

Vergleich von Messungen und Simulation an mehrreihigen alpinen Photovoltaikanlagen im Winter 23/24



Netto-Null Beratung GmbH

in Zusammenarbeit mit

Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften ZHAW
Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen IUNR

Autoren:

Michael Wild, Dionis Anderegg, Sven Strebel, Jürg Rohrer

DOI: <https://doi.org/10.21256/zhaw-2520>

Datum 25. Juni 2024

Ort 8820 Wädenswil

Autoren Michael Wild, ZHAW Wädenswil, IUNR, michael.wild@zhaw.ch
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
CH-8820 Wädenswil

www.zhaw.ch/iunr/erneuerbareenergien

Acknowledgement Die Autoren danken der Hauser-Stiftung für die Finanzierung dieses Projektes und für die angenehme Zusammenarbeit.

Zitiervorschlag Wild, M., Anderegg, D., Strebel, S., & Rohrer, J. (2024). Vergleich von Messungen und Simulation an mehrreihigen alpinen Photovoltaikanlagen im Winter 23/24; ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen.

Zusammenfassung

Der Solarexpress des Bundes ermöglicht einen raschen Ausbau von alpiner Photovoltaik, welche entscheidend zur Stromversorgungssicherheit der Schweiz beitragen kann. Die Fördermassnahmen sind darauf ausgelegt, in kurzer Zeit eine signifikante Winter-Stromproduktion zu erreichen. Verlässliche Aussagen zu erwartbaren Stromerträgen sind für die Projektentwickler von entscheidender Bedeutung, um die entsprechenden Investitionsentscheide zu fällen. Genau in diesem Bereich bestehen jedoch bei den gängigen Berechnungsmethoden Unsicherheiten, da diese im alpinen Raum bisher kaum validiert werden konnten.

Um hier verlässlichere und allgemeinere Daten bereitstellen zu können, wurde im Sommer 2023 auf der Totalp in Davos (2'500 m ü. M.) eine flexible, mehrreihige Miniaturanlage im Massstab 1:12 installiert. An dieser Anlage wurden während des Winterhalbjahres 2023/24 eine Vielzahl von unterschiedlichen Kombinationen aus Modulneigungen, Reihenabständen und Hangneigungen untersucht. Insgesamt wurden Erträge und Leistungen bei ca. 80 verschiedenen Anlagenkonfigurationen betrachtet.

Die gemessenen Werte der Miniaturanlage wurden anhand der gleichzeitig erhobenen Daten der bestehenden statischen Versuchsanlage (in Echtgrösse) am selben Standort validiert und eingeordnet. Es zeigt sich, dass es zwischen den beiden Anlagen eine gute Übereinstimmung gibt. Weiter wurde aufgezeigt, dass die rückseitige Einstrahlung bei einem bifazialen Panel situativ zu einem Mehrertrag von ca. 25-35% führt.

Das Bundesamt für Energie empfiehlt für die Ertragsberechnungen im Rahmen des Solarexpress die Nutzung der Software PVSyst mit Wetter- und Albedo-Daten von Meteonorm. Deshalb wurden mit den im Winter 2023/24 lokal erhobenen, zeitlich hoch aufgelösten Wetterdaten Ertrags-Simulationen mit PVSyst durchgeführt, welche danach mit den Messdaten verglichen wurden. Ein spezifisches Augenmerk wurde auf die monatliche Albedo gelegt, da deren Wahl einen entscheidenden Einfluss auf die Ertragsschätzung von steil angestellten, bifazialen Modulen hat. Neben den bereits erwähnten Albedo-Werten aus Meteonorm wurden deshalb auch zwei Varianten mit Albedo aufgrund von Erfahrungen der Autoren gerechnet. Dadurch liess sich eine bessere Übereinstimmung zwischen Simulation und Messung erzielen. Abbildung 1 zeigt den Vergleich zwischen Messungen und Simulationen mit Albedos aus Meteonorm.

Es zeigt sich, dass die Ertragswerte der Simulationen mit PVSyst im Vergleich mit einer Anlage in der horizontalen Ebene, unter Verwendung der Albedo-Werte aus Meteonorm je nach Konfiguration 7 bis 16% unter den real gemessenen Werten liegen.

Ebenso zeigt sich, dass die Simulation von Anlagen in steiler Hanglage mittels eines – bezüglich Verschattungswinkel - äquivalenten Modells zu einem systematischen Fehler führt, welcher ein Teil der oben erwähnten Abweichungen infolge zu tiefer Albedo-Werte wieder kompensieren kann. Generell zeigt Abbildung 1, dass der simulierte Ertrag bei grösseren Hangneigungen in der Tendenz weniger stark unterschätzt wird.

Der vorliegende Bericht ist eine erste Auswertung der im Winterhalbjahr 2023/24 erhobenen Daten. Es wird spezifisch auf den punktuellen Vergleich mit PVSyst-Simulationen eingegangen. Die Vergleiche von absoluten Erträgen über diesen Messzeitraum sind der Inhalt von Folgeberichten. Weiterführende Informationen werden laufend auf der [Projektwebsite](#) veröffentlicht.

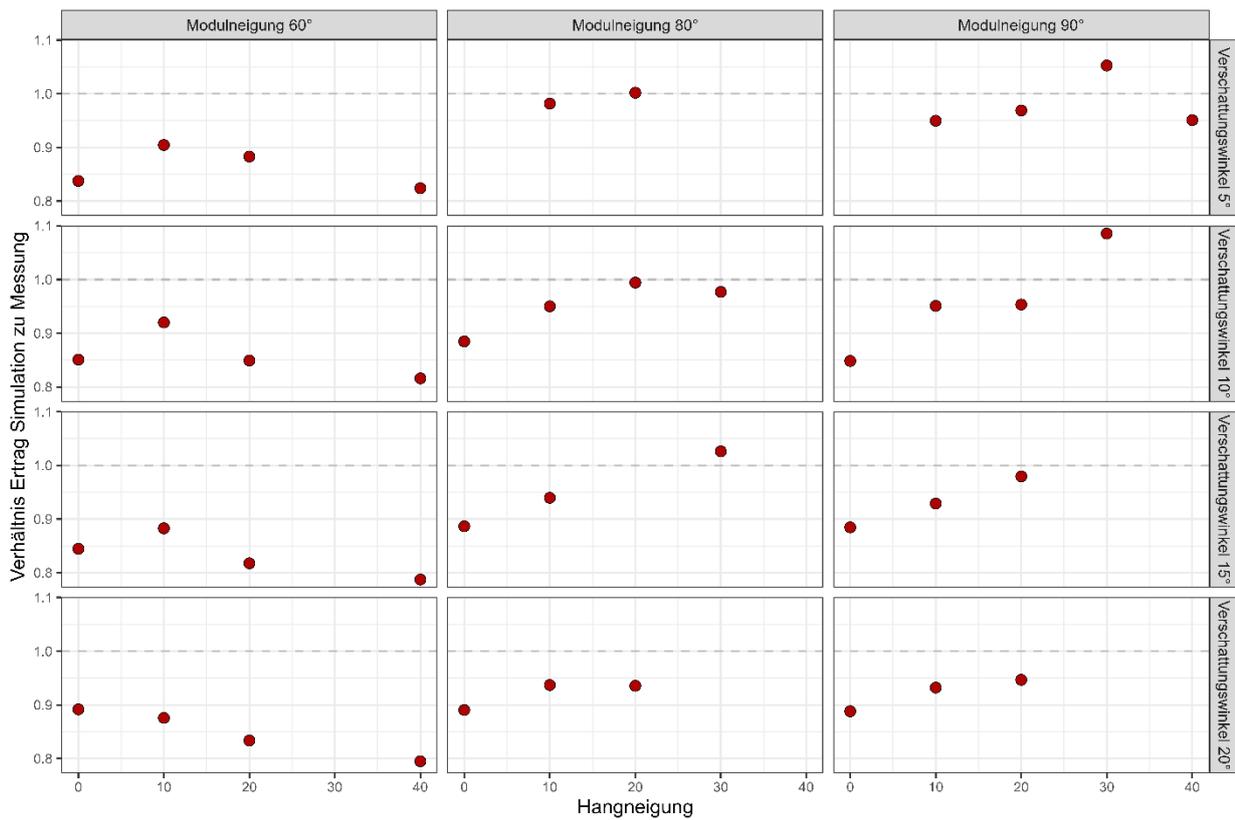


Abbildung 1. Vergleiche der Erträge für bifaziale Module aus PVSyst-Simulationen (unter Annahme der Albedo gem. Meteororm) sowie Messdaten der Mini-PVA in Davos, für das Winterhalbjahr 2023/24, aufgeschlüsselt nach Modulneigungswinkel, Verschattungswinkel und Hangneigung. Ein Wert unter 1 (gestrichelte Linien) korrespondiert mit einer Unterschätzung des Ertrages durch die Simulation.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	5
1.1	Flexible Versuchsanlage.....	5
1.2	Umfang dieses Berichts	6
2	Messaufbau und Messkampagne Winter 23/24	8
2.1	Standort und Umgebung.....	8
2.2	Mechanischer Aufbau	9
2.3	PV-Module und Messelektronik	11
2.4	Messprogramm	13
2.5	Wetterbedingungen Winter 23/24	14
3	Auswertungsmethodik und Resultate	15
3.1	Aufbereitung von Messdaten	15
3.2	Validation	16
3.2.1	Einfluss der Grundplatte	19
3.2.2	Einfluss des Messintervalls.....	21
3.2.3	Monatliche Vergleiche	23
3.2.4	Interpretation der Vergleiche	25
3.3	Anteil Rückseitiger Erträge	25
4	Vergleich der Messungen mit Simulationen von PVSyst	28
4.1	Äquivalente Anlagen.....	28
4.2	Wetterdaten und Albedo	30
4.3	Vergleiche an ausgewählten Tagen	30
4.3.1	Schneebedeckter Tag (7. März 2024).....	30
4.3.2	Schneeloser Tag (2. Oktober 2023)	34
4.4	Vergleich über das Winterhalbjahr 23/24	37
4.4.1	Methodik und Limitationen.....	37
4.4.2	Ergebnisse	39
5	Fazit und Ausblick.....	41
6	Referenzen	42

1 Einleitung

Alpine Photovoltaikanlagen versprechen, einen wichtigen Beitrag zur schweizerischen Stromversorgung zu leisten, insbesondere im Winter. Gegenüber Anlagen im Flachland produzieren sie durch vorteilhafte Einstrahlungsbedingungen signifikant mehr Strom. Weiter bringt die winterliche Schneedecke den Vorteil, dass auch Strahlung am Boden sehr viel effektiver reflektiert wird und damit für die Panels nutzbar ist. Dies wird zusätzlich dadurch begünstigt, dass zur Verhinderung von Schneeanammlung ein hoher Modulneigungswinkel bei alpinen Photovoltaikanlagen wünschenswert ist, was wiederum den Einfluss reflektierter Einstrahlung erhöht. Senkrecht aufgeständerte Module stellen auch aus konstruktiven Gründen eine gute Lösung dar. Die Reflexion von Einstrahlung an der Anlagenumgebung erhöht zudem die Einstrahlung auf die Modulrückseiten, weshalb bifaziale Module in alpinen Regionen besonders hohe Erträge liefern können. Bei bifazialen Modulen und einem Neigungswinkel von 90° kann ein hoher Winterstromanteil in der Grössenordnung von 50% und gegenüber einer typischen Anlage im Mittelland ein um den Faktor 3 bis 3.5 höherer Winterstromertrag erreicht werden (Anderegg et al., 2023).

Per 1. April 2023 traten die nötigen Verordnungsänderungen in Kraft, um die im Herbst 2022 beschlossenen Gesetzesänderungen im Energiegesetz umzusetzen, welche einen stark beschleunigten Ausbau und eine grosszügige Förderung für alpine Photovoltaik ermöglichen. Bis zu einer gesamtschweizerischen Produktion von 2 TWh/a ist eine Einmalvergütung von bis zu 60% der Investitionskosten möglich. Eine sehr relevante Bedingung für eine Förderung ist, dass bis Ende 2025 mindestens zehn Prozent der erwarteten Produktion (von mindestens 10 GWh) ins Netz eingespeist werden, mit einer vollständigen Inbetriebnahme bis Ende 2030. Zusätzlich muss ein spezifischer Winterstromertrag von mindestens 500 kWh/kWp erreicht werden.¹

Die Planung und Ertragsberechnung von Photovoltaik-Anlagen gemäss den Vorgaben des Bundesamts für Energie (BFE) (Bundesamt für Energie (BFE), 2023) in hochalpinem Gelände ist aufgrund der ungenügenden Datenverfügbarkeit und Praxiserfahrung relativ unsicher. Es existieren zwar in der Zwischenzeit mehrere kleine Versuchsanlagen, diese bilden die Effekte von Direktverschattung sowie verringerter Rückstrahlung des Bodens nicht oder nur ungenügend ab. Es ist unklar, wie exakt die gängigen Simulationswerkzeuge in einer Hanglage rechnen, speziell wenn schneebedeckter Boden sowie bifaziale Module verwendet werden sollen. Aktuell werden Berechnungen teils an scheinbar äquivalenten Anlagen auf der flachen Ebene durchgeführt, was ein mögliches Fehlerpotenzial birgt.

1.1 Flexible Versuchsanlage

Die Forschungsgruppe Erneuerbare Energien der ZHAW betreibt seit 2017 in Zusammenarbeit mit der EKZ eine Versuchsanlage für alpine Photovoltaik im Gebiet der Totalp in Davos, nordöstlich unterhalb des Weissfluhjochs (Anderegg et al., 2023)². Diese Anlage besteht aus 6 einzelnen Panelgruppen mit 4 unterschiedli-

¹ <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/erneuerbare-energien/solarenergie/photovoltaik-grossanlagen.html>

² <https://www.zhaw.ch/de/lfsm/institute-zentren/iunr/oekotechnologien-energiesysteme/erneuerbare-energien/solar-energie/alpenstrom-davos/>

chen Neigungswinkeln (30, 40, 60 sowie 90°), wobei für 60 und 90° jeweils eine monofaziale sowie eine bifaziale Gruppe von 3 Panels installiert ist. Durch diese Anlage konnten eine grosse Menge Daten sowie Erfahrung im Umgang mit hochalpinen Photovoltaik gesammelt werden.

Um das Verhalten von mehrreihigen Systemen in Hanglagen zu untersuchen, wurde seit Herbst 2022 eine neue Versuchsanlage geplant. Durch die zusätzliche Komplexität, welche mehrere Modulreihen und eine variable Hangneigung mit sich bringen, entstehen mehr Freiheitsgrade. Diese können mit einer einzelnen, stationären Anlage nur schwierig oder gar nicht abgedeckt werden. Auch zwecks späterer Modellbildung und -validation wurde entschieden, eine hochflexible Miniatur-Versuchsanlage im Massstab 1:12 zu bauen (im Verlaufe dieses Berichts als «Mini-PVA» bezeichnet). Der Versuchsaufbau repräsentiert ein dreireihiges System, in welchem sowohl der Reihenabstand, der Modulneigungswinkel sowie der Hangneigungswinkel (Anstellwinkel der gesamten Anlage) in kürzester Zeit variiert werden können. Dadurch kann an einer einzelnen Anlage ein breites Spektrum an unterschiedlichen Anlagenspezifikationen abgefahren werden. Damit können an einem Standort und nahezu zeitgleich virtuell hunderte Anlagen mit unterschiedlichen Kombinationen von Spezifikationen (Hangneigung, Modulneigung, Reihenabstand) abgebildet werden. Für die Approximation eines sehr grossen PV-Feldes wären möglichst viele möglichst breite Modulreihen nötig. Um die Komplexität sowie die Grösse des Systems in einem akzeptablen Rahmen zu halten, wurde eine Anlage bestehend aus drei Reihen mit jeweils 7 Modulen (vorder- und rückseitig) Modulen geplant. Der Versuchsaufbau ist in Abschnitt 2 genauer beschrieben.

Die Detailplanung wurde während dem Winter 2022/23 durchgeführt, im Frühling 2023 wurde die Anlage zu Testzwecken auf dem Campus Grüental der ZHAW in Wädenswil aufgebaut. Nach einigen Wochen Testbetrieb wurde sie wieder abgebaut und wenig später auf dem Dach des Messeinrichtungs-Containers der bestehenden Versuchsanlage in Davos wieder aufgebaut. Während dem Sommer 2023 wurden eine Reihe von Testmessungen durchgeführt, Abläufe eingespielt und mechanische sowie Software-Probleme behoben. Durch verschiedentliche Optimierungen konnte die benötigte Zeit für eine einzelne Messung auf weniger als 10 Sekunden reduziert werden, wodurch ein Messprogramm mit 80 unterschiedlichen Konfigurationen und einem Messintervall von 30 Minuten möglich wurde.

1.2 Umfang dieses Berichts

Die Mini-PVA ist seit August 2023 in Betrieb. Leider kam es trotz gründlicher Vorbereitung und grossem Einsatz bei harscher Witterung zu einigen Ausfällen der Anlage. Dies führte teils zu Komplettausfällen für mehrere Tage, teilweise aber auch nur eines Freiheitsgrades, beispielsweise der Hangneigung. Während die Anlage in solchen Fällen weiter in Betrieb war, wurde ein veränderter, reduzierter Messumfang erreicht. Durch diesen Umstand gibt es keine kontinuierlichen Messreihen über den gesamten Zeitraum, für jegliche Konfigurationen der Anlage. Dies verunmöglicht zu diesem Zeitpunkt eine verlässliche Berechnung des spezifischen Ertrages über das gesamte Winterhalbjahr. Für ausgewählte Zeiträume und Anlagenkonfigurationen sind aber bereits zum jetzigen Zeitpunkt verlässliche Auswertungen möglich. Dank der praktisch kontinuierlichen Verfügbarkeit und hohen zeitlichen Auflösung der Messdaten der grossen Versuchsanlage sollte eine Modellierung und damit eine relativ belastbare Vervollständigung der Messdaten möglich sein. Darauf wird in diesem Bericht aber nicht weiter eingegangen. Auf den Inhalt von geplanten Folgeberichten, welche sich unter anderem mit diesem Thema befassen, wird in der Zusammenfassung hingewiesen.

Primär in diesem Bericht behandelt werden zwei Themen:

- Plausibilisierung und Validation der Messergebnisse der Mini-PVA mittels gleichzeitig erhobener Messdaten der grossen, stationären Versuchsanlage.
- Vergleich einzelner Messungen und ausgewählter Tage mit Simulationsergebnissen der Software PVSyst.

Die Auswertung dieser Punkte ist zeitlich begrenzt auf das Winterhalbjahr zwischen Oktober 2023 und März 2024. Die spezifischen Wetterbedingungen in diesem Zeitraum (und deren Vergleich mit einem typischen Winter) sind in Abschnitt 2.5 beschrieben.

