15 Prozent, bei den 90° geneigten rund 20 Prozent. Im Vergleich zum Winter sind die Unterschiede in der Modulleistung über die verschiedenen Modulneigungen und -technologien geringer, die Reihenfolge bleibt jedoch unverändert. Bemerkenswert ist die hohe normierte Modulleistung bei allen Modulen. Während die 30° geneigten Module eine Leistung von 1.05 W/Wp erreichten, lag diese bei den 70° geneigten bifazialen Modulen bei bis zu 1.37 W/Wp.

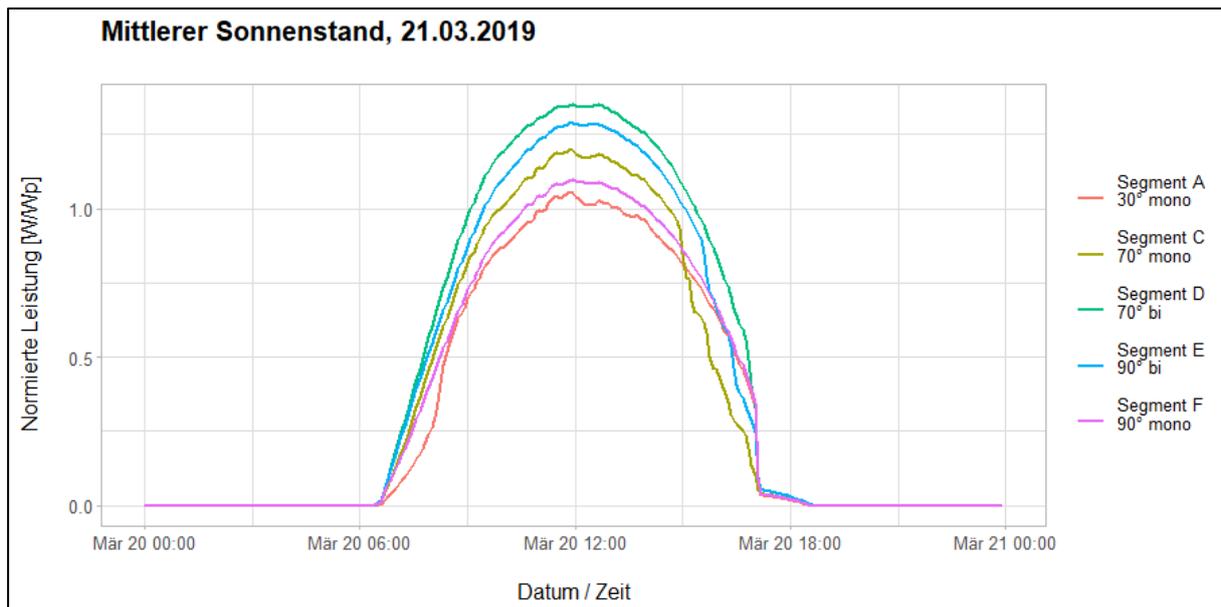


Abbildung 9: Leistungsverlauf der Anlagensegmente an einem nahezu wolkenlosen Tag im Frühling (20.03.2019).

Beim Vergleich von Abbildung 7 (Herbst) und Abbildung 9 (Frühling) fällt auf, dass bei nahezu identischer Sonnenbahn unterschiedliche Leistungsverläufe bestanden:

- Höchster Ertrag im Herbst vom Segment A mit 30° Neigungswinkel, wogegen der Ertrag dieses Segments im Frühling am geringsten war.
- Der Mehrertrag durch bifaziale Module war im Frühling wesentlich höher als im Herbst.
- Monofaziale Module mit steilem Anstellwinkel schnitten im Frühling besser ab als im Herbst.

Die Unterschiede können durch die saisonbedingte Veränderung der Umgebung begründet werden. Während im Herbst keine Schneebedeckung vorhanden war, beeinflusste diese die Modulleistung im Frühling stark, wovon die Anlagensegmente mit steilem Anstellwinkel und Belegung mit bifazialen Modulen am stärksten profitierten, siehe Abbildung 10 und Abbildung 11. Auf die Mehrerträge durch die Schneebedeckung der Umgebung wird im Kapitel 4.4 vertieft eingegangen.



Abbildung 10: Webcam-Aufnahme gegen Osten am 20. September 2018 mit schneefreier Umgebung



Abbildung 11: Webcam-Aufnahme gegen Osten am 21. März 2019 mit schneebedeckter Umgebung

Neben den wolkenfreien Tagen zeigten bifaziale Module auch an Tagen mit leichter Bewölkung Mehrleistungen von rund 25 Prozent. Exemplarisch werden diese anhand Abbildung 12 dargestellt. Die Globalstrahlung betrug am hier aufgeführten bewölkten Tag 2.9 kWh und war damit rund 55 % geringer als an einem wolkenfreien Tag im ähnlichen Zeitraum.

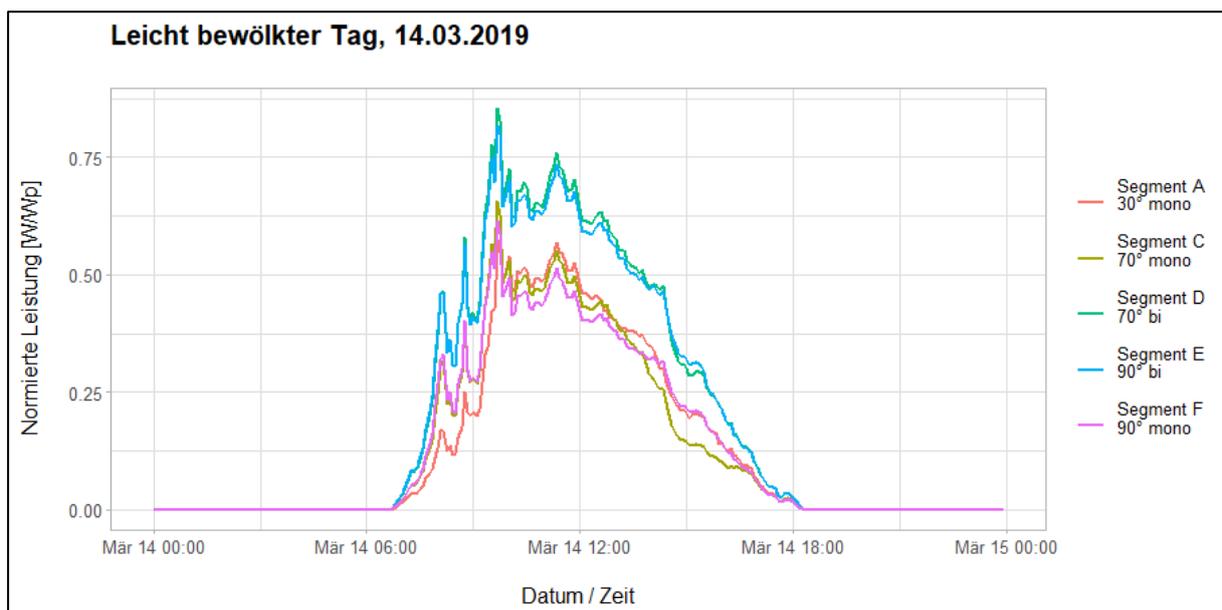


Abbildung 12: Leistungsverlauf der Anlagensegmente an einem Tag mit leichter Bewölkung (14.03. 2019).

An einem Tag im Herbst mit vergleichsweise starker Bewölkung zeigten die flach aufgeständerte Segment A und die bifazialen Segmente D und E die höchsten Erträge (siehe Abbildung 13). Durch bifaziale Module werden Mehrleistungen von ca. 25 % erreicht. Damit können die bifazialen Module die Verluste durch die stärkere Modulneigung (gegenüber Segment A, 30°) bei hohem Diffusstrahlungsanteil kompensieren.

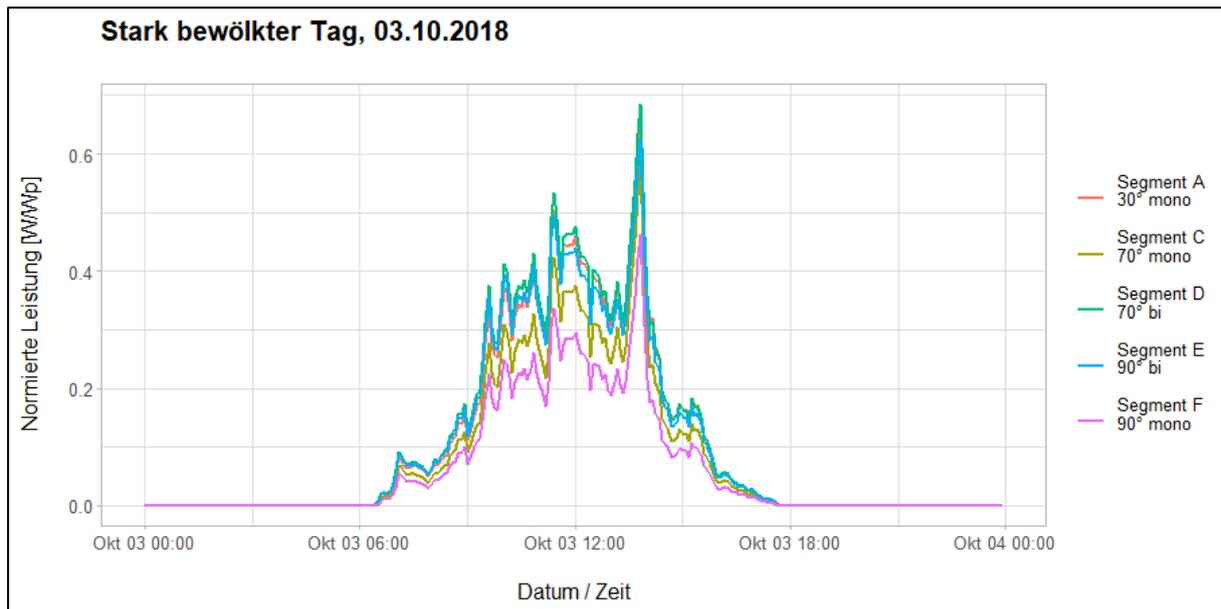


Abbildung 13: Leistungsverlauf der Anlagensegmente an einem Tag mit starker Bewölkung (03.10.2018).

Betrachtet man die über das Jahr verteilte Tagesverläufe, kommt man zu Schluss, dass die 30° geneigten monofazialen Modulen nur an Tagen mit einem hohen Sonnenstand (exemplarisch: 23. Juni, Abbildung 6) die höchsten Leistungen aufweisen. Während allen anderen exemplarischen Tagen sind die steiler aufgestellten monofazialen Module mit 70° ertragsstärker oder mindestens gleichauf mit den 30° geneigten Modulen.

Die bifazialen Module zeigen gegenüber den monofazialen an den ausgewählten Tagen grösstenteils eine Mehrleistung im Bereich von 10 – 25 %. Die Ausnahme stellen Tage mittleren Sonnenstands im Herbst (exemplarisch 20. September, Abbildung 7) dar, wo bei den 70° geneigten Modulen kein relevanter und bei den 90° Modulen nur ein geringer Mehrertrag von rund 7 Prozent resultierte. Während Schlechtwetterphasen zeigen stark aufgeständerte Module geringere Erträge als flache, wobei die Verluste abhängig von der Jahreszeit (Schneebedeckung etc.) zwischen 3 und 40 % liegen. Durch den Einsatz von bifazialen Module in stark geneigten Modulsegmenten kann dieser Effekt jedoch kompensiert werden, sodass gegenüber flachen monofazialen Modulen kein Nachteil besteht.

4.3 Ertragsdaten im Zeitraum Juni 18 – Mai 19

4.3.1 Ertragsdaten (DC-seitig)

Nachfolgend werden die Energieerträge pro Segment analysiert und aufgezeigt, welche Unterschiede zwischen den Segmenten in Bezug auf saisonale und jährliche Erträge bestanden.

Die normierten DC-Jahreserträge in kWh/kWp sind in Abbildung 14 dargestellt. Alle Segmente weisen mit einem spezifischen Jahresertrag zwischen 1379 und 1869 kWh/kWp im Vergleich zum schweizerischen Mittel gemäss Hostettler (2018 und 2019) von rund 975 kWh/kWp einen wesentlichen Mehrertrag auf. Besonders hohe Erträge erzielten die bifazialen Module, wobei das Segment D mit einem Neigungswinkel von 70° den höchsten Ertrag erzielte. Bei den Segmenten C bis F fällt auf, dass jeweils mehr Strom im Winterhalbjahr produziert werden konnte als im Sommerhalbjahr.

Eine Gegenüberstellung der Sommer- respektive Winterstromerträge kann ebenfalls Abbildung 14 entnommen werden. Als Winterhalbjahr werden, analog zur Elektrizitätsstatistik vom Bundesamt für Energie, die Monate Oktober bis März, als Sommerhalbjahr die Monate April bis September betrachtet. Die Nettoimporte treffen gemäss der Elektrizitätsstatistik 2018 genau auf das Winterhalbjahr zu (BFE, 2019). Das hydrologische Jahrbuch der Schweiz zeigt ausserdem, dass die Abflussmenge der schweizerischen Flüsse und damit verbunden das Potenzial für Wasserkraft in den Wintermonaten am geringsten ist (BAFU, 2019).

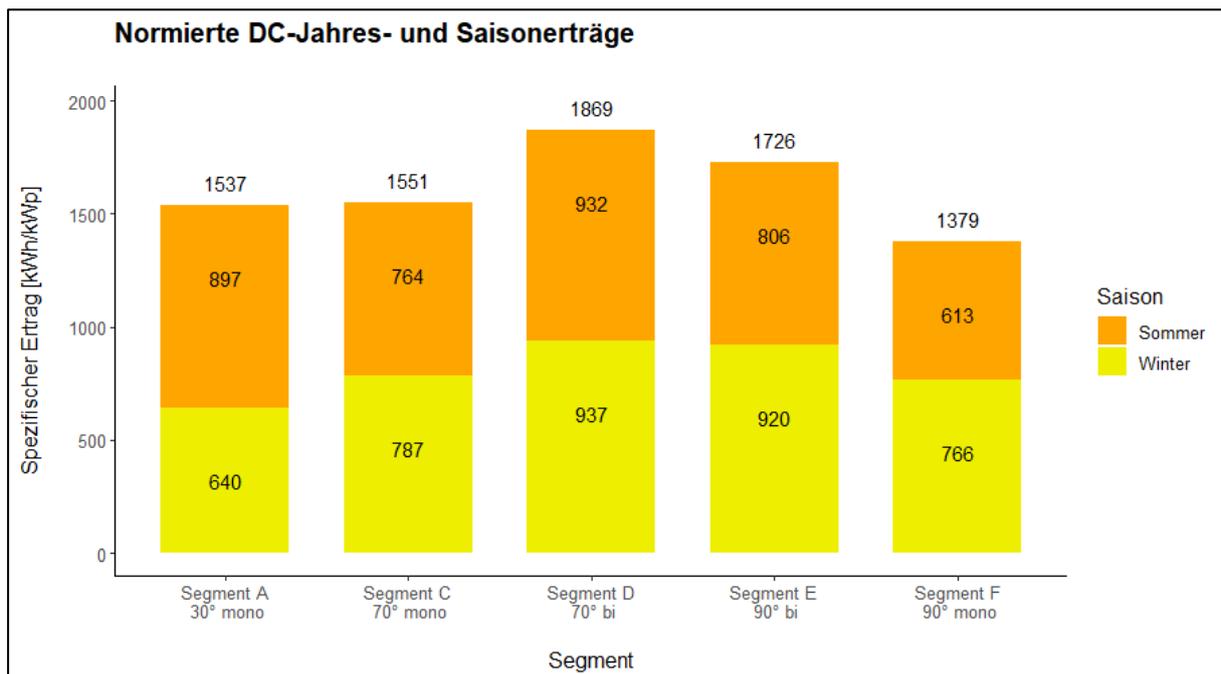


Abbildung 14: Spezifischer DC-Jahresertrag pro Anlagensegment über den gesamten Messzeitraum (Juni 18 – Mai 19). Normierte Daten (kWh/kWp).

