



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Fakultät Life Sciences

Verschattungsanalyse und Ertragsprognose einer Photovoltaikanlage mit geringem Neigungswinkel und in der Modulebene diagonal gedrehten Modulen

Bachelorarbeit im Studiengang Umwelttechnik

vorgelegt von

Matti Walter Althoff

Matrikelnummer: XXXXXXXXXX

Hamburg, 20. Juni 2017

Gutachter: Prof. Dr. Timon Kampschulte

Gutachter: Armin Scherl, B.Sc.

Kurzreferat

Diese Bachelorarbeit beschäftigt sich mit einer neuartigen Ausrichtung von Photovoltaikmodulen, der sogenannten X-Modul-Ausrichtung. Hierbei werden die Module in der Modulebene um ca. 45° gedreht, also in eine Zwischenstellung zwischen horizontaler und vertikaler Ausrichtung. Durch diese Drehung ist es möglich, für die einzelnen Modultische einen flacheren Anstellwinkel als bei konventionell gebauten Anlagen zu wählen und somit weniger Verschattungsverluste zu erhalten. Üblicherweise wird ein Anstellwinkel von 20° nicht unterschritten, damit der Selbstreinigungseffekt der Module gewährleistet ist und sich Schmutz nicht an der Unterkante des Modulrahmens sammeln kann. Ein so entstehender Schmutzrand würde zu Ertragsverlusten führen, sollte er die Zellen des Modules bedecken. Aufgrund der Drehung kann sich der Schmutz am Modulrahmen schlechter ansammeln und wird bei Regen über die Modulecke weggespült.

Um diesen Effekt besser zu untersuchen, wurde von der *Enerparc AG* eine Versuchsanlage gebaut, welche sowohl einen konventionell gebauten Abschnitt mit 20° Anstellwinkel enthält als auch einen Abschnitt nach der X-Modul-Ausrichtung mit einem Anstellwinkel von 12° . Über einen Messzeitraum von ca. zwei Monaten wurden verschiedene Daten über Wetter, Einstrahlung sowie Energieerträge gesammelt und anhand dieser für beide Ausrichtungsvarianten Simulationen mit der Simulationssoftware *PVsyst* erstellt. Die so erhaltenen Ergebnisse wurden mit den Messdaten der Versuchsanlage verglichen.

Während die Simulation der X-Modul-Montage, trotz der für *PVsyst* unüblichen Ausrichtung, die Messwerte gut nachstellte, zeigte die Simulation der konventionellen Anlage deutliche Abweichungen an strahlungsintensiven Tagen. Diese Abweichung floss auch in den direkten Vergleich der beiden Ausrichtungsvarianten ein, weswegen dieser deutlich niedrigere Mehrerträge für die X-Modul-Ausrichtung angibt, als die Messwerte zeigen.

Die auf diesen Simulationen aufbauende Prognose für ein durchschnittliches Jahr, zeigt für fast sämtliche Monate einen Mehrertrag der X-Modul-Ausrichtung an. Mittelt man hierfür die Ergebnisse der beiden in *PVsyst* vorhandenen Simulationsmodelle (Perez und Hay), erhält man einen Mehrertrag von ca. 2,2 % an Energie pro Jahr.

Erklärung

Ich versichere, dass ich diese Bachelorarbeit ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.

.....
Datum

Unterschrift

Inhalt

Verzeichnis der Bilder.....	6	
Verzeichnis der Tabellen.....	8	
Liste der Symbole.....	9	
Liste der Abkürzungen	10	
1	Einleitung.....11	
1.1	Motivation.....11	
1.2	Ziel der Arbeit.....11	
1.3	Methodik.....12	
1.4	Aufbau der Arbeit	12
2	Grundlagen.....13	
2.1	Aufbau der Versuchsanlage	13
2.2	Messgeräte	15
2.3	Gesondert betrachteter Anlagenteil.....	17
2.4	Verschattung	18
2.5	Wetterdaten.....	19
2.6	Simulationsmodelle	20
3	Datenerfassung.....22	
3.1	Erfassung der Wetter- und Temperaturdaten.....	22
3.2	Simulation der Versuchsanlage mit konventioneller Montage	24
3.2.1	Aufbau der Simulation.....	24
3.2.2	Simulation mit Messdaten	28
3.3	Simulation der Versuchsanlage mit X-Modul-Montage.....	29
3.3.1	Aufbau der Simulation.....	29
3.3.2	Simulation mit Messdaten	31
3.4	Kennlinienmessung.....	32
4	Auswertung34	
4.1	Verschattungsanalyse.....	34
4.2	Simulationsgüte der Versuchsanlage mit konventioneller Montage.....	37
4.2.1	Simulationsergebnisse mit Sensor-Messdaten.....	37
4.2.2	Vergleich der simulierten mit den gemessenen Ertragswerten	38
4.2.3	Bewertung und Anpassung der Simulation.....	40
4.3	Simulationsgüte der Versuchsanlage mit X-Modul-Montage	42
4.3.1	Simulationsergebnisse mit Sensor-Messdaten.....	42
4.3.2	Vergleich der simulierten mit den gemessenen Ertragswerten	42
4.3.3	Bewertung der Simulationsgüte.....	44
4.4	Vergleich der Versuchsanlagen	44
4.4.1	Vergleich der Simulationen	44
4.4.2	Simulierte Ertragswerte mit synthetischen Wetterdaten für ein gesamtes Jahr	45
4.5	Fehler	48
4.5.1	Fehlerquellen	48
4.5.2	Fehlerbetrachtung	48

4.6	Fazit	50
5	Diskussion.....	51
5.1	Verschmutzung	51
5.2	Schnee.....	52
6	Zusammenfassung	54
Literaturverzeichnis		55
Anhang A	Datenblatt REC 260PE.....	57
Anhang B	Datenblatt Sungrow SG60KTL	58
Anhang C	Datenblätter Temperatursensoren.....	59
Anhang D	Datenblatt Pyranometer	60
Anhang D	Ertragsgutachten SolPEG	61
Anhang F	Datenblatt Kennlinienmessgerät und Sensor	63

Verzeichnis der Bilder

Bild 2.1	In der Modulebene gedrehte Module (Zimmermann 2016)	13
Bild 2.2	Abstände zwischen den Reihen in Meter (Enerparc 2016c)	14
Bild 2.3	Gebaute X-Modul-Anlage aus der Vogelperspektive (Enerparc 2016d).....	14
Bild 2.4	Gebaute X-Modul-Anlage aus der Frontansicht	15
Bild 2.5	Sensor für die Modultemperatur	15
Bild 2.6	Sensor für Umgebungstemperatur	16
Bild 2.7	Pyranometer in Modulebene	16
Bild 2.8	Pyranometer mit Schattenring (RG Messtechnik o. J.).....	16
Bild 2.9	Position der Modultische für ACCB 02.11 im dritten Feld (in Anlehnung an Enerparc 2016a)	17
Bild 2.10	Position der Modultische für ACCB 03.04 im zweiten Feld (in Anlehnung an Enerparc 2016b)	17
Bild 2.11	Ausschnitt aus dem Elektroinstallationsplan für ACCB 03.04 (in Anlehnung an Enerparc 2016a)	18
Bild 2.12	Ausschnitt aus dem Elektroinstallationsplan für ACCB 02.11 (in Anlehnung an Enerparc 2016b)	18
Bild 2.13	Teilverschattung eines Moduls (Mertens 2015, S. 161)	19
Bild 2.14	Kennlinie eines Solarmoduls mit einer verschatteten Zelle und unterschiedlich vielen Bypassdioden (Mertens 2015, S. 163).....	19
Bild 3.1	Zuordnung der Spalten zu den jeweiligen Messgrößen	24
Bild 3.2	Hauptmenü für eine vollständige Simulation in <i>PVsys</i>	25
Bild 3.3	Untermenü <i>Detailed losses</i>	26
Bild 3.4	Aufsicht auf die konventionelle Anlage	28
Bild 3.5	Strangbelegung zweier Modultische in <i>PVsys</i>	28
Bild 3.6	Ausrichtung der Modultischreihen	29
Bild 3.7	Ausschnitt aus der Aufsicht auf die Randtische	30
Bild 3.8	Aufsicht auf die gesamte Anlage	30
Bild 3.9	Verschiebungen von gelegten Modultischen	31
Bild 3.10	Gesamtansicht der verschalteten Module	31
Bild 3.11	<i>TRI-KA</i> (links) und <i>TRI-SEN</i> (rechts) Messgeräte.....	32
Bild 3.12	Verschattung eines Moduls mit DIN A3 Papier	33
Bild 3.13	Kennlinienmessung mit <i>TRI-KA</i> Messgerät.....	33
Bild 4.1	Gegenüberstellung unterschiedlicher Darstellungen in <i>PVsys</i>	34
Bild 4.2	Verschattung der Randtische	35
Bild 4.3	Verschattung des schmaleren Modultisches	35
Bild 4.4	Verschattung am 14.02. um 11:15 Uhr	36
Bild 4.5	U/I-Kennlinie in <i>PVsys</i>	36
Bild 4.6	U/I-Kennlinie der Kennlinienmessung aus <i>TRI-KA</i> PC Software	37
Bild 4.7	Energie pro Tag von zwei Wechselrichtern bei X-Modul-Ausrichtung im Messzeitraum	1
Bild 4.8	Simulierte Energie pro Tag mit und ohne Temperatur	40
Bild 4.9	Simulierte Energien bei unterschiedlichen Diffusfaktoren.....	41
Bild 4.10	Energie pro Tag von zwei Wechselrichtern bei X-Modul-Ausrichtung im Messzeitraum	1
Bild 4.11	Absolute Abweichungen der simulierten Energien zum Messwert.....	45
Bild 4.12	Differenz zwischen beiden Ausrichtungsvarianten für beide Simulationsmodelle.....	47

Bild 4.13	Mehrertrag der gemessenen Energieproduktion der X-Modul-Ausrichtung gegenüber der konventionellen Ausrichtung	47
Bild 4.14	Absoluter Unterschied der simulierten und gemessenen Mehrerträge nach Perez.....	49
Bild 4.15	Absoluter Unterschied der simulierten und gemessenen Mehrerträge nach Hay	50
Bild 5.1	Verschmutzung bei X-Modulausrichtung im Dezember 2016	51
Bild 5.2	Verschmutzung bei X-Modulausrichtung im April 2017	52
Bild 5.3	Liegen bleibender Schnee auf konventionell ausgerichteten Modulen (Enerparc 2017)	52
Bild 5.4	Liegen bleibender Schnee bei X-Modul-Montage (Enerparc 2017).....	52

Verzeichnis der Tabellen

Tabelle 2.1	Verwendete Wetterdatenquellen (SolPEG 2015)	20
Tabelle 2.2	Verwendete Einstrahlungs- und Temperaturdaten (SolPEG 2015).....	20
Tabelle 3.1	Abweichungen zwischen WOZ und UT an verschiedenen Daten (in Anlehnung an DWD 2017)	22
Tabelle 4.1	Erzeugte Energie bei konventioneller Ausrichtung	37
Tabelle 4.2	Erzeugte Energie im Zeitraum bei X-Modul-Ausrichtung	42
Tabelle 4.3	Vergleich der Ausrichtungsvarianten	44
Tabelle 4.4	Jahresprognose der unterschiedlichen Simulationsvarianten.....	46
Tabelle 4.5	Prozentualer Mehrertrag der X-Modul-Ausrichtung pro Monat	46

Liste der Symbole

A	Durchmesser
I	Strom
k	Klassenanzahl
l	Länge
m^2	Quadratmeter
n	Anzahl der Messwerte
R	Widerstand
U	Spannung
W	Watt

Griechische Symbole

ρ	spezifischer Widerstand
ϑ	Temperatur

Indizes

P	Peak
v	Verlust

Liste der Abkürzungen

AC	Wechselstrom, engl. Alternating Current
ACCB	AC-Combiner
csv	Trennzeichen getrennt, engl. comma-separated values
DC	Gleichstrom, engl. Direct Current
DWD	<i>Deutscher Wetterdienst</i>
EMS	<i>Enerparc Monitoring System</i>
LID	Lichtinduzierte Degradation, engl. Light Induced Degradation
MPP	Maximum Power Point
UT	koordinierte Ortszeit, engl. Universal Time
WOZ	Wahre Ortszeit

1 Einleitung

1.1 Motivation

Durch die sinkenden Preise der Photovoltaikmodule nimmt der Zubau an Photovoltaikanlagen auf Freilandflächen zu. Da auf diesen Flächen immer mehr Leistung installiert werden soll, werden die Tische, auf denen die Module montiert werden, mit geringerem Abstand zueinander gebaut. Durch diese Verringerung der Abstände zwischen den Tischreihen, erhöht sich die Eigenverschattung der Reihen, was zu Ertragsverlusten führt. Um diese Verschattung zu reduzieren, müsste bei gleichem Reihenabstand der Anstellwinkel reduziert werden. Problematisch wird es jedoch, wenn der Winkel von 20° unterschritten wird, da hier der Selbstreinigungseffekt nicht mehr gewährleistet ist. Durch einen größeren Anstellwinkel kann Schmutz bei Regen einfacher von der Moduloberfläche weggespült werden. Es kann sich in diesem Fall kein Stauwasser an der Rahmenkante bilden, welches hier bei Verdunstung einen Schmutzrand hinterlässt. Bei geringerem Neigungswinkel kann es jedoch vorkommen, dass sich am so entstehenden Schmutzrand immer mehr Schmutz ansammelt und dieser somit einzelne Zellen verschattet; dies kann zu erheblichen Ertragsverlusten führen.