2 Messaufbau und Messkampagne Winter 23/24

2.1 Standort und Umgebung

Die Mini-PVA befindet sich im Bereich der Totalp auf dem Gebiet der Gemeinde Davos. Sie liegt ca. 700 m nordöstlich des Weissfluhjochs, auf einer Höhe von 2490 m ü.M und direkt unterhalb des Totalpsees. An diesem Standort betreibt die ZHAW in Zusammenarbeit mit den EKZ und dem SLF/EPF seit 2017 eine Testanlage für alpine Photovoltaik, welche bereits die nötigen Strom- und Kommunikationsanschlüsse sowie diverse Messeinrichtungen (Strahlungsmessungen, Wetterstation) bereitstellt. Die Mini-PVA wurde auf dem Dach des bereits bestehenden Containers aufgebaut, welcher die Messelektronik und restliche Infrastruktur beherbergt, welche für den Betrieb der grossen Versuchsanlage benötigt wird. Der Container ist nicht perfekt südlich ausgerichtet (Azimut von 167°, Süd-Südöstlich), die Mini-PVA wurde jedoch leicht schräg auf dem Containerdach montiert, sodass sie mit einem Azimut von 180° genau nach Süden ausgerichtet ist. Die genaue Position der Anlage ist 46.838°N, 9.813°E (2'781'100N/1'190'160E), in ca. 2.7 m Höhe über Grund. Abbildung 2 zeigt einen Kartenausschnitt des Gebietes mit dem Standort der Mini-PVA.

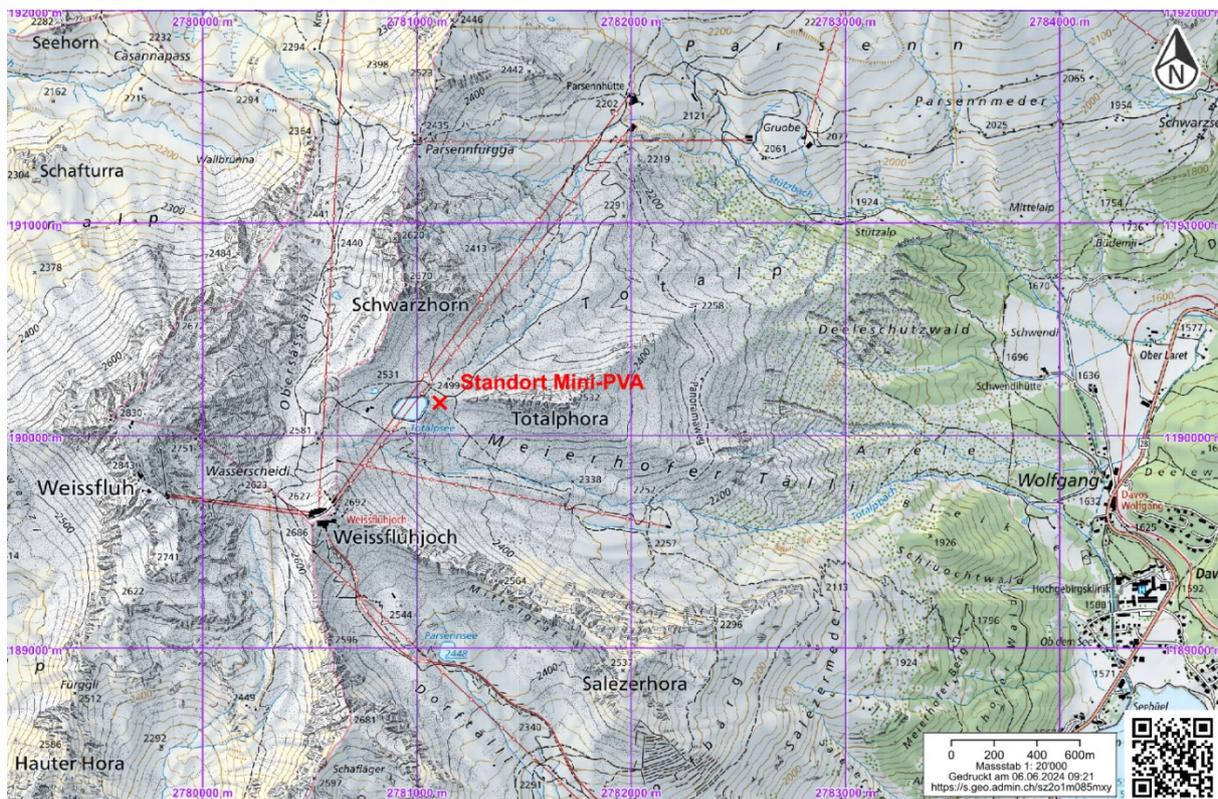


Abbildung 2. Kartenübersicht des Gebietes Weissfluhjoch/Totalp mit Standort Mini-PVA unterhalb des Totalpsees (46.838°N, 9.813°E). Kartenmaterial © SwissTopo.

Der Sichthorizont des Standortes ist in Abbildung 3 ersichtlich. Gegen Osten und Südosten ist das Gelände relativ offen, mit Ausnahme der Totalphora (ca. -90°), welche jeweils im Frühling und Herbst am frühen Morgen kurzzeitig zu Schattenwurf führt. Gegen Südwesten und Westen dominiert das Weissfluhjoch und die Weissfluh, welche die Anlage speziell im Winter ab frühestens 14.45 Uhr verschatten. Gegen Süden ist der westwärts aufsteigende Mittelgrat von der Salezerhorna zum Weissfluhjoch sichtbar, welcher aufgrund des Sonnenverlaufs jedoch keine signifikanten Beeinträchtigungen mit sich bringt. Abbildung 4 zeigt den Messaufbau im Detail.

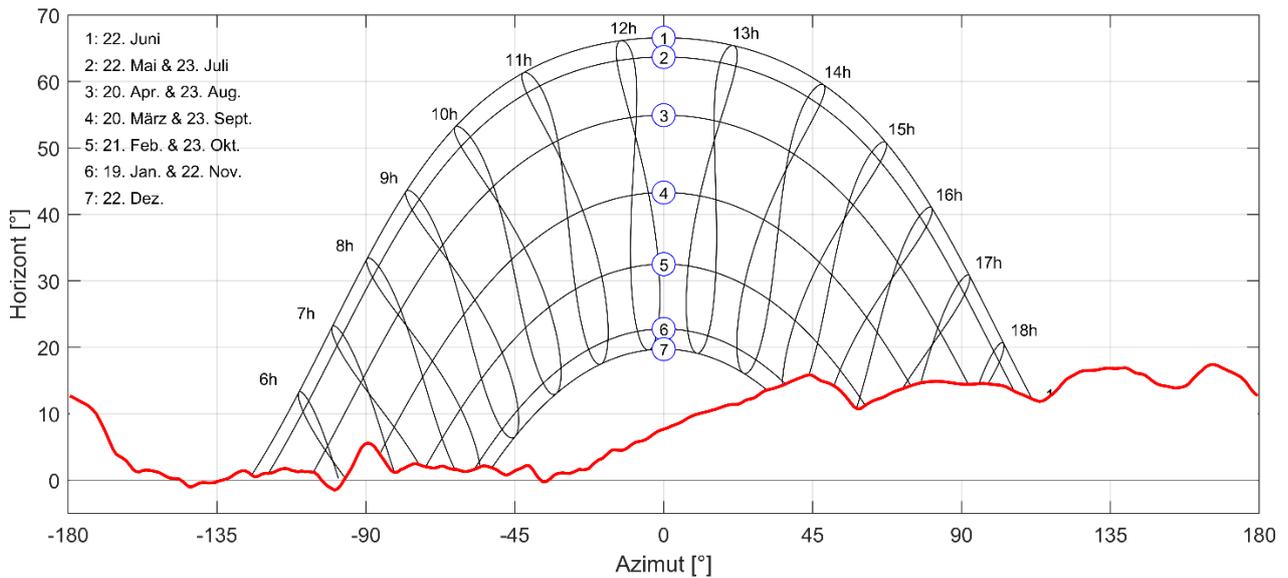


Abbildung 3. Sichthorizont am Standort der Mini-PVA (46.838°N, 9.813°E, 2490 m ü. M.) mit Sonnenverläufen an ausgewählten Tagen. Gut ersichtlich ist der winterliche Schattenwurf des Weissfluhjochs, ab jeweils ca. 14.45 Uhr an Tagen um die Wintersonnenwende. Alle Zeitangaben in UTC+1.



Abbildung 4. Detailansicht der installierten Mini-PVA auf dem Dach des Messcontainers. Da der Container nicht perfekt gegen Süden ausgerichtet ist, wurde die Mini-PVA um ca. 13° verdreht fixiert.

2.2 Mechanischer Aufbau

Abbildung 5 zeigt Ansichten des Versuchsaufbaus als 3D-Modell mit den wichtigsten Komponenten. Die Anlage steht auf einer Rahmenkonstruktion aus Stahlprofilen, welche die feste Verbindung zum Containerdach herstellt und den Aufhängepunkt für die Grundplatte bildet. Die Grundplatte (1970 x 1645 mm) besteht aus zwei Elementen: Einer 6 mm-Alublechplatte, welche das Grundgerüst bildet, sowie einem weiss pulverbeschichteten Alublech (1.5 mm, 1830 x 1400 mm), welches darauf eingespannt ist. Vier querlaufende L-Profile

verhindern ein Durchhängen dieser Platte. Die Konstruktion wurde so ausgeführt, um zum einen die Transportierbarkeit zu gewährleisten. Zum anderen kann so der Grossteil der Grundplatte ohne grösseren Aufwand ausgetauscht werden, um unterschiedliche Albedo-Situationen zu simulieren. Die im Winter 23/24 eingebaute Grundplatte besitzt eine Albedo von 79.8% (gem. ASTM E903:20 (E903 - 20, o. J.)), was relativ frischem Schnee entspricht. Auf der Unterseite dieser Platte sind sechs Silikon-Heizmatten angebracht, welche frisch anfallenden Schnee auf der Anlage schnellstmöglich wegschmelzen, sodass einerseits die optischen Eigenschaften konstant und kontrollierbar sind, und andererseits die Module nicht eingeschneit werden.

Die Grundplatte ist mittig abgestützt auf zwei seitlichen Spindelmotoren (LINAK LA36IC) mit einer Stosskraft von je 2600 N und einem Hub von 400 mm. Durch das Ein- und Ausfahren dieser Motoren wird die Neigung der Grundplatte (simulierte Hangneigung) eingestellt. Seitlich in Längsrichtung unter der Grundplatte verlaufen zwei Gewindestangen mit jeweils eigenem Schrittmotor (Nanotec NEMA34). Diese Gewindestangen sind zweigeteilt, wobei südlich und nördlich der mittigen Aufhängung ein Links- resp. Rechtsgewinde eingefräst ist. Dadurch wird mechanisch sichergestellt, dass sich die südliche und nördliche Modulreihe immer im selben Abstand zur fixen mittleren Modulreihe befindet.

Die mittlere Modulreihe ist fest mit der Grundplatte verbunden, während die südliche und nördliche Modulreihen mittels beidseitiger Schlitten auf einer ebenfalls beheizten Führungsschiene beweglich installiert sind. Durch einen Schlitz in der Grundplatte sind sie auf beiden Seiten der Anlage mit den Gewindestangen unter der Grundplatte verbunden, welche durch ihre Rotation den Reihenabstand festlegen kann. Die Aufhängungen der Modulreihen befinden sich 170 mm über der Grundplatte (in Richtung der Flächennormale der Grundplatte). Die Kabelverbindungen werden über zwei Schleppkanäle auf der Westseite mitgezogen und auf der Modulreihe unter- respektive oberhalb von den Modulen geführt, sodass sie keinen Schattenwurf auf die Zellflächen bewirken.

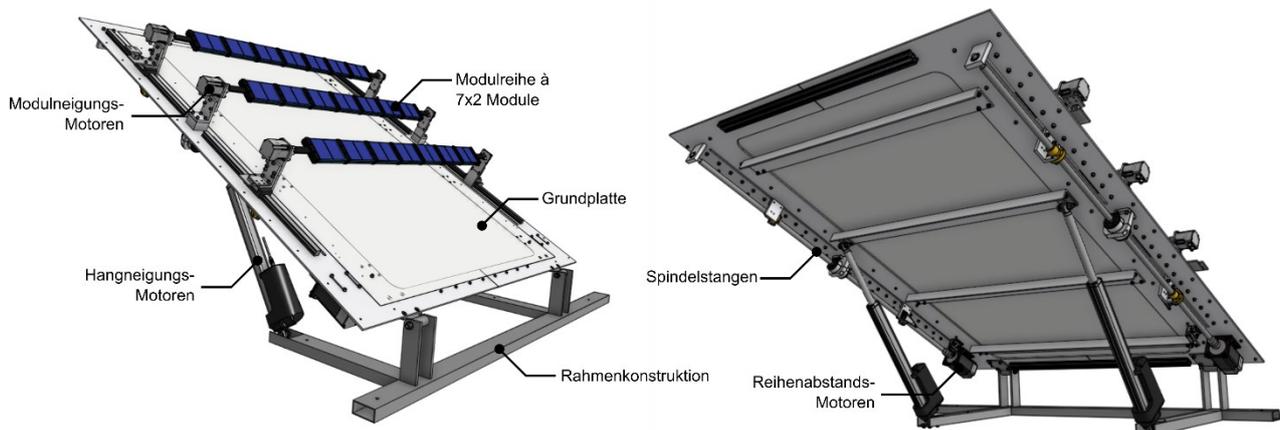


Abbildung 5. Technischer Aufbau der Versuchsanlage. Eine Rahmenkonstruktion fixiert die Anlage auf dem Containerdach und bildet den Aufhängepunkt für die Grundplatte, welche mit den Hangneigungsmotoren in einem Anstellwinkelbereich von 0-40° bewegt werden kann. Die Grundplatte mit genau bekannter Albedo ist austauschbar und wird auf der Rückseite von Silikon-Heizelementen beheizt (hier nicht ersichtlich). Die drei Modulreihen befinden sich auf Schlitten und sind durch einen Schlitz in der Konstruktion mit den unter der Platte laufenden Spindelstangen verbunden, welche nördlich und südlich der mittleren Reihe jeweils eine umgekehrte Drehrichtung besitzen. Der Anstellwinkel der Modulreihen wird jeweils von einem eigenen Schrittmotor eingestellt.

Jede Modulreihe besitzt einen eigenen Schrittmotor (Nanotec NEMA23), welcher die Modulneigung einstellt. Die Modulreihen bestehen je aus einem rechteckigen Carbonprofil (25 x 7 mm), worauf vorder- und rückseitig jeweils 7 Module festgeklemmt sind. Das Carbonprofil ermöglicht ein minimales Durchhängen, speziell in horizontaler Modulneigung, bei gleichzeitig kleinem Abstand der vorder- und rückseitigen Module. Tabelle 1 fasst die Minimal- und Maximalwerte der einstellbaren Parameter zusammen, die mit diesem Aufbau erreicht werden können.

Tabelle 1. Minimal- und Maximalwerte der relevanten einstellbaren Parameter. Der Reihenabstand relativ bezieht sich auf die Modulhöhe von 96 mm, während die relative Modulneigung die Neigung der Grundplatte (Hangneigung) als Referenz verwendet. Die absolute Modulneigung wird gebildet durch die Summe aus Hangneigung und relativer Modulneigung.

Parameter	Minimalwert	Maximalwert
Hangneigung	0°	40°
Reihenabstand absolut	115 mm	700 mm
Reihenabstand relativ	1.2	7.3
Modulneigung relativ	-40°	90°

Aufgrund der zu erwartenden, herausfordernden Wetterbedingungen wurden die Komponenten teils stark überdimensioniert, verschiedentlich wurden auch erhebliche Sicherheitsfaktoren verwendet. Wo möglich sind Komponenten mindestens für die Schutzklasse IP66 (Schutz vor Staubeinwirkung und starkem Spritzwasser) zertifiziert. Die gesamte Anlage wiegt ungefähr 150 kg.

2.3 PV-Module und Messelektronik

Die drei Modulreihen sind jeweils vorder- und rückseitig mit je 7 Miniaturmodulen des Herstellers Solarc bestückt, welcher auch die Messelektronik lieferte. Die Glas-Glas Module sind eine Sonderanfertigung und bestehen aus drei einzelnen IBC-Zellen mit einer Abmessung von je 90 x 43.3 mm, mit einer kumulativen Zellfläche von 116.9 cm². Die elektrischen Kenndaten der Minimodule sind in Tabelle 2 aufgeführt. Die Modulklemmen sind abgeschrägt ausgeführt, sodass die Möglichkeit von Schattenwurf grösstenteils eliminiert wird. Abbildung 6 zeigt eine technische Zeichnung eines einzelnen Moduls mit allen relevanten Abmessungen.

Tabelle 2. Elektrische Kenndaten der vorder- und rückseitig eingesetzten Miniaturmodulen vom Hersteller Solarc unter Standardtestbedingungen (STC).

Grösse	Kurzbezeichnung	Wert
Leistung	P_{MPP}	2.6 W
Kurzschlussstrom	I_{sc}	1.6 A
Leerlaufspannung	U_{oc}	2.1 V
Strom	I_{MPP}	1.5 A
Spannung	U_{MPP}	1.7 V

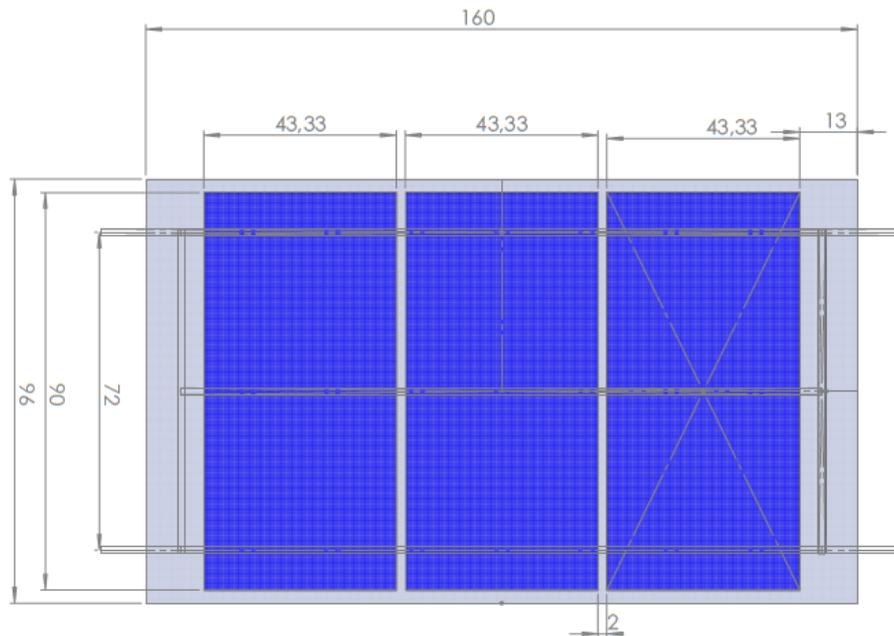


Abbildung 6. Zeichnung eines Miniaturmoduls (Solarc, alle Dimensionen in mm), mit äusseren Abmessungen von 160 x 96 mm. Die aktive Zellfläche beträgt 116.9 cm², und besteht aus drei einzelnen Zellen mit einer Abmessung von je 90 x 43.3 mm. Der Klemmbereich auf beiden Seiten hat eine Breite von 13 mm.