Im Vergleich zu einer Auswertung zwischen dem 01. November 2017 und dem 31. Oktober 2018 (Anderegg, 2018), zeigen sich je nach Segment bis zu 6 % höhere Erträge (Abbildung 15), welche primär auf die höhere Globalstrahlung in den ersten fünf Monaten des Jahres 2019 zurückzuführen sind.

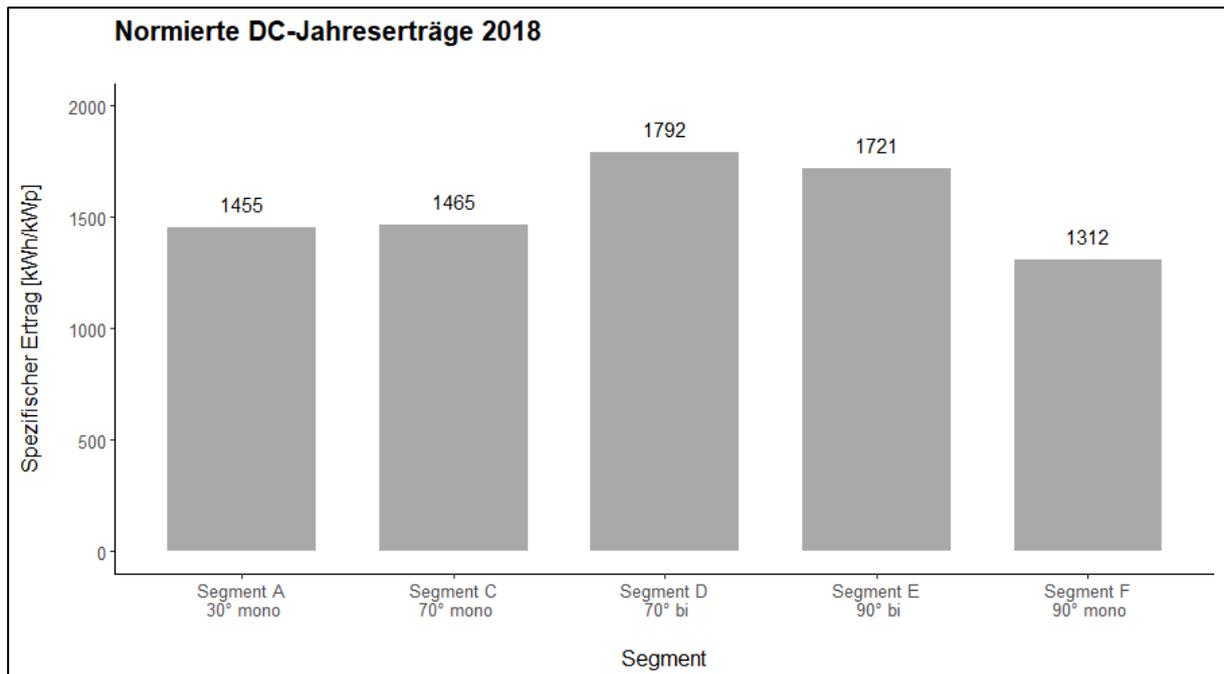


Abbildung 15: Spezifischer DC-Jahresertrag pro Anlagensegment zwischen 01. November 2017 und 31. Oktober 2018 (Anderegg, 2018).

Die prozentuale Verteilung der normierten DC-Erträge pro Segment kann Abbildung 16 entnommen werden. Diese zeigt, dass für alle Segmente über 40 % des Ertrages im Winterhalbjahr anfallen. Bei einer Neigung von 70° fallen die Erträge gleichmässig im Winter- und Sommerhalbjahr an. Die vertikalen Segmente liefern mehr Ertrag im Winter als im Sommer.

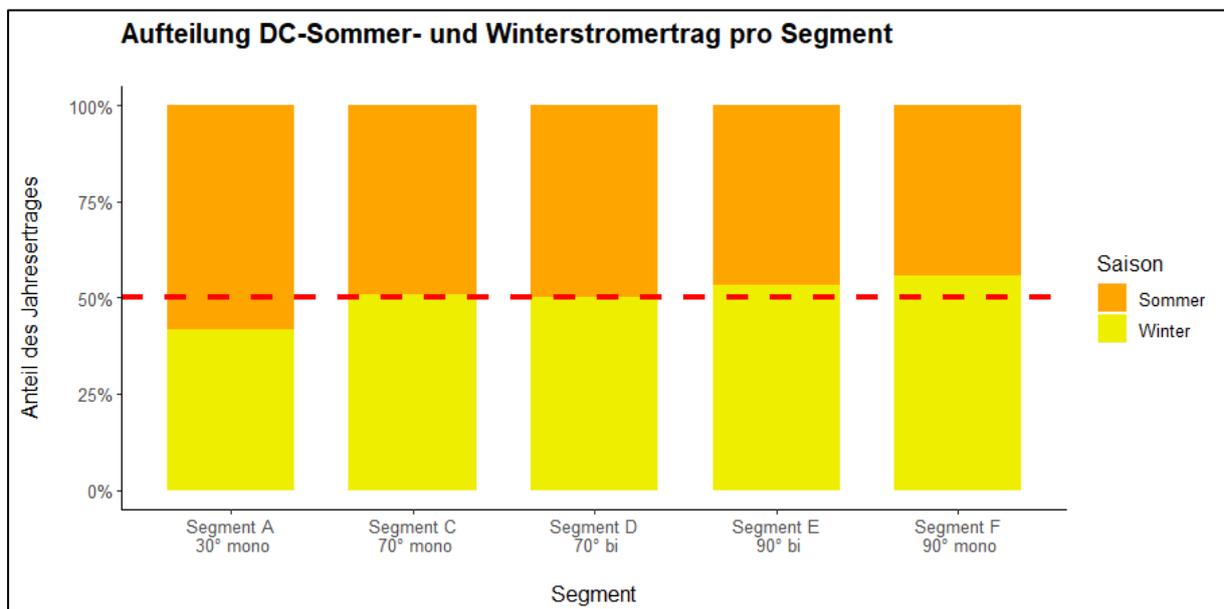


Abbildung 16: Aufteilung der DC-Sommer- und Winterstromerträge pro Segment in Prozent. Als 100 % gelten jeweils die Jahreserträge des jeweiligen Segments. Die rote Strich-Linie markiert 50 %.

Die Jahreserträge aus Abbildung 14 verteilen sich gemäss Abbildung 17 auf die Monate. Es ist deutlich zu erkennen, dass das Segment A (30° monofazial) lediglich in den Sommermonaten Juli bis September die höchsten Erträge lieferte. Während der restlichen Monaten wurden die höchsten Erträge in den bifazialen Segmenten D und E generiert. Die monofazialen Segmente mit grossem Anstellwinkel (C und F) lieferten in den Wintermonaten November bis

März höhere Erträge als das Segment A mit vergleichsweise geringer Modulneigung. Auffallend ist ausserdem ein starker Unterschied zwischen den Monaten Juni 2018 und Mai 2019. Dieser wesentlich höhere Ertrag im Mai ist auf die hohe Globalstrahlungssumme (Abbildung 3), tiefere Umgebungstemperaturen (Abbildung 5) und den günstigeren Einstrahlungswinkel gegenüber dem Monat Juni zurückzuführen. Innerhalb der Segmente bestanden zwischen den Modulen nur geringfügige Abweichungen (Abbildung 39 im Anhang 7.2).

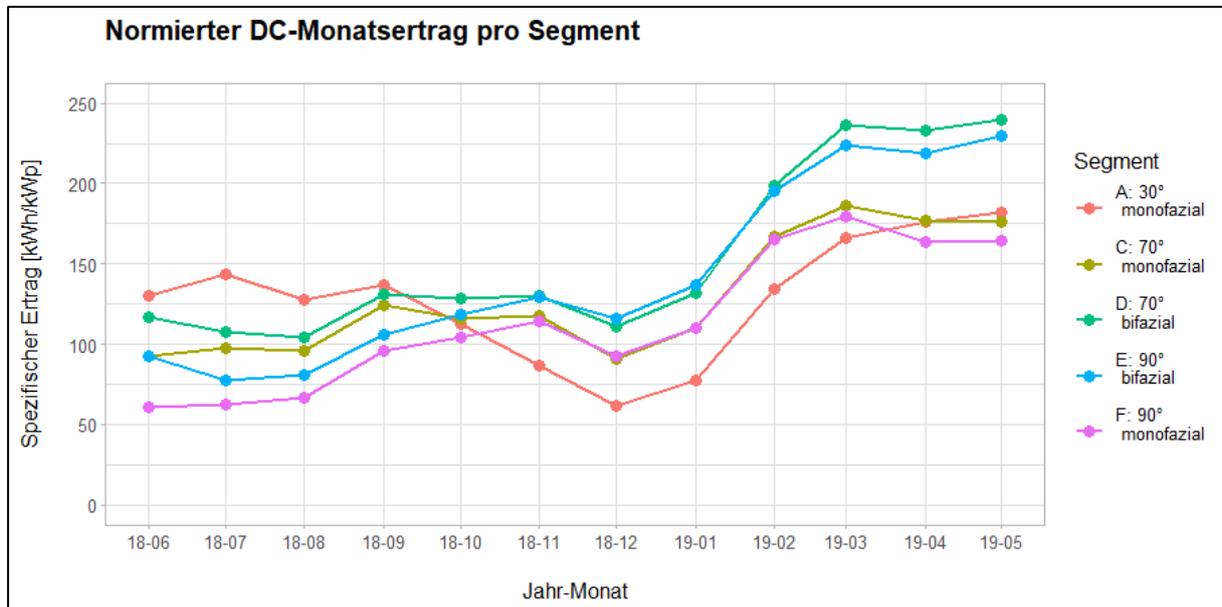


Abbildung 17: Spezifischer DC-Monatertrag pro Anlagensegment über den gesamten Messzeitraum (Juni 18 – Mai 19). Normierte Daten (kWh/kWp).

Die relativen Abweichungen der Jahreserträge verschiedener Modulsegmente im Vergleich zum Segment A (30° monofazial) betragen zwischen - 10 und + 22 % (Abbildung 18). Der geringere Ertrag im Segment F (90° monofazial) kam durch den hohen Neigungswinkel zustande. Das Segment D mit bifazialen Modulen und einer Neigung von 70° erzielte die höchste Abweichung von + 22 %.

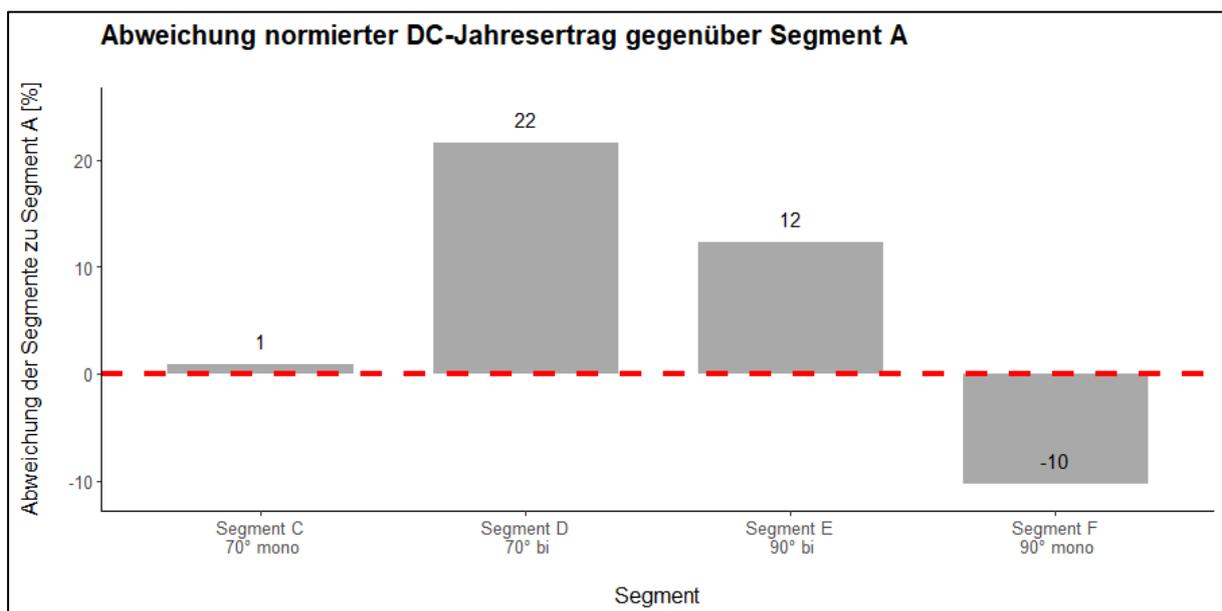


Abbildung 18: Abweichung der Jahreserträge pro Segment gegenüber Segment A (30° monofazial) im Messzeitraum Juni 18 – Mai 19. Aus normierten Daten (kWh/kWp).

Wird der Fokus nur auf das Winterhalbjahr gelegt, sind die Mehrerträge der bifazialen Module gegenüber dem Referenzsegment mit den 30° geneigten Modulen noch deutlicher. Gemäss Abbildung 19 konnten im Winterhalbjahr alleine durch höhere Neigungswinkel 20 - 23 % grössere Erträge gemessen werden. Durch bifaziale Module konnten die Mehrerträge auf 42 – 46 % verdoppelt werden. Im Vergleich zum Segment A kamen geringere Erträge lediglich im Sommerhalbjahr (ausgenommen Segment D, 70° bifazial) zustande.

Ein Vergleich mit dem letztjährigen Bericht über einen Zeitraum vom 22.10.17 - 22.05.18 zeigt, dass die Mehrträge im Winter in einem ähnlichen Bereich lagen (rote Datenpunkte in Abbildung 19 im Vergleich zu den Abweichungen im Winter).