Um eine Schmutzansammlung an der unteren Rahmenkante zu vermeiden, wurde von der *solidenenergy GmbH* eine neuartige Montageart entwickelt, bei der die Module in der Modulebene, in eine Art Mittelstellung zwischen horizontaler und vertikaler Ausrichtung, um ca. 45° gedreht werden. Somit soll Schmutzwasser über die Modulkante besser abfließen und Schmutz sich durch diese Drehung schlechter am Modulrahmen sammeln. So sollen die Module weniger verschmutzen, selbst bei deutlich geringeren Anstellwinkeln.

Ein geringerer Anstellwinkel bedeutet aber auch eine schlechtere Ausrichtung zur Sonnenhöhe, was wiederum im direkten Vergleich zu geringeren Energieerträgen führt. Jedoch können die Module durch den flachen Anstellwinkel bereits morgens früher sowie abends länger Energie produzieren. Durch diese längere Energieerzeugung und die geringeren Verluste durch Eigenverschattung soll die schlechtere Ausrichtung zur Sonne überkompensiert und somit ein Mehrertrag erzielt werden.

Um diese Ausrichtungsvariante genauer zu überprüfen wurde von der Firma *Enerparc* eine Versuchsanlage gebaut, welche sich aus zwei Teilen zusammensetzt. Ein Teil dieser Photovoltaikanlage ist mit einem Anstellwinkel von 12° in dieser sogenannten X-Modul-Ausrichtung montiert, der andere Teil nach konventioneller Art mit einem Anstellwinkel von 20° . Die gesamte Anlage ist mit einem Azimutwinkel von 0° nach Süden hin ausgerichtet.

1.2 Ziel der Arbeit

Ziel dieser Arbeit ist es, eine Prognose zu erarbeiten, inwiefern eine derartig ausgerichtete Anlage mehr Energie pro Jahr im Vergleich zu einer konventionellen Ausrichtung der Module liefert. Hierfür ist es notwendig zu überprüfen, wie gut diese neuartig ausgerichteten Module in der gängigen Simulationssoftware *PVsyst* nachsimuliert werden können. In dieser Arbeit soll hauptsächlich der reine Energieertrag betrachtet werden. Eventuell auftretende Mehraufwände durch diese Montagevariante werden nicht betrachtet. Auch eine genauere Untersuchung des Selbstreinigungseffektes wäre ein länger andauernder Prozess, der den zeitlichen Rahmen dieser Arbeit überschreiten würde.

1.3 Methodik

Um diese Ziele zu erreichen, wurden verschiedene Wetterdaten für Einstrahlung und Temperatur gesammelt und aufgearbeitet. Für die Simulationen war es notwendig, diverse Parameter anzugeben und ein dreidimensionales Modell der Versuchsanlage nachzustellen. Somit war es möglich, durch die eingelesenen Wetterdaten den Energieertrag der Versuchsanlage zu simulieren. Um die Genauigkeit der Simulation noch besser bewerten zu können, wurde eine Messung der Strangkennlinie an der Versuchsanlage durchgeführt und die Simulation anhand dieser Ergebnisse gegengeprüft. Daraufhin wurden die an der Versuchsanlage gemessenen Energieerträge mit den simulierten verglichen. Anhand dieser Vergleiche konnte auf die Güte der Simulationen geschlossen und diese ggf. angepasst werden. Mit einem Datensatz für ein durchschnittliches Jahr sollte somit letztendlich eine Prognose darüber erstellt werden, inwiefern die X-Modul-Anlage mehr Energie erzeugt als die konventionelle.

1.4 Aufbau der Arbeit

Im nun folgenden Abschnitt 2 werden diverse Grundlagen erläutert, auf die zum Teil später zurückgegriffen wird. Beschrieben werden hier auch z. B. der Aufbau der Versuchsanlage und die verwendeten Messgeräte.

Darauf folgt die Datenerfassung in Abschnitt 3. Hier wird genauer auf die Aufarbeitung der Wetter- sowie Temperaturdaten und auf die erstellten Simulationen eingegangen. Des Weiteren wird hier die Durchführung der Kennlinienmessung beschrieben.

In Abschnitt 4 werden die gemessenen und simulierten Werte ausgewertet. Sowohl die Genauigkeit des Schattenverlaufes in der Simulation als auch die Ergebnisse dieser werden hier überprüft. Aufbauehend hierauf folgen die Jahresprognose und eine Fehlerbetrachtung.

Die Diskussion in Abschnitt 5 beschäftigt sich mit Aspekten, die nicht betrachtet worden sind und einer abschließenden Betrachtung der Ergebnisse.

Zusammengefasst wird diese Arbeit in Abschnitt 6.

2 Grundlagen

2.1 Aufbau der Versuchsanlage

Die Versuchsanlage, mit einer gesamten DC-Leistung von 7905 kW_p, befindet sich in der Nähe von Parsberg, zwischen Regensburg und Nürnberg. Diese Leistung ergibt sich aus 30.404 Photovoltaikmodulen der Firma *REC* aus der sog. *Peak Energy* Reihe mit einer Leistung von jeweils 260 W_p (Datenblatt, s. Anhang A). Jeweils 22 dieser Module werden zu einem Strang verschaltet und an einen *Sungrow SG60KTL* Wechselrichter (Datenblatt s. Anhang B) angeschlossen, der eine Wirkleistung von 60 kW bzw. eine Scheinleistung von 66 kVA besitzt. Mit einer Gesamtzahl von 128 Wechselrichtern hat der Park eine gesamte AC-Leistung von 8448 kVA. An 118 dieser Wechselrichter hängen jeweils elf Stränge, an den übrigen zwischen sieben und zehn Stränge. Jeweils zwei dieser Wechselrichter werden an einen AC-Combiner angeschlossen. Die Ausnahme bilden zwei Combiner, die nur einen Wechselrichter angeschlossen haben. Insgesamt ist die Anlage auf sechs einzelne Felder aufgeteilt, mit jeweils einem Transformator pro Feld.

Des Weiteren ist die Versuchsanlage in zwei unterschiedliche Ausrichtungsarten aufgeteilt. In dem einen Teil der Anlage haben die Modultische einen Neigungswinkel von 20° und 7,68 m Abstand zueinander, gemessen von Tischunterkante zu Tischunterkante. Zwischen den Reihen beträgt der Abstand 2,00 m. Jeder Tisch besteht aus sechs Modulreihen, auf welchen die Module horizontal ausgerichtet sind.

Der andere Teil der Versuchsanlage wurde nach der neuartigen Ausrichtungsmethode konstruiert. Hierbei sind zwar auch sechs Module übereinander in Reihe, jedoch sind die einzelnen Module um jeweils 43,5° in der Modulebene gedreht (s. Bild 2.1). Zusätzlich wurde der Anstellwinkel von 20° auf 12° reduziert. Der Abstand von Tischunterkante zu Tischunterkante beträgt 9,77 m. Zwischen den Reihen variiert der Abstand aufgrund der Drehung der Module und je nach Messpunkt im Bereich von 2,00 m bis 3,36 m (s. Bild 2.2). Der geringste Abstand zwischen den Reihen ist also derselbe wie bei der konventionellen Ausrichtung.

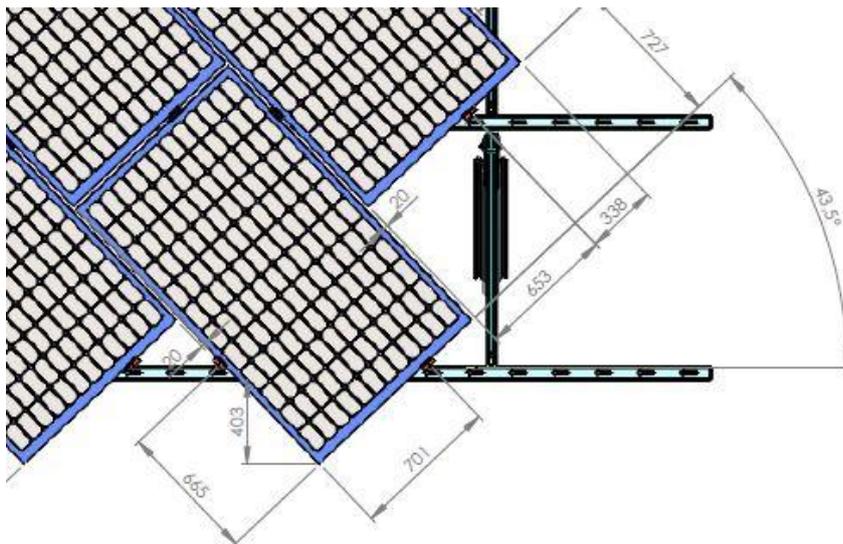


Bild 2.1 In der Modulebene gedrehte Module (Zimmermann 2016)

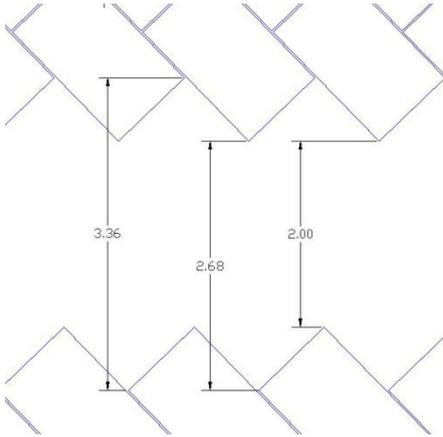


Bild 2.2 Abstände zwischen den Reihen in Meter (Enerparc 2016c)

Um eine bessere Vergleichbarkeit zu gewährleisten, sind beide Anlagenteile mit derselben Grundflächenzahl gebaut worden von ca. 0,74 (Enerparc 2016c). Die Grundflächenzahl beschreibt das Verhältnis von bebauter zur verfügbaren Fläche, wobei die vertikale Projektionsfläche betrachtet wird (BauNVO 1990, §19). Zwar wird durch den flacheren Neigungswinkel die zur Berechnung relevante projizierte Fläche vergrößert, jedoch vergrößert sich durch die gezackten Ränder des Modultisches auch die freie Fläche zwischen den Reihen.

Wie die gebaute Anlage letztendlich aussieht, ist in Bild 2.3 und Bild 2.4 zu sehen.



Bild 2.3 Gebaute X-Modul-Anlage aus der Vogelperspektive (Enerparc 2016d)



Bild 2.4 Gebaute X-Modul-Anlage aus der Frontansicht

2.2 Messgeräte

Um die Leistung der Anlagen besser simulieren und miteinander vergleichen zu können, wurden unterschiedliche Messgeräte vor Ort installiert. Beide Auslegungsvarianten sind mit Temperatursensoren für Modul- und Umgebungstemperatur sowie je einem Pyranometer ausgestattet.