Insgesamt wurden auf den drei Modulreihen 42 monofaziale Module installiert, wovon 24 aktiv sind, während die restlichen 18 Module als nicht angeschlossene Blindmodule fungieren. Die Module erreichen unter STC-Bedingungen MPP-Leistungen zwischen 2'422 und 2'692 mW, wobei ein Teil der Module während des Winters aufgrund von Defekten ausgetauscht wurden. Die massgeblichen Messergebnisse sind jeweils mit der entsprechenden Nennleistung normiert. Die Verteilung der Aktiv- und Blindmodule ist in Abbildung 7 dargestellt. Module, die Rücken an Rücken verbaut sind (beispielsweise Module 18 und 22), werden in der Auswertung als virtuell bifaziale Module zusammengefasst, sofern gewisse Voraussetzungen zum Messzeitpunkt erfüllt sind. Die aktiven Module sind über einen Multiplexer an eine Kennlinienmessgerät (Yokogawa GS610) angeschlossen. Eine einzelne Messung dauert ca. 5 s, wobei die daraus resultierende U-I-Kennlinie auch dafür genutzt wird, um Messfehler auszuschliessen.

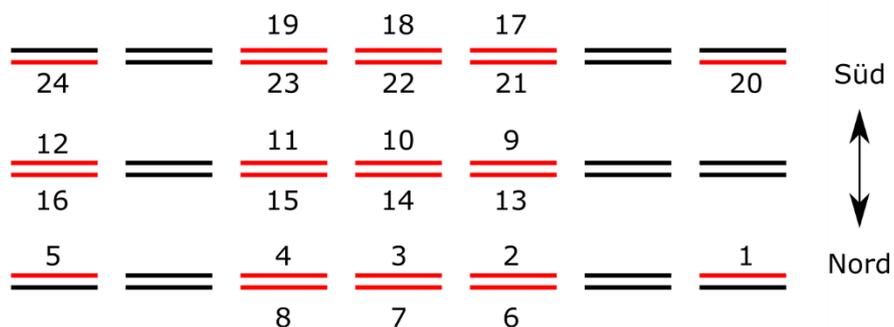


Abbildung 7. Modulbelegungsplan der Mini-PVA mit 42 Modulen, wovon 24 aktiv sind. Die aktiven Module sind rot eingezeichnet und nummeriert, während die baugleichen Blindmodule schwarz sind. Zur Illustration: Modul 18 ist das vorderseitige, mittige Modul der südlichen Modulreihe, während Modul 16 das rückseitige Modul am östlichen Ende der mittleren Modulreihe ist.

Bei der Datenprozessierung werden Kombinationen aus Modulen zu (virtuell) bifazialen Modulen zusammengefasst. In dieser Auswertung wurden zwei Kombinationen analysiert:

- Modul 18 und 7: Kombination aus den mittigen, äusseren Modulen (Südreihe vorne und Nordreihe hinten), korrespondierend zu einem bifazialen Modul ohne Einflüsse von mehrreihigen Systemen
- Modul 3 und 22: Kombination aus den mittigen, inneren Modulen (Nordreihe vorne und Südreihe hinten), korrespondierend zu einem bifazialen Modul mit Einflüssen von mehrreihigen Systemen

Speziell die Kombination 3/22 ist von Interesse, da es sich um ein virtuell bifaziales Modul in einem mehrreihigen System handelt.

Sofern zwei Messungen der entsprechenden Module (z.B. 3 und 22) innerhalb von 30 Sekunden erfolgt sind, die Anlagenkonfiguration identisch ist und eine gewisse zeitliche Variation der Einstrahlungsbedingungen nicht überschritten wird ($\pm 20\%$ Veränderung GHI oder DNI), werden die beiden Messungen zu einer virtuell bifazialen Messung zusammengefügt. Dafür wird ein Bifazialitätsfaktor von 0.8 verwendet.

2.4 Messprogramm

Die Anlage folgt einem Messprogramm, welches für jeden Zeitpunkt eine bestimmte Konfiguration der Anlage vorgibt (Hangneigung, Verschattungswinkel, Modulneigung). Daneben wird spezifiziert, welche Module ausgemessen werden sollen. Während Hang- und Modulneigung explizit vorgegeben werden, wird der Reihenabstand aus den genannten Parametern sowie dem jeweils gewünschten Verschattungswinkel berechnet. Die Schwierigkeit besteht darin, einen möglichst grossen und relevanten Parameterraum dieser Konfigurationen abzudecken, während möglichst viele Module in möglichst hoher Frequenz ausgemessen werden, um Unsicherheiten zu minimieren. Tabelle 3 fasst die Standardwerte jener Konfigurationen zusammen, die regelmässig ausgemessen wurden. Das daraus resultierende Messprogramm beinhaltet 80 verschiedene Konfigurationen, mit jeweils vier ausgemessenen Modulen. Die Länge eines Blockes beträgt so knapp unter 30 Minuten, was folglich die Standardmessfrequenz ist.

Tabelle 3. Parameterspektrum für Standardmessungen. Der Reihenabstand ist abhängig von der jeweiligen Kombination aus Hangneigung, Modulneigung sowie dem gewünschten Verschattungswinkel. Das Standardprogramm besteht aus 80 verschiedenen Konfigurationen der Anlage, mit jeweils 4 ausgemessenen Modulen. Dies wird im Normalfall alle 30 Minuten wiederholt.

Parameter	Standardwerte
Module	3, 7, 18, 22
Modulneigung	50, 70, 80, 90°
Hangneigung	0, 10, 20, 30°
Verschattungswinkel	5, 10, 15, 20, 25°

Dieses Messprogramm wird morgens jeweils eine halbe Stunde vor Sonnenaufgang begonnen und abends eine halbe Stunde nach Sonnenuntergang beendet. Während der Nacht wird die Anlage periodisch bewegt, um Vereisungen und Schneeansammlungen möglichst zu verhindern.

2.5 Wetterbedingungen Winter 23/24

Die horizontale Globalstrahlung war im Winter 23/24 gegenüber den Vorjahren (2018 – 2023) unterdurchschnittlich. Insbesondere in den Monaten Februar, März und November wurden seit 2018 die tiefsten bisher an diesem Standort gemessenen Globalstrahlungen verzeichnet (Abbildung 8). Über das gesamte Winterhalbjahr wurde eine Globalstrahlung von 445 kWh/m² gemessen, Diese weicht nur minimal von der Globalstrahlung des typischen meteorologischen Jahres gem. Meteonorm V8.2 (441 kWh/m²) ab, ist aber um 2 bis 15% tiefer als in den fünf vorherigen Jahren, in welchen die Einstrahlung zwischen 464 und 510 kWh/m² schwankte (Mittelwert bei 490 kWh/m²).

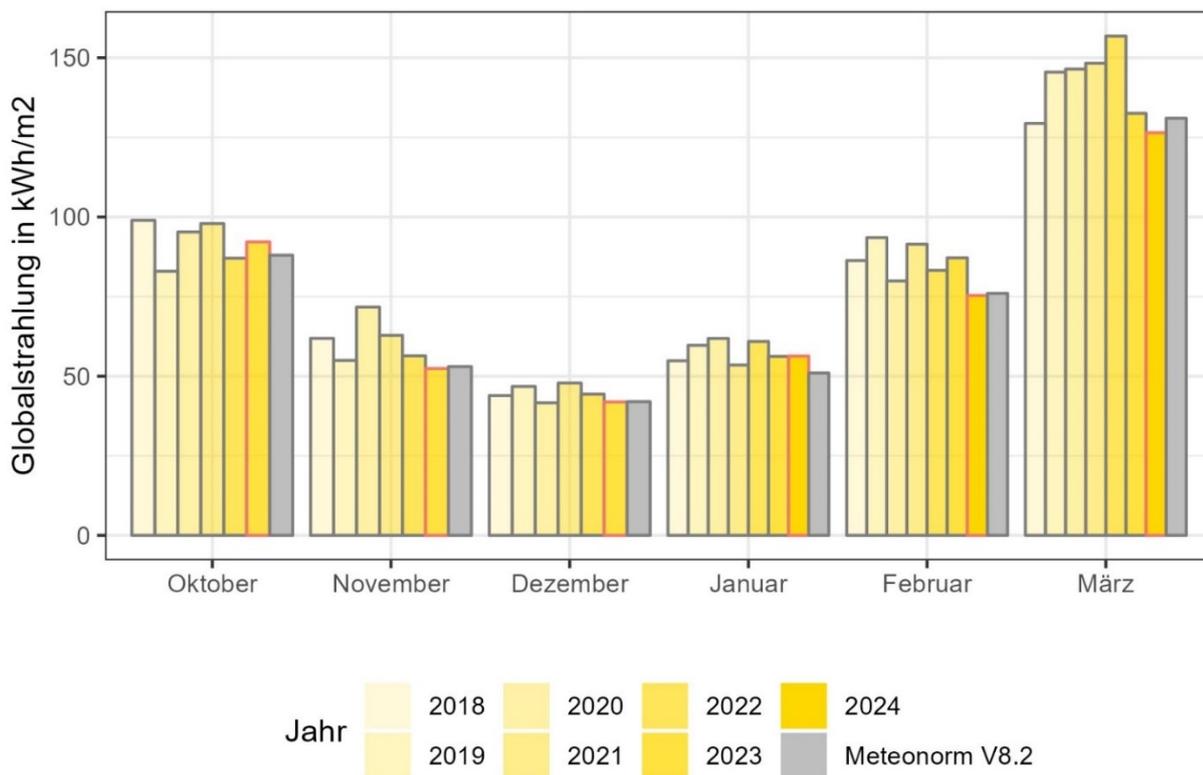


Abbildung 8. Einstrahlung im Winter 23/24 (rot umrandet) im Vergleich zu den Vorjahren seit 2018. In grau ist zusätzlich die Einstrahlung für ein typisches meteorologisches Jahr gemäss Meteonorm 8.2 mit Referenzperiode 2001 bis 2020 dargestellt.

Während der Oktober 2023 grösstenteils schneefrei war, gab es gegen Ende Monat einige Tage mit partieller Schneebedeckung, welche jeweils aber nur kurz anhielten. Ab der Nacht von 31. Oktober auf 1. November bis zum Ende der Messperiode am 31. März 2024 lag am Standort durchgehend Schnee.

3 Auswertungsmethodik und Resultate

3.1 Aufbereitung von Messdaten

Bevor die Messdaten verwendet werden, wird eine Reihe von Prüfungen und vorbereitenden Schritten durchgeführt, um eine qualitativ hochwertige Datengrundlage zu erreichen. In einem ersten Schritt werden Zeiträume herausgefiltert, in denen die Anlage wegen Wartungszwecken oder Defekten stillstand. Ebenso werden Zeiträume gefiltert, in denen Schnee auf den Modulen liegt. Während das zwar nicht ein sehr prävalentes Problem war, gab es durchaus Wetterbedingungen, bei denen sich trotz dauerhafter Bewegungen in der Nacht Schnee an den Modulen festfror, der sich erst im Laufe des Tages wieder löste. Zu diesem Zweck wurden Zeitraffervideos der Webcam erstellt, welche manuell begutachtet wurden. Dadurch wurden auch Zeiträume gesperrt, in denen mechanische Probleme auftraten, die von der Messelektronik nicht als Problem ausgewiesen wurden.

In einem nächsten Schritt werden die Messdaten der Mini-PVA mit den Daten der Wetterstation, der Einstrahlungsmessungen sowie den Messwerten der grossen Versuchsanlage zusammengeführt. Es werden Sonnenstand, sich dadurch ergebende Projektionsfläche, sowie kurzfristige Variabilität der Einstrahlung berechnet und hinzugefügt.

Die wichtigste jeweils betrachtete Messgrösse ist die Nennleistungs-normierte MPP-Leistung. Abbildung 9 zeigt eine beispielhafte Strom-Spannungs-Kennlinie (U-I-Kennlinie) einer Messung von Anfang Januar 2024. Abhängig von den Einstrahlungsbedingungen werden pro Messung ca. 50-60 Spannungen angelegt und der resultierende Strom gemessen. Der Punkt der maximalen Leistung wird als Maximum Power Point (MPP) bezeichnet. Ein MPP-Tracker einer realen Anlage versucht kontinuierlich, diesen Punkt zu erreichen. Im Gegensatz dazu ist der Wert der maximalen Leistung (P_{MPP}) eine rechnerische Grösse, welche durch das Kennlinienmessgerät bestimmt wird. Um möglichst aussagekräftige Vergleiche zwischen verschiedenen Modulen machen zu können, werden die berechneten maximalen Leistungen mit den jeweiligen Nennleistungen der Module bei Standardbedingungen (STC: 1000 W/m^2 , 25°C) normiert. Die Module, welche auf der Mini-PVA verbaut sind, haben Nennleistungen zwischen 2.42 und 2.69 W. Dieselbe Normierung wird mit den Messwerten der grossen Versuchsanlage gemacht, um auch hier eine Vergleichbarkeit zu gewährleisten.

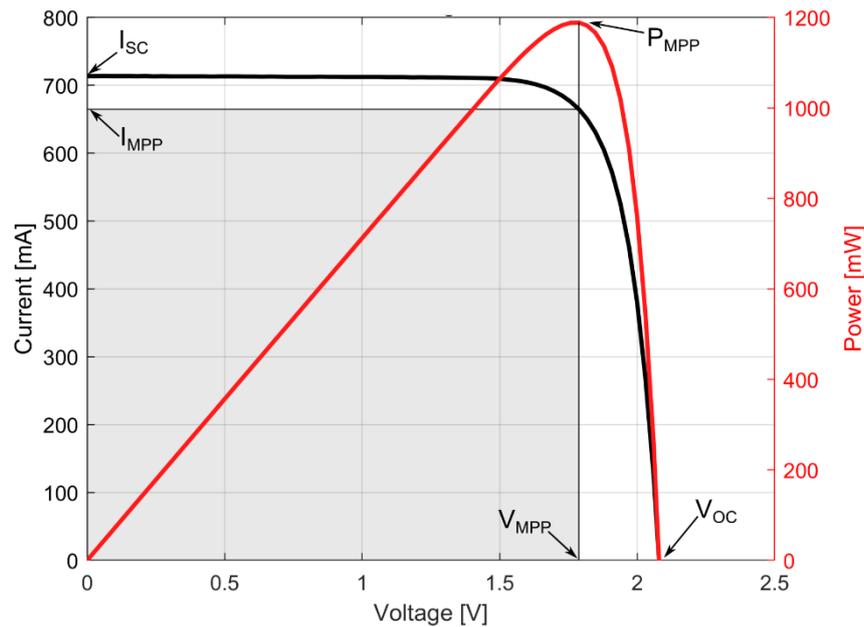


Abbildung 9. Beispielhafte Strom-Spannungs-Kennlinie (U-I Kennlinie) einer Messung von Anfang Januar 2024. Die schwarze Kurve repräsentiert die Messwerte, welche vom Kennlinienmessgerät abgetastet wurden (ca. 50 Messpunkte pro Messung). Die rote Kurve zeigt die resultierende Leistung bei der jeweiligen Spannung. Speziell markiert sind folgende Punkte: Leerlaufspannung (V_{OC}) und Kurzschlussstrom (I_{SC}), sowie Maximalleistungsspannung (V_{MPP}), Maximalleistungsstrom (I_{MPP}) und daraus resultierende Maximalleistung (P_{MPP})

3.2 Validation

Die Validation der Messdaten besteht aus mehreren Schritten. In einem ersten Schritt werden die U-I-Kennlinien maschinell ausgewertet, um fehlerhafte Messungen herauszufiltern. Mittels eines stark vereinfachten Modells werden zudem unplausible Messwerte entfernt, die beispielsweise durch Schneebedeckung der Module entstehen, welche im vorherigen Schritt nicht entdeckt wurden.

In einem zweiten Schritt werden die Messdaten der Mini-PVA mit den gleichzeitig erhobenen Daten der grossen Versuchsanlage verglichen. Hierfür wird spezifisch das Modul 18 (Südreihe, Vorderseite mittig, vgl. Abbildung 7) mit den Panelgruppen A, B, C und F verglichen, welches die monofazialen Panelgruppen mit Neigungswinkeln von 30, 40, 60 und 90° sind (Anderegg et al., 2023). Es ist an dieser Stelle anzumerken, dass die grosse Versuchsanlage ca. 45 m südöstlich und ca. 15 m unterhalb der Mini-PVA steht. Bei stark wechselhaften Wetterbedingungen können selbst auf diese Distanz starke Unterschiede in der Einstrahlungsintensität und -verteilung bestehen. Für den Vergleich zwischen den beiden Anlagen ist es zentral, dass die Bedingungen möglichst ähnlich und konstant sind. Aus diesem Grund wurden alle in diesem Abschnitt gezeigten Messungen nach der zeitlichen Einstrahlungsvariabilität gefiltert (max. $\pm 50\%$ Veränderung GHI über eine Minute). Trotzdem ist es möglich, dass Messungen mit teils stark unterschiedlichen (räumlichen) Einstrahlungsverhältnissen verglichen werden. Für die grössten Ausreisser wurde jeweils mittels Webcam-Bildern die Wetersituation begutachtet, wobei in ausnahmslos allen Fällen neblige Verhältnisse mit Löchern in der Nebeldecke festgestellt wurden. Abbildung 10 zeigt beispielhaft ein Webcam-Bild einer solchen charakteristischen Situation. Diese Einstrahlungsvariabilität ist relativ klar in der Streuung der Vergleichsergebnisse sichtbar. Für die qualitative Beurteilung werden deshalb zum einen Tage mit sehr konstantem Wetter verwendet, zum anderen beschränkt sich die Analyse auf Durchschnittswerte – welche ohnehin die relevante Grösse sind, um Ertragsabschätzungen zu tätigen.



Abbildung 10. Charakteristische Hochnebel/Wolken-Wettersituation mit zeitlich und räumlich sehr stark fluktuierenden Einstrahlungsbedingungen, aufgenommen am 31. Oktober 2023, 14.59 Uhr. Im Vordergrund sichtbar die (verschneite) Mini-PVA, unten rechts im Bild ein Teil der grossen, stationären Versuchsanlage.

Als erstes wird ein visueller Vergleich an ausgewählten Tagen durchgeführt. Abbildung 11 zeigt die Vergleiche zwischen Mini-PVA und den entsprechenden Panelgruppen in der grossen Versuchsanlage für den 2. Oktober 2023, einem sehr sonnigen und klaren Tag. Abbildung 12 zeigt dasselbe für den 5. Oktober 2023, ein Tag mit relativ wechselhaftem Wetter. In beiden Fällen werden die Nennleistungs-normierten MPP-Leistungen verglichen, wobei für die Werte der grossen Anlage jeweils der Mittelwert aller Module innerhalb einer Modulgruppe herangezogen wird.

Im Sinne eines qualitativen Vergleiches kann festgestellt werden, dass die Verläufe der gemessenen Leistungen der Mini-PVA sehr gut mit denjenigen der entsprechenden Panels an der grossen Anlage übereinstimmen, speziell für flache Modulneigungen. Die Abweichungen bei einer Modulneigung von 90° können durch den Einfluss der Grundplatte erklärt werden, speziell an schneelosen Tagen. Dieser Effekt wird in Abschnitt 3.2.1 diskutiert. Ein quantitativer Vergleich über die gesamte Messperiode wird in Abschnitt 3.2.3 präsentiert.