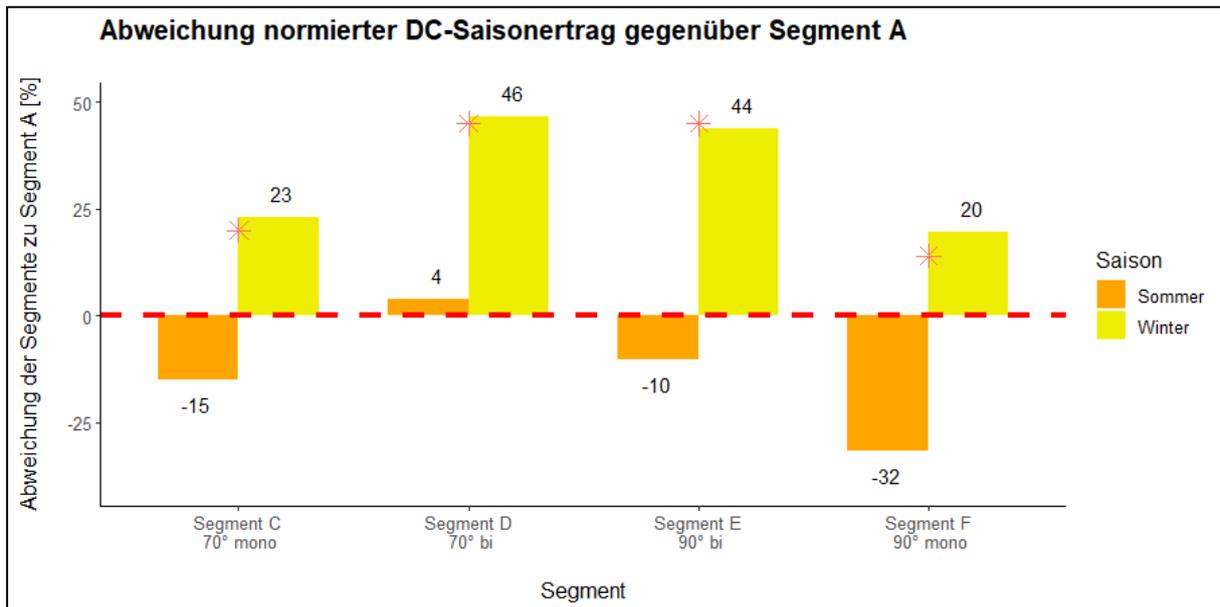


Abbildung 19: Abweichung der Saisonenerträge pro Segment gegenüber Segment A (30° monofazial). Aus normierten Daten (kWh/kWp). Die roten Datenpunkte stellen die Mehrerträge zwischen dem 22.10.2017 und dem 22.05.2018 dar. Aufgrund des unterschiedlichen Zeitraumes weichen die Daten leicht von den Winterstromerträgen der aktuellen Auswertung ab.

Betrachtet man den Mehrertrag der bifazialen Module gegenüber den gleich angestellten monofazialen Modulen während des untersuchten Jahres, betragen die Mehrerträge im Jahresmittel 21 % bei 70° Neigung respektive 25 % bei 90° Neigung. Der zusätzliche Ertrag unterlag saisonalen Schwankungen und war gemäss Abbildung 20 in den Sommermonaten grösser. Für den Zeitraum 22.10.17 – 22.05.18 war der Mehrertrag der bifazialen Module war gemäss dem letztjährigen Bericht der Versuchsanlage für die 70° geneigten Module 21 % und für die 90° geneigten 27 % und lag damit in einem ähnlichen Rahmen. Ein direkter Vergleich mit den in Abbildung 20 dargestellten Mehrerträgen ist aufgrund der unterschiedlichen Zeiträume aber nicht möglich.

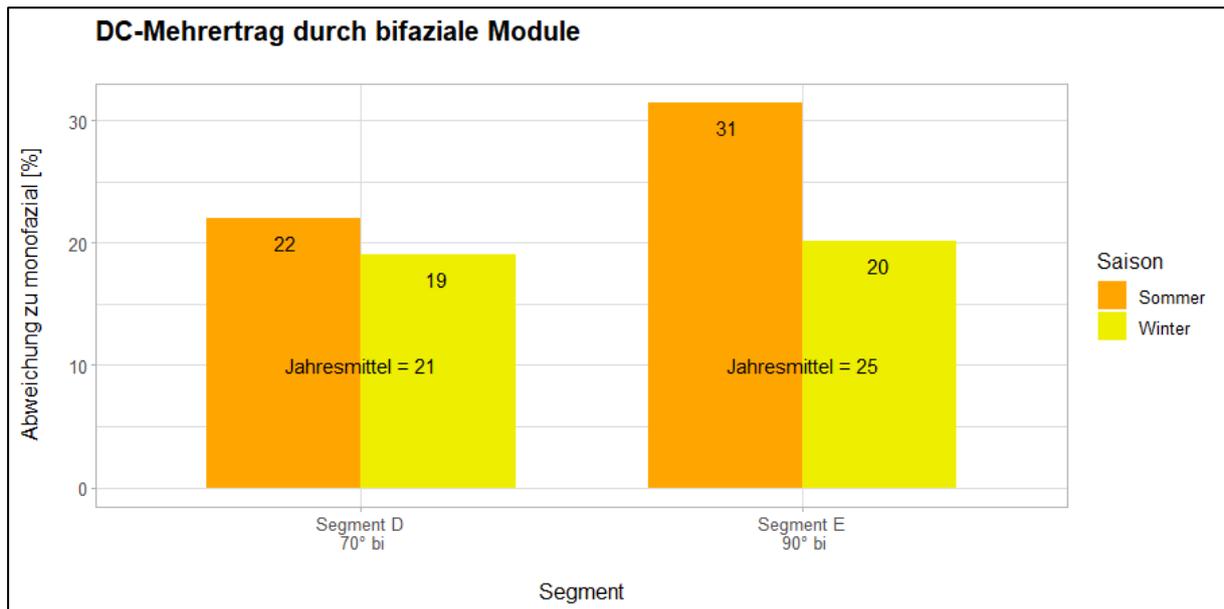


Abbildung 20: DC-Mehrertrag durch bifaziale Module aus dem Vergleich der Segmente C und D, respektive E und F im Messzeitraum Juni 18 – Mai 19. Normierte Daten (kWh/kWp).

Anhand von Abbildung 21 kann die saisonale Verteilung der Mehrerträge gegenüber den monofazialen Modulen mit gleicher Neigung auf Monatsbasis nachvollzogen werden. Diese prozentualen Mehrerträge sind stark vom Ertrag des monofazialen Moduls abhängig, sowie von der Saison und dem Neigungswinkel der Modulsegmente. Ausserdem beeinflusst die Umgebung (schneebedeckt oder schneefrei) die Mehrerträge stark (vgl. Kapitel 4.4).

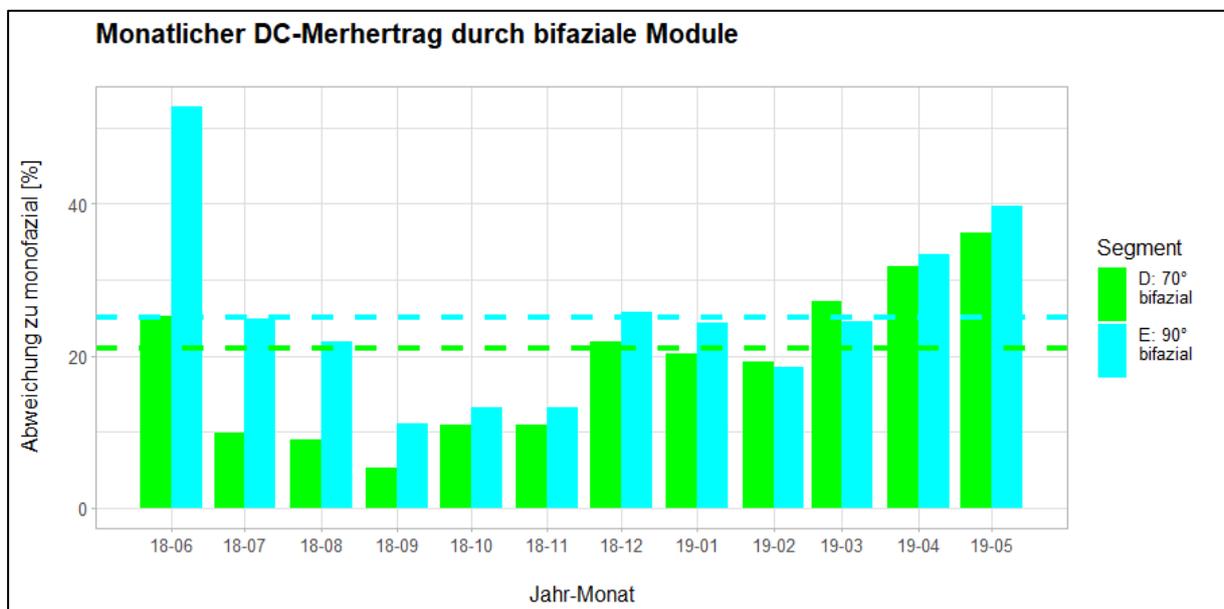


Abbildung 21: Monatlicher Mehrertrag durch bifaziale Module in Prozent bei einem Neigungswinkel von 70° im Messzeitraum vom Juni 18 – Mai 19. Die Strichlinien zeigen den mittleren Mehrertrag der bifazialen Segmente über den gesamten Zeitraum. Die Monate Oktober und November beruhen auf theoretisch berechneten Werten infolge Ausfall eines Wechselrichters.

Auffallend ist in Abbildung 21 der hohe Mehrertrag bei 90° Neigung durch die bifazialen Module im Juni. Dieser hohe Mehrertrag kann einerseits durch die Schneebedeckung der Umgebung erklärt werden. Während dem gesamten Monat Juni blieb die direkte Umgebung der PV-Anlage mehrheitlich schneebedeckt, wie in Abbildung 22 ersichtlich ist.



Abbildung 22: PV-Anlage im Monat Juni. Die Umgebung blieb während des gesamten Monats mehrheitlich schneebedeckt. Dargestellt sind vier verschiedene Tage in Abständen von jeweils acht Tagen.

Andererseits wird der grosse Mehrertrag im Juni durch direkte Einstrahlung auf die Modulrückseite beeinflusst, welcher sich bei 90° Neigung stark auswirkt. Abbildung 23 zeigt exemplarisch anhand des Leistungsverlaufs vom 23.06.2018 für die Segmente E (90° bifazial) und F (90° monofazial), dass insbesondere am frühen Morgen durch eine hohe Einstrahlung auf die Modulrückseite höhere Modulleistungen beim bifazialen Segment zustande kommen. Dieser Mehrertrag ist hauptsächlich für die Monate Juni und Juli relevant, da die Sonne zu diesen Zeitpunkten am frühen Morgen und späten Abend hinter den Modulen steht. Kurz nach Sonnenaufgang, sowie kurz vor Sonnenuntergang beträgt die Abweichung des Azimuts von Süden somit über 180° .

Ausserdem fällt bei der Betrachtung von Abbildung 21 auf, dass während Zeiträumen mit Schneebedeckung höhere Mehrerträge gemessen werden konnten. Auf diesen Punkt wird im Kapitel 4.4 vertieft eingegangen.

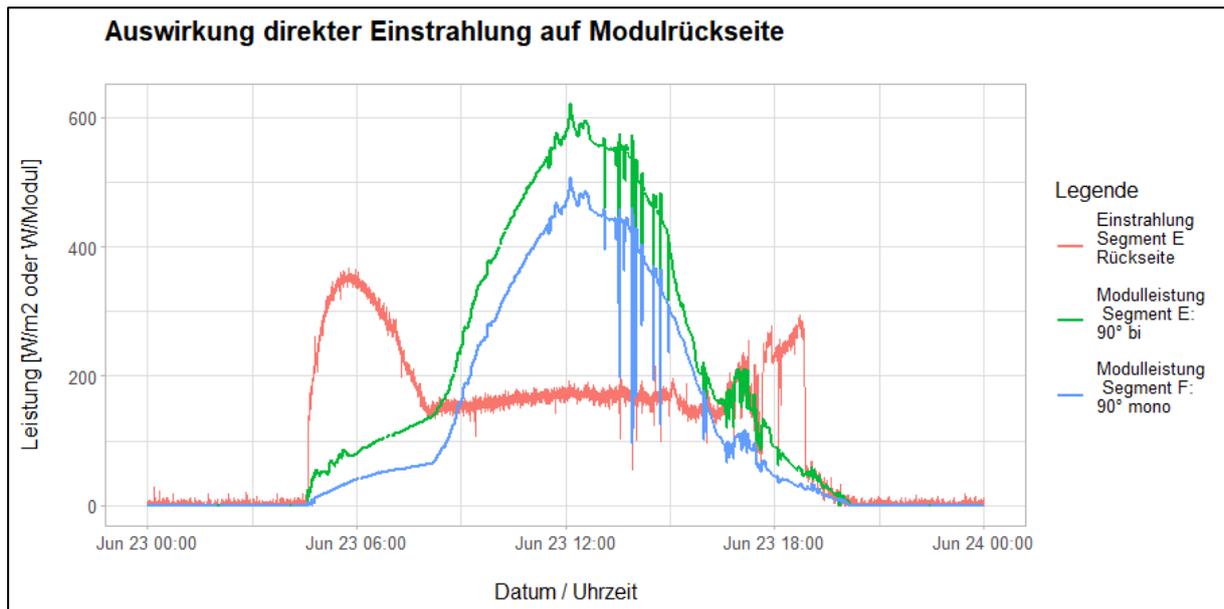


Abbildung 23: Auswirkung der direkten Einstrahlung auf die Modulrückseite auf die Modulleistung von bifazialen Segmenten. Die Einstrahlung auf die Rückseite des Segments E (90° bifazial) führt vor allem am frühen Morgen zu einer wesentlich höheren Modulleistung als im Segment F (90° monofazial).

Abbildung 24 zeigt den normierten DC-Energieertrag über den gesamten Messzeitraum gruppiert nach Tagesstunden. Dabei wurden die Erträge beispielsweise zwischen 05:00 Uhr und 06:00 Uhr über das gesamte Jahr summiert und in der Grafik zusammengefasst als Ertrag der Gruppe 05:00 Uhr angezeigt. Wie diese Grafik zeigt, haben die Anstellwinkel sowie die Modultechnologie (mono- oder bifazial) keinen wesentlichen Einfluss auf die Verteilung der Energieerträge auf die Tageszeiten.

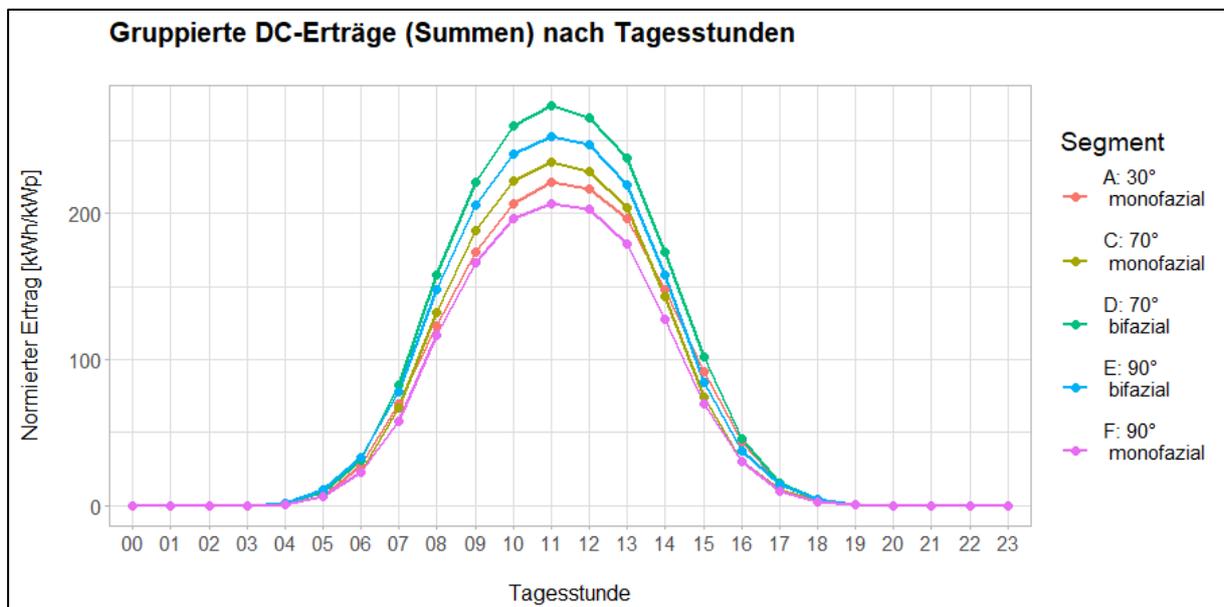


Abbildung 24: Kumulierte DC-Erträge (normiert) pro Tagesstunde über den gesamten Messzeitraum (Juni 18 – Mai 19).