Die Temperatursensoren befinden sich sowohl auf der Rückseite eines Moduls (s. Bild 2.5) in der Nähe der jeweiligen Wechselrichter als auch am Rand des Tischgestells (s. Bild 2.6, rot eingekreist). Sowohl bei den Umgebungs- als auch bei den Modultemperatursensoren handelt es sich um PT1000 Messwiderstände der Genauigkeitsklasse B (s. Anhang C).



Bild 2.5 Sensor für die Modultemperatur

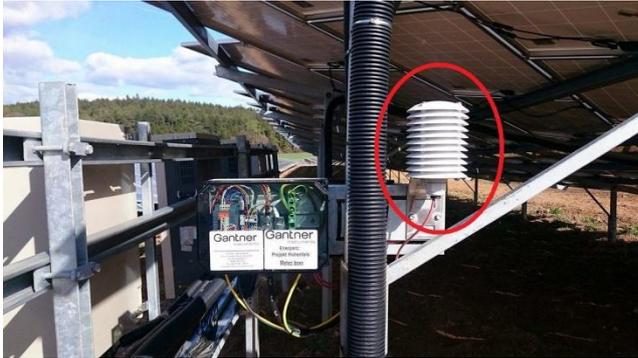


Bild 2.6 Sensor für Umgebungstemperatur

Die SMP10 Pyranometer (Datenblatt s. Anhang D) für die Messung der Globalstrahlung sollten in der jeweiligen Modulebene installiert werden (s. Bild 2.7, rot eingekreist). Anfangs befanden sich die Pyranometer der konventionellen Anlage noch in horizontaler Ausrichtung, dies wurde am 11.04.2017 nachjustiert.



Bild 2.7 Pyranometer in Modulebene

Der *Deutsche Wetterdienst* (kurz DWD) stellt für diverse Standorte deutschlandweit stündliche Mittelwerte für Global- und Diffusstrahlung zur Verfügung. Zur Messung der Diffusstrahlung wurde ein CM11 Pyranometer mit Schattenring verwendet (DWD 2017). Ein Beispiel für ein Pyranometer mit Schattenring ist in Bild 2.8 zu sehen.



Bild 2.8 Pyranometer mit Schattenring (RG Messtechnik o. J.)

Die Wechselrichter selber können den täglichen Energieertrag, AC- und DC-Leistungen messen, wobei vom Hersteller auf Nachfrage für beide Leistungen eine Messunsicherheit von 1 % angegeben wird, für den Energieertrag 0,7 %.

Die Messwerte können über das interne Monitoring-System der *Enerparc AG* (kurz *EMS*, *Enerparc Monitoring System*) ausgelesen werden.

2.3 Gesondert betrachteter Anlagenteil

Für diese Arbeit werden zwei AC-Combiner mit den jeweiligen Modultischen genauer betrachtet, sowohl der elfte Combiner im zweiten der sechs Felder (kurz ACCB 02.11) als auch der vierte Combiner des dritten Feldes (kurz ACCB 03.04). An beide Combiner sind jeweils zwei Wechselrichter mit jeweils elf Strängen angeschlossen. Jeder Strang besteht aus 22 Modulen. Die Modultische der beiden Combiner befinden sich zentral in ihren jeweiligen Feldern. Zu sehen ist dies für den ACCB 02.11 in Bild 2.9 und für den ACCB 03.04 in Bild 2.10, jeweils in schwarz umrandet.

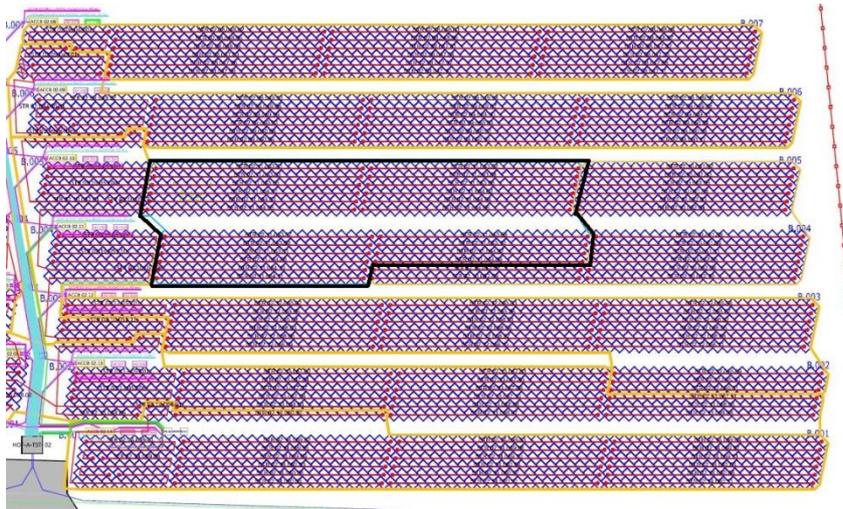


Bild 2.9 Position der Modultische für ACCB 02.11 im dritten Feld (in Anlehnung an Enerparc 2016a)

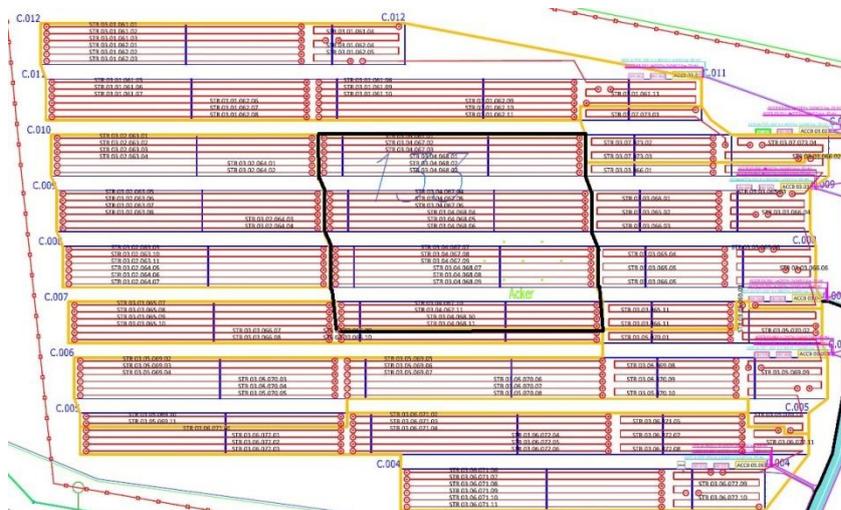


Bild 2.10 Position der Modultische für ACCB 03.04 im zweiten Feld (in Anlehnung an Enerparc 2016b)

In Bild 2.11 ist die genauere Verschaltung der einzelnen Modultische zu sehen. Die hier betrachteten Module verteilen sich über vier Tischreihen, wobei diese Stränge nur zwei Drittel des südlichsten Tisches belegen. Die einzelnen Module sind miteinander immer horizontal zu Strängen verschaltet.



Bild 2.11 Ausschnitt aus dem Elektroinstallationsplan für ACCB 03.04 (in Anlehnung an Enerparc 2016a)

Auf dieselbe Art sind auch die Module des ACCB 02.11 verschaltet. Wie in Bild 2.12 zu sehen ist, verteilen sich die Stränge dieses Mal nur über zwei Reihen, jedoch liegen fast immer zwei Stränge nebeneinander. Die Ausnahmen bilden, wie auch beim ACCB 03.04, die untersten beiden Stränge eines Tisches, die an einen anderen Wechselrichter bzw. Combiner geschaltet wurden.

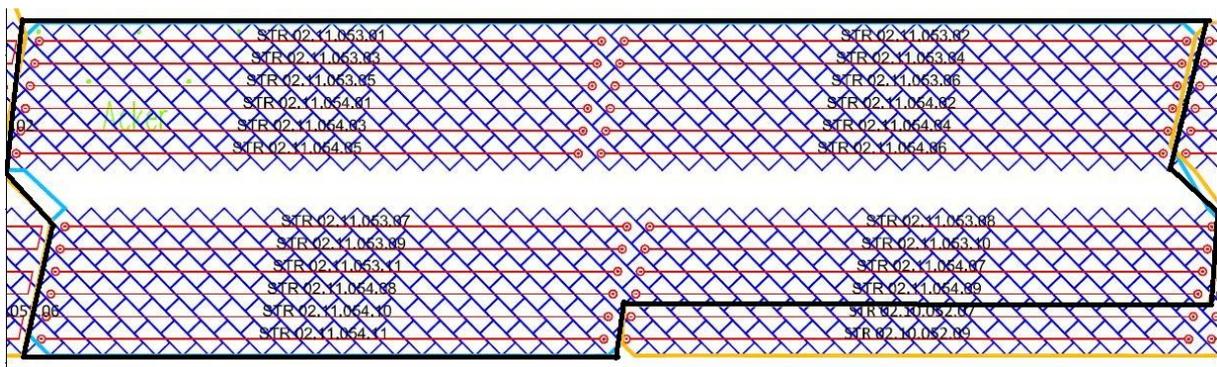


Bild 2.12 Ausschnitt aus dem Elektroinstallationsplan für ACCB 02.11 (in Anlehnung an Enerparc 2016b)

Mit derselben Auslegung soll auch die nachfolgende Simulation durchgeführt werden.

2.4 Verschattung

Wird ein Solarmodul verschattet, wenn auch nur teilweise, erzeugt das Modul weniger Energie. In diesem Fall wirken die verschatteten Zellen als Verbraucher und verändern somit die Kennlinie des Moduls. Da die einzelnen Zellen in einem Modul meistens in Reihe geschaltet sind, bestimmt die Zelle mit dem geringsten Strom, in diesem Fall die verschattete, den Gesamtstrom des Moduls, während die einzelnen Spannungen addiert werden (Quaschnig 2009, S. 193f). Die Kennlinien der einzelnen Zellen und des gesamten Moduls sind in Bild 2.13 zu sehen.

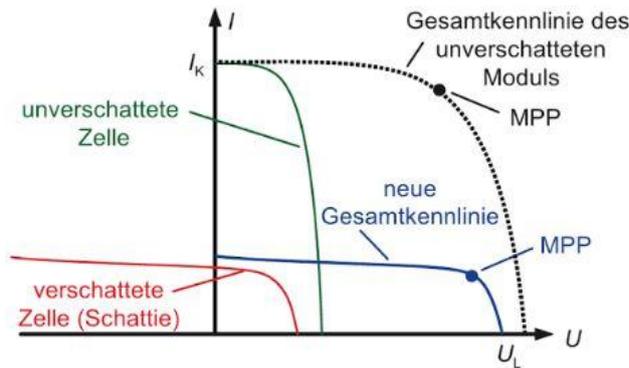


Bild 2.13 Teilverschattung eines Moduls (Mertens 2015, S. 161)

Wie in Bild 2.13 zu erkennen ist, sinkt die maximale Leistung, gekennzeichnet durch MPP, bei der Verschattung deutlich. Um u. A. diesen Effekt zu verringern, werden in Modulen Bypassdioden verwendet, welche verschattete Zellen überbrücken können. Die Dioden werden parallel zu einer bestimmten Anzahl von Zellen geschaltet, welche vom jeweiligen Modultyp abhängig ist. Liegt an den Zellen eine Spannung durch den Normalbetrieb an, sperren die Dioden und der Stromfluss bleibt erhalten. Wird jedoch eine Zelle verschattet, liegt eine negative Spannung an der Zelle an, was dafür sorgt, dass die Bypassdiode leitet und einen Teil des Moduls überbrückt (Quaschnig 2009, S. 195f).

Je nach Anzahl der verbauten Dioden ändert sich auch die Kennlinie des Moduls, wie in Bild 2.14 zu sehen ist. Hier ist die Kennlinie eines Solarmoduls mit 36 Zellen abgebildet, bei dem eine Zelle verschattet ist. Deutlich zu erkennen ist hier, dass die maximale Leistung proportional zur Anzahl der verwendeten Bypassdioden ist. Die in der Versuchsanlage verwendeten REC-Module besitzen drei Bypassdioden, die zu jeweils 20 Zellen parallel geschaltet sind (s. Anhang A).