Abbildung 13 zeigt den Vergleich zwischen Mini-PVA und grosser Anlage für Modulneigungen von 60° und 90° am 23. November 2023, einem praktisch wolkenlosen Tag mit durchgehender Schneebedeckung. Auch hier ist eine sehr gute Übereinstimmung ersichtlich. Im Gegensatz zu den gezeigten schneelosen Tagen ist hier auch der Vergleich bei einer senkrechten Ausrichtung (Modulneigung 90°) gut.

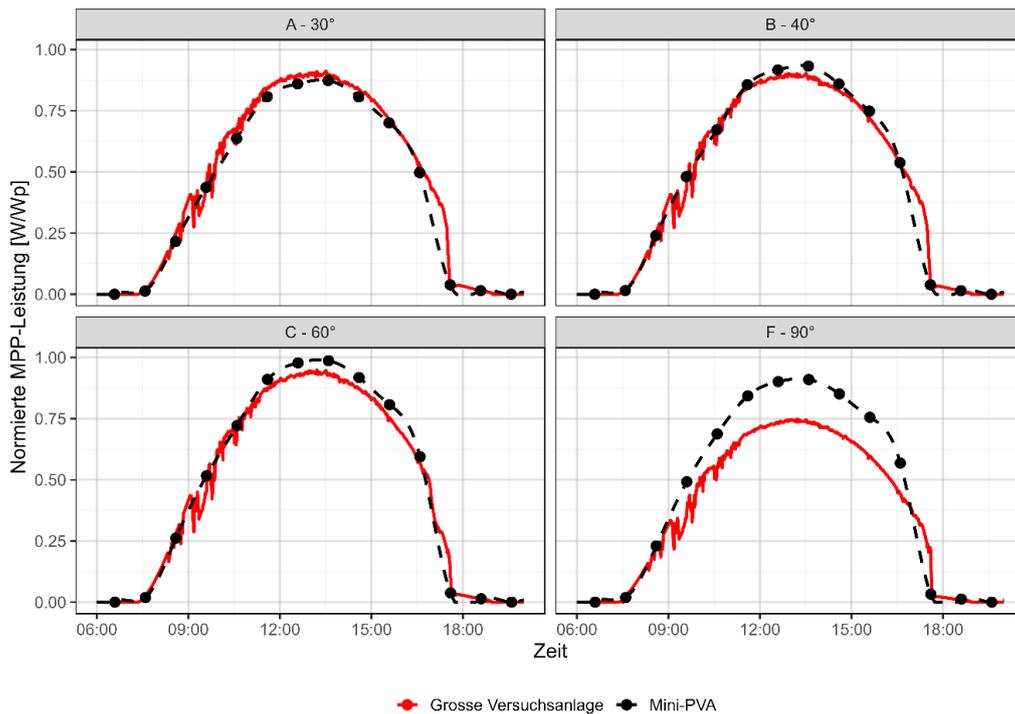


Abbildung 11. Vergleich der Tagesverläufe zwischen monofazialen Panelgruppen der grossen Versuchsanlage sowie den Messungen der Mini-PVA (vorderste Reihe) bei entsprechenden Neigungswinkeln, exemplarisch am sehr sonnigen 2. Oktober 2023. Die roten Kurven entsprechen der Messung der grossen Versuchsanlage (Messintervall von 10 s), die schwarzen Punkte der Messungen der Mini-PVA (Messintervall 60 min), während die schwarze Linie eine Spline-Interpolation der Messwerte der Mini-PVA illustriert. Gut ersichtlich ist eine Abweichung bei Panelgruppe F (90°) am Mittag, sowie die leicht frühere Verschattung durch das Weissfluhjoch am Nachmittag bei der grossen Anlage.

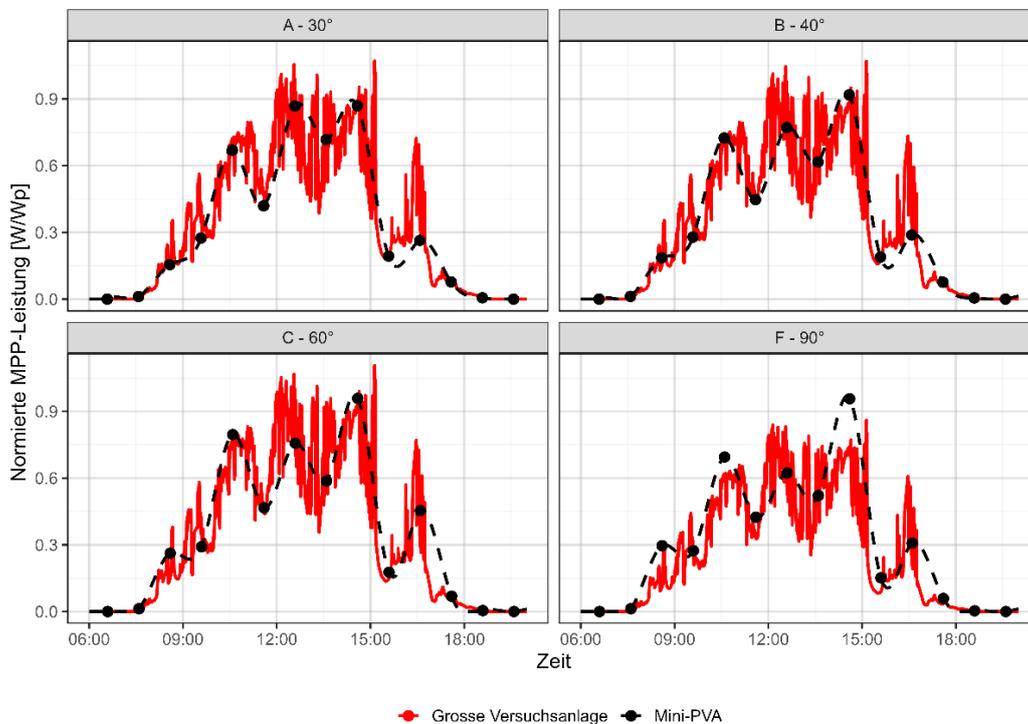


Abbildung 12. Vergleich der Tagesverläufe zwischen monofazialen Panelgruppen der grossen Versuchsanlage sowie den Messungen der Mini-PVA (vorderste Reihe) bei entsprechenden Neigungswinkeln, exemplarisch am relativ wechselhaften 5. Oktober 2023. Die roten Kurven entsprechen der Messung der grossen Versuchsanlage (Messintervall von 10 s), die schwarzen Punkte der Messungen der Mini-PVA (Messintervall 60 min), während die schwarze Linie eine Spline-Interpolation der Messwerte der Mini-PVA illustriert.

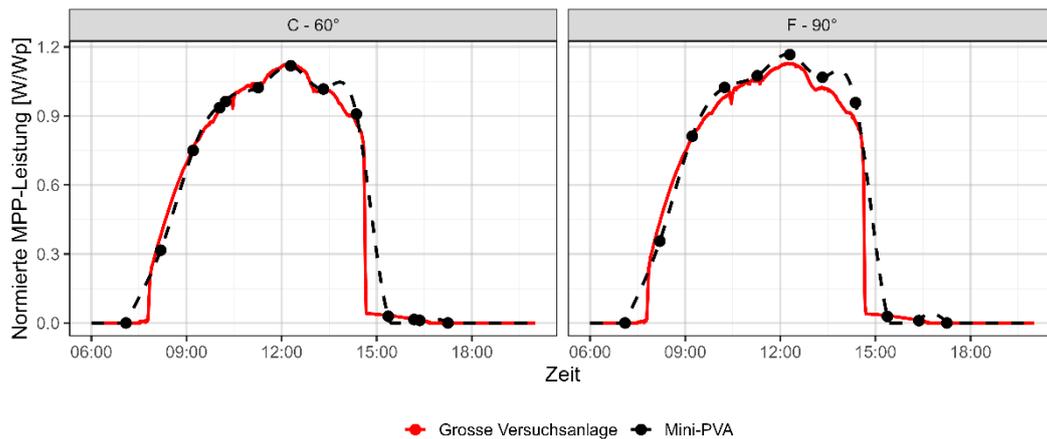


Abbildung 13. Vergleich der Tagesverläufe zwischen monofazialen Panelgruppen der grossen Versuchsanlage sowie den Messungen der Mini-PVA (vorderste Reihe) bei entsprechenden Neigungswinkeln, exemplarisch am sonnigen, schneebedeckten 23. November 2023. Die roten Kurven entsprechen der Messung der grossen Versuchsanlage (Messintervall 10 s), die schwarzen Punkte der Messungen der Mini-PVA (Messintervall 60 min), während die schwarz gestrichelte Linie eine Spline-Interpolation der Messwerte der Mini-PVA illustriert.

3.2.1 Einfluss der Grundplatte

Wie in Abschnitt 2.2 beschrieben, besteht die Grundplatte grösstenteils aus einem weissen pulverbeschichteten Alublech, dessen Albedo mittels einer Ulbricht-Kugel als 0.796 bestimmt wurde, mit Messablauf gemäss ASTM E903:20 (*E903 - 20*, o. J.). Unter der Platte sind Heizmatten befestigt, welche die Akkumulation von Schnee unter den Panels bzw. auf der Platte verhindern. Dies primär aus zwei Gründen: Zum einen wird so verhindert, dass die Modulreihen eingeschneit werden, zum anderen ist es vor dem Hintergrund einer späteren Modellbildung von Vorteil, wenn die Albedo der Grundfläche genau bekannt ist. Die Albedo von Schnee ist eine sehr komplexe Grösse, die (unter anderem) sowohl von der Art des Schnees, dessen Alter, als auch jeglichen Partikelablagen darauf bestimmt wird (Warren, 1982). Mit der Wahl von fixen optischen Eigenschaften des «Bodens» kann somit ein erheblicher Unsicherheitsfaktor eliminiert werden. Im Gegenzug kann dies im Vergleich zur grossen Versuchsanlage teils zu Differenzen führen.

Stark sichtbar wird das insbesondere im Fall von schneelosen Tagen, speziell im Falle von vertikalen Modulen, welche vergleichsweise stark von der Reflexion am Boden beeinflusst werden. Abbildung 14 zeigt einen Vergleich der Tagesverläufe der normalisierten MPP-Leistungen zwischen der Panelgruppe C der grossen Anlage (60° Modulneigung) sowie den Messungen der Mini-PVA (vorderste Reihe) bei einem entsprechenden Modulneigungswinkel, bei einer Hangneigung von 0° sowie verschiedenen Reihenabständen. Selbiges wird in Abbildung 15 für einen Modulneigungswinkel von 90° (senkrecht) gezeigt, während Abbildung 16 den Vergleich bei einer Modulneigung von 90°, jedoch bei einer steil angestellten Grundplatte (Hangneigung von 40°) zeigt. Während die gemessenen Werte bei einer Modulneigung von 60° relativ genau übereinstimmen, wird bei der Mini-PVA bei 90° Modulneigung wegen der grösseren Albedo eine höhere Leistung gemessen. Dies relativiert sich jedoch bei einer hoch angestellten Grundplatte (reduzierter Sichtbereich) und bei grösseren Reihenabständen, da auch in dieser Situation der sichtbare Anteil der Grundplatte abnimmt. Tabelle 4 fasst die normierten Tageserträge für alle gemessenen Modulneigungen sowie die entsprechenden Panelgruppen an der grossen Versuchsanlage für den 2. Oktober zusammen. Während die Abweichungen für Modulwinkel 30-60° relativ klein sind, ist bei Modulneigung 90° ein deutlicher Unterschied auszumachen. Dies liegt an der höheren Albedo für die Grundfläche bei der Mini-PVA an diesem Tag.

Tabelle 4. Beispielhafter Vergleich von normierten Tageserträgen für einen schneelosen, sonnigen Tag (2. Oktober 2023). Die Erträge der Mini-PVA für die jeweiligen Modulneigungen bilden den Mittelwert sowie die Standardabweichung über alle gemessenen Reihenabstände ab, bei einer Hangneigung von 0°.

Modulneigung	Mini-PVA	Grosse Versuchsanlage	Abweichung
[°]	[Wh/Wp]	[Wh/Wp]	[%]
30	5.94 ± 0.045	6.28	- 5.5
40	6.33 ± 0.044	6.28	+ 0.7
60	6.78 ± 0.055	6.56	+ 3.4
90	6.29 ± 0.778	5.21	+ 20.7

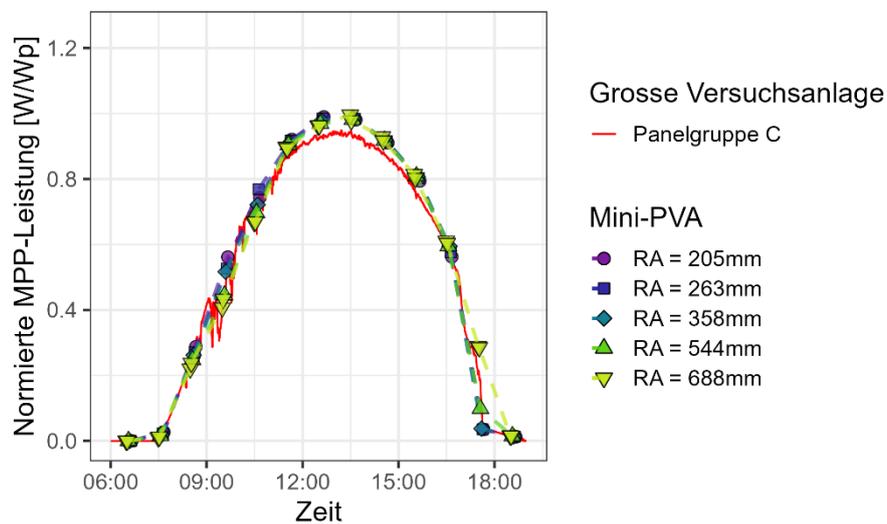


Abbildung 14. Vergleich der Tagesverläufe (2. Oktober 2023) der normalisierten MPP-Leistung zwischen der monofazialen Panelgruppe C der grossen Versuchsanlage (60° Modulneigung) sowie den Messungen der Mini-PVA (vorderste Reihe) bei einem entsprechenden Modulneigungswinkel, bei einer Hangneigung von 0° sowie verschiedenen Reihenabständen.

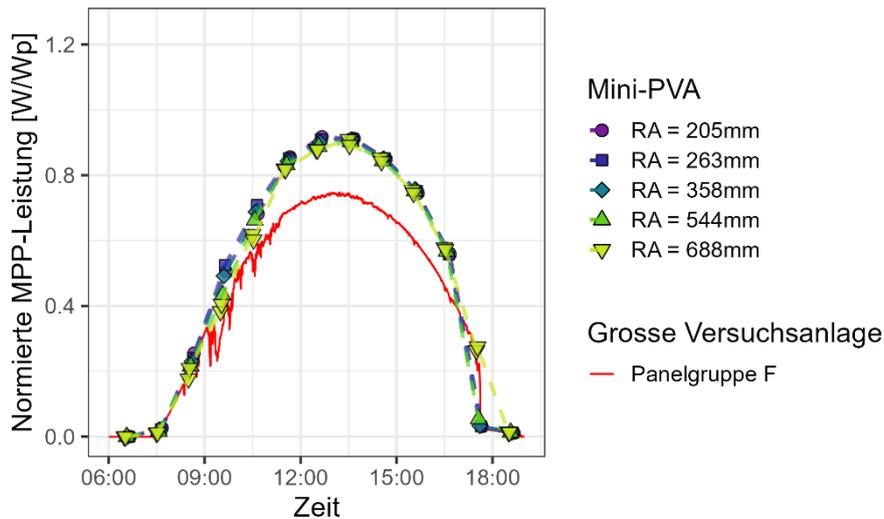


Abbildung 15. Vergleich der Tagesverläufe (2. Oktober 2023) der normalisierten MPP-Leistung zwischen der monofazialen Panelgruppe F der grossen Versuchsanlage (90° Modulneigung) sowie den Messungen der Mini-PVA (vorderste Reihe) bei einem entsprechenden Modulneigungswinkel, bei einer Hangneigung von 0° sowie verschiedenen Reihenabständen.

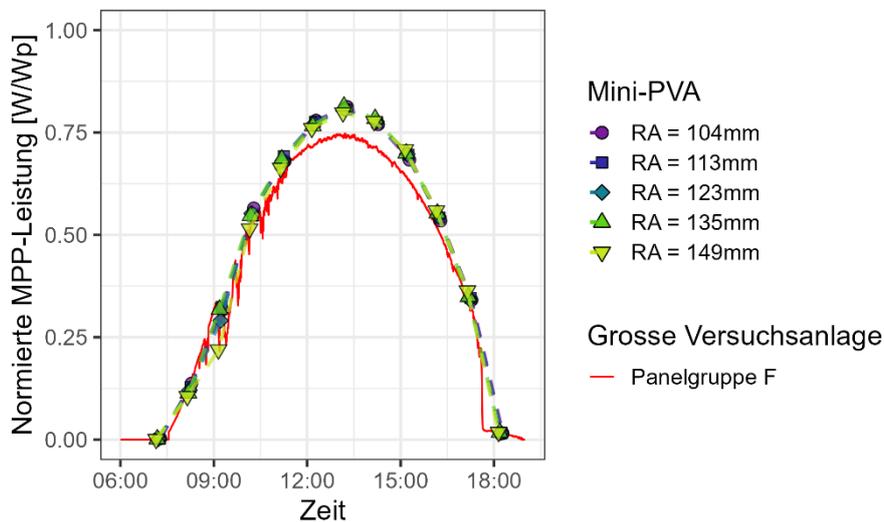


Abbildung 16. Vergleich der Tagesverläufe (2. Oktober 2023) der normalisierten MPP-Leistung zwischen der monofazialen Panelgruppe F der grossen Versuchsanlage (90° Modulneigung) sowie den Messungen der Mini-PVA (vorderste Reihe) bei einem entsprechenden Modulneigungswinkel, bei einer Hangneigung von 40° sowie verschiedenen Reihenabständen.

3.2.2 Einfluss des Messintervalls

Während auf der Mini-PVA im Schnitt ca. alle 5 Sekunden eine einzelne Messung durchgeführt wird, bestehend aus einer kompletten Kennlinienmessung mit ca. 50 einzelnen Punkten, ist das Messintervall für eine spezifische Position wegen der sequenziellen Messung von vielen unterschiedlichen Positionen ungleich länger. Je nach durchgeführtem Messprogramm bewegt sich das tatsächliche Messintervall der Messungen im Winterhalbjahr 2023/24 zwischen 30 Minuten und einer Stunde. Es ist offensichtlich, dass dieses Sampling ein Unsicherheitsfaktor darstellt, speziell an Tagen mit wechselhaften Einstrahlungsbedingungen. Erheblich ist dabei, dass die Unsicherheit in der Berechnung von Erträgen über einen spezifischen Zeitraum besteht, jedoch nicht beim Vergleich von momentanen Leistungen.