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

In diesem Kapitel wird der AC-Stromertrag der Alpenstrom-Anlage mit einer Anlage im Mittelland verglichen. Diese befindet sich in Wädenswil. Es handelt sich dabei um die in Tabelle 2

gezeigte Anlage. Ein direkter Vergleich zu den einzelnen Segmenten der Alpenstrom-Anlage ist nur bedingt möglich, da bei der Anlage im Mittelland keine Unterscheidung in verschiedenen ausgerichtete Segmente besteht. Vielmehr steht die Mittelland-Anlage exemplarisch für eine typische Aufdach-Anlage im Schweizer Mittelland, wie sie heute weit verbreitet sind. Die Resultate dieses Vergleichs können aus Abbildung 25 entnommen werden. Sie zeigt auf, dass die Erträge der Alpenstrom-Anlage wesentlich höher waren. Die Mehrerträge in Davos betragen zwischen 46 % für das 90° geneigte Segment F mit monofazialen Modulen und 98 % für das 70° geneigte Segment D mit bifazialen Modulen. Dies zeigt, dass am alpinen Standort ein deutlicher Mehrertrag, insbesondere bei den bifazialen Modulen, resultierte. Wie bereits in Kapitel 4.1 erwähnt, entsprach die Einstrahlung im untersuchten Messzeitraum in etwa dem eines typischen Jahres. Dadurch können auch die hier aufgeführten Mehrerträge am alpinen Standort gegenüber der Mittellandanlage als typisch betrachtet werden.

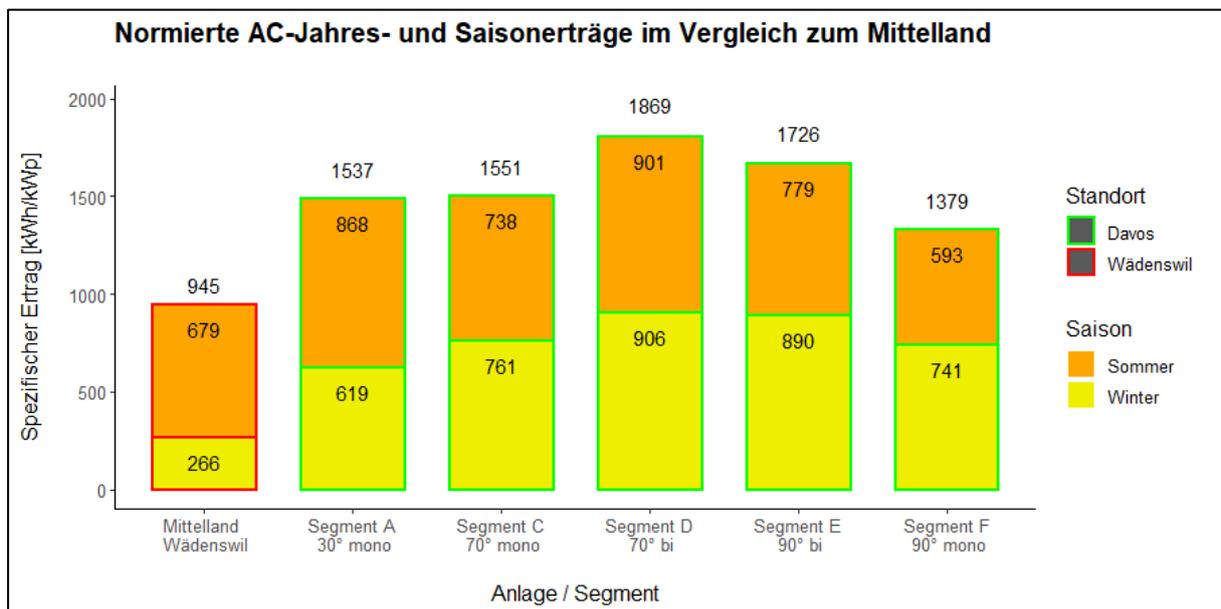


Abbildung 25: Normierter AC-Jahres- und Saisonertrag über den gesamten Zeitraum (Juni 18 – Mai 19) pro Segment im Vergleich zum Mittelland (Standort Wädenswil).

Im Vergleich zum Jahresertrag zeigen sich im Winterhalbjahr wesentlich stärkere Abweichungen zwischen der Anlage im Mittelland und der Alpenstrom-Anlage. Abhängig vom Anlagensegment konnten die Winterstromerträge zwischen 133 % (Segment A) und 241 % gesteigert werden. Folglich liess sich bei der Alpenstrom-Anlage im Winterhalbjahr ein fast dreieinhalbmal so grosser Ertrag generieren.

Der Verlauf der normierten monatlichen AC-Energieerträge als Vergleich zur Anlage im Mittelland am Standort Wädenswil kann der Abbildung 26 entnommen werden. Diese zeigt deutlich auf, dass der geringere Ertrag im Mittelland auf eine lange Zeitspanne von September bis und mit Mai zurückzuführen ist.

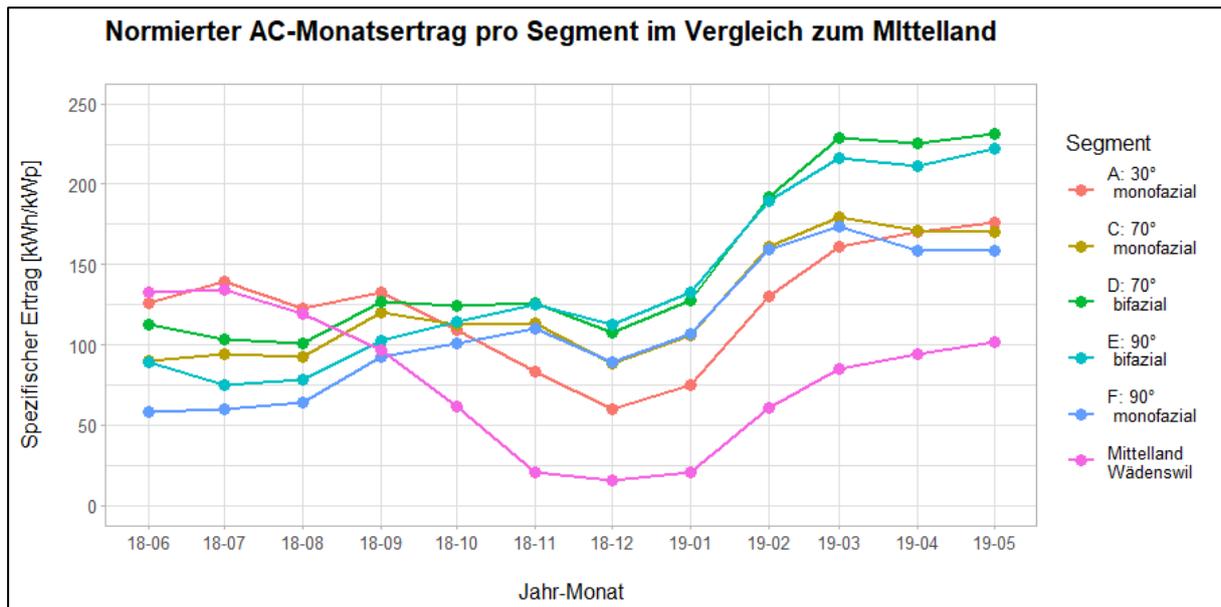


Abbildung 26: Spezifischer AC-Monatsertrag über den gesamten Zeitraum (Juni 18 – Mai 19) pro Segment im Vergleich zum Mittelland (Standort Wädenswil).

4.4 Mehrertrag durch Schneeoberfläche

Während Zeiten mit schneebedeckter Umgebung kann ein erheblicher Mehrertrag durch die Reflexion entstehen. Dieser Mehrertrag ist stark von der Modulneigung sowie der Modultechnologie (mono- oder bifazial) abhängig.

Abbildung 27 zeigt einen Vergleich der normierten DC-Energieerträge von jeweils 31 Tagen im Frühling (schneebedeckte Umgebung) und im Herbst (vorwiegend schneefreie Umgebung). Eine Sichtung der Webcam-Bilder zeigte, dass im Herbst tagsüber nur kurzzeitige Schneebedeckungen von einigen Stunden vorkamen.

Zwecks Vergleichbarkeit handelt es sich um theoretische Erträge bei einer Modultemperatur von 25° C. Ausserdem werden die Erträge relativ pro eingestrahler kWh Globalstrahlung in horizontaler Ebene angegeben, womit die Ergebnisse direkt miteinander vergleichbar sind (siehe Kapitel 3.3). So kann ausgeschlossen werden, dass unterschiedliche Wetterbedingungen die Resultate verzerren.

Abbildung 27 zeigt teilweise erhebliche Mehrerträge durch die schneebedeckte Umgebung. Die zusätzlichen Energieerträge nehmen mit der Modulneigung zu. Ausserdem lassen sich diese durch den Einsatz von bifazialen Modulen steigern. Den höchsten Mehrertrag (+ 46.6 %) durch die Schneebedeckung liefert aus diesen Gründen das Segment E mit 90° geneigten bifazialen Modulen.

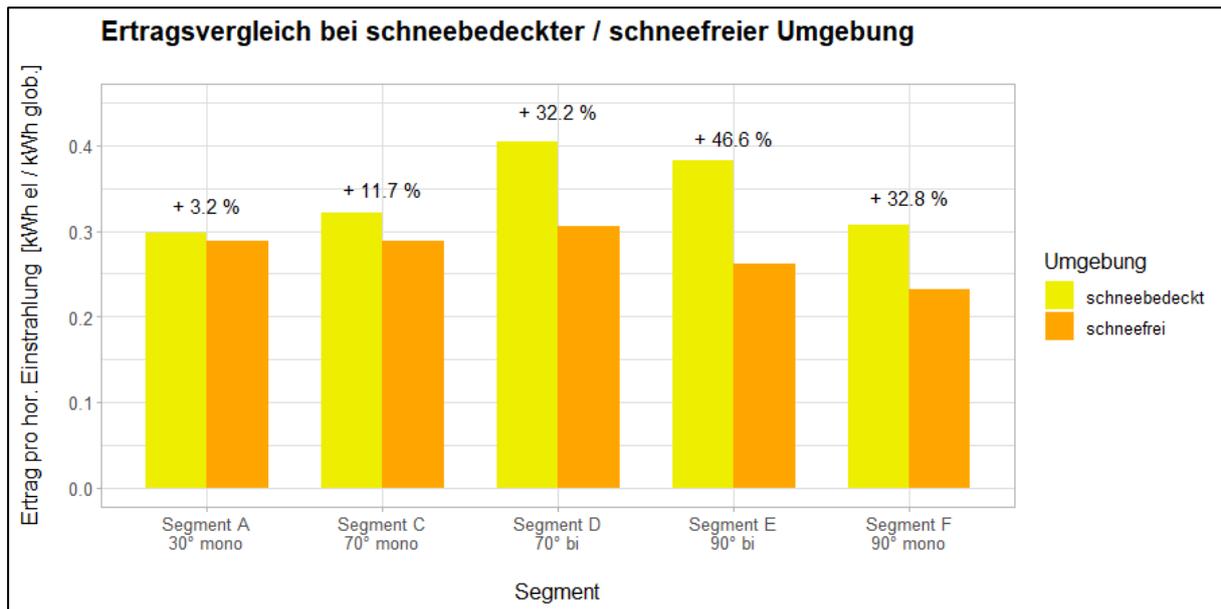


Abbildung 27: Ertragsvergleich bei schneebedeckter und schneefreier Umgebung. Elektrische DC-Energieerträge pro kWh horizontaler Globalstrahlung für den Frühling (F, 05.03.2019 bis 05.04.2019) und Herbst (H, 08.09.2018 bis 08.10.2018). Die verwendeten Zeitperioden um die Tagundnachtgleiche entsprechen den Tagen mit derselben Sonnenbahn. Die Energieerträge wurden auf eine Modultemperatur von 25° C (STC) und bezüglich der Globalstrahlungssumme des jeweiligen Zeitraums normiert, sodass der elektrische Energieertrag pro kWh Globalstrahlung angegeben wird.

4.5 Ertragsverlust durch Schneebedeckung

Der Ertragsverlust durch Schneebedeckung kann durch eine Gegenüberstellung der gemessenen Leistung und der Soll-Leistung berechnet werden. Die Soll-Leistung entspricht der gemessenen Einstrahlung auf Modulebene, multipliziert mit dem Wirkungsgrad der PV-Module und einer Korrektur der Leistung aufgrund der gemessenen Modultemperatur.

Wie Abbildung 28 exemplarisch anhand der Segmente A und B (30° monofazial, mit Rahmen und rahmenlos) am 1. Dezember 2018 aufzeigt, kann der Ertragsverlust durch Schneebedeckung anhand eines einfachen Modells abgeschätzt werden. Ist eine Schneebedeckung vorhanden, unterscheidet sich die Soll-Leistung drastisch von der Ist-Leistung. Diese Aussage wird durch die Webcam-Bilder (Abbildung 29) verdeutlicht.

Grössere Abweichungen zwischen der Soll- und der Ist-Leistung sind somit auf die Schneebedeckung von Modulen zurückzuführen. Die Summe der mittleren stündlichen Abweichungen zwischen Soll- und Ist-Leistung pro Segment entspricht somit der Verlustenergie aufgrund der Schneebedeckung.