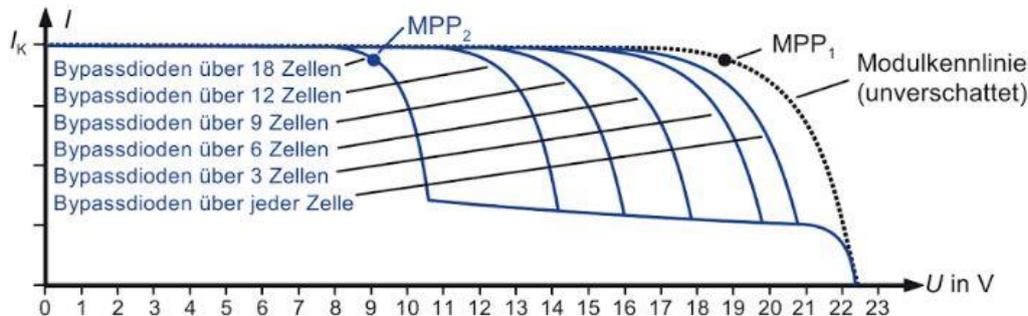


Bild 2.14 Kennlinie eines Solarmoduls mit einer verschatteten Zelle und unterschiedlich vielen Bypassdioden (Mertens 2015, S. 163)

2.5 Wetterdaten

Da im Simulationsprogramm *PVsys* keine Wetterdaten für die Stadt Parsberg vorhanden sind, wurden für die Simulationen die Wetterdaten aus einem Ertragsgutachten der *Solar Power Energy Group GmbH* (kurz: *SolPEG*) für die Versuchsanlage verwendet. Der hierfür relevante Ausschnitt des Gutachtens mit den Daten der Globalstrahlung, des Diffusanteils und der Temperatur ist in Anhang E zu finden.

SolPEG verwendete in Ihrem Gutachten die Wetterdaten von sieben verschiedenen Quellen, welche in der nachfolgenden Tabelle 2.1 aufgeführt werden.

Tabelle 2.1 Verwendete Wetterdatenquellen (SolPEG 2015)

Name	MeteoNorm	DWD ^a	SolarGIS	3TIER	HelioClim 3v5	SatellLight	PVGIS
Zeitraum	1981 bis 1998	1981 bis 2014	1994 bis 2010	1998 bis 2015	2004 bis 2015	1996 bis 2005	1996 bis 2013 ^b

^a Deutscher Wetterdienst, kurz: DWD

^b keine Messdaten zwischen 2005 und 2007

Um neuste Wetterentwicklungen besser in die Simulation einfließen zu lassen, wurden von dem DWD sowohl der Mittelwert des Zeitraums von 1981 bis 2010 als auch der des Zeitraums von 2001 bis 2014 verwendet. PVGIS berücksichtigt die neueren Entwicklungen ebenfalls, indem sie den gewichteten Mittelwert aus den Zeiträumen von 1995 bis 2005 (30 %) und von 2007 bis 2013 (70 %) bilden (SolPEG 2015).

Für die Bestimmung der Umgebungstemperatur wurden die Daten von MeteoNorm und PVGIS gemittelt. Die Werte für die Windgeschwindigkeit sind zwar im Gutachten vorhanden, werden aber für die Simulation nicht berücksichtigt (SolPEG 2015).

Die verwendeten Daten sind in der nachfolgenden Tabelle 2.2 zu finden. Die Globalstrahlung wird im Ertragsgutachten als ganze Zahl angegeben, die Diffusstrahlung ist direkt nicht vorhanden. Jedoch wird der Diffusfaktor angegeben. Wird diese mit der Globalstrahlung multipliziert, ergibt dies die Diffusstrahlung.

Tabelle 2.2 Verwendete Einstrahlungs- und Temperaturdaten (SolPEG 2015)

	Jan.	Feb.	Mrz.	Apr.	Mai	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Okt.	Nov.	Dez.
Globalstrahlung in kWh/m ²	27	47	86	128	159	170	169	142	100	61	28	30
Diffusstrahlung in kWh/m ²	17,9	28,1	46,1	59,4	75,2	80,2	82,8	66,9	48,4	33,9	18,5	20,4
Umgebungstemp. in °C	-1,1	0,1	4	8,9	13,7	16,9	18,3	18	13,4	8,8	3,6	-0,2

2.6 Simulationsmodelle

Für die Berechnung der Einstrahlung auf eine geneigte Fläche gibt es verschiedene Modelle, die sich in zwei unterschiedliche Ansätze unterteilen lassen. Unterschieden wird vor allem, wie die einzelnen Modelle die Verteilung der Strahlung über den Himmel annehmen. Bei dem sogenannten isotropen Ansatz ist die Strahlung gleichmäßig über den Himmel verteilt; die Strahldichte trifft also aus jeder Himmelsrichtung zu gleichen Teilen auf die geneigte Fläche. Dieser Ansatz kann vor allem gut bei bedecktem Himmel angewandt werden.

Bei klarem Himmel ist der anisotrope Ansatz vorteilhafter, weil dieser die Einstrahlung besser aufteilt. Bereiche nah an der Sonne und dem Horizont, welche als strahlungsintensiver betrachtet werden, fließen stärker in die Berechnung ein als die übrigen Himmelsabschnitte (Quaschnig 2009, S. 67).

Mit diesen Ansätzen arbeiten auch die beiden in *PVsystem* verfügbaren Modelle, das Hay- und das Perez-Modell.

Das Hay-Modell arbeitet nach dem isotropen Ansatz, berücksichtigt aber auch den Sonnenverlauf. Wie stark diese Berücksichtigung in die Berechnung einfließt und somit den isotropen Anteil verrin-

gert, ist proportional zur Direktstrahlung. Durch die einfachere Betrachtung der Strahlung ist dieses Modell auch für ungenauere Messwerte geeignet.

Komplexer ist die Berechnung nach Perez. Hier wird der anisotrope Ansatz verwendet, somit fließt noch der Horizontbereich mit ein. Jedoch verlangt dieses Modell sehr genau gemessene Daten und gibt, sollte dies nicht der Fall sein, Fehlermeldungen bei der Simulation aus. Generell soll dieses Modell zwischen 0 % und 2 % höhere jährliche Durchschnittswerte berechnen. Da das Perez-Modell genauere Ergebnisse liefern soll, ist es in *PVsyst* als Standardmodell voreingestellt, kann jedoch vor Simulationsbeginn geändert werden (*PVsyst* 2017a).

3 Datenerfassung

3.1 Erfassung der Wetter- und Temperaturdaten

Um die Versuchsanlagen genauer zu simulieren, werden die jeweiligen Wetterdaten für den Messzeitraum gesammelt und aufbereitet. Der Messzeitraum startet am 14.02.2017 und endet am 10.04.2017. Aufgrund von Schneefall war es nicht möglich, frühere Messdaten zu erhalten. Die Globalstrahlungsdaten der horizontal ausgerichteten Pyranometer reichen bis einschließlich 10.04. (vgl. Abschnitt 2.2). Da *PVsys* das Einlesen von Globalstrahlung von geeigneten Pyranometern und Diffusstrahlung zusammen nicht gestattet, endet auch der Simulationszeitraum zum selben Zeitpunkt. Wird nur die Globalstrahlung verwendet, würde *PVsys* ansonsten automatisch einen Diffusanteil berechnen, auf welchen man keinen Einfluss hat. Dies würde einen weiteren Fehler erzeugen. Verwendet wurde somit die horizontale Global- und Diffusstrahlung und die jeweiligen Umgebungs- und Modultemperaturen.

Da jedoch die Diffusstrahlung mit diesem Pyranometer nicht messbar ist, wurden stündliche Wetterdaten vom *Deutschen Wetterdienst* verwendet. Dieser liefert zwar sowohl stündliche Global- als auch Diffusstrahlungswerte für verschiedene Standorte, jedoch nicht für Parsberg. Daher wurden für die Berechnung der Diffusstrahlung die Messwerte der nächsten Messstation verwendet, welche sich im ca. 60 km entfernten Nürnberg befindet.

Angegeben wird hier der stündliche Mittelwert, bezogen auf die wahre Ortszeit (kurz: WOZ) zu jeder vollen Stunde. Die WOZ ist so definiert, dass um 12 Uhr mittags die Sonne für den jeweiligen Standort ihren Höchststand im Süden erreicht hat (Mertens 2015). Der Zeitstempel der Messdaten bezieht sich auf das Ende des Messintervalls und wird in WOZ als auch in koordinierter Weltzeit (englisch: universal time, kurz: UT) angegeben. Da die Abweichung zwischen WOZ und UT kein gleichbleibender Wert ist (Quaschnig 2009, S. 62-64), steigt sie im verwendeten Messzeitraum von 31 Minuten auf bis zu 44 Minuten an (s. Tabelle 3.1).

Tabelle 3.1 Abweichungen zwischen WOZ und UT an verschiedenen Daten (in Anlehnung an DWD 2017)

Datum	Wahre Ortszeit	Koordinierte Weltzeit	Abweichung
14.02.2017	16:00	15:29	00:31
15.03.2017	16:00	15:24	00:36
10.04.2017	16:00	15:16	00:44

Da das Einlesen der Wetterdaten in *PVsys* jedoch in UT zu jeder vollen Stunde erfolgen soll, müssen hierfür die Messdaten noch angepasst werden. Dafür werden die Diffusfaktoren für jede volle Stunde in WOZ mit

$$\text{Diffusfaktor} = \text{Diffusstrahlung} / \text{Globalstrahlung}$$

gebildet. Um nun die Diffusfaktoren zu jeder vollen Stunde in UT zu erhalten, wird ein linearer Verlauf zwischen jeweils zwei Diffusfaktoren angenommen und zwischen diesen beiden interpoliert. Dafür wird betrachtet, um wie viele Minuten die beiden Zeitstempel der Diffusfaktoren von der gesuchten vollen Stunde abweichen. Anhand dieser Abweichung wird aus beiden Diffusfaktoren der gewichtete Mittelwert gebildet. Liegt der Zeitstempel näher an der gesuchten vollen Stunde, fließt der dazugehörige Diffusfaktor stärker in die Mittelwertbildung ein. Diese Rechnung wird für jede volle Stunde in dem Zeitraum angewandt.

$$\text{Diffusfaktor}_{UT} = \frac{\text{Diffusfaktor}_{i,WOZ} * \text{Minuten der Stunde}_{i,WOZ}}{60 \text{ Minuten}} + \frac{\text{Diffusfaktor}_{i+1,WOZ} * (60 - \text{Minuten der Stunde}_{i+1,WOZ})}{60 \text{ Minuten}}$$

mit Diffusfaktor_{UT}: Diffusfaktor zur vollen Stunde in UT
 Diffusfaktor_{i,WOZ}: Diffusfaktor zur vollen Stunde in WOZ

Die errechneten stündlichen Diffusfaktoren werden dann mit den jeweiligen gemessenen Stundenwerten für die Globalstrahlung in Parsberg multipliziert, um so die Diffusstrahlung für den Standort zu erhalten.

Durch die angebrachten Temperatursensoren, sowohl an der konventionellen als auch an der X-Modul-Anlage, ist es möglich, dass auch die Modul- und Umgebungstemperaturen eingelesen werden können. Die stündlichen Mittelwerte dieser Daten können aus dem *EMS* heruntergeladen werden. Der Zeitstempel hierbei bezieht sich auf den Anfang des Messintervalls und sollte in Ortszeit angegeben werden, wobei dieser fehlerhaft um +2 Stunden verschoben ist. Dieser Fehler wurde korrigiert und der Zeitstempel in UT umgewandelt.

Um all diese Daten in *PVsyst* einzulesen, muss für jeden Stundenwert eine einzelne Zelle in *Excel* verwendet werden, die den jeweiligen Zeitstempel, Strahlungs- und Temperaturwerte erhält. All diese Werte müssen mit einem frei wählbaren Trennzeichen (z. B. Semikolon, Schrägstrich) getrennt werden. Die für die fortlaufenden Werte verwendeten Zellen müssen vertikal angeordnet werden und dann letztendlich als csv-Datei gespeichert werden.

In der erstellten und verwendeten Datei sind für jede Stunde des Messzeitraums die folgenden Werte aufgelistet, jeweils mit einem Semikolon getrennt: Jahr, Monat, Tag, Stunde, Globalstrahlung in W/m², Diffusstrahlung in W/m², Umgebungstemperatur der X-Modul-Ausrichtung in °C, Umgebungstemperatur der konventionellen Ausrichtung in °C, Modultemperatur der X-Modul-Ausrichtung in °C, Modultemperatur der konventionellen Ausrichtung in °C.