Um diesen Einfluss abschätzen zu können, wurden auf Basis der Leistungsdaten der grossen Versuchsanlage (Panelgruppe C) Downsampling-Analysen durchgeführt. Die Ausgangsdaten sind in einem regelmässigen 10s-Messintervall verfügbar. Für eine Reihe an progressiv längeren Messintervallen (bis hin zu einer Stunde)

wurden pro Intervall eine grosse Anzahl an Varianten erstellt ($n = 1'000$), welche dasselbe konstante Intervall besitzen, jedoch um einen statischen Versatz innerhalb dieses Intervalls verschoben wurden. Die Ertragswerte werden pro Variante jeweils aufsummiert und mit dem berechneten Ertragswert der Ausgangsdaten verglichen, welcher naturgemäss die höchste Abtastrate und damit auch Genauigkeit besitzt. Abbildung 17 zeigt die Verteilungen der berechneten Tageserträge pro Intervall im Vergleich zum exakten Wert für den sehr sonnigen 2. Oktober 2023 (Tagesverlauf siehe Abbildung 11). Da es an diesem Tag nur wenige Fluktuationen gab, ist es nicht weiter überraschend, dass selbst im unglücklichsten Fall (aus 1'000 möglichen) eine maximale Abweichung von 2.6% des berechneten Ertrages resultiert, wenn das Messintervall von 10 Sekunden auf eine Stunde vergrössert wird.

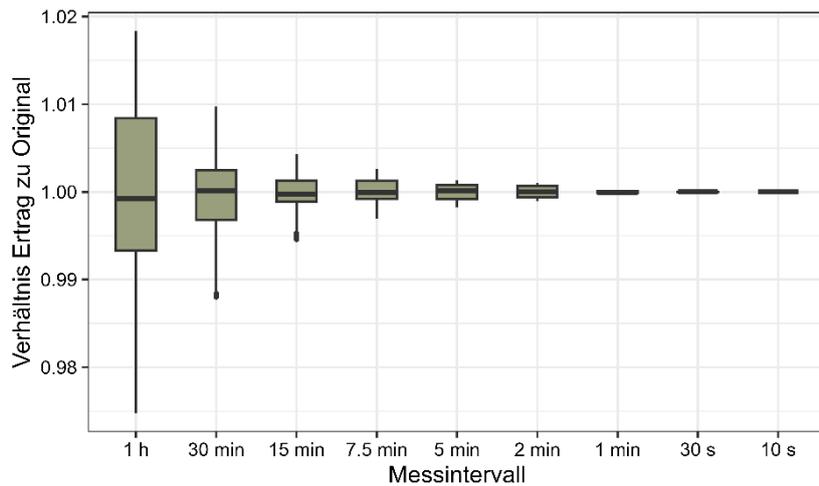


Abbildung 17. Verteilung der berechneten monofazialen Tageserträge am 1. Oktober 2023 bei 1'000 zufällig innerhalb des Intervalls verschobenen Abtastraten mit dem jeweils selben, konstanten Messintervall, im Vergleich zur genauestmöglichen Berechnung mit 10s-Intervall. Der Median ist als horizontale Linie innerhalb der jeweiligen Boxen gekennzeichnet, während das untere sowie das obere Ende der Box das 25% resp. 75%-Quartil kennzeichnen.

Natürlich ist der Einfluss der Messfrequenz höher an Tagen mit sehr wechselhaftem Wetter. Beispielhaft ist in Abbildung 18 dieselbe Analyse für den 5. Oktober 2023 dargestellt (Tagesverlauf siehe Abbildung 12). An diesem Tag beträgt der maximale Fehler bei 1'000 Ziehungen 27.9% bei einer Vergrösserung des Messintervalls von 10 Sekunden auf eine Stunde.

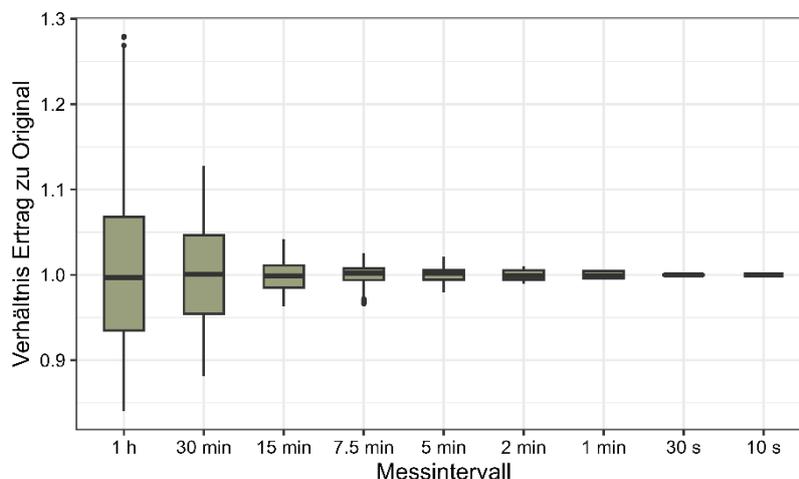


Abbildung 18. Verteilung der berechneten monofazialen Tageserträge am 5. Oktober 2023 bei 1'000 zufällig innerhalb des Intervalls verschobenen Abtastraten mit dem jeweils selben, konstanten Messintervall, im Vergleich zur genauestmöglichen Berechnung mit 10s-Intervall. Der Median ist als horizontale Linie innerhalb der jeweiligen Boxen gekennzeichnet, während das untere sowie das obere Ende der Box das 25% resp. 75%-Quartil kennzeichnen.

Je länger der betrachtete Zeitraum, desto kleiner wird die Unsicherheit durch eine tiefe Abtastrate, obwohl die Werte an einzelnen Tagen auch genauer sein können als im umgebenden Zeitraum. Abbildung 19 zeigt dieselbe Analyse für die erste volle Woche im Oktober 2023 (2.- 8. Oktober). Die maximale Abweichung aus 1'000 Ziehungen beträgt in diesem Zeitraum 6.5% bei einer Verlängerung des Messintervalls von 10 Sekunden auf eine Stunde.

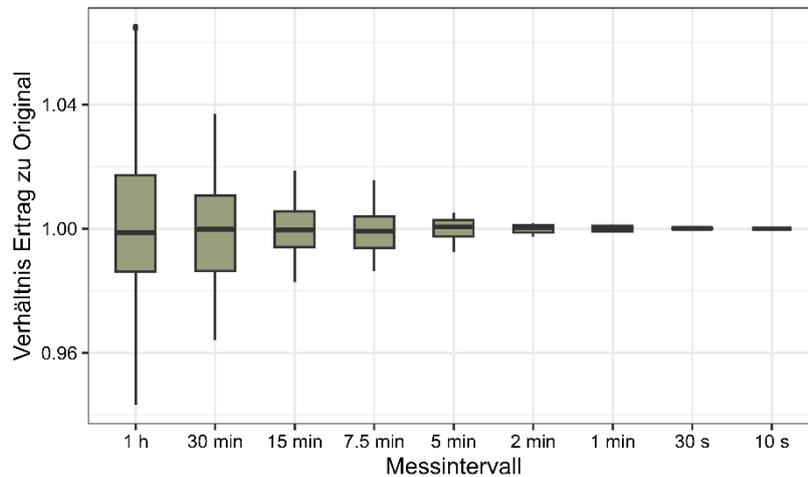


Abbildung 19. Verteilung der berechneten monofazialen Erträge für den Zeitraum vom 2. - 8. Oktober 2023 bei 1'000 zufällig innerhalb des Intervalls verschobenen Abtastraten mit dem jeweils selben, konstanten Messintervall, im Vergleich zur genauestmöglichen Berechnung mit 10s-Intervall. Der Median ist als horizontale Linie innerhalb der jeweiligen Boxen gekennzeichnet, während das untere sowie das obere Ende der Box das 25% resp. 75%-Quartil kennzeichnen.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass einzelne Tageserträge bei einem stündigen Messintervall durchaus zufällige Abweichungen aufweisen können, welche durch die tiefe Abtastrate verursacht werden. Dies ist jedoch stark von der Variabilität der betrachteten Leistungen an diesem Tag beeinflusst. Darüber hinaus wird der Fehler kleiner, je länger der betrachtete Zeitraum ist.

3.2.3 Monatliche Vergleiche

Abbildung 20 zeigt einen monatlichen Vergleich von normierten MPP-Leistungen der Mini-PVA bei einem Modulneigungswinkel von 90° sowie dem gleichzeitig erhobenen, entsprechenden Wert der grossen Versuchsanlage. Dieser Neigungswinkel wurde zum einen für die Analyse ausgewählt, weil er (voraussichtlich) am praxisrelevantesten ist, zum anderen, weil diese Konfiguration im Vergleich zu anderen sehr oft gemessen wurde. In rot dargestellt ist die lineare Regressionslinie, welche im Optimalfall eine Steigung von 1 aufweisen würde (beide Anlagen messen dasselbe) und durch die Punkte (0,0) sowie (1,1) verläuft. Tabelle 5 fasst die durchschnittlichen Leistungsverhältnisse aus Mini-PVA und grosser Anlage für jeden Monat zusammen. Zwischen Anfang Dezember und Ende Januar bestand ein Problem im Multiplexer, der den gewünschten Messkanal auf das Kennlinienmessgerät schaltet, sodass bei vielen Messungen mindestens zwei Kanäle überlagert wurden. Speziell davon betroffen war Modul 18, das vorderseitig in der südlichsten Reihe mittig angebracht ist und für diese Analyse zentral ist. Die automatische Analyse der gemessenen Kennlinien entfernt zwar einen erheblichen Teil dieser fehlerhaften Messungen, jedoch nicht alle. Gut sichtbar ist dies im Januar, in dem es zwei offensichtliche Gruppen an Messpunkten gibt. Nachdem dieser Fehler bemerkt wurde, ist Modul 19 direkt daneben ebenfalls periodisch ausgemessen worden. Ab Februar werden deshalb diese Werte für die Auswertung verwendet. Die Übereinstimmung der beiden Anlagen in den Monaten ohne bekannte Fehler (Oktober, November, Februar und März) ist sehr gut, das durchschnittliche Verhältnis der momentanen Leistungen der

grossen zur Mini-PVA reicht von leicht höheren Werten der grossen Versuchsanlage gegenüber der Mini-PVA (103.9%) im März zu klar tieferen Werten im Oktober (85.8%), während November und Februar sehr nahe bei 100% sind. Wie unter Abschnitt 3.2 erwähnt, bestehen zeitweise erhebliche Unterschiede in der Einstrahlungssituation zwischen den beiden Standorten, daher ist vor allem der Mittelwert der Vergleiche relevant. Die systematischen Unterschiede im Oktober (Regressionslinie hat nicht eine Steigung von 1) können durch die fehlende Schneebedeckung (siehe Abschnitt 2.5) erklärt werden, was bei der Mini-PVA mit der weissen Grundplatte zu höheren Messwerten führt.

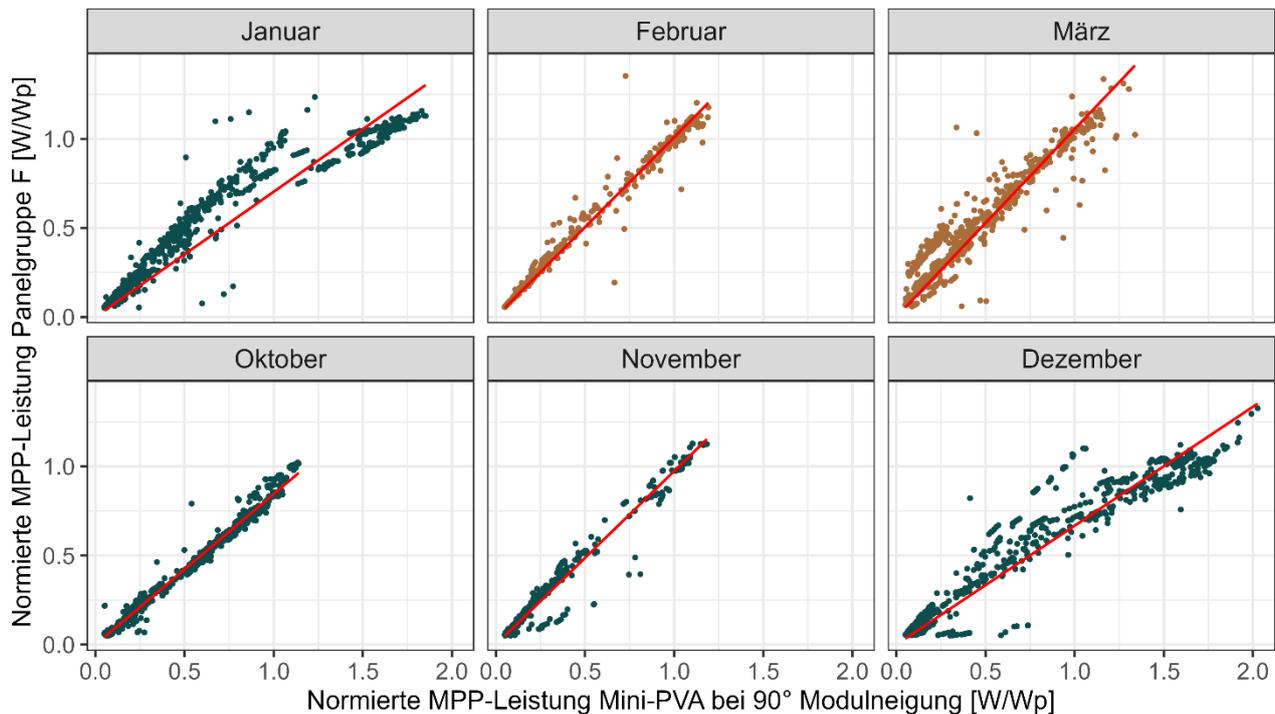


Abbildung 20. Monatlicher Vergleich der normierten monofazialen MPP-Leistung der Mini-PVA bei 90° Modulneigung mit der Panelgruppe F der grossen Versuchsanlage. Messpunkte bei sehr unbeständigem Wetter sind hier nicht dargestellt. Gut sichtbar ist die relativ genaue Übereinstimmung im Oktober sowie November, danach von Messfehlern geprägter Dezember und Januar. Ab Februar wird Modul 19 (Braun) statt 18 (Dunkelblau) für die Analyse verwendet (Modulplan siehe Abbildung 7).

Tabelle 5. Monatlicher Vergleich der Durchschnitte der normierten MPP-Leistung der Mini-PVA bei 90° Modulneigung mit der Panelgruppe F der grossen Versuchsanlage. Die gezeigten Werte korrespondieren zur Steigung eines linearen Regressionsfits, in Abbildung 20 als rote Linie eingezeichnet. Die Anzahl der Messpunkte bezieht sich auf die in dieser Grafik gezeigten Daten.

Monat	Verhältnis Leistung Grosse Anlage / Mini-PVA	Anzahl Messpunkte
Oktober	0.858	1976
November	0.994	1343
Dezember	0.728	2917
Januar	0.704	2156
Februar	0.993	2116
März	1.039	1655

3.2.4 Interpretation der Vergleiche

Der Vergleich aus Messungen der Mini-PVA mit den erhobenen Messwerten der grossen Versuchsanlage zeigt in den relevanten Bereichen eine sehr gute Übereinstimmung. Dadurch wird eine Reihe von möglichen Fehlerquellen eliminiert und gleichzeitig gezeigt, dass bestehende Fehlerquellen zum einen bekannt sind, zum anderen einen sehr limitierten Einfluss auf die Ergebnisse und Erkenntnisse haben.

Das Ziel des Versuchsaufbaus ist es, eine ideale, aus mehreren Reihen bestehende alpine PV-Anlage abzubilden. Deswegen werden möglichst viele Einflüsse kontrolliert und gemessen. Nicht in allen Fällen ist das möglich. Dazu birgt die Miniaturisierung die Gefahr, dass Einflüsse dominieren, welche bei einer Vergrößerung der Anlage in reale Massstäbe nicht im selben Umfang skalieren. Während auch die grosse, statische Anlage Unsicherheiten mit sich bringt, sind diese viel begrenzter. Zum einen handelt es sich um eine Anlage in echter Grösse und mit handelsüblicher Ausstattung, zum anderen gibt es grundsätzlich viel weniger Fehlerquellen. Das Messintervall ist um ein Vielfaches kürzer (10 Sekunden vs. 30 Minuten, siehe Abschnitt 3.2.2) und die jeweilige Position und Ausrichtung ist statisch und somit genauestens bekannt. Schliesslich ist die Verfügbarkeit auch sehr viel höher, da keine beweglichen Teile verbaut sind und die Anlage aufgrund ihrer Grösse sehr viel stabiler gebaut ist. Insofern können die Messwerte dieser Anlage als «Ground Truth» verstanden werden.

Als Schlussfolgerung davon können Abweichungen von diesen Werten bei der Mini-PVA als Messfehler interpretiert werden – wenn auch unter Berücksichtigung der fluktuierenden Einstrahlungsverhältnisse. Vor diesem Hintergrund sind die Messungen der Miniaturanlage, mit Ausnahme Dezember und Januar (bekannte Messfehler wie im letzten Abschnitt beschrieben), als sehr präzise zu werten. Wie bereits in Abschnitt 3.2.1 dargelegt, kann die Überschätzung des Ertrages im Oktober der reflektierenden Grundplatte zugeordnet werden, da in diesem Zeitraum (anders als während der restlichen Zeit) kein Schnee lag.

3.3 Anteil rückseitiger Erträge

In alpinen Regionen mit häufiger Schneebedeckung spielt die Bodenreflexion eine bedeutende Rolle für die Leistungsfähigkeit von bifazialen Photovoltaik-Modulen. Schnee bietet eine hohe Albedo, was bedeutet, dass ein erheblicher Anteil des Sonnenlichts reflektiert wird und somit auf die Rückseite der Module trifft. Obwohl dieser Effekt theoretisch vielversprechend ist, existiert dafür nur eine sehr ungenügende Datenbasis aus realen Messungen, spezifisch bei mehrreihigen Systemen. Diese Messungen sind jedoch essenziell, um fundierte Aussagen über den tatsächlichen Einfluss der rückseitigen Erträge zu treffen. Die Gestaltung und Aufständerrung der Rückseite von bifazialen Modulen, um das reflektierte Licht optimal zu nutzen, ist sowohl technisch anspruchsvoll als auch kostenintensiv. Daher ist es von grosser Bedeutung, die Relevanz der rückseitigen Erträge präzise zu quantifizieren, um eine wirtschaftliche Entscheidung über die zusätzliche Investition zu treffen. Diese Untersuchung zielt darauf ab, durch systematische Messungen und Analysen, die Bedeutung der rückseitigen Erträge unter realen Bedingungen besser zu verstehen und somit zur Optimierung der Anlagenkonfiguration beizutragen. Auf der Mini-PVA sind die Vorder- und Rückseiten eines «bifazialen» Panels innerhalb einer Reihe mit zwei separaten, monofazialen Modulen ausgeführt. Dies ermöglicht es zum einen, die jeweiligen Erträge separat zu messen, zum anderen erlaubt es die Zusammenführung zu verschiedenen virtuell bifazialen Modulen. Die Auswertung, welche in diesem Abschnitt präsentiert wird, zeigt die Ergebnisse für das bifaziale Modul «3/22», bestehend aus Modul 3 (Vorderseite der hintersten Reihe, mittig) sowie Modul

22 (Hinterseite der vordersten Reihe, mittig) – siehe Modulbelegungsplan in Abbildung 7. Durch diese Wahl werden Randeffekte möglichst minimiert.