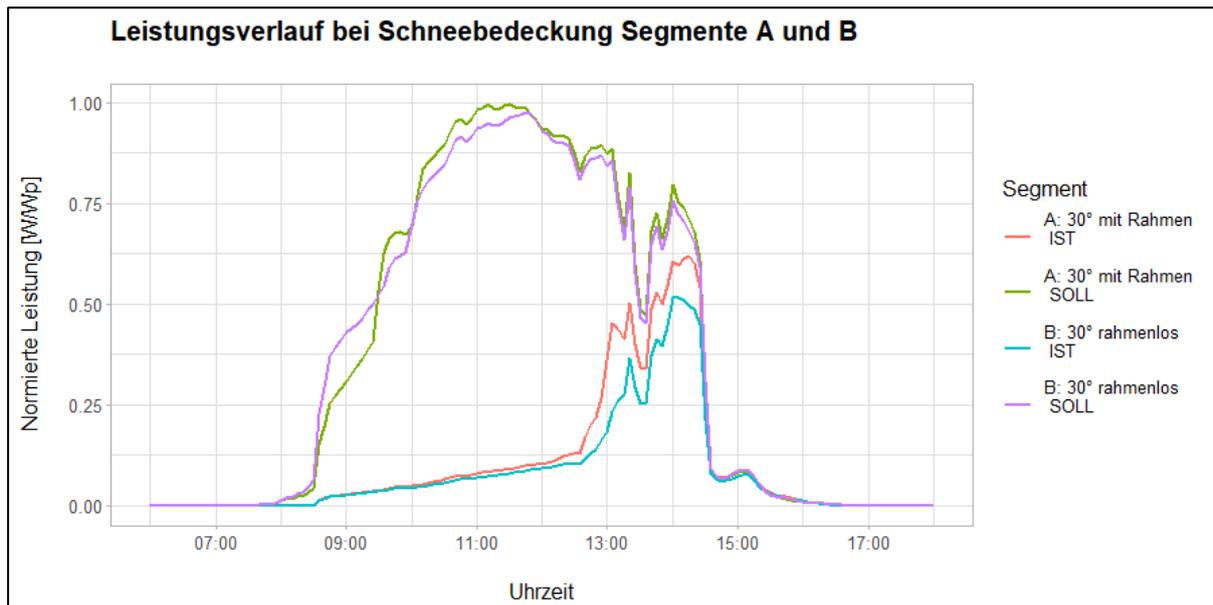


Abbildung 28: Leistungsverlauf bei Schneebedeckung Segmente A und B am 1. Dezember 2018. Vergleich der berechneten Soll-Leistung aus Einstrahlung und Modultemperatur mit der gemessenen Ist-Leistung.

Abbildung 29 zeigt, dass während des Zeitraumes mit einer grossen Abweichung eine Schneebedeckung der Module vorhanden war. Auch die Unterschiede zwischen den Segmenten A und B sind mittels der Webcam-Bilder zu erklären. Während das Segment A ab 14:00 Uhr schneefrei war, fanden sich in den Lücken zwischen den Modulen auch um 17:00 Uhr beim Segment B noch potenzielle Verschattungen durch Schneebedeckung.



Abbildung 29: Tagesbeispiel für die Schneebedeckung der Segmente A und B zum Vergleich mit Abbildung 28 (01. Dezember 2018). Segment A links, Segment B rechts.

Aus Abbildung 30 kann entnommen werden, dass die Ertragsverluste durch Schneebedeckung hauptsächlich vom Neigungswinkel der Module abhängen. Die bifazialen Modulsegmente wurden bewusst nicht dargestellt, da die Soll-Ertragsberechnung der Modulrückseite

nicht zuverlässig ist. Dazu wären Herstellerangaben über die Effizienz der Modulrückseite nötig, welche im Fall der verwendeten Module nicht vorliegen. Üblicherweise wird die STC-Leistung der Rückseite über den Bifazial-Koeffizienten angegeben, welcher das Verhältnis der Rückseiten- zur Vorderseitenleistung quantifiziert. Die Bifazial-Koeffizienten schwanken je nach Modul stark und bewegen sich üblicherweise zwischen Werten von 0.5 bis 0.9 (Herrmann, Schweiger, & Bonilla, 2017). Ausserdem ist die Berücksichtigung von Verschattungen durch die Stahlkonstruktion auf der Rückseite schwierig. Das Resultat zeigt, dass im Segment B (30° rahmenlos) höhere Verluste auftreten als im Segment A (30° mit Rahmen), wie es bereits in Abbildung 29 an einem Beispieltag aufgezeigt werden konnte.

Anhand der Webcam-Bilder kann gezeigt werden, dass die Ertragsverluste relativ gering ausfallen, da der Schnee bei Sonnenschein sehr schnell abrutscht. Im Unterschied zu einer typischen Aufdach-Anlage kommt es ausserdem nicht zu einer Ansammlung von Schnee im unteren Bereich der Module. Im Gegensatz zu einem Schneefang oder einer Flachdachanlage erfolgt ein Abrutschen auch bei grossen Schneemengen. Da sich die Module einige Meter über dem Boden befinden, bildet sich kein Rückstau.

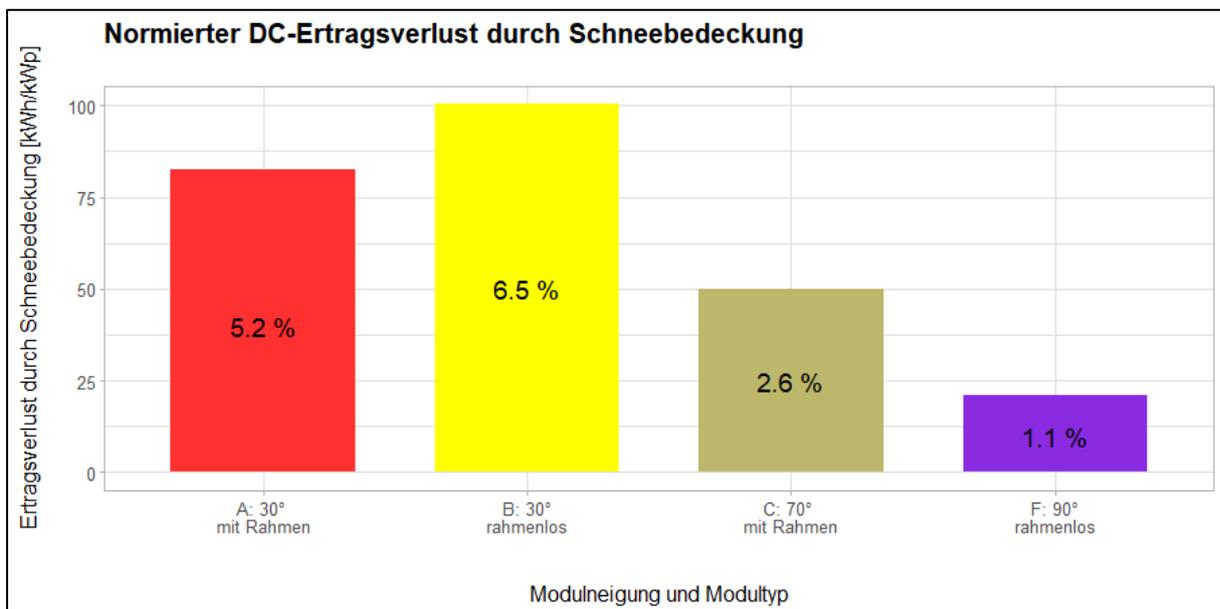


Abbildung 30: DC-Ertragsverluste durch Schneebedeckung nach Modultyp und Modulneigung, bei normiertem Ertrag im Messzeitraum vom Juni 18 – Mai 19. Die Prozentzahl stellt den relativen Ertragsverlust dar.

Der jährliche Ertragsverlust aus Abbildung 30 teilt sich für die direkt vergleichbaren Segmente A und B gemäss Abbildung 31 auf die Monate auf. Die grosse Abweichung im Dezember ist, wie bereits im Tagesbeispiel bei Abbildung 29 aufgezeigt, auf das Abrutschverhalten zurückzuführen. Diese Unterschiede bestehen grundsätzlich über das ganze Jahr. Wie eine Sichtung der Webcam-Bilder jedoch zeigt, war dieser Unterschied im Dezember aufgrund des Schneefalls und des Wetters besonders stark ausgeprägt. Offenbar führten die tiefen Umgebungstemperaturen und der gelegentliche Schneefall über einen Zeitraum von ca. zwei Wochen zu einer vereisten Schneeansammlung zwischen der oberen und der unteren Modulreihe im Segment B. Dadurch lassen sich diese aussergewöhnlichen Ertragsverluste erklären. Die Webcam Bilder im Anhang 7.3 (Abbildung 40 bis Abbildung 55) zeigen diese Schneeansammlung deutlich. Während einer Schönwetterperiode von vier Tagen blieb diese bestehen, was die Verluste von ca. 15 kWh im Monat Dezember erklärt.

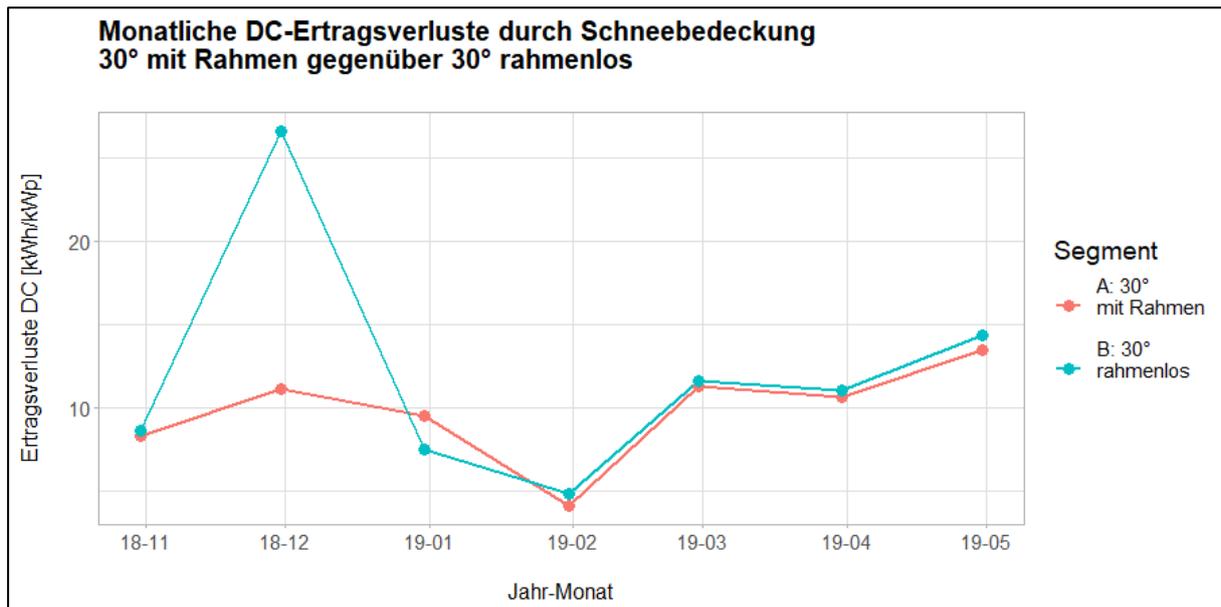


Abbildung 31: Monatliche normierte DC-Ertragsverluste durch Schneebedeckung für die direkt vergleichbaren Segmente A (mit Rahmen) und B (ohne Rahmen) im Vergleichszeitraum Nov 18 – Mai 19.

Aus den Auswertungen geht hervor, dass trotz der relativ hohen Schneemengen am alpinen Standort mit maximal 6.5 Prozent relativ geringe Ertragseinbussen durch schneebedeckte Module entstehen. Zudem nehmen die Einbussen mit steilerem Anstellwinkel ab. Wie bereits erwähnt, kann bei der Versuchsanlage der Schnee aufgrund der Montageart abrutschen. Dies ist insofern speziell, da sich im Vergleich zu einer Aufdachanlage kein Rückstau bildet. Die grösseren Ertragseinbussen bei den rahmenlosen Modulen gegenüber den gerahmten Modulen mit gleichem Anstellwinkel legen zudem den Schluss nahe, dass den Modulabständen hinsichtlich dem Schneeabrutschverhalten besondere Beachtung geschenkt werden muss.

4.6 Minderertrag von Glas-Glas Modulen gegenüber Modulen mit Backsheet

Zwischen anfangs November 2018 und Ende Mai 2019 wurden die Segmente A (gerahmte Module) und B (rahmenlose Glas-Glas Module) auf denselben Anstellwinkel von 30° eingestellt. Die beiden Module sind bezüglich der elektrischen Kennwerte auf dem Datenblatt identisch. Trotzdem zeigen sich zwischen den Modulen Differenzen in der Energieproduktion. Es liegen zwei wesentliche Unterschiede vor:

- Die horizontale Lücke zwischen den oberen und unteren zwei Modulen ist bei den rahmenlosen Modulen geringfügig grösser als bei den gerahmten. Dadurch kann das in diesen Lücken angesammelte Schnee/Eisgemisch das Abrutschverhalten stärker oder länger beeinflussen als bei den gerahmten Modulen.
- Die rahmenlosen Module verfügen über ein dickeres Frontglas (3 mm statt 2 mm).

Abbildung 32 zeigt die normierten DC-Monatsenerträge für die beiden Segmente. Auffallend ist, dass die rahmenlosen Module in jedem Monat weniger Energie produziert haben als die Module mit Rahmen. Eine besonders starke Abweichung besteht im Monat Dezember, welche auf das bereits beschriebene Abrutschverhalten von Schnee zurückzuführen ist (vgl. Abbildung 28, Abbildung 29 und Abbildung 31).

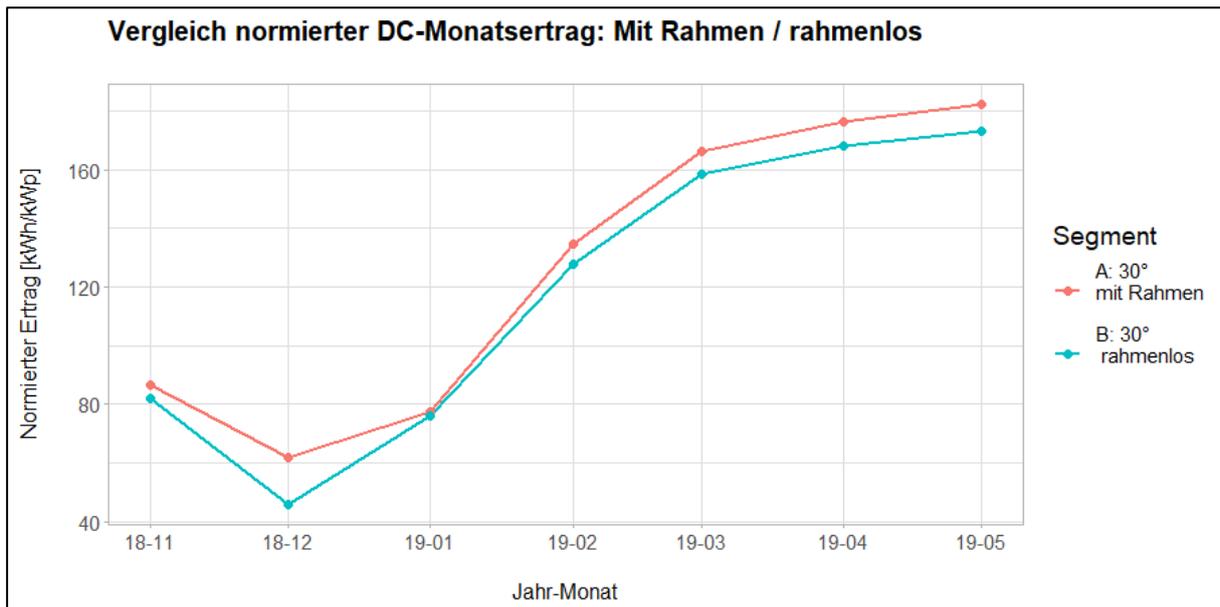


Abbildung 32: Vergleich des normierten DC-Monatsertrages für die Segmente A (gerahmte Module) und B (rahmenlose Module) zwischen dem November 2018 und Mai 2019.