Das Einlesen von stündlichen Messwerten für die Simulation des Messzeitraums erfolgt aus dem Hauptmenü unter *Databases* → *Import ASCII meteo file*. In dem sich öffnenden Fenster kann der Standort der zu simulierenden Anlage ausgewählt und die vorher erstellte csv-Datei mit dazugehörigen Wetterdaten eingelesen werden. Im Abschnitt *Conversion* unter *Open* kann die Datei bearbeitet werden. In der Registerkarte *General* kann das Trennzeichen in der Datei und die Auflösung des Zeitstempels gewählt werden. Wie der Zeitstempel aufgebaut ist, auf welche Zeit (Ortszeit, koordinierte Universalzeit, wahre Ortszeit) er sich bezieht und ob es sich auf den Anfang oder das Ende des Messintervalls bezieht, kann unter *Data Format* ausgewählt werden. Eventuell nötige stündliche und minütliche Abweichungen der Wetterdaten können hier auch angepasst werden. Das Zuordnen der Messwerte zu der jeweiligen Messgröße erfolgt in der Registerkarte *Meteo Variables*. Hier werden aus der csv-Datei die Messwerte vor dem ersten Trennzeichen vertikal zu einer Spalte zusammengefügt, derselbe Prozess wird dann für die weiteren Spalten ausgeführt. Diese Spalten können dann zu der jeweiligen Messgröße zugeordnet werden. Ein Beispiel für die Zuordnung einer Wetterdatei ist in Bild 3.1 zu sehen. Durch das Klicken auf *OK* wird die Wetterdatei erstellt.

Um diese nun in das von *PVsyst* verwendete Format zu konvertieren, muss *Start Conversion* ausgewählt werden, wobei auch direkt überprüft wird, wie weit die eingelesenen Strahlungswerte vom internen *Clear Sky Model* abweichen. Hiernach schlägt das Programm eine Korrektur in Minuten vor, welche

z. B. fehlerhafte Zeitstempel erkenntlich macht. Auch wenn in der csv-Datei die Temperaturwerte für die X-Modul- und die konventionelle Ausrichtung vorhanden sind, muss bei der Konvertierung für beide Varianten jeweils eine eigene Wetterdatei erstellt werden, da nur so auch die Temperaturwerte korrekt zugeordnet werden können.

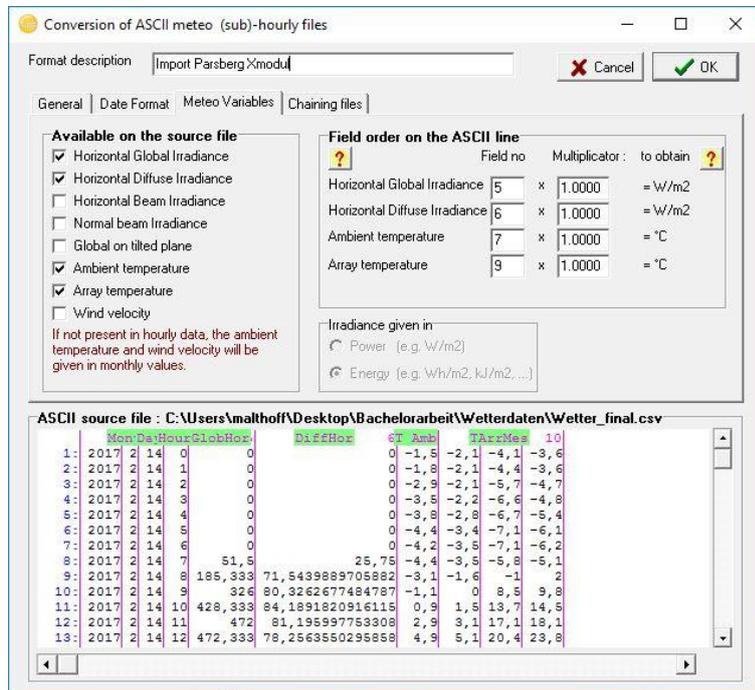


Bild 3.1 Zuordnung der Spalten zu den jeweiligen Messgrößen

3.2 Simulation der Versuchsanlage mit konventioneller Montage

Um die einzelnen Anlagenvarianten zu simulieren, wird *PVsyst* in der Version 6.53 verwendet. Da in der deutschen Version jedoch einige Übersetzungsfehler vorhanden sind, welche u. U. zu Fehlern führen könnten, wird die englische Version verwendet. Die Auswahlmöglichkeiten im Programm werden in den nachfolgenden Abschnitten in Englisch und kursiv angegeben. Weitere Informationen zu einzelnen Punkten und Abschnitten sind im Programm auf den Fragezeichen-Tasten zu erhalten (vgl. Bild 3.1)

3.2.1 Aufbau der Simulation

Um die nachfolgenden Abschnitte besser zu verstehen, ist das Hauptmenü für die Simulation einer Photovoltaikanlage, welche am Stromnetz angeschlossen ist (*grid connected*), in Bild 3.2 dargestellt.

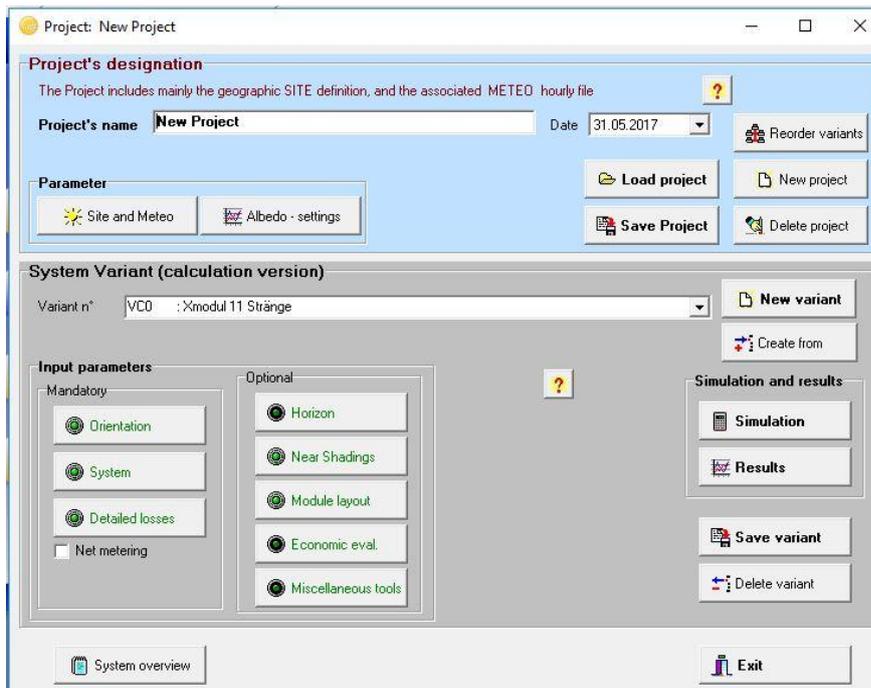


Bild 3.2 Hauptmenü für eine vollständige Simulation in *PVsyst*

Zum Erstellen einer neuen Simulation, muss zunächst eine neue Datei *PVsyst* erstellt werden und für diese die Vorbestimmungen des Projektes (*Project's Designation*) bearbeitet werden.

Da die Stadt Parsberg als Standort nicht in *PVsyst* vorhanden ist, muss dieser anfangs unter *Databases* → *Geographical sites* → *New* erstellt werden. Durch das Hinzufügen der Koordinaten, welche aus dem Ertragsgutachten übernommen wurden (s. Anhang E), in die Registerkarte *Geographical Coordinates*, kann die genaue Position ermittelt werden. Die unter Abschnitt 2.4 beschriebenen monatlichen Werte für Temperatur, Global- und Diffusstrahlung können hier direkt unter *Monthly meteo* eingefügt werden. Nicht berücksichtigt wurde hierbei die Windgeschwindigkeit.

Für die Simulation einer solchen Anlage wird unter *Project Design* ein *Grid-Connected System* gewählt. Unter *Site and Meteo* wird der erzeugte Standort und im Abschnitt *Meteo File* der gewünschte Wetterdatensatz ausgewählt.

Mit den eingetragenen Vorbestimmungen ist es nun möglich weitere Simulationsparameter zu bestimmen.

Das Untermenü *Albedo-settings* bleibt auch unverändert, abgesehen von der Einstellung des Simulationsmodelles, wobei hier zwischen Perez und Hay unterschieden werden kann. Ebenso unverändert bleibt das Menü *Orientation*, da dieses durch die 3D-Szene automatisch angepasst wird.

Unter *System* kann die elektrische Auslegung der PV-Anlage konfiguriert werden. Hier wurde als Modul das *REC 260PE* und als Wechselrichter der *SG60KTL* von *Sungrow* gewählt. Die Anzahl der Module in Reihe wurde auf 22 gesetzt, die Anzahl der Wechselrichter auf zwei. Da jeder Wechselrichter über elf Stränge verfügen soll, wurde eine Gesamtanzahl von 22 Strängen angegeben.

Als letzte notwendige Parameter können unter dem Menüpunkt *Detailed losses*, dessen Untermenü in Bild 3.3 dargestellt ist, die einzelnen Verlustfaktoren eingestellt werden. Da es sich bei der Versuchsanlage um eine Freiland-Anlage handelt, wurde der Standardwert von *PVsyst* für thermische Verluste von $29 \text{ W}/(\text{m}^2\cdot\text{K})$ unter *Thermal parameter* angenommen.

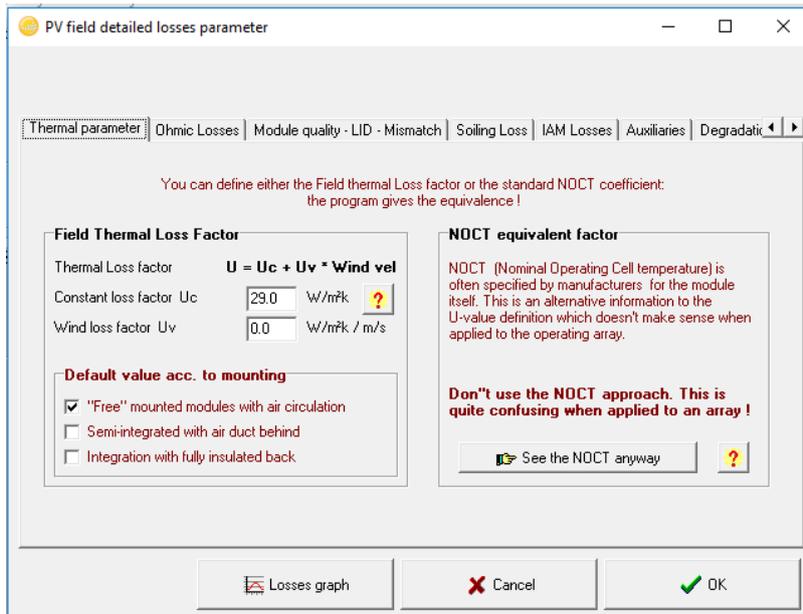


Bild 3.3 Untermenü *Detailed losses*

Unter *Ohmic losses* wurden die DC-Verluste der Strangkabel auf 0,7 % gesetzt. Um diese zu berechnen, wurden die DC-Kabellängen in der Zeichnungssoftware *AutoCAD* vermessen. Mit den Längen ist es nun möglich mit der nachfolgenden Formel den Widerstand, der aus Kupfer bestehenden Kabel zu bestimmen.

$$R_{Kabel} = \rho l / A$$

- mit R_{Kabel} : Widerstand des Kabel
 ρ : spezifischer Widerstand, für Kupferkabel: $\rho_{Cu} = 0,0175 \Omega \cdot mm^2 / m$
 l : Gesamtlänge des Strangkabels
 A : Fläche des Kabelquerschnittes, 4 mm² für das verwendete Kabel

Aus dem Datenblatt des Moduls (s. Anhang A) können die Werte für die Leistung und Spannung unter Standardtestbedingungen (englisch standard test conditions, kurz: STC) herauslesen und somit der Strom berechnet werden.

$$I_{MPP} = P_{MPP} / U_{MPP}$$

- mit I_{MPP} : Strom im Maximal Power Point
 P_{MPP} : Leistung im Maximal Power Point, 260 W für das verwendete Modul
 U_{MPP} : Spannung im Maximal Power Point, 30,7 V für das verwendete Modul

Mit den vorhanden Werten lässt sich nun anhand der Formel

$$P_v = I_{MPP}^2 R_{Kabel}$$

- mit P_v : Verlustleistung

die Verlustleistung für jeden Strang berechnen. Aus der Gesamtleistung des Stranges ergibt sich dann der prozentuale Verlust pro Strang durch

$$P_v / (22 \cdot P_{MPP}).$$

Durch eine Mittelung der Ergebnisse erhält man die oben angegebenen 0,7 % für die gesamten DC-Kabelverluste. Die Verluste der AC-Kabel und des Transformators wurden hierbei nicht berücksich-

tigt, da die Messdaten direkt am AC-Combiner gemessen werden. Da sich die Combiner sehr nah an den Wechselrichtern befinden, ist die Strecke der AC-Kabel zwischen diesen beiden Komponenten vernachlässigbar gering.