Für die Zusammenführung zu einer einzelnen Messung werden mehrere Kriterien angewandt. Es werden jeweils zwei (monofaziale) Messungen kombiniert, welche alle folgenden Bedingungen erfüllen müssen:

- Zeitraum zwischen den Messungen ist unter 30 Sekunden.
- Die Anlagenkonfiguration (Modulneigung, Reihenabstand, Hangneigung) ist identisch.
- Die Einstrahlungssituation ist nicht zu wechselhaft, überprüft durch Veränderung der GHI < 20%.

Weiter wird ein Bifazialitätsfaktor von 0.8 verwendet, d.h. das rückseitige Modul verliert rechnerisch 20% seiner Leistung. Derselbe Bifazialitätsfaktor wird auch in allen Vergleichen mit PVSyst verwendet (Kapitel 4). In Abbildung 21 wird der Mehrertrag durch den rückseitigen Beitrag gezeigt, für einen Grossteil der Messungen im Winter 2023/24. Wichtig ist hier zu erwähnen, dass das hier gezeigte Verhältnis mit den jeweiligen Modulleistungen gewichtet wurde – was für Ertragsberechnungen sehr viel relevanter als die Betrachtung von Einzelfällen ist. Dadurch wird hier jeweils auch nur ein einzelner Punkt pro Anlagenkonfiguration gezeigt, während das Verhältnis bei einer einzelnen Messung natürlich abhängig von einer ganzen Reihe von Einflüssen ist. Aufgeschlüsselt sind diese Daten zum einen nach der Modulneigung (Kacheln), dem Verschattungswinkel (X-Achse), der jeweiligen Hangneigung (Form und Farbe) sowie der Anzahl Messpunkte in der jeweiligen Kategorie (Skalierung).

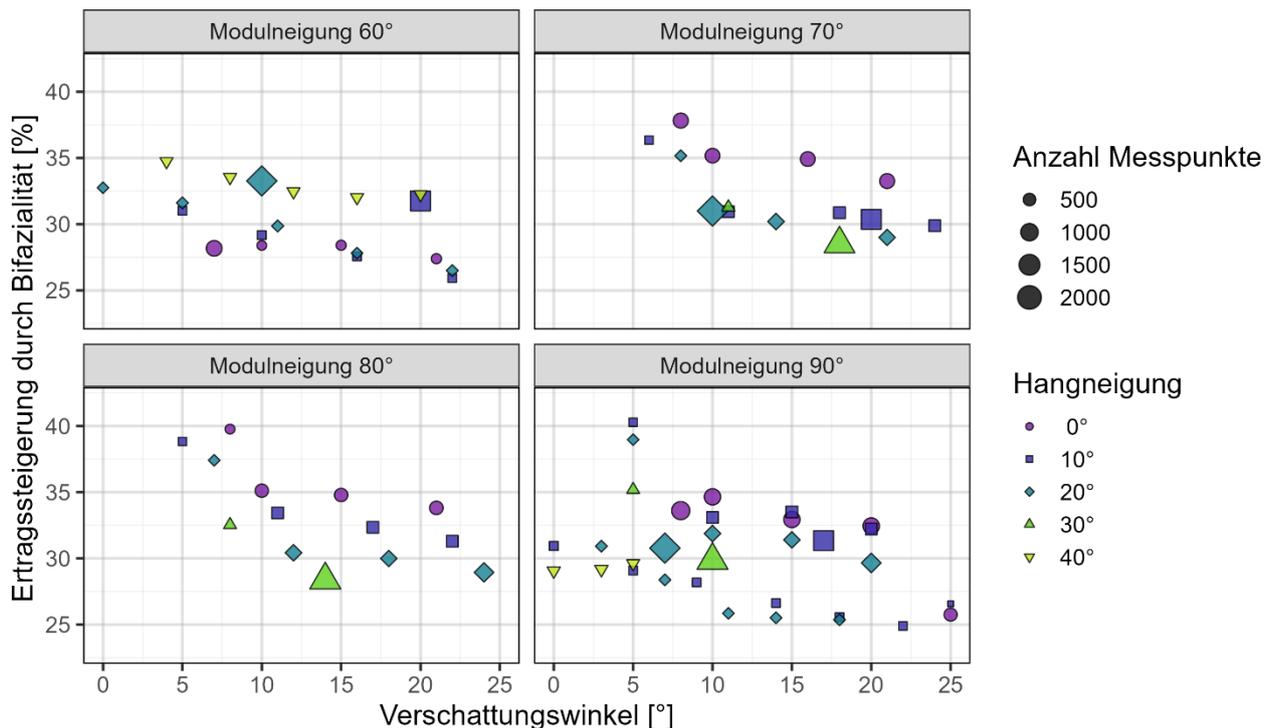


Abbildung 21. Mehrertrag durch rückseitige Einstrahlung bei einem (virtuell) bifazialen Modul (3/22, Modulplan siehe Abbildung 7) bei einem Bifazialitätsfaktor von 0.8. Die hier dargestellten Daten sind aggregiert über das gesamte Winterhalbjahr, wobei die Erträge der Vorder- und Rückseite eines Datenpunktes (d.h. Kombination aus Modulneigung, Hangneigung sowie Verschattungswinkel) zuerst einzeln summiert werden, bevor das hier gezeigte Verhältnis gebildet wird. Lesebeispiel: Bei einer Modulneigung von 70°, einem Verschattungswinkel von 10° sowie einer Hangneigung von 0° (horizontale Ebene) wurde ein Mehrertrag von ca. 35% gegenüber einem monofazialen Modul beobachtet, bei ca. 800 Messungen.

Insgesamt zeigt sich vor allem der Trend, dass der Mehrertrag durch die Bifazialität mit zunehmendem Verschattungswinkel abnimmt, was bei allen Modulneigungen relativ klar sichtbar ist. Dies macht insofern Sinn,

als dass ein zunehmender Verschattungswinkel eine Verkleinerung des Reihenabstandes zur Folge hat, was wiederum die reflektierende Bodenfläche pro Reihe reduziert. Bei einem Grossteil der Konfigurationen bewegt sich der Mehrertrag durch Bifazialität im Bereich von 25 – 35%. Dies ist leicht höher als bei der grossen Anlage (Anderegg et al., 2023), was vermutlich vor allem durch den höheren Bifazialitätsfaktor erklärbar ist. Insgesamt wurden für diese Analyse ca. 230'000 einzelne Messpunkte verglichen.

4 Vergleich der Messungen mit Simulationen von PVSyst

Die unter dem Solarexpress geförderten alpinen PV-Anlagen müssen die Einhaltung der Rahmenbedingungen bezüglich dem relativen Winterstromertrag und dem Gesamtertrag während den ersten 3 Betriebsjahren mit Messungen nachweisen (Schweizer Parlament, 2023). Bei der Gesuchseingabe muss vom gesuchstellenden Projekt in Form von Ertragssimulationen der Nachweis erbracht werden, dass diese Rahmenbedingungen *voraussichtlich* erfüllt werden. Das BFE hat deshalb eine Wegleitung erlassen (Bundesamt für Energie (BFE), 2023), welche die vorgeschlagene Methodik für diese Ertragssimulationen detailliert beschreibt. Darin wird die Verwendung von PVSyst als Simulationssoftware und Meteonorm für die Einstrahlungsdaten vorgeschlagen. Alle den Autoren bekannten alpinen Projekte verwenden deshalb u.a. auch PVSyst für die Ertragssimulation des Projektes. Da bisher keine mehrreihigen PV-Anlagen im freien alpinen Gelände gebaut und ausgemessen wurden, kann PVSyst in Bezug auf diese Anwendung nicht validiert worden sein.

Der Vergleich von Messdaten mit den Vorhersagen der Simulationssoftware PVSyst³ ist deshalb ein zentraler Bestandteil dieser Analyse. Aus Gründen der Anlagenverfügbarkeit werden einige punktmässige Vergleiche und solche auf Tagesbasis gemacht. Trotzdem sollten sich dadurch einige Erkenntnisse ableiten lassen.

4.1 Äquivalente Anlagen

Da es in PVSyst keine Möglichkeit gibt, Anlagen in nicht-horizontaler Hanglage zu simulieren, wird standardmässig eine in Bezug auf den Verschattungswinkel «äquivalente» Anlagenkonfiguration berechnet. Dabei wird eine Anlage in Hanglage so transformiert, dass die entsprechende Anlage in der Ebene denselben Verschattungswinkel (VW) aufweist. Der Verschattungswinkel bezeichnet den kritischen Sonnenzenit, dessen Unterschreiten eine Selbstverschattung der Anlage zur Folge hat. Dieser wird wie folgt berechnet:

$$VW = \tan^{-1} \left(\frac{H \sin(MN) - RA \sin(HN)}{RA \cos(HN) - H \cos(MN)} \right)$$

Der Verschattungswinkel (VW) ist in einem gleichmässigen, homogen aufgebauten PV-Feld abhängig von der Höhe der Panels (H), dem Reihenabstand (RA), der Modulneigung gegenüber der Horizontalen (MN) sowie der Hangneigung (HN). Abbildung 22 zeigt einen exemplarischen Vergleich für einen Verschattungswinkel von 20°, einer Modulneigung von 60° sowie einer Hangneigung von 30°, was in eine Anlage in der Ebene übersetzt wird. Der Reihenabstand auf der Horizontalen steigt vom 1.285-fachen der Modulhöhe auf das 2.88-fache.

Anhand dieses Beispiels kann ein grundlegendes Problem dieser Methodik erkannt werden: Während die Anlagen in Bezug auf Direktstrahlung tatsächlich äquivalent sind, sofern der Sonnenstand unter oder exakt auf dem gewählten Verschattungswinkel liegt, ist dies in allen anderen Fällen nicht gegeben. In Bezug auf die Globalstrahlung und die vom Boden reflektierte Strahlung ist primär das Verhältnis aus Modulfläche zu Bodenfläche relevant, was (mit Ausnahme von Randeffekten) durch den relativen Reihenabstand festgelegt wird. Insofern ist hier klar ersichtlich, dass die Transformation in eine Ebene eher zu einer Überschätzung der Ein-

³ <https://www.pvsyst.com/>

strahlung und damit des Stromertrags führt. Dies auch, weil bei Sonnenständen über dem Verschattungswinkel der Anteil der Direktstrahlung überproportional zunimmt, welcher zwischen den Modulreihen auf den Boden gelangt.

Insbesondere bei Sonnenständen über dem gewählten Verschattungswinkel ist zu erwarten, dass die Simulation einer äquivalenten Anlage (in Bezug auf diesen Verschattungswinkel) zu einer Überschätzung des Ertrages führt. Dieser Fehler ist zum einen abhängig von der Hangneigung, zum anderen aber auch situativ vom Sonnenstand sowie den Reflektionseigenschaften des Bodens. Die Zusammenhänge sind also sehr komplex und können darum nur sehr schwierig exakt beziffert werden. Da die an der Mini-PVA angestellten Messungen alpine PV-Anlagen mit unterschiedlichen Hangneigungen und Reihenabständen vergleichbar macht, sind diese Messungen von zentraler Bedeutung für die Ertragsprognosen und damit auch über potenzielle Fördermittel. Daher ist der Vergleich mit einer Versuchsanlage sehr wertvoll, weil diese diverse äquivalente Anlagen mit unterschiedlichen Hangneigungen simulieren kann.

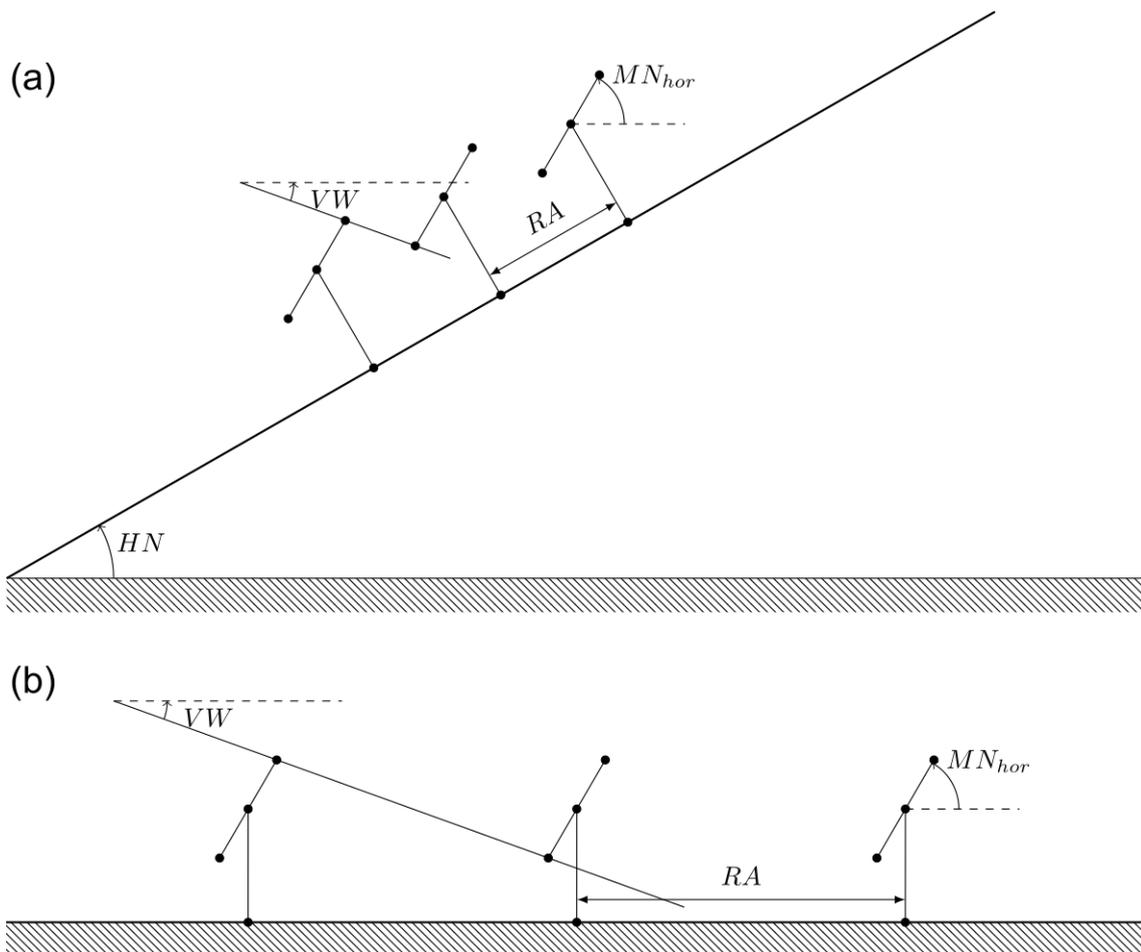


Abbildung 22. Exemplarischer Vergleich bezüglich Verschattungswinkel äquivalenten Anlagen bei einem Modulneigungswinkel von 60° und einer Hangneigung von 30° (a) sowie 0° (b). Der gewählte Verschattungswinkel ist 20° , wodurch ein Reihenabstand von 1.285-facher Modulhöhe im Fall von 30° Hangneigung resultiert, gegenüber 2.88-facher Modulhöhe in der Ebene. Bei einem Sonnenstand über dem Verschattungswinkel ist die Einstrahlung, welche pro Modulreihe den Boden trifft, in Situation (b) klar höher.

4.2 Wetterdaten und Albedo

Für die Vergleiche von Messdaten und mit PVSyst simulierten Erträgen wurden vor Ort gemessene Wetterdaten aus dem Winter 2023/24 verwendet. Diese wurden an der Wetterstation der grossen Versuchsanlage erhoben, insofern ergeben sich dieselben räumlichen Diskrepanzen wie in Abschnitt 3.2 beschrieben.

Eine wichtige Inputgrösse für die Simulation stellt die Wahl der Albedo dar. Wie bereits erwähnt ist die Albedo von Schnee eine äusserst komplexe Grösse, welche von verschiedenen Einflussfaktoren abhängig ist. Es ist auch grundsätzlich fraglich, ob die Definition als einzelne Zahl in diesem Kontext ausreichend ist, da die Reflexion an Schnee signifikant anisotrop sein kann. Für die Simulation in PVSyst wird dieser Wert als monatliche Zeitreihe hinterlegt. Im Rahmen dieser Untersuchung wurden drei verschiedene Varianten für die Albedo in PVSyst geprüft:

- Variante «Meteonorm»: Hier wurde der Empfehlung des BFE folgend (Bundesamt für Energie (BFE), 2023) die monatliche Albedo des typischen meteorologischen Jahres am Standort mit Meteonorm Version 8.2 als Datengrundlage verwendet.
- Variante «ZHAW-L» (*Low*): Best-Guess-Variante aus Erfahrungen mit der grossen Versuchsanlage.
- Variante «ZHAW-H» (*High*): Gleich wie ZHAW-L, jedoch mit hoher Albedo im Oktober, entsprechend den Bedingungen auf der Mini-PVA mit weiss beschichteter Grundplatte.

Die verwendeten Werte sind in Tabelle 6 ersichtlich.

Tabelle 6. Monatliche Zeitreihen der Albedo für die drei gewählten Varianten zur Simulation in PVSyst.

Variante	Oktober	November	Dezember	Januar	Februar	März
Meteonorm	0.33	0.49	0.53	0.55	0.53	0.56
ZHAW-L	0.2	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
ZHAW-H	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7

4.3 Vergleiche an ausgewählten Tagen

Für einen Vergleich zwischen Messung und den PVSyst-Simulationen werden zwei sonnige Tage verwendet, einmal mit Schneebedeckung (7. März 2024), einmal ohne (2. Oktober 2023). Während perfekt wolkenlose Tage natürlich eher selten sind, sind sie zur Illustration des teilweise unterschiedlichen Verhaltens von «äquivalenten» Systemen besser geeignet als bewölkte Tage. Da das Messintervall je nach Verhältnissen zwischen 30 Minuten und einer Stunde liegt, können Fluktuationen der Einstrahlung (die sich in einer weitaus kleineren Zeitskala bewegen) an solchen Tagen für eine einzelne Kombination und für einen einzelnen Tag sehr grosse Einflüsse haben (siehe Abschnitt 3.2.2). Eine systematische Untersuchung über den gesamten Zeitraum wird in Abschnitt 4.4 gemacht, in welchem alle Tage unabhängig der Wetterbedingungen berücksichtigt werden.