Nachfolgend soll überprüft werden, ob ein systematisches Muster für die geringeren Erträge bei den rahmenlosen Modulen gegenüber den gleich angestellten gerahmten Modulen besteht. Es wurde vermutet, dass die grössten Abweichungen durch ungünstige Einstrahlwinkel und die dadurch bedingte Reflexion am dickeren Solarglas zustande kommen. Demzufolge müsste das Segment A (Module mit Rahmen) eine gleichmässigeren Verteilung der Erträge auf die Tageszeiten aufweisen als das Segment B mit rahmenlosen Modulen. Dies könnte damit begründet werden, dass die Erträge am frühen Morgen und späten Abend durch die stärkere Reflexion am dickeren Frontglas des Segments B verstärkt werden.

Abbildung 33 zeigt die diese Erträge gruppiert nach Tagesstunden absolut (kWh/kWp), Abbildung 34 zeigt die relative Abweichung (rahmenlos zu mit Rahmen in Prozent). Daraus kann kein offensichtlicher Zusammenhang zwischen Ertragsunterschieden und Tageszeit abgeleitet werden. Die Ertragsverluste durch die Glas-Glas-Module betragen pro gruppierter Tagesstunde zwischen 4 und 7 % und zeigen kein spezifisches Muster, welches einen Einfluss der Tageszeit vermuten lassen könnte.

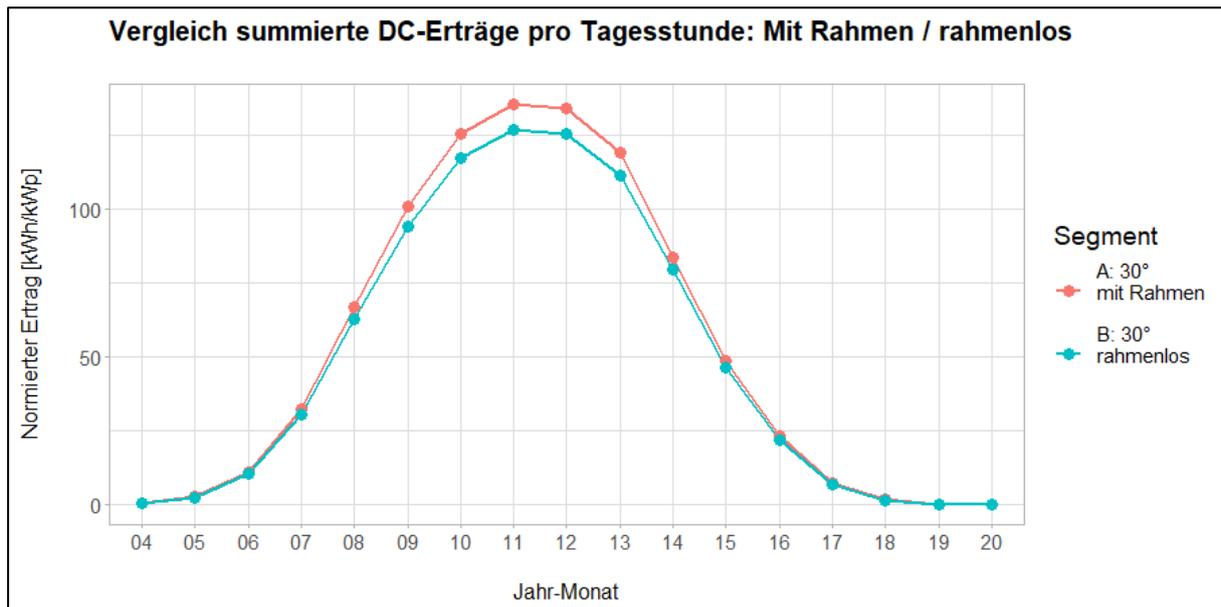


Abbildung 33: Vergleich der kumulierten DC-Erträge pro Tagesstunde für die Segmente A (gerahmt) und B (rahmenlos) im Messzeitraum November 18 - Mai 2019.

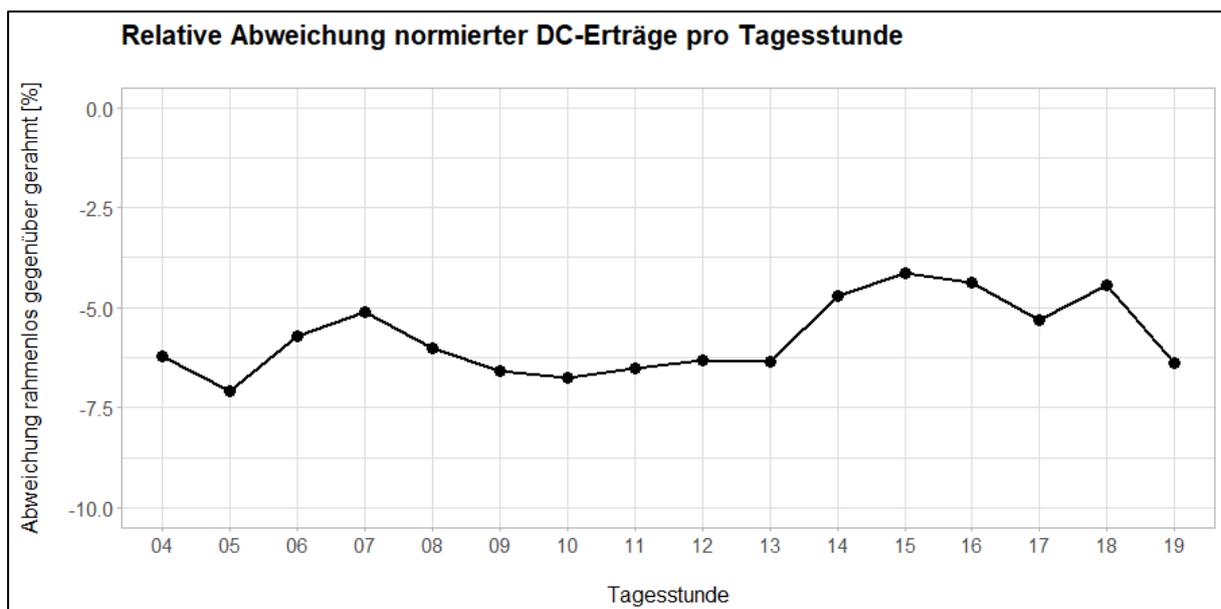


Abbildung 34: Relative Abweichung der kumulierten DC-Erträge pro Tagesstunde zwischen Segment B und Segment A im Messzeitraum November 18 - Mai 19. Beispielsweise weisen die ungerahmten Module zwischen 13 und 13.59 Uhr einen Minderertrag von 6.25 Prozent gegenüber den gerahmten Modulen mit gleicher Neigung.

Die zuvor erfolgte Gruppierung der Erträge auf die Tagesstunden könnte zu einem systematischen Fehler führen, da sich der Einstrahlungswinkel auf die PV-Module im Jahresverlauf verändert. Um diesen Fehler auszuschliessen, wurden die Abweichungen zusätzlich nach dem Gütegrad des Einstrahlungswinkels gruppiert. Ein hoher Gütegrad bedeutet einen möglichst optimalen Einstrahlungswinkel, wogegen bei einem geringen Gütegrad die Elevation und / oder der Azimut des Sonnenstandes zu einem flachen Einstrahlungswinkel führen (vgl. Kapitel 3.5). Wie Abbildung 35 zeigt, ist bei dieser Methode eine schwache lineare Korrelation (Pearson Korrelationskoeffizient = 0.32, $p < 0.001$) auszumachen. Demzufolge könnte der Einstrahlungswinkel die Verluste am dickeren Frontglas mitbeeinflussen, scheint aber gleichzeitig nicht der einzige Grund für die Ertragsunterschiede zu sein.

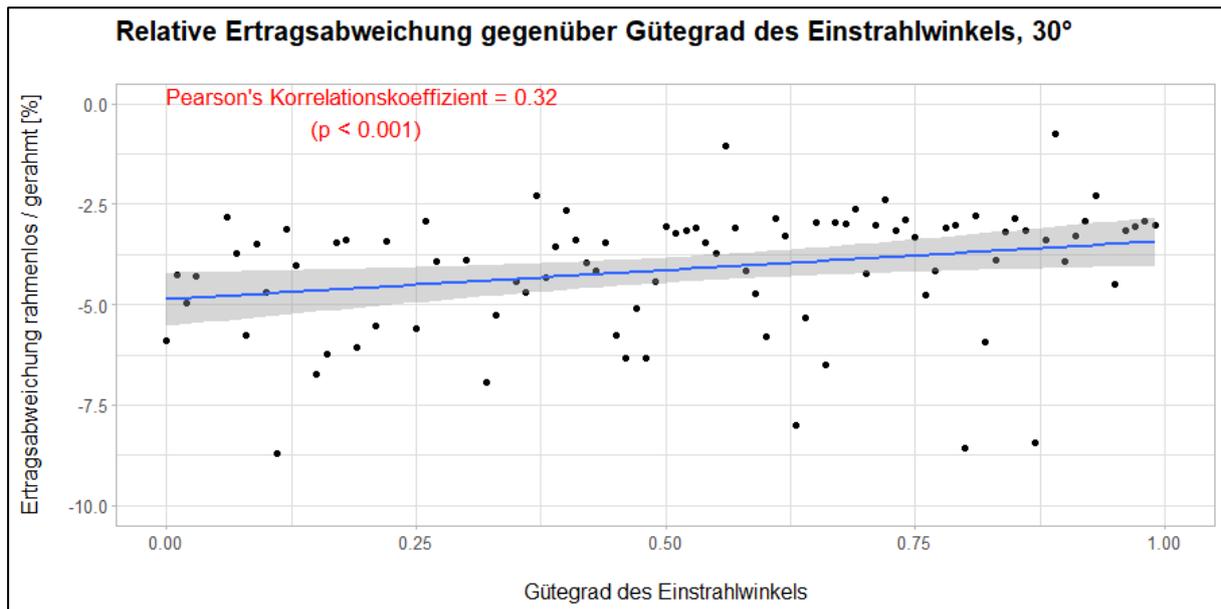


Abbildung 35: Relative Ertragsabweichung des Segments B (3 mm Frontglas) gegenüber Segment A (2 mm Frontglas) in Prozent, abhängig vom Gütegrad des Einstrahlwinkels. Je tiefer der Gütegrad, desto flacher (ungünstiger) ist der Einstrahlwinkel. Betrachtungszeitraum mit gleicher Modulneigung der Segmente A und B: 01.11.2018 bis 31.05.2019. Blaue Linie: Lineares Modell. Grauer Bereich: 95 % Konfidenzintervall des linearen Modells.

Zuletzt zeigt Abbildung 36 auf, dass die Ertragsabweichungen zwischen den Segmenten A (mit Rahmen) und B (rahmenlos) ebenfalls eine schwache Korrelation mit dem Anteil der Direktstrahlung an der Gesamtstrahlung aufweisen (Pearson Korrelationskoeffizient = 0.28, $p = 0.005$). Dazu wurden alle Zeiträume mit demselben Prozentsatz an Direktstrahlung, gerundet auf ganze Prozent, gruppiert (vgl. Kapitel 3.5). Es wird vermutet, dass dieses Ergebnis ebenfalls auf den Einstrahlungswinkel der Direktstrahlung zurückzuführen sein könnte. Während bei hohem Direktstrahlungsanteil vor allem bei günstige Einstrahlwinkel zustande kommen, sind die Einstrahlwinkel bei hohem Diffusstrahlungsanteil nicht spezifizierbar, respektive über den, der Modulfläche zugewandten, Horizontbereich verteilt. Damit wird bei hohem Diffusstrahlungsanteil nie ein guter Winkel erzielt, während dieser für die Direktstrahlung durch die Ausrichtung und Neigung der Modulfläche optimiert wird. Um diese Vermutung zu belege bedarf es weiterer Abklärungen.

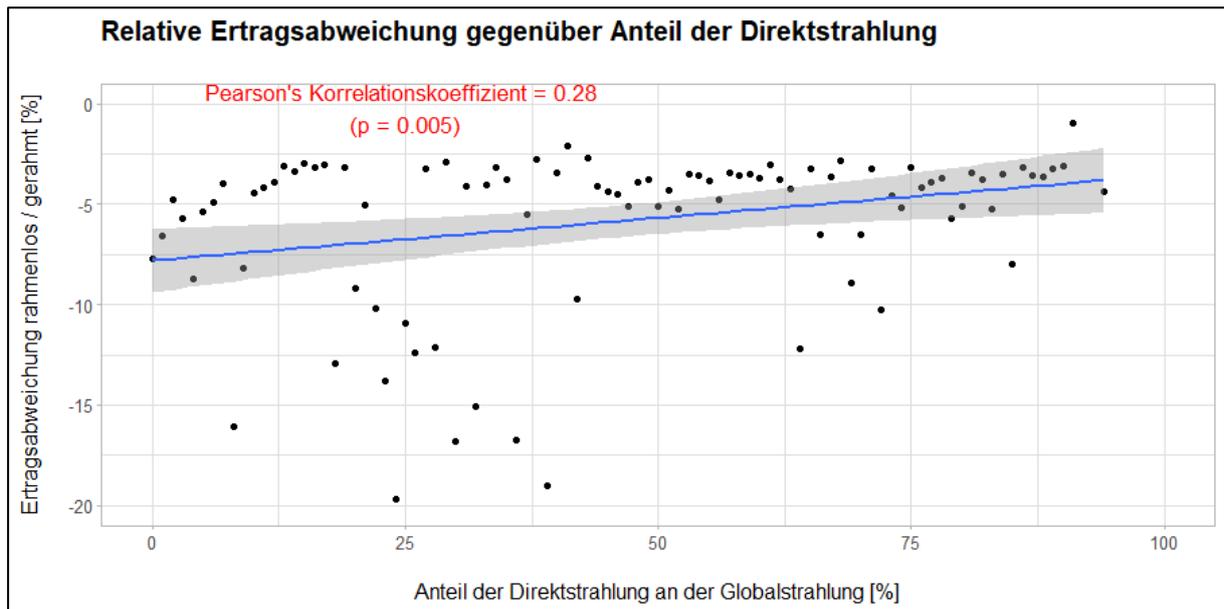


Abbildung 36: Relative Ertragsabweichung des Segments B (3 mm Frontglas) gegenüber Segment A (2 mm Frontglas) in Prozent in Abhängigkeit zum Anteil der Direktstrahlung an der Globalstrahlung. Betrachtungszeitraum mit gleicher Modulneigung der Segmente A und B: 01.11.2018 bis 31.05.2019. Blaue Linie: Lineares Modell. Grauer Bereich: 95 % Konfidenzintervall des linearen Modells.

5. Interpretation der Ergebnisse

Die Untersuchung der Globalstrahlung und der Lufttemperatur an den Standorten Davos (Weissfluhjoch) und Wädenswil haben gezeigt, dass die Globalstrahlung in Davos im betrachteten Zeitraum vom 1. Juni 2018 bis 31. Mai 2019 mit einem typischen Jahr vergleichbar ist. In Wädenswil lag die Globalstrahlung rund 10 % über der eines typischen Jahres. Somit wurde ein überdurchschnittliches Jahr im Mittelland mit einem typischen Jahr in Davos verglichen. Der aus den Auswertungen resultierende Mehrertrag am alpinen Standort gegenüber der Mittellandanlage ist für ein typisches Jahr eher noch höher. Der ausgewiesene Mehrertrag der Versuchsanlage ist demnach eher auf der konservativen Seite. Die Lufttemperatur entspricht an beiden Standorten in etwa der eines typischen Jahres womit der Einfluss auf den Photovoltaikertrag vernachlässigt werden kann.