Auf Erfahrungswerten basierend werden die Verluste für lichtinduzierte Degradation (*LID*) auf 0,0 % und für *Mismatch* auf 0,8 % gesetzt. Da nicht alle Module exakt den gleichen Strom liefern, bestimmt hier das Modul mit dem niedrigsten Strom den Gesamtstrom, weswegen Leistungsverluste auftreten. Diesen Effekt wird als *Mismatch* bezeichnet. Ein weiterer Verlust, der durch die Inhomogenität der Module auftreten kann, ist unter *Module Quality* aufgeführt. Hier wird angegeben, wie stark die Module leistungsstärker oder –schwächer sind, als im Datenblatt angegeben. Um diesen Wert zu ermitteln, wurde aus den mitgelieferten Flashlisten, welche die genauen Strom-, Spannungs- und Leistungswerte für jedes einzelne Modul enthalten, die wahren Leistungen für alle Module gemittelt. Insgesamt ergibt sich eine mittlere Leistung von 262,91 W, woraus sich, bei einem im Datenblatt angegebenen Wert von 260 W_p, eine um 1,1 % höhere Leistung ergibt. Da bei einem höheren Wert die Verluste in *PV_{sys}* negativ angegeben werden müssen, wird also für *Module Quality* ein Verlust von -1,1 % eingetragen.

Vernachlässigt wurden außerdem *Auxiliaries energy losses*; also Verluste von, durch die Anlage betriebenen, elektrischen Komponenten (z. B. Beleuchtung); Degradation (*Degradation*) und Systemausfälle (*Unavailability*).

Die Form des Horizontes und somit auch weitere Verschattungsobjekte in der Ferne, können unter *Horizon* eingestellt werden. Da hier keine nennenswerten Besonderheiten auftreten, wurde dies nicht mitberücksichtigt.

Wichtig für eine Simulation ist auch die dreidimensional nachgebaute Versuchsanlage. Unter *Near Shadings* → *Construction / Perspective* ist dies möglich. Hierfür wurde unter *Object* → *New ...* → *PV tables as sheds* drei Reihen aus Modultischen erstellt, die jeweils mit 6 mal 22 horizontal ausgelegten Modulen belegt sind. Der südlichste Tisch muss einzeln erstellt werden und besteht aus 4 mal 22 Modulen. Der Abstand zwischen zwei Tischunterkanten (*Pitch*) beträgt jeweils 7,70 m, woraus sich bei einem Anstellwinkel (*Shed tilt*) von 20° ein Abstand zwischen den Reihen von 2,00 m ergibt. Diese Maße entsprechen denen der Versuchsanlage.

Da sich in der Versuchsanlage die betrachteten Tische in der Mitte der Anlage befinden, wurden Verschattungsobjekte (schwarz) in der 3D-Szene erstellt, um den Einfluss der sonst unverschatteten Reihen auf den Gesamtertrag zu minimieren. Diese zusätzlichen Tische umgeben die in blau dargestellten Modultische, haben dieselbe Ausrichtung wie die anderen Tischreihen und denselben Abstand zueinander (s. Bild 3.4).

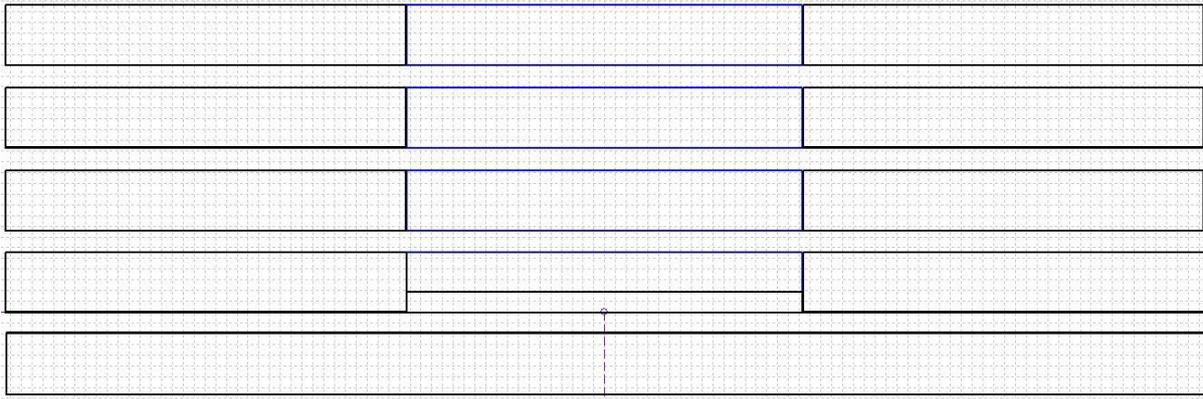


Bild 3.4 Aufsicht auf die konventionelle Anlage

Eine grobe Aufteilung der Stränge kann auch hier bereits in der 3D-Szene erstellt werden, genauer verläuft diese aber unter *Module layout*. Dafür müssen die Tische zunächst bei *Mechanical* → *All sub-fields* mit den jeweiligen Modulen belegt werden. Der Abstand in x- und y-Richtung zwischen den Modulen entspricht ungefähr denen der Modulklemmen und wurde auf 0,02 m gesetzt. Nachdem nun alle Module gesetzt sind, können alle Stränge ausgerichtet werden. Dabei werden die am besten ausgerichteten elf Stränge an einen Wechselrichter geschaltet, der Rest an den anderen. Als Beispiel für einen korrekt belegten Tisch dient Bild 3.5.

S#1																				
S#2																				
S#3																				
S#12																				
S#13																				
S#14																				

S#4																				
S#5																				
S#6																				
S#15																				
S#16																				
S#17																				

Bild 3.5 Strangbelegung zweier Modultische in PVsyst

Um bei der Simulation auch die Einflüsse der Strangverschaltung mit einzubeziehen, muss unter *Near Shadings* noch die Durchführung dieser als *Detailed, according to Module Layout* ausgewählt werden. *Calculate mode* ist auf *slow (simul.)* zu setzen, um genauere Ergebnisse zu erhalten.

3.2.2 Simulation mit Messdaten

Für die Simulation des gesamten Jahres werden die bereits bei der Erstellung des Standortes eingelesenen monatlichen Wetterdaten verwendet und müssen somit nicht mehr aufgearbeitet und in *PVsyst* importiert werden.

Wie schon anfangs unter Abschnitt 3.2.1 beschrieben, kann der jeweilige Standort und die Wetterdatei unter *Site and meteo* vor Simulationsbeginn ausgewählt werden. Durch das Klicken auf *Simulation* öffnet sich ein weiteres Fenster, in dem der genaue Zeitraum bestimmt werden kann. Je nach ausgewählter Wetterdatei passt sich der Simulationszeitraum an. Werden die Wetterdaten von *SolPEG* verwendet, wird ein gesamtes Jahr simuliert, bei der Verwendung der stündlichen Messwerte der Zeitraum vom 14.02.2017 bis zum 10.04.2017

3.3 Simulation der Versuchsanlage mit X-Modul-Montage

3.3.1 Aufbau der Simulation

Abgesehen von den Optionen unter *Near Shadings* und *Module layout* wurden alle Simulationsparameter aus dem Abschnitt 3.2.1 übernommen.

In *PVsyst* ist es nicht möglich, die Module auf den Modultischen anders als horizontal (*Landscape*) oder vertikal (*Portrait*) anzuordnen. Jedoch besteht die Möglichkeit, dass, durch die Einstellung des Azimutwinkels, der gesamten Modultisch gedreht wird. Dies kann unter *Position in scene* ausgewählt werden. Setzt man dann mehrere dieser gedrehten Modultische nebeneinander und wählt den richtigen Anstellwinkel, spiegelt der Azimutwinkel die Drehung der Module in der Ebene wieder. Somit ist der Anstellwinkel auf $43,5^\circ$ zu setzen.

Unter *Object* → *New ...* → *PV tables as sheds* besteht die Möglichkeit, gleichzeitig mehrere Modultische in einem bestimmten Abstand einzufügen. Hier besteht die Möglichkeit, die Basisneigung der Reihe (vgl. Bild 3.6, engl. *Baseline slope*) und den Anstellwinkel (engl. *Tilt in shed frame*) zu verändern und dabei direkt den resultierenden Anstellwinkel abzulesen. Dieser Zusatz ist bei dem einfachen Einfügen von Modultischen nicht vorhanden. Die einzelnen Tische werden somit unter *PV tables as sheds* erstellt.

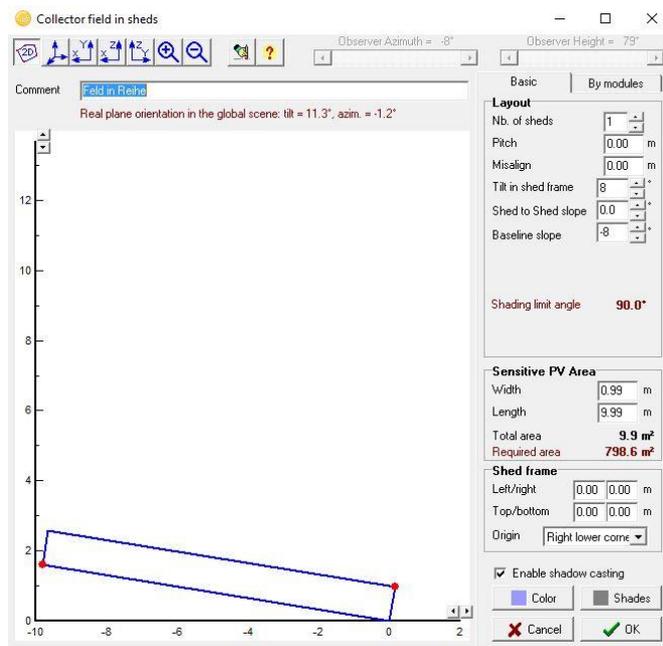


Bild 3.6 Ausrichtung der Modultischreihen

Die Basisneigung der Reihen gibt den Winkel an, der zwischen der Unterkante des Modultisches und dem Boden liegt. Der Ursprung des Rahmens muss auf *Right lower corner* gesetzt sein.

Um nun mehrere gedrehte Tische nebeneinander so zu setzen, dass eine homogene Fläche entsteht, die weitestgehend der Versuchsanlage entspricht, ist es notwendig, dass sowohl Anstell- als auch Basiswinkel denselben absoluten Wert haben. In diesem Fall entsteht aus dem Anstellwinkel von 8° und der Basisneigung von -8° ein effektiver Anstellwinkel von $11,3^\circ$. Da sowohl der Anstellwinkel als auch die Basisneigung nur als ganze Zahl angegeben werden kann, ist eine genauere Einstellung des effektiven Anstellwinkels kaum möglich. Wird z. B. der Anstellwinkel auf 9° und die Basisneigung von -9° gesetzt, resultiert ein effektiver Anstellwinkel von $12,7^\circ$ aus diesen einzelnen Winkeln. Um den Effekt

des geringeren Anstellwinkels der Versuchsanlage deutlicher zu machen, wurde für die Simulation dieser der effektive Anstellwinkel von $11,3^\circ$ gewählt.