4.3.1 Schneebedeckter Tag (7. März 2024)

Beispielhaft werden hier die Tagesverläufe der normalisierten MPP-Leistung der Messungen auf der Mini-PVA mit den Simulationsdaten aus PVSyst verglichen, mit allen drei Albedo-Szenarien. Wie in Abschnitt 3.2.3 beschrieben, gibt es bei schneebedeckter Umgebung eine hohe Übereinstimmung zwischen Mini-PVA und der grossen Versuchsanlage. Abbildung 23 zeigt die Tagesverläufe von vier äquivalenten Systemen mit einer

Modulneigung von 90° (senkrecht) sowie einem Verschattungswinkel von rund 10°⁴. Tabelle 7 fasst die Parameter dieser Systeme zusammen. Dies ist als illustratives Beispiel zu verstehen - Abbildung 24 zeigt dieselbe Grafik für alle möglichen Kombinationen von Modulneigungen und Verschattungswinkeln, welche an diesem Tag untersucht wurden. Die Übereinstimmung von Messungen und Simulationen für diesen Tag ist sehr hoch, auch wenn ersichtlich ist, dass die Simulationsergebnisse tendenziell leicht tiefer als die Messungen sind.

Tabelle 7. Kombinationen von Hangneigungswinkeln und Reihenabständen (in mm und als Vielfaches der Modulhöhe, 96 mm), welche zum selben Verschattungswinkel von 10° führen, bei einem Modulneigungswinkel von 90° (senkrecht).

Hangneigung [°]	Reihenabstand [mm] (xModulhöhe)	Verschattungswinkel [°]
0	544.4 (5.67x)	10
10	263.8 (2.75x)	10
20	166.3 (1.73x)	10
30	114.4 (1.19x)	10

In einem extremen Fall ist das System bei einer Hangneigung von 30° und einem daraus resultierenden Reihenabstand von 1.19-facher Modulhöhe (in der geneigten Ebene), im anderen extremen Fall bei einer Hangneigung von 0° und einem daraus resultierenden Reihenabstand von 5.67-facher Modulhöhe. Während für alle vier Beispiele die meisten Datenpunkte in einem 1h-Intervall sind, stimmen diese naturgemäss nicht exakt überein. Darüber hinaus stellen die Simulationsergebnisse (im Gegensatz zu den Messungen) einen Durchschnittswert über das jeweilige Intervall dar, welche folglich auch einen Grossteil der kurzfristigen Fluktuationen maskieren. Da alle vier Systeme gemäss Abschnitt 4.1 äquivalent sind, wurden folglich dieselben Simulationsdaten verwendet.

Tabelle 8 fasst die Tageserträge (Nennleistungs-normiert) für die vier bei dieser Kombination (Verschattungswinkel 10°, Modulneigung 90°) untersuchten Hangneigungswinkel sowie für die entsprechenden PVSyst-Simulationen zusammen. Weiter werden die relativen Differenzen prozentual beziffert. Unter dem Vorbehalt, dass der Einfluss der Messfrequenz an einem einzelnen Tag unter Umständen nicht vernachlässigbar ist, lassen sich aus diesen Daten zwei Erkenntnisse ableiten: Zum einen sind die Simulationen für mehrreihige Systeme in schneebedeckter Umgebung relativ genau (maximale Abweichung von 7.5%), zum anderen ist spezifisch für eine Hangneigung von 0° (was der exakten Situation der Simulation entspricht) das Albedo-Szenario ZHAW-H/ZHAW-L näher an der Realität als jenes von Meteororm. Diese Erkenntnisse beziehen sich einzig auf die Kombination aus Verschattungswinkel und Modulneigungswinkel, an diesem spezifischen Tag. Die Werte, Darstellungen und Schlussfolgerungen sind hier ausschliesslich zur Illustration dargestellt. Für eine allgemeine Analyse werden Tageswerte in Abschnitt 4.4 zusammengefasst.

⁴ Da die Reihenabstände auf der Anlage auf mm gerundet werden, sind minimale (jedoch nicht systematische) Abweichungen zu erwarten.

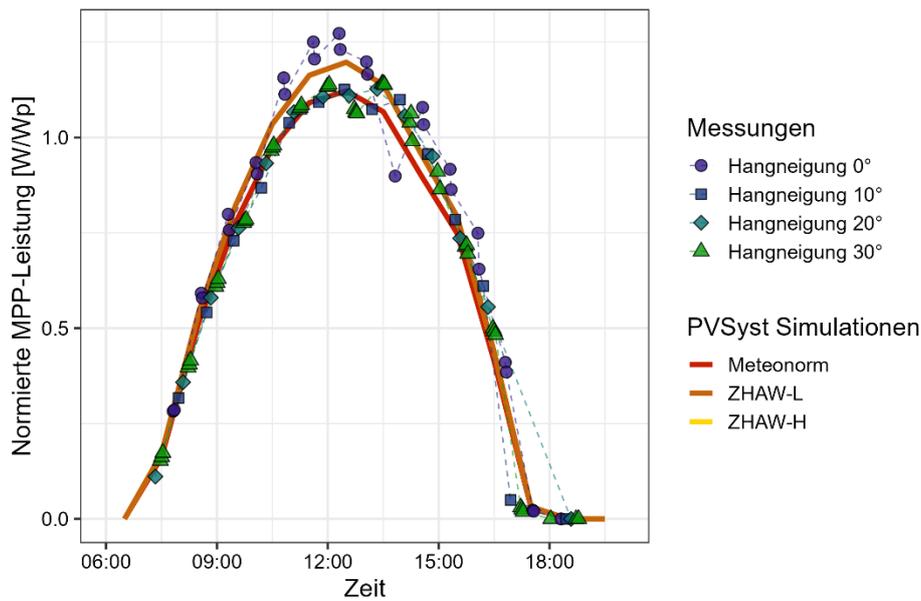


Abbildung 23. Normalisierte MPP-Leistung im Tagesverlauf (7. März 2024, schneebedeckt und schönes Wetter). Vergleich zwischen bifazialer Messung und PVsyst-Simulation mit 3 Albedo-Szenarien (BFE, ZHAW-H, ZHAW-L) bei einem Verschattungswinkel von 10° und einer Modulneigung von 90°. Die durchgezogenen Linien entsprechen den simulierten Werten, wobei Szenarien ZHAW-L und ZHAW-H an diesem Tag identisch sind. Die Messungen sind als Punkte dargestellt, wobei zwischen den verschiedenen Hangneigungen unterschieden wird, welche mit entsprechendem Reihenabstand zu einem Verschattungswinkel von 10° führten.

Tabelle 8. Tageserträge am 7. März 2024 für einen Verschattungswinkel von 10° und eine Modulneigung von 90°. Hervorgehoben sind sowohl die gemessenen Tageserträge für die vier verschiedenen Hangneigungswinkel (siehe auch Abbildung 23) als auch die simulierten Tageserträge für die drei Albedo-Szenarien, wobei ZHAW-L und ZHAW-H an diesem Tag identisch sind. Mit Prozentzahlen angegeben sind die relativen Abweichungen zwischen den Werten, wobei die Situation mit 0° Hangneigung tatsächlich der Simulation entspricht, während die restlichen Situationen nur über eine Näherung simuliert werden können (vgl. Abschnitt 4.1). Lesebeispiel: Bei einer Hangneigung von 20° war die Messung auf der Mini-PVA 5.9% höher als die entsprechende PVsyst-Simulation mit der Albedo-Variante «Meteonorm».

		Albedo-Szenario			
		Meteonorm	ZHAW-L	ZHAW-H	
		[Wh/Wp]	7.79	8.28	8.28
Hangneigung	0°	8.38	7.5%	1.2%	1.2%
	10°	7.72	-0.9%	-6.8%	-6.8%
	20°	8.25	5.9%	-0.4%	-0.4%
	30°	7.82	0.3%	-5.6%	-5.6%

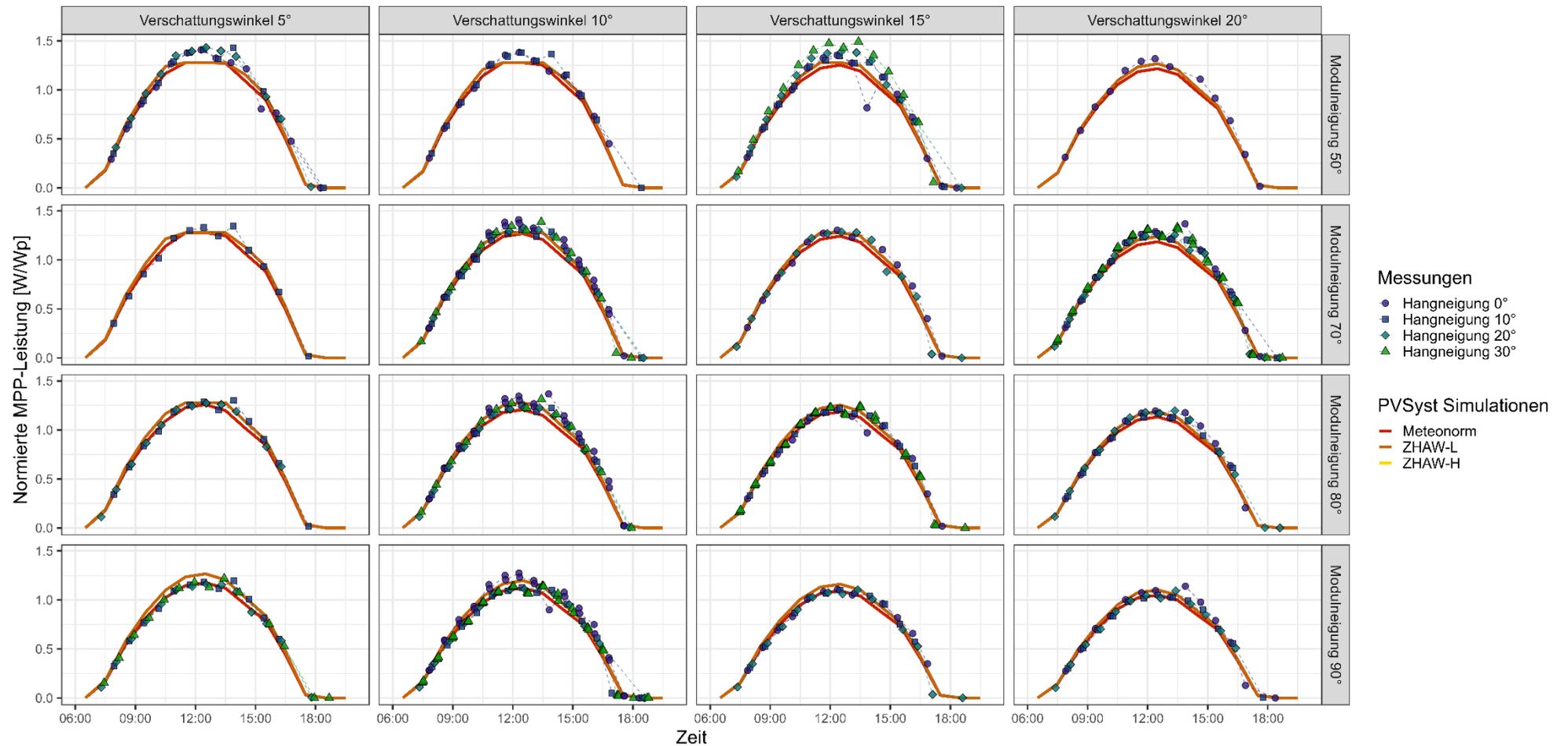


Abbildung 24. Normierte MPP-Leistungen im Tagesverlauf, Vergleich von bifazialen Messungen und PVSyst-Simulationen am (schneebedeckten) 7. März 2024. Die Grafiken zeigen in den Spalten jeweils denselben Verschattungswinkel der Anlage, in den Reihen jeweils dieselbe Modulneigung. Die Simulationsergebnisse sind als durchgezogene Linien dargestellt, korrespondierend zu den Albedo-Szenarien (siehe Tabelle 6, Szenarien ZHAW-L und ZHAW-H sind an diesem Tag identisch). Die Punkte korrespondieren zu Messwerten äquivalenter Anlagen, wobei jeweils verschiedene Hangneigungswinkel und Reihenabstände zum selben Verschattungswinkel führen. Nicht bei allen Konfigurationen sind alle Messreihen vorhanden, da gewisse Positionen auf der Anlage (oder generell) nicht möglich sind oder sie nicht Teil des Messprogramms an diesem Tag waren.

4.3.2 Schneeloser Tag (2. Oktober 2023)

Auch für den schneelosen 2. Oktober 2023 werden zum einen visuell die Tagesverläufe der Nennleistungsnormierten MPP-Leistung zwischen bifazialen Messungen und äquivalenten PVSyst-Simulationen verglichen. Es werden die Tageserträge für eine spezifische Kombination aus Verschattungswinkel und Modulneigung untersucht und schliesslich die Tagesverläufe für alle an diesem Tag gemessenen Konfigurationen gezeigt.

Abbildung 25 zeigt die normalisierte MPP-Leistung im Tagesverlauf, spezifisch für einen Verschattungswinkel von 20° und eine Modulneigung von 90°. Während im vorhergehenden Beispiel (7. März 2024) die Albedowerte in den Szenarien ZHAW-L und ZHAW-H identisch waren, sind sie im Oktober stark unterschiedlich. Während ZHAW-L den Best-Guess aufgrund von Erfahrungswerten für eine echte Anlage darstellt (Albedo von 0.2), berücksichtigt das Szenario ZHAW-H die weisse Grundplatte (Albedo von 0.7). Der Albedo-Wert aus Meteororm V8.2 befindet sich mit 0.33 dazwischen. Tabelle 9 fasst die Tageserträge der in Abbildung 25 gezeigten Kurven sowie die Abweichungen zwischen Messungen und Simulationen zusammen. Spezifisch die Vergleiche mit dem Meteororm- sowie dem ZHAW-L-Szenario sind hierbei als «unfair» zu bezeichnen, da diese von schneefreiem Boden ausgehen, während die Grundplatte der Mini-PVA eine kontinuierlich hohe Reflektivität aufweist.

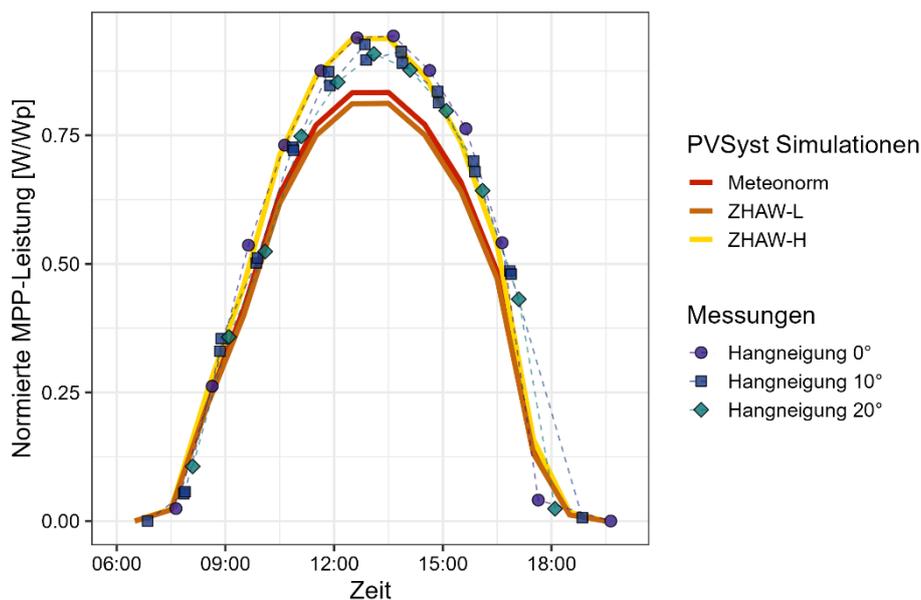


Abbildung 25. Normalisierte MPP-Leistung im Tagesverlauf (2. Oktober 2023, schneefrei und schönes Wetter). Vergleich zwischen bifazialer Messung und PVSyst-Simulation mit 3 Albedo-Szenarien (Meteororm, ZHAW-H, ZHAW-L) bei einem Verschattungswinkel von 20° und einer Modulneigung von 90°. Die durchgezogenen Linien entsprechen den simulierten Werten, während die Messungen als Punkte dargestellt sind, wobei zwischen den verschiedenen Hangneigungen unterschieden wird, welche mit entsprechendem Reihenabstand zu einem Verschattungswinkel von 20° führten.

Wie in Tabelle 9 ersichtlich, gibt es zwischen den bifazialen Messungen bei 0° Hangneigung und den Simulationen unter dem Szenario ZHAW-H eine sehr gute Übereinstimmung (+0.8% Abweichung), während die Szenarien mit tieferen Albedo-Werten (Meteororm und ZHAW-L) eine deutliche Abweichung zeigen (+12.9% bzw. 16.1%). Dies kann mit dem Einfluss der Grundplatte erklärt werden, welche trotz fehlender Schneebedeckung der Umgebung eine solche Situation simuliert (siehe Abschnitt 3.2.1). Wie im vorangegangenen Beispiel gibt es den Trend, dass der gemessene Tagesertrag mit steigender Hangneigung abnimmt. Dies lässt sich dadurch

erklären, dass der Reihenabstand bei zunehmender Hangneigung kleiner wird, solange der Verschattungswinkel konstant gehalten wird. Dadurch reduziert sich die Grundfläche pro Modulreihe, wodurch weniger Reflektionsfläche zur Verfügung steht.

Auch für dieses Beispiel ist festzuhalten, dass es sich um ein beliebiges Beispiel bei einer spezifischen Kombination aus Verschattungswinkel (20°) und Modulneigung (90°) an einem ausgewählten Tag handelt und sich die Ergebnisse nicht ohne weiteres verallgemeinern lassen.

Abbildung 26 zeigt alle an diesem Tag untersuchten Kombinationen aus Verschattungswinkeln und Modulneigungen. Im Gegensatz zum Beispiel am 7. März 2024 wurden hier nur zwei Modulneigungswinkel analysiert (60 und 90°).

Tabelle 9. Tageserträge am 2. Oktober 2023 für einen Verschattungswinkel von 20° und eine Modulneigung von 90°. Hervorgehoben sind sowohl die gemessenen Tageserträge für die drei verschiedenen Hangneigungswinkel (siehe auch Abbildung 25) als auch die simulierten Tageserträge für die drei Albedo-Szenarien. Mit Prozentzahlen angegeben sind die relativen Abweichungen zwischen den Werten, wobei die Situation mit 0° Hangneigung tatsächlich der Simulation entspricht, während die restlichen Situationen nur über eine Näherung simuliert werden können (vgl. Abschnitt 4.1).