Ertragsauswertungen haben gezeigt, dass die bifazialen Segmente D und E mit Neigungswinkeln von 70° und 90° die höchsten Jahreserträge geliefert haben. Diese Resultate decken sich qualitativ mit den bisherigen Auswertungen. Im Vergleich zur letzten Auswertung (Zeitraum mit geringerer Globalstrahlung als im typischen Jahr) konnten im hier betrachteten Messzeitraum geringfügig höhere Erträge gemessen werden. Bei einem Neigungswinkel von 70° bestanden ausgeglichene Sommer- und Winterstromerträge. Segmente mit 90° Neigung produzierten mehr Energie im Winterhalbjahr. Diese hohen Winterstromerträge sind insbesondere aufgrund der zukünftigen schweizerischen Energieversorgung relevant, da die von Kernkraftwerken gelieferte Bandenergie zukünftig wegfallen wird. Zusätzlich ist das Potenzial der Laufwasserkraft im Winterhalbjahr geringer als im Sommerhalbjahr. Die höchste Energieproduktion im Winterhalbjahr konnte mit 70° geneigten bifazialen Modulen erreicht werden. Die Auswertungen ergaben 931 kWh/kWp während den sechs Wintermonaten Oktober bis März, was beinahe dem durchschnittlichen Jahresertrag einer typischen Mittelland-Anlage entspricht.

Die Mehrerträge durch den Einsatz von bifazialen Modulen variierten saison- und neigungsbedingt. Im Jahresmittel betragen sie 21 % (70° Neigung) respektive 25 % (90° Neigung). Die Gewinne durch bifaziale Module waren im Sommerhalbjahr grösser als im Winterhalbjahr. Dabei fielen für die Mehrerträge im Sommerhalbjahr vor allem die Monate April bis Juni ins Gewicht. Während diesem Zeitraum führten günstige Sonnenstände und Schneebedeckung bis Ende Juni zu hohen Mehrerträgen.

Aufgrund von Schneefall treten zwei gegenläufige Effekte auf. Einerseits kann eine Schneebedeckte Umgebung den Ertrag der Anlage steigern, andererseits können durch Schneebedeckte Module Ertragsverluste entstehen.

Der Vergleich zweier Zeiträume von 31 Tagen im Frühling (schneebedeckte Umgebung) und Herbst (mehrheitlich schneefreie Umgebung) zeigte, abhängig vom Modulsegment, zusätzliche Erträge von 3 bis 47 %. Diese kamen durch die hohe Albedo des umliegenden Schnees zustande. Die Mehrerträge nahmen mit der Modulneigung stark zu und konnten durch den Einsatz von bifazialen Modulen verdoppelt werden. Der höchste Mehrertrag von 47 % konnte im Segment E mit 90° Neigung und bifazialen Modulen gemessen werden. Zum jetzigen Zeitpunkt ist noch unklar, ob und inwiefern diese Resultate auf andere Zeiträume oder Standorte übertragen werden können. Dazu könnten weitere Messungen, Auswertungen und Recherchen aufschlussreiche Resultate liefern. Eine Möglichkeit wäre eine Vergleichsmessung an einem anderen Standort, wo Schneebedeckung durch die Abdeckung der Modul Umgebung mit weissem Fliess simuliert werden könnte. Damit wären die Mehrerträge auch für andere Zeiträume messbar. Eine weitere Möglichkeit wären Modell-Simulationen, welche die Berück-

sichtigung der unterschiedlicher Albedo-Werte im Jahresverlauf ermöglichen. Zusätzlich könnten Simulationsmodelle mit den zuvor erwähnten Messungen verglichen werden, um deren Genauigkeit zu untersuchen.

Trotz der alpinen Lage der Testanlage traten vergleichsweise geringe Verluste durch die Schneebedeckung von PV-Modulen auf. Diese betragen während des gesamten Jahres zwischen 22 und 101 kWh/kWp, was einem Anteil von 1.5 bis 6.5 % am normierten Jahresertrag entspricht. Diese geringen Verluste sind hauptsächlich durch die Montageart der Module zu begründen. Aufgrund des Anlagendesigns mit der Montage mehrere Meter über Boden kann der Schnee ungehindert abrutschen. Die Verluste nahmen generell mit steigender Modulneigung ab. Obwohl die gerahmten Module im Segment A und die ungerahmten Module im Segment B dieselbe Neigung aufwiesen, unterschieden sich die Verluste (5.2 % bei den gerahmten, 6.5 % bei den Modulen mit Rahmen). Die Betrachtung von Zeiträumen mit Schneebedeckung zeigte, dass die rahmenlosen Module im Segment B aufgrund der Montage an der Unterkonstruktion tendenziell länger schneebedeckt waren und die Verluste somit höher ausfielen.

Auch in schneefreien Zeiten unterscheiden sich die Segmente A (gerahmte Module) und B (rahmenlose Module) geringfügig in ihren Energieerträgen. Abgesehen von der unterschiedlichen Frontglasdicke (3 mm bei rahmenlosen Modulen gegenüber 2 mm bei Modulen mit Rahmen) sind die Module gemäss den Datenblättern identisch. Ausserdem wurden die Erträge auf die effektiven Modulleistungen von Flasher-Tests normiert. Die Vermutung ist deshalb naheliegend, dass die Ertragsverluste bei dickerem Frontglas durch erhöhte Reflexionsverluste am Modul zustande kommen könnten. Die Ertragsverluste sind tendenziell stärker ausgeprägt, wenn ein ungünstiger (flacher) Einstrahlwinkel vorliegt und die Diffusstrahlung einen hohen Anteil an der Globalstrahlung ausmacht. Beide Aspekte (flacher Einstrahlwinkel und hoher Diffusstrahlungsanteil) zeigen eine schwache Korrelation mit den Ertragseinbussen gegenüber den Modulen mit Rahmen. Diese Korrelationen sind als schwach zu bewerten, weshalb die Ursachen noch genauer untersucht werden sollten. Im Bereich des Einstrahlwinkels wurde mit der Definition eines Gütegrads für den Winkel ein stark vereinfachtes Modell verwendet. Dieses Modell könnte in einer weiteren Untersuchung mit dem effektiven Einstrahlwinkel (aus Azimut, Elevation und Ausrichtung der Modulebene) verfeinert werden. Zur schwachen Korrelation des Diffusstrahlungsanteils mit den Verlusten durch dickeres Frontglas könnten zusätzlich theoretische Hintergrundinformationen recherchiert werden.

Der vorliegende Bericht zeigt, dass pro kWp installierter Nennleistung ein wesentlich höheres Potenzial zur Stromerzeugung durch Photovoltaik in den Alpen als im Mittelland besteht. Im Vergleich zum durchschnittlichen Ertrag einer Mittelland-Anlage, welcher im Jahr 2018 bei 980 kWh/kWp lag (Hostettler, 2019), betrug der Ertrag am alpinen Standort zwischen 1382 und 1877 kWh/kWp. Dabei sind die 70° geneigten bifazialen Module am ertragsstärksten und weisen mit 933 kWh alleine im Winterhalbjahr (Oktober bis März) nahezu den Jahresertrag einer Mittellandanlage auf.

Der alpine Standort weist demnach nicht nur einen hohen Jahresertrag auf, sondern ist auch im Winterhalbjahr besonders ertragreich, mit einem Mehrertrag von 250 % im Vergleich zu einer Mittellandanlage. Das ist gerade hinsichtlich der Energiewende und der zukünftigen Entwicklung der Heizsysteme (Umstieg von auf fossilen Energieträgern basierenden Heizsysteme auf Wärmepumpen) in der Schweiz von hoher Relevanz.

6. Literatur

Anderegg, D. (2018, Februar 14). *Alpine Photovoltaik-Anlagen: Ein Vergleich von Simulationen und Messdaten*. Bachelorarbeit, ZHAW.

BAFU (Hrsg.). (2019). *Hydrologisches Jahrbuch der Schweiz 2018. Abfluss, Wasserstand und Wasserqualität der Schweizer Gewässer*. Bundesamt für Umwelt, Bern.

BFE. (2019, Juni 21). *Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2018*. Abgerufen von <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/elektrizitaetsstatistik.html>

Herrmann, D. W., Schweiger, M., & Bonilla, J. (2017). *Performance characteristics of bifacial PV modules and power labeling*.

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

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>

7. Anhang

7.1 Bifaziale Mehrerträge vor und nach Wechselrichter-Ausfall

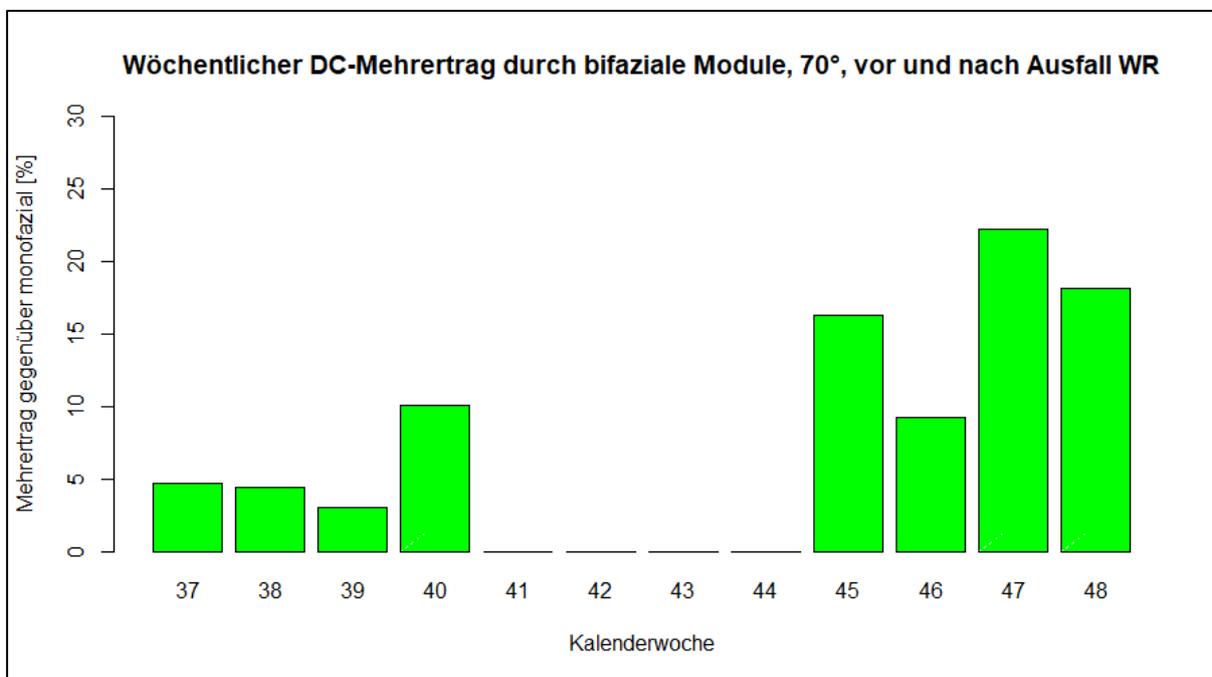


Abbildung 37: DC-Mehrertrag der 70° geneigten bifazialen Module gegenüber den Monofazialen für die Kalenderwochen 37 bis 48. Der Ausfall des Wechselrichters war während der Wochen 41 bis 44.

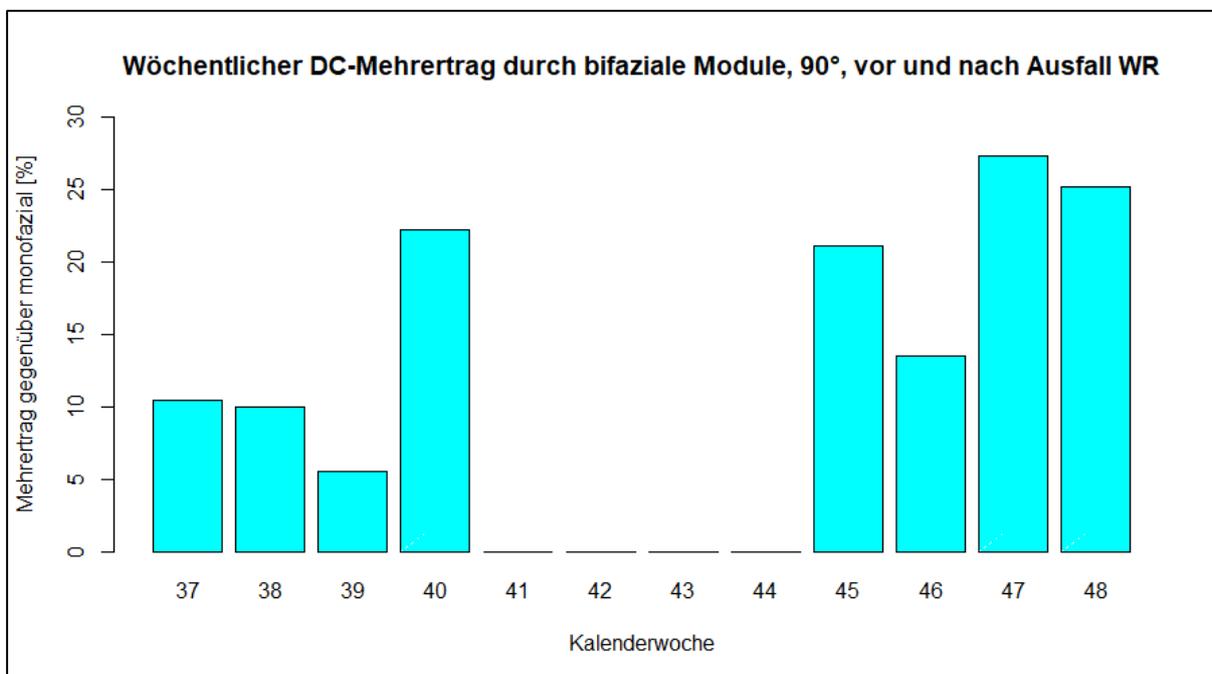


Abbildung 38: DC-Mehrertrag der 90° geneigten bifazialen Module gegenüber den Monofazialen für die Kalenderwochen 37 bis 48. Der Ausfall des Wechselrichters war während der Wochen 41 bis 44.