Nun werden mehrere dieser Tische, bestehend aus sechs vertikal übereinander angeordneten Modulen, nebeneinander gesetzt. Für die Randbereiche, wird pro Tisch immer ein Modul weniger verwendet (s. Bild 3.7). Je nach Lage dieser kürzeren Tische wird auch der Wert für die Verschiebung in Z-Richtung angepasst, um so eine möglichst ebene Fläche zu erhalten.

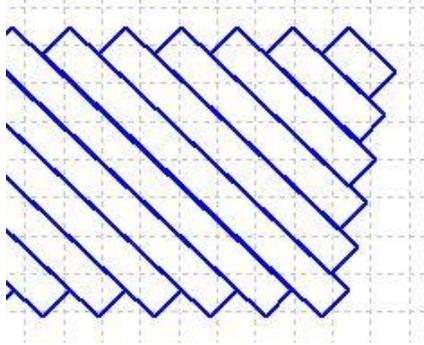


Bild 3.7 Ausschnitt aus der Aufsicht auf die Randtische

Insgesamt besteht die simulierte Szene aus zwei Tischreihen. Der nördliche Tisch besteht aus je sechs Modulen vertikal und 44 Module horizontal, der südliche besteht aus einem östlichen Abschnitt aus sechs mal 22, der westliche aus vier mal 22 Modulen. Der Abstand zwischen den Tischen entspricht dem der Versuchsanlage.

Um auch hier den Einfluss der sonst unverschatteten Module zu minimieren, wurden, genau wie bei der 3D-Szene der konventionellen Anlage, um die Modultische Verschattungsobjekte erzeugt. Diese bestehen aus mehreren kleineren Quadern mit denselben Maßen und derselben Ausrichtung wie die einzelnen Modultische. Eine Aufsicht der gesamten Simulationsanlage mit dem Verschattungsobjekt ist in Bild 3.8 zu sehen.

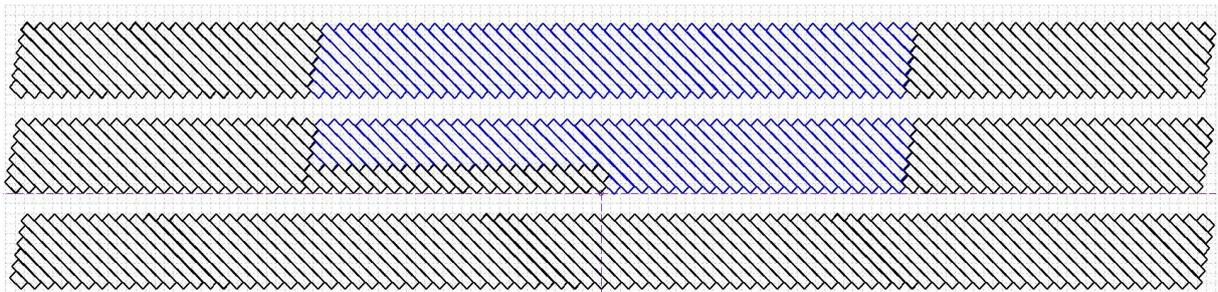


Bild 3.8 Aufsicht auf die gesamte Anlage

Da es durch diese Ausrichtungsvariante in der 3D-Szene nicht möglich ist, die Stränge automatisch zu belegen, müssen zunächst über *Module layout* → *Mechanical* → *All subfields* die Module angeordnet werden. *Module spacing* kann sowohl in X- als auch in Y-Ausrichtung auf 0,00 m gesetzt werden, da diese Abstände schon in der 3D-Szene beim Erstellen der Modultische berücksichtigt wurden. Unter *Filling mode* ist nur zu beachten, dass die Orientierung auf *Landscape* gesetzt worden ist.

Nachdem die Module angeordnet wurden, können nun über *Module layout* → *Electrical* die Stränge verschaltet werden. Da die automatische Verschaltung nur entlang eines Tisches funktioniert und somit, durch die letztendliche Drehung der Tische, alle Stränge diagonal verschaltet werden würden, muss dies manuell geschehen. Hierfür müssen ggf. einzelne Modultische noch richtig verschoben werden, da einige Tische in den Randbereichen hinter andere gerückt sein könnten (vgl. Bild 3.9, rot umrandeter Modultisch).

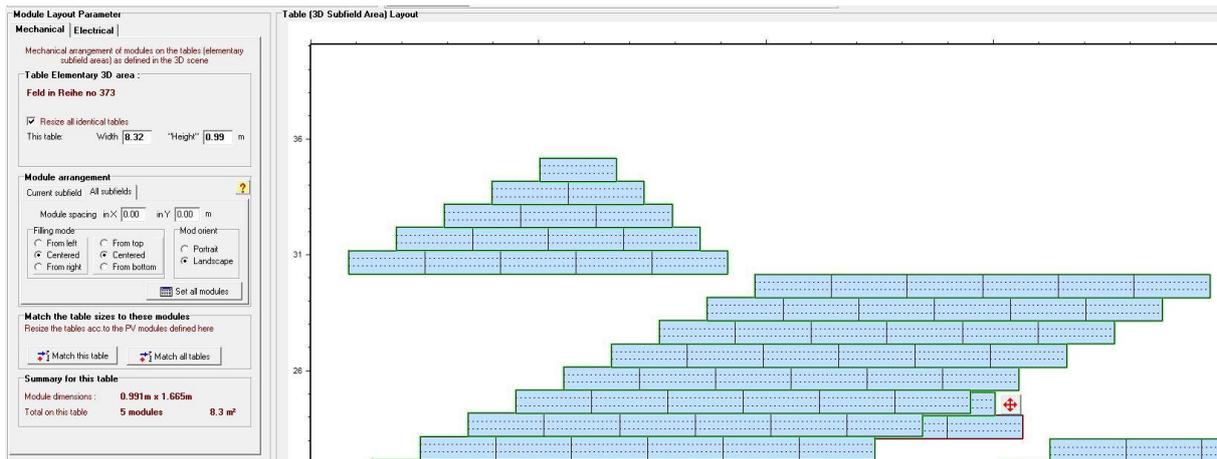


Bild 3.9 Verschiebungen von gelegten Modultischen

Nun können die Module auf die Stränge verteilt werden. Um später die Verschattung zu simulieren und eine U/I-Kennlinie zu erhalten, müssen alle Module zu Strängen zugeordnet sein. Wie auch schon bei der Verschaltung der konventionellen Anlage (s. 3.2.1), werden die elf am besten ausgerichteten Stränge zu einem Wechselrichter zugeordnet. In Bild 3.10 ist die letztendliche Verschaltung und die Verteilung der Stränge zu sehen. Die Farben zeigen jeweils einen einzelnen Strang an.

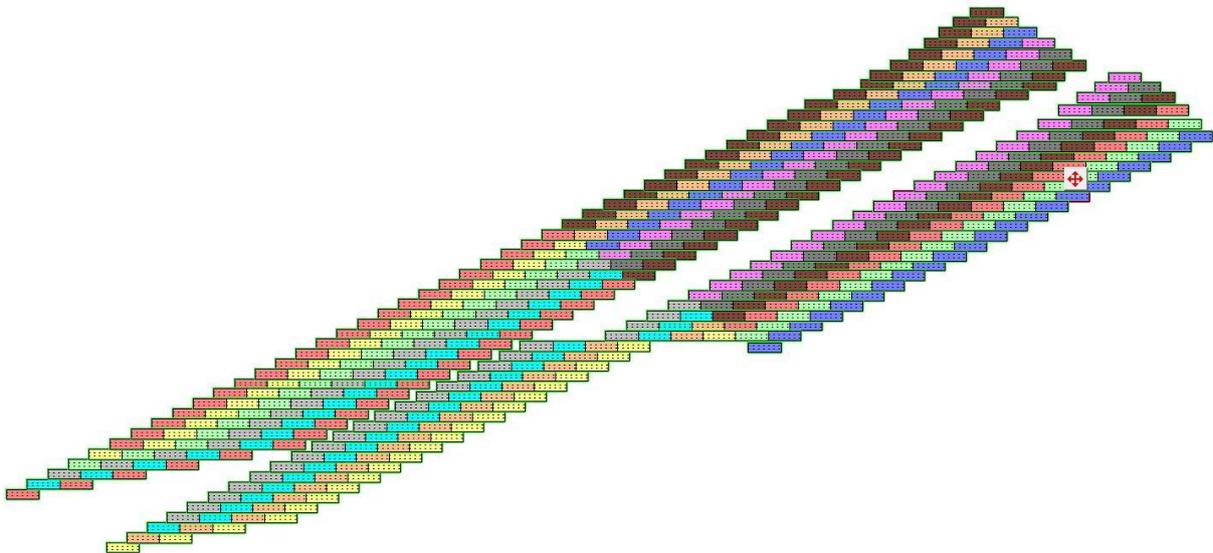


Bild 3.10 Gesamtansicht der verschalteten Module

Trotz der verschobenen Darstellung einiger Tische bei der Strangbelegung in Bild 3.10, wird die Simulation korrekterweise anhand der 3D-Szene ausgeführt. Dies ist anhand des Verschattungsverlaufes zu erkennen, welcher später in Abschnitt 4.1 noch genauer beschrieben wird.

3.3.2 Simulation mit Messdaten

Ähnlich wie in Abschnitt 3.2.2 findet auch die Simulation der X-Modul-Ausrichtung statt. Für die Simulation des gesamten Jahres kann dieselbe Wetterdatei verwendet werden wie auch bei der konventionellen Variante.

Für die Simulation des Messzeitraumes muss jedoch darauf geachtet werden, dass die eigens für diese Ausrichtungsvariante erstellte Wetterdatei verwendet wird, da nur so eine korrekte Zuordnung der unterschiedlich gemessenen Temperaturen gewährleistet ist.

3.4 Kennlinienmessung

Um zu überprüfen, wie exakt die Verschattung der Module und vor allem der einzelnen Busbars simuliert wird, wurde vor Ort eine Kennlinienmessung durchgeführt. Hierfür wurde ein Modulstrang des gesondert betrachteten Anlagenabschnittes mit X-Modul-Ausrichtung mit einem *TRI-KA* Kennlinienmessgerät der Firma *TRITEC* (s. Bild 3.11, linker Bildabschnitt, Datenblatt s. Anhang F) versehen und vermessen.

Das Kennlinienmessgerät ist kabellos mit einem weiteren Sensor, dem *TRI-SEN*, verbunden, welcher die Globalstrahlung auf die geneigte Fläche, Modultemperatur und Neigungswinkel misst (s. Bild 3.11, rechter Bildabschnitt).



Bild 3.11 *TRI-KA* (links) und *TRI-SEN* (rechts) Messgeräte

Da zum Messzeitpunkt am 06.04.2017 bereits am Morgen gegen 7 Uhr keine Eigenverschattung der Reihen vorhanden war, musste diese selbst erzeugt werden. Dafür wurde auf die untere Ecke eines Modules ein DIN A3 Blatt Papier gelegt, welches ca. sechs Zellen in einer Busbar verschattete (s. Bild 3.12). Mit dieser Verschattungsmethode wurden 22 Module teilverschattet, um die Eigenverschattung eines gesamten Stranges nachzustellen.



Bild 3.12 Verschattung eines Modules mit DIN A3 Papier

Für die letztendliche Messung wurde der Wechselrichter abgeschaltet und der verschattete Strang an das Kennlinienmessgerät angeschlossen (s. Bild 3.13, Datenblatt s. Anhang F).



Bild 3.13 Kennlinienmessung mit *TRI-KA* Messgerät

Die U/I -Kennlinie wird danach auf dem Gerät angezeigt und kann über die eigene Software des Herstellers ausgelesen werden.

4 Auswertung

4.1 Verschattungsanalyse

Im folgenden Abschnitt soll überprüft werden, wie genau die Simulation die Eigenverschattung der 3D-Szene darstellen kann. Zuerst soll hierfür auf den Schattenverlauf eines einzelnen Tages eingegangen werden. Wie schon in Bild 3.10 zu sehen ist, gibt es bei der Abbildung während Belegung und Verschattung der Modultische einen Versatz einzelner Tische. Um zu überprüfen, ob dennoch die Verschattung korrekterweise Anhand der erstellten 3D-Szene abläuft, können einzelne Tage mit den jeweiligen Verschattungsverläufen simuliert werden.