			Albedo-Szenario		
			Meteonorm	ZHAW-L	ZHAW-H
[Wh/Wp]			5.80	5.64	6.50
Hangneigung	0°	6.55	12.9%	16.1%	0.8%
	10°	6.55	12.9%	16.1%	0.8%
	20°	6.27	8.1%	1.1%	-3.5%

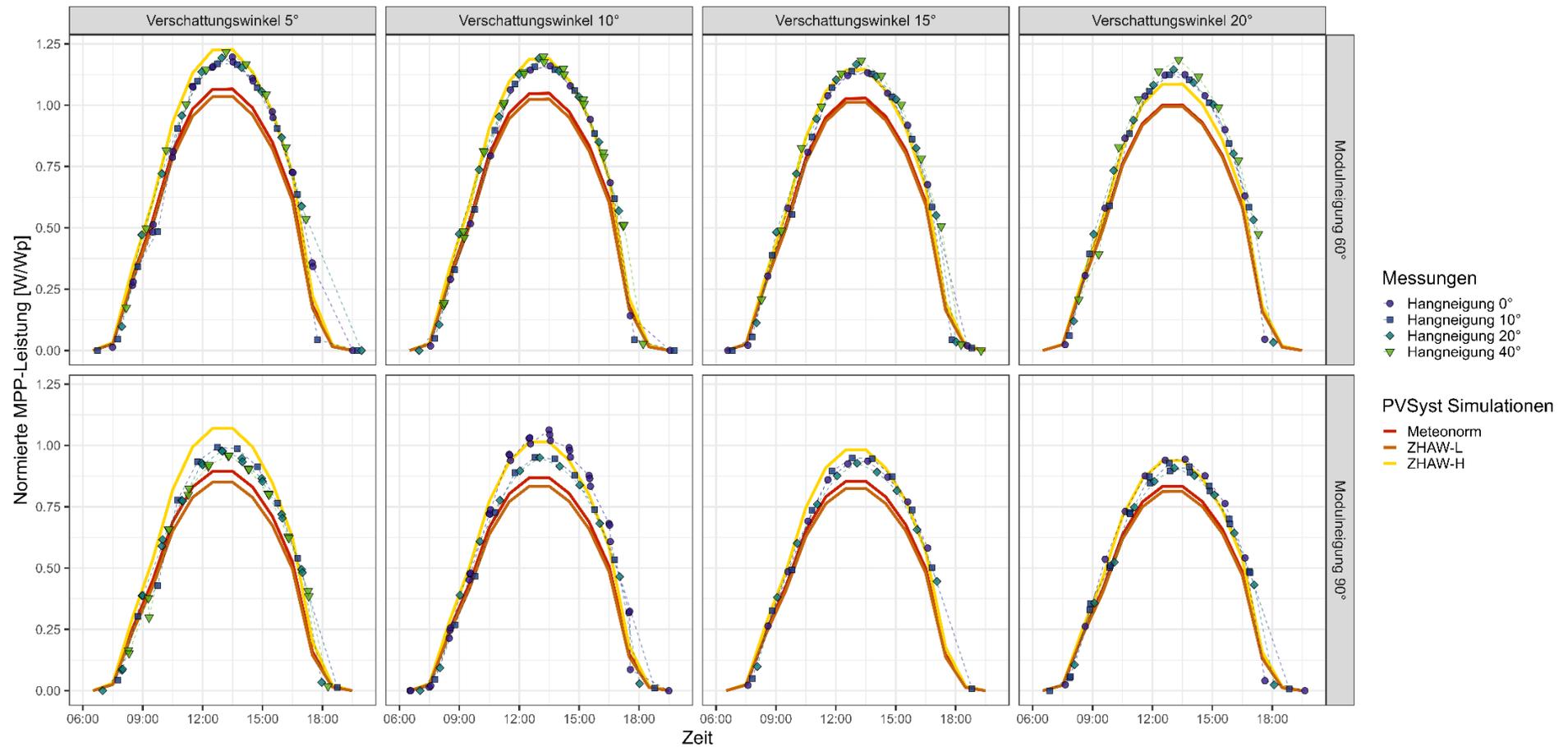


Abbildung 26. Normierte MPP-Leistungen im Tagesverlauf, Vergleich von bifazialen Messungen und PVSyst-Simulationen am (schneefreien) 2. Oktober 2023. Die Grafiken zeigen in den Spalten jeweils denselben Verschattungswinkel der Anlage, in den Reihen jeweils dieselbe Modulneigung. Die Simulationsergebnisse sind als durchgezogene Linien dargestellt, korrespondierend zu den Albedo-Szenarien (siehe Tabelle 5). Die Punkte korrespondieren zu Messwerten äquivalenter Anlagen, wobei jeweils verschiedene Hangneigungswinkel und Reihenabstände zum selben Verschattungswinkel führen. Nicht bei allen Konfigurationen sind alle Messreihen vorhanden, da gewisse Positionen auf der Anlage (oder generell) nicht möglich sind oder sie nicht Teil des Messprogramms an diesem Tag waren.

4.4 Vergleich über das Winterhalbjahr 23/24

4.4.1 Methodik und Limitationen

Für den Vergleich über das Winterhalbjahr 23/24 (Oktober 2023 bis März 2024) wurden die gemessenen bifazialen Erträge über diesen Zeitraum aufsummiert. Da es zwischen den einzelnen Konfigurationen grosse Unterschiede in der Verfügbarkeit gab (siehe Abschnitt 1.2), lassen sich die Erträge nicht ohne Weiteres vergleichen. Das Vorgehen folgt deshalb einer etwas komplexeren Methodik. In einem ersten Schritt werden an jedem Tag, für jede Kombination aus Modulneigungswinkeln, Verschattungswinkeln und Hangneigungen die Leistungswerte der entsprechenden PVSyst-Simulation (mit gemessenen Wetterdaten aus dem entsprechenden Zeitraum) auf die entsprechenden Zeitstempel der Messwerte interpoliert. Der Ertrag an diesem Tag wird dann mit denselben (nicht unbedingt gleichmässigen) Messintervallen berechnet, die folglich für Messungen und Simulation identisch sind. Für jede der oben genannten Kombinationen werden in einem zweiten Schritt alle Tageserträge über den gesamten Zeitraum addiert. Als Folge davon werden an Tagen, an denen für eine spezifische Kombination keine Messungen gemacht wurden, auch keine Simulationserträge dazu addiert. Selbiges gilt auch auf einer kürzeren Zeitskala: Wurden beispielsweise an einem Tag erst ab Mittag Messungen durchgeführt (weil z.B. die Anlage vereist war), so werden die Simulationserträge auch erst ab Mittag einbezogen. Es ist nicht auszuschliessen, dass die Auswahl der Messzeiträume, welche durch gelegentliche Ausfälle und Einschränkungen der Anlage entstand, eine nur schwer zu charakterisierende Verzerrung zu diesen Zeitpunkten auslösen kann. Bei den hier gezeigten Auswertungen konnte jedoch keine klare systematische Verzerrung beobachtet werden.

Durch diese Methodik kann ein Vergleich zwischen Messungen und Simulationen angestellt werden, der nicht oder nur in stark reduziertem Umfang von Messausfällen und im Tagesvergleich unterschiedlichen Messprogrammen beeinflusst wird. Die Monate Dezember und Januar werden bei dieser Analyse ausgeschlossen, aus den Gründen die in Abschnitt 3.2.3 diskutiert wurden.

Weiter ist anzumerken, dass per Ende Oktober das Messprogramm umgestellt wurde, sodass Modulneigungen von 60° praktisch ausschliesslich Daten aus diesem Monat zeigen, wogegen für die Modulneigungen von 50, 70 und 80° ausschliesslich Daten aus November, Februar und März zu sehen sind. Als Nebeneffekt davon überlagern sich für diese Modulneigungen die beiden Albedo-Szenarien ZHAW-H und ZHAW-L, da sie in diesen Monaten identisch sind. Die Modulneigung von 90° zeigt das vollständigste Bild, da diese Anlagenkonfigurationen über das gesamte Winterhalbjahr regelmässig angefahren wurde. Dass die Datenreihen bei gewissen Verschattungswinkeln nicht vollständig erscheinen, hat damit zu tun, dass die jeweiligen Kombinationen ausserhalb der geometrischen Parameter liegen, welche auf der Versuchsanlage möglich sind.

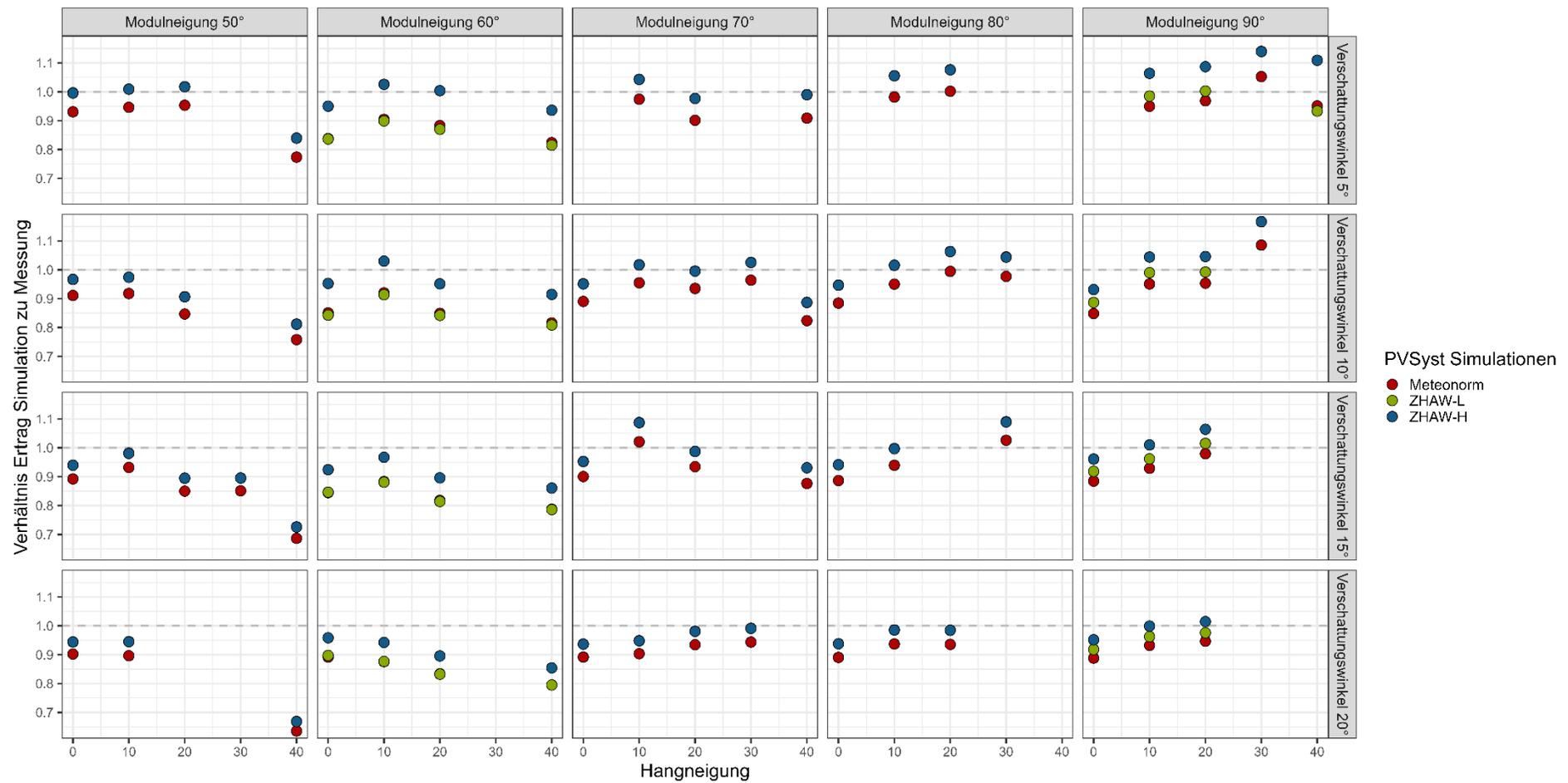


Abbildung 27. Simulationserträge im Verhältnis zu bifazialen Messwerten über das Winterhalbjahr 2023/24 (exkl. Dezember/Januar), gemäss der in Abschnitt 4.4.1 beschriebenen Methodik, aufgeschlüsselt nach Modulneigungen, Verschattungswinkeln sowie Hangneigungen. Werte über Eins (gestrichelte Linie) korrespondieren mit einem Überschätzen der Erträge durch die Simulation, Werte unter Eins folglich ein Unterschätzen.

4.4.2 Ergebnisse

Abbildung 27 zeigt die Simulationserträge im Verhältnis zu bifazialen Messungen über das Winterhalbjahr 2023/24 (exkl. Dezember/Januar), gemäss der im vorigen Abschnitt beschriebenen Methodik, aufgeschlüsselt nach Modulneigungen, Verschattungswinkeln sowie Hangneigungen. Tabelle 10 fasst exemplarisch die Ergebnisse für einen Modulneigungswinkel von 90° (senkrecht) sowie einen Verschattungswinkel von 10° zusammen. Grundsätzlich lassen sich aus diesen Daten drei relativ allgemeingültige Erkenntnisse ableiten:

- Bei Anlagen mit einer Hangneigung von 0° (horizontale Ebene, keine Umrechnung bzgl. äquivalenter Anlagen gem. Abschnitt 4.1) unterschätzen die Simulationen mit den von Meteororm vorgeschlagenen Albedo-Werten die Erträge zumindest an diesem Standort situativ um 7-16%. Werden die Albedo-Werte erhöht gem. Szenario ZHAW-H (Best-Guess-Szenario unter Einbezug der Grundplatte), so sinkt der Fehler auf 0.5-7.5%, wobei der Ertrag durch die Simulationen immer noch ausschliesslich unterschätzt wird.
- In der horizontalen Ebene zeigt sich ferner die Tendenz, dass die Abweichungen zwischen Simulationen des Ertrags mit Albedo-Werten von Meteororm und den Messungen bei steileren Modul-Anstellwinkeln von 70 bis 90 Grad etwas höher sind als bei flacheren Anstellwinkeln von 50 bis 60 Grad.
- Die Simulation von Anlagen in (Süd-)Hangneigung mittels Verschattungswinkel-äquivalenter Projektion auf eine Anlage in der horizontalen Ebene führt zu einem systematischen Fehler. Gemäss den hier erhobenen Daten ist dieser abhängig von der Modulneigung. Bei steil angestellten Modulen wird der Ertrag von Anlagen in steiler Hanglage im Vergleich mit einer Anlage in der Ebene überschätzt, bei flach angestellten Modulen unterschätzt. Dieser Trend kann bei den meisten Anlagenkonfigurationen (Modulneigungswinkel/ Verschattungswinkel) relativ klar beobachtet werden.

Tabelle 10. Prozentuale Abweichungen der Erträge der Simulationen nach Albedo-Szenarien (vgl. Tabelle 6) im Vergleich zu den Messwerten über das Winterhalbjahr 2023/24 (exkl. Dezember/Januar), exemplarisch für einen Modulneigungswinkel von 90° und einen Verschattungswinkel von 10°.

		Albedo-Szenario		
		Meteororm	ZHAW-H	ZHAW-L
Hangneigung	0°	-15.9%	-6.9%	-11.4%
	10°	-4.9%	+4.4%	-1.0%
	20°	-4.7%	+4.6%	-0.8%
	30°	+8.6%	+16.6%	+16.7%

Speziell bei steil aufgeständerten Anlagen in einem steilen (Süd-)Hang im Winter sind also zwei gegenläufige Fehlerquellen vorhanden. Zum einen wird durch die vermutlich zu tief gewählte Albedo im Meteororm-Szenario der Ertrag unterschätzt, dies wird jedoch (über-)kompensiert durch den systematischen Fehler der Simulation einer «äquivalenten» Anlage in der Ebene. Wie bereits in Abschnitt 4.1 dargelegt, erhöht sich dadurch die Bodenfläche pro Reihe, was einen simulierten Mehrertrag logisch erscheinen lässt. Beispielhaft sehen lässt sich dies in Tabelle 10 (Modulneigungswinkel 90°, Verschattungswinkel 10°). Die Anlagen mit 0° resp. 30°

Hangneigung sind zwar äquivalent in Bezug auf den Verschattungswinkel (und damit auch exakt identisch simuliert), die Anlage mit 30° Hangneigung zeigt bei den Messungen jedoch einen um 22% tieferen Ertrag.

5 Fazit und Ausblick

Die alpine Miniatur-Photovoltaikanlage in Davos Totalp war während dem Winter 2023/24 in Betrieb und hat während dieser Zeit knapp 850'000 Messungen bei über 100 verschiedenen Kombinationen aus Modulneigungswinkeln, Verschattungswinkeln und Hangneigungen gemacht. Aufgrund des hohen Zeitdrucks sowie dem Umstand, dass es sich um eine Prototypen-Anlage handelt, kam es im ersten Betriebswinter zu einigen Ausfällen, sodass eine Aussage über den absoluten Ertrag von verschiedenen Konfigurationen zu diesem Zeitpunkt verunmöglicht wurde. Trotzdem konnten zwei zentrale Ziele erreicht werden:

- Der Vergleich mit der am selben Standort installierten, stationären Versuchsanlage zeigt eine sehr hohe Übereinstimmung. Da bei dieser Anlage signifikant weniger Unsicherheiten und mögliche Fehlerquellen vorhanden sind, kann den Messwerten der Mini-PVA zum grössten Teil dasselbe Vertrauen geschenkt werden.
- Der Vergleich von bifazialen Messdaten und äquivalenten PVSyst-Simulationen zeigt zum einen, dass die von Meteonorm (für diesen Standort und für diesen Messzeitraum) vorgeschlagenen Albedo-Werte grundsätzlich zu tief sind und daher auch tendenziell der Ertrag um bis zu 16% unterschätzt wird, zum anderen, dass die Simulation von Anlagen in Hanglage mittels einer Verschattungswinkel-äquivalenten Anlage in der horizontalen Ebene zu einem systematischen Fehler führt, bei dem die Erträge je nach Modulneigungswinkel überschätzt oder unterschätzt werden können.

Während dem Messzeitraum konnte viel Erfahrung in Bezug auf den Betrieb der Anlage gesammelt, Probleme behoben sowie die Methodik der Auswertung erarbeitet werden. Diesbezüglich ist also in einem weiteren Winter ein sehr viel stabilerer Betrieb und damit auch eine fundiertere Auswertung zu erwarten.

Spezifisch wäre auch eine Auswertung der absoluten Erträge je Parameterkombination sehr wünschenswert. Hierzu ist parallel zur hier präsentierten Auswertung eine weitere Analyse in Arbeit, in welcher instantane Leistungswerte anhand der gesammelten Messwerte und Umgebungsdaten (Einstrahlungssituation, Temperatur) modelliert werden, um im Anschluss mit modellierten Werten die vorhandenen Messlücken zu füllen.

Weiterführende Informationen werden laufend auf der [Projektwebsite](#) veröffentlicht.

6 Referenzen

- Anderegg, D., Strebel, S., & Rohrer, J. (2023). *Alpine Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp: Erkenntnisse aus 5 Jahren Betrieb* [50,application/pdf]. <https://doi.org/10.21256/ZHAW-2524>
- Bundesamt für Energie (BFE). (2023). *Vorgaben zur Berechnung des Energieertrags für Photovoltaik-Grossanlagen nach Art. 71a EnG*. Bundesamt für Energie (BFE).
- Schweizer Parlament. (2023). *Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien*. Schweizer Parlament. <https://www.fedlex.admin.ch/eli/fga/2023/2301/de>
- Standard Test Method for Solar Absorptance, Reflectance, and Transmittance of Materials Using Integrating Spheres*. (o. J.). ASTM International. https://public-viewer.snv.ch/product/716749?langUI=en&filePath=E0903-20_E0903-20.pdf&fileType=Pdf
- Warren, S. G. (1982). Optical properties of snow. *Reviews of Geophysics*, 20(1), 67–89. <https://doi.org/10.1029/RG020i001p00067>