7.2 Spezifische DC-Modulerträge pro Segment

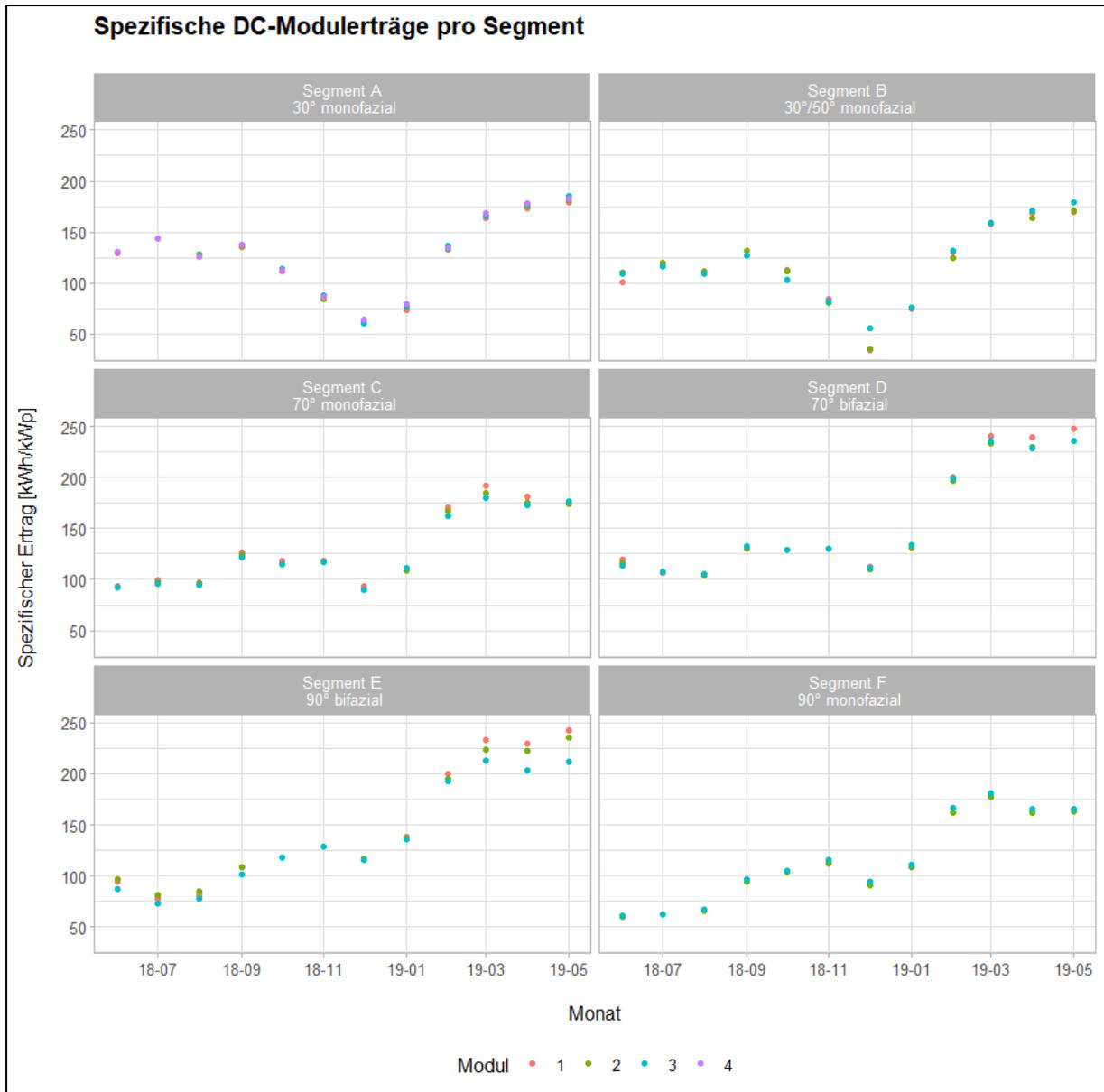


Abbildung 39: Normierte monatliche DC-Erträge pro Modul. Segment B: Abweichungen im Dezember sind auf Schneebedeckung der unteren Module zurückzuführen. Segment E: Besonders im Frühjahr und im Sommer treten innerhalb des Segments Ertragsunterschiede auf.

7.3 Webcam-Bilder Schneebedeckung im Dezember

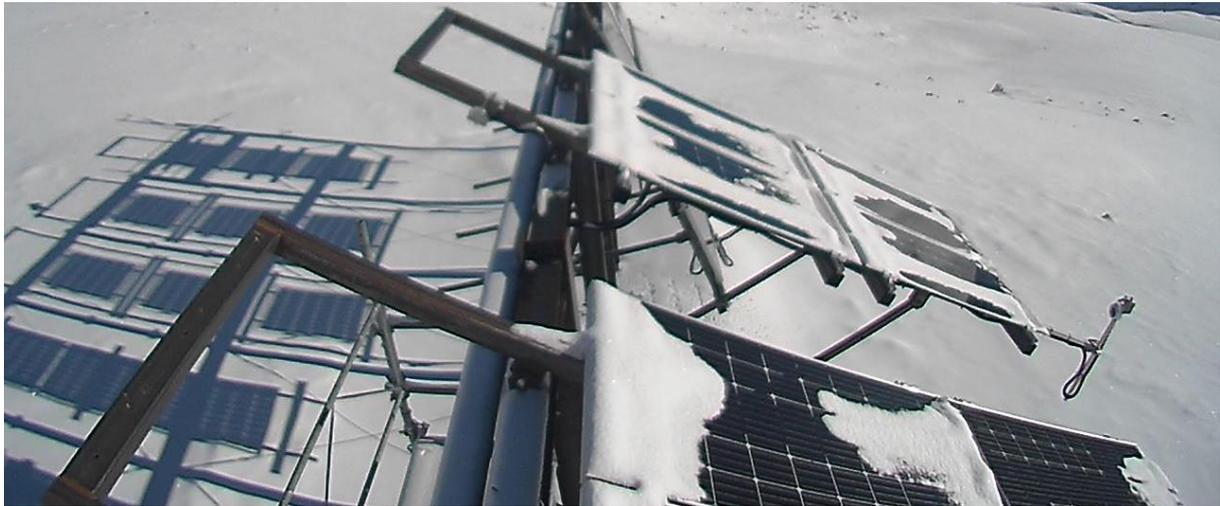


Abbildung 40: Webcam-Bild Segmente A und B im Dezember, 01.12.2018 mittags.



Abbildung 41: Webcam-Bild Segmente A und B im Dezember, 02.12.2018 mittags.



Abbildung 42: Webcam-Bild Segmente A und B im Dezember, 03.12.2018 mittags.



Abbildung 43: Webcam-Bild Segmente A und B im Dezember, 04.12.2018 mittags.



Abbildung 44: Webcam-Bild Segmente A und B im Dezember, 05.12.2018 mittags.



Abbildung 45: Webcam-Bild Segmente A und B im Dezember, 06.12.2018 mittags.



Abbildung 46: Webcam-Bild Segmente A und B im Dezember, 07.12.2018 mittags.



Abbildung 47: Webcam-Bild Segmente A und B im Dezember, 08.12.2018 mittags.



Abbildung 48: Webcam-Bild Segmente A und B im Dezember, 09.12.2018 mittags.



Abbildung 49: Webcam-Bild Segmente A und B im Dezember, 10.12.2018 mittags.



Abbildung 50: Webcam-Bild Segmente A und B im Dezember, 11.12.2018 mittags.



Abbildung 51: Webcam-Bild Segmente A und B im Dezember, 12.12.2018 mittags.



Abbildung 52: Webcam-Bild Segmente A und B im Dezember, 13.12.2018 mittags.



Abbildung 53: Webcam-Bild Segmente A und B im Dezember, 14.12.2018 mittags.



Abbildung 54: Webcam-Bild Segmente A und B im Dezember, 15.12.2018 mittags.



Abbildung 55: Webcam-Bild Segmente A und B im Dezember, 16.12.2018 mittags.

7.4 Webcam-Bilder: Vergleich schneebedeckt / schneefrei



Abbildung 56: Webcam-Bild vom 8. September 2018



Abbildung 57: Webcam-Bild vom 5. März 2019



Abbildung 58: Webcam-Bild vom 12. September 2018



Abbildung 59: Webcam-Bild vom 9. März 2019



Abbildung 60: Webcam-Bild vom 16. September 2018



Abbildung 61: Webcam-Bild vom 13. März 2019

Messergebnisse Juni 18 - Mai 19 Versuchsanlage Totalp



Abbildung 62: Webcam-Bild vom 20. September 2018



Abbildung 63: Webcam-Bild vom 17. März 2019



Abbildung 64: Webcam-Bild vom 24. September 2018



Abbildung 65: Webcam-Bild vom 21. März 2019



Abbildung 66: Webcam-Bild vom 28. September 2018



Abbildung 67: Webcam-Bild vom 25. März 2019

Messergebnisse Juni 18 - Mai 19 Versuchsanlage Totalp



Abbildung 68: Webcam-Bild vom 2. Oktober 2018



Abbildung 69: Webcam-Bild vom 29. März 2019



Abbildung 70: Webcam-Bild vom 4. Oktober 2018



Abbildung 71: Webcam-Bild vom 2. April 2019

7.5 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

Messergebnisse Juni 18 - Mai 19 Versuchsanlage Totalp

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

Messergebnisse Juni 18 - Mai 19 Versuchsanlage Totalp

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

Messergebnisse Juni 18 - Mai 19 Versuchsanlage Totalp

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

7.6 Datenblätter Photovoltaik Module von PVP



Produktübersicht

	Monokristallin			Polykristallin		
Max. Leistung Pmp (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-GExxxP/M mit/ohne Rahmen

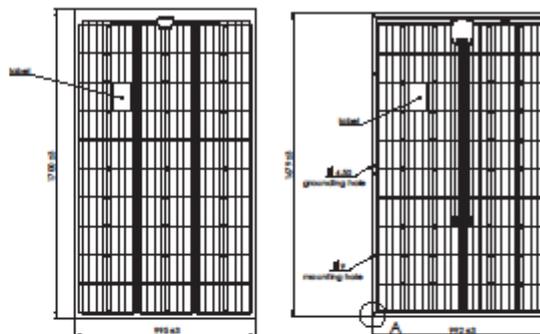


Elektrische Daten	Monokristallin						Polykristallin					
	STC*		800 W/m ² NOCT**				STC*		800 W/m ² NOCT**			
Max. Leistung P _{mpp} [Wp]	270	275	280	196	199	203	250	255	260	184	188	192
Spannung bei P _{mpp} [V]	31,58	32,02	32,31	28,30	28,70	28,96	31,87	31,96	32,28	29,02	29,11	29,40
Strom bei P _{mpp} [A]	8,55	8,59	8,66	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): 1.000 W/m² - AM 1,5 - 25 °C // ** 800 W/m² - AM 1,5 - Nennbetriebszelltemperatur (NOCT)
 Geringe Wirkungsgradminderung bei Teillastverhalten: Es werden bei 200 W/m² min. 95 % des STC (1000 W/m²) Wirkungsgrad erreicht.

Thermische Kenngrößen/ Temperaturkoeffizienten	Monokristallin	Polykristallin
TK P [%/K]	-0,42	-0,41
TK Voc [%/K]	-0,32	-0,31
TK Isc [%/K]	0,047	0,057
NOCT [°C]	47 ±2	44 ±2

Weitere Kenngrößen	Mono- & Polykristallin
Plusortierung	-0% bis +3%
Erhöhte Belastbarkeit	5400 N/m ²
Schneelast	550 kg/m ²
max. Systemspannung	1000 V
Schutzklasse	II
Rückstrombelastbarkeit	15 A
Anschlussdose	Tyco
Bypassdioden	3 Typ Schottky
Schutzart Anschlussdose	IP 67
Kabel Länge/Querschnitt	1000 mm / 4 mm ²
Steckverbindersystem	Tyco PV4 / MC4 kompatibel
Betriebstemperatur	-40°C - +85°C
Zellen	156 x 156 poly / mono
Solarglas ohne Rahmen	Front: 3 mm / Rück: 3 mm
Solarglas mit Rahmen	Front: 2 mm / Rück: 2 mm
Elodierter Aluminiumrahmen	Hohlkammerprofil



Ausführung ohne Rahmen

Ausführung mit Rahmen

Messtoleranz ±3%

Dieses Datenblatt ist nicht rechtsverbindlich. Die tatsächlichen Spezifikationen und/oder Produktmerkmale können davon abweichen. Änderungen vorbehalten. Achtung: Lesen Sie die Sicherheits- und Installationsanweisungen durch, bevor Sie das Produkt verwenden. Bei Kauf gelten die aktuell gültigen 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%	
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	6,98
Leerlaufspannung [V]	39,66	39,25	39,32	39,39	35,90
Kurzschlussstrom [A]	9,26	10,85	11,23	11,62	7,44
Modulwirkungsgrad [%]	17,2%				

*Standard-Test-Bedingungen (STC): 1.000W/m² - AM 1,5 - 25°C
 ** 800W/m² - AM 1,5 - Nennbetriebszelltemperatur (NOCT)
 Geringe Wirkungsgradminderung bei Teillastverhalten: Es werden bei 200W/m² min. 95 % des STC (1000 W/m²) Wirkungsgrad erreicht.



Thermische Kenngrößen/ Temperaturkoeffizienten

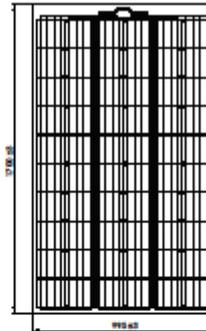
		Monokristallin
TK P	[%/K]	-0,40
TK Voc	[%/K]	-0,32
TK Isc	[%/K]	0,047
NOCT	[°C]	43 ±2

Vorteile des 360° Glas-Moduls

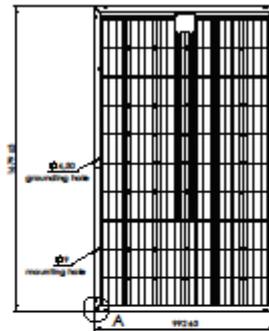
- bis zu 360 Wp Gesamtleistung durch aktive Modulrückseite
- Einsatz von PID-resistenten Modulkomponenten
- LID-Effekt nahezu 0%
- Einsatz v. 60 Hocheffizienz-Bifacial-Zellen
- extrem hohe Langlebigkeit durch Verbundglas-Technologie

Weitere Kenngrößen

	Monokristallin
Plussortierung	-0% bis +3%
Erhöhte Belastbarkeit	5400 N/m ²
Schneelast	550 kg/m ²
max. Systemspannung	1000 V
Schutzklasse	II
Rückstrombelastbarkeit	15 A
Anschlussdose	Tyco
Bypassdioden	3 Typ Schottky
Schutzart Anschlussdose	IP 67
Kabel Länge/Querschnitt	1000 mm / 4 mm ²
Steckverbindersystem	Tyco PV4 / MC4 kompatibel
Betriebstemperatur	-40°C - +85°C
Zellen	156 x 156 mono
Solarglas ohne Rahmen	Front: 3 mm / Rück: 3 mm
Solarglas mit Rahmen	Front: 2 mm / Rück: 2 mm
Isoliertes Aluminiumrahmen	Ho hkammerprofil



Ausführung ohne Rahmen



Ausführung mit Rahmen



Messoleranz ±3%

Dieses Datenblatt ist nicht rechtsverbindlich. Die tatsächlichen Spezifikationen und/oder Produktmerkmale können davon abweichen. Änderungen vorbehalten. Achtung: Lesen Sie die Sicherheits- und Installationsanweisungen durch, bevor Sie das Produkt verwenden. Bei Kauf gelten die aktuell gültigen Garantieerklärungen und die allgemeinen Liefer- und Geschäftsbedingungen der PVP Photovoltaik GmbH. Weitere Einzelheiten finden Sie auf unserer Website. Dieses Datenblatt entspricht den Vorgaben der EN 50380

PVP Photovoltaik GmbH | Wernersdorf 111, A-8551 Wies | tel. +43 (0)3466 43030-0 | fax +43 (0)3466 43030-9 | office@pvp.co.at | www.pvp.co.at

Stand: 01/16