Besonders deutlich weicht die Darstellung der Randtische ab, wie in Bild 4.1 zu sehen ist. In der rechten Bildhälfte ist die Aufsicht auf einen Anlagenteil in der 3D-Szene zu sehen, welche die Ausrichtung korrekt darstellt. Die linke Bildhälfte hingegen zeigt die Darstellung während der Verschattung der Stränge. Hier sind die Randtische verschoben dargestellt und würden selbst bei einer Drehung aus der Horizontalen in die gedrehte Ausrichtung noch fehlerhaft dargestellt werden.

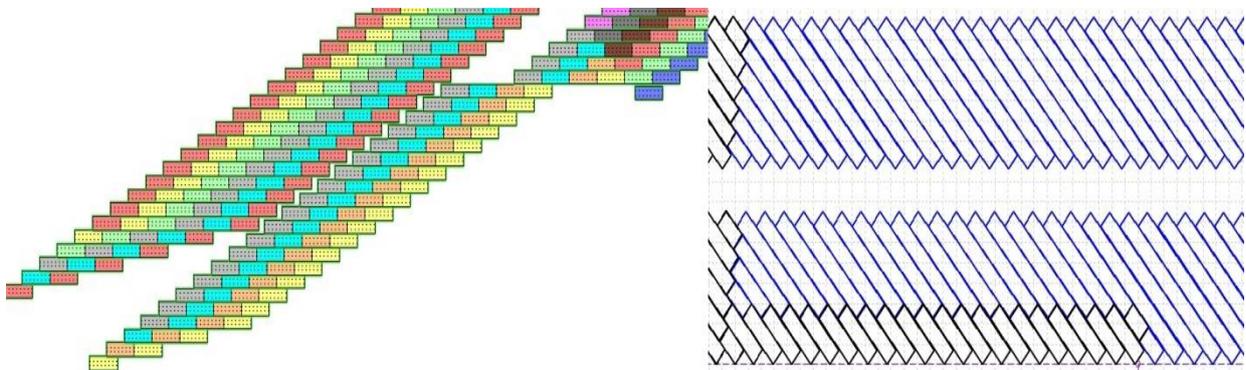


Bild 4.1 Gegenüberstellung unterschiedlicher Darstellungen in *PVsyst*

Simuliert man nun den Schattenverlauf eines einzelnen Tages, müssten die untersten Modulreihen jedes Modul der jeweiligen Tische, im linken Teil von Bild 4.1 in gelb und rot dargestellt, gegen 12 Uhr mittags gleichermaßen verschattet werden, sofern die Sonne für eine Eigenverschattung tief genug steht. Um 12 Uhr ist sichergestellt, dass die Sonne und somit der Schatten gleichmäßig und frontal auf die Tische fällt.

Als Beispiel für den Verschattungsverlauf wird in Bild 4.2 der 21.01. eines üblichen Jahres genommen. Hier erkennt man, dass der Schattenwurf (grau) um 12 Uhr gleichmäßig auf alle rot gekennzeichneten Module des 22. Stranges fällt. Somit wird deutlich, dass auch der Schatten auf den Randtischen korrekterweise simuliert wird.

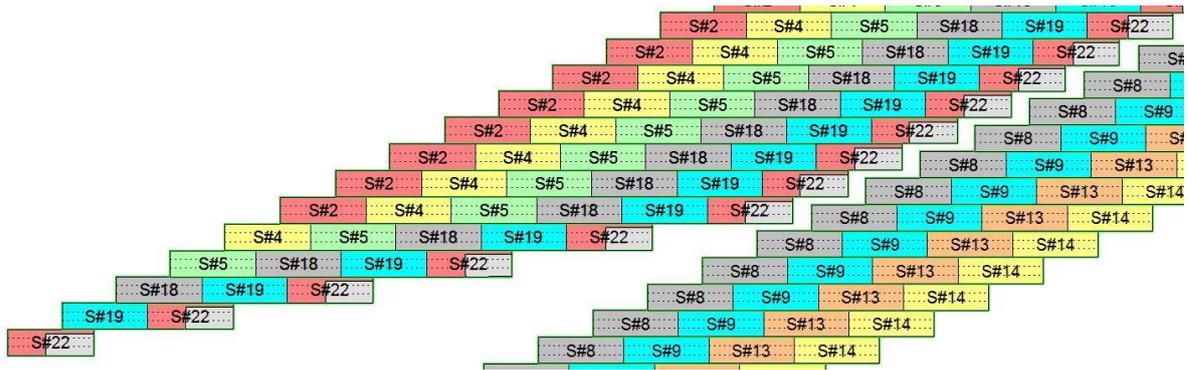


Bild 4.2 Verschattung der Randtische

Des Weiteren soll betrachtet werden, ob der schmalere Modultisch, welcher nur aus vier Strängen besteht, trotz des Versatzes auch mit der richtigen Position simuliert wird. Hierfür wird der 21.12. um 9 Uhr gewählt, da hier die dritte Modulreihe von unten der größeren Tische durch die tiefer stehende Sonne verschattet ist. Wie in Bild 4.3 zu erkennen ist, ist der Schatten sowohl auf dem Tisch mit sechs Modulen in der dritten Reihe als auch auf dem Tisch mit vier Modulen in der ersten Reihe gleich. Somit wird auch hier die Verschattung korrekt dargestellt.

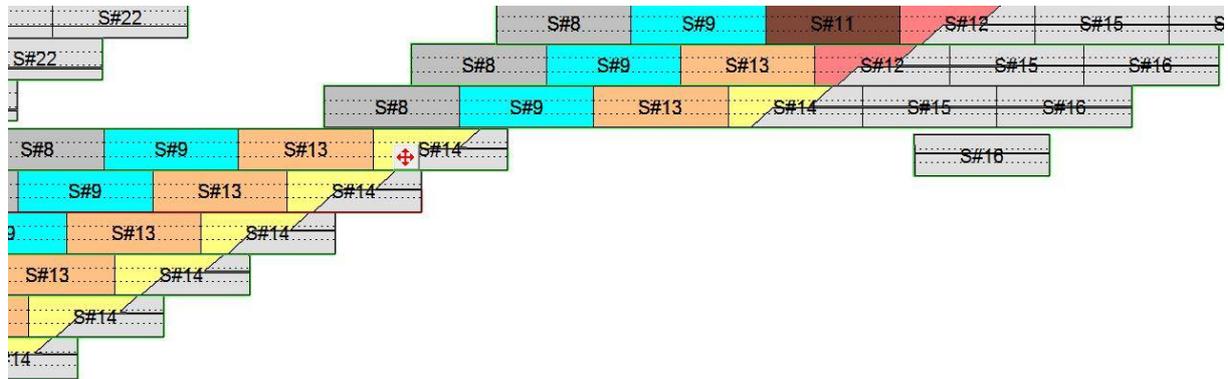


Bild 4.3 Verschattung des schmaleren Modultisches

Um nun noch herauszufinden, ob auch die Verschattung einzelner Busbars berücksichtigt wird, kann in *PVsystem* die U/I-Kennlinie für jeden Wechselrichter viertelstündlich angezeigt werden. Da *PVsystem* jedoch nur die Kennlinie eines Wechselrichters, jedoch nicht eines einzelnen Strangs anzeigen kann, wird für die Analyse eines einzelnen verschatteten Stranges die Simulation angepasst. Anstatt mit zwei Wechselrichtern mit je elf Strängen wird für diesen Teil die Anlage mit 22 Wechselrichtern mit je einem Strang simuliert. Da hierbei nur die Strangkennlinie überprüft wird, ist die Art und Leistung des Wechselrichters nicht von Relevanz, solange *PVsystem* bei der Auslegung diesen auch zulässt; verwendet wurde ein *Sungrow SG10KTL*. Somit ist es nun möglich, die Kennlinie eines einzelnen Stranges in derselben 3D-Szene darstellen zu lassen.

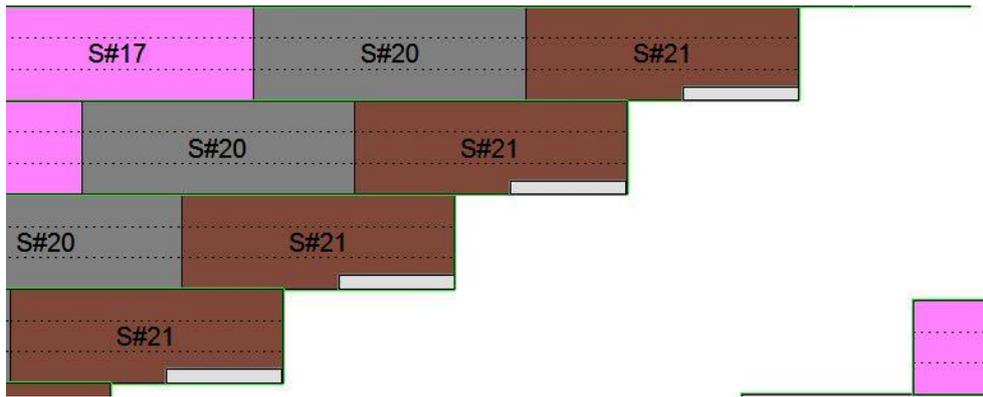


Bild 4.4 Verschattung am 14.02. um 11:15 Uhr

Um den Einfluss der Verschattung mit den Ergebnissen der Kennlinienmessung zu vergleichen, muss nun ein Tag gefunden werden, an dem die Einstrahlung bei gleichem Verschattungsgrad ähnlich hoch ist wie zum Zeitpunkt der Kennlinienmessung. Dies ist gegeben am 14.02. um 11:15 Uhr. Zu diesem Zeitpunkt ist ein Teil einer Busbar verschattet (s. Bild 4.4, grauer Bereich), ähnlich wie im Versuchsaufbau in Bild 3.12, bei einer horizontalen Globalstrahlung von 605 W/m^2 . Die daraus resultierende Kennlinie ist in Bild 4.5 zu sehen.

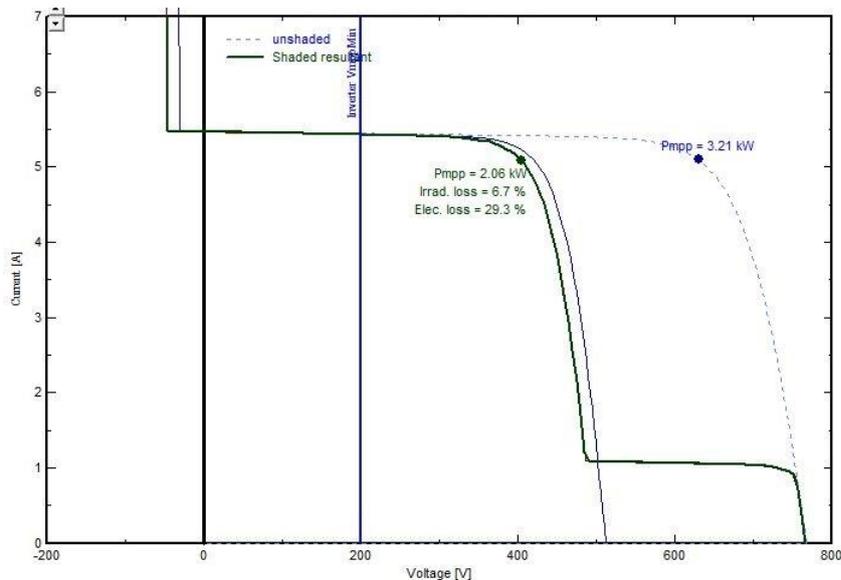


Bild 4.5 U/I-Kennlinie in *PVsystem*

Vergleicht man diese Kennlinie nun mit der aus der Kennlinienmessung vor Ort (s. Bild 4.6), sieht man, dass bei ähnlicher Einstrahlung (592 W/m^2 auf 12° geneigter Fläche) und Verschattung, sich beide Kennlinien deutlich im Kurvenverlauf ähneln. Durch die Teilverschattung einer der drei installierten Busbars im Modul, sinkt maximale Leistung deutlich, sowohl bei der Messung als auch in der Simulation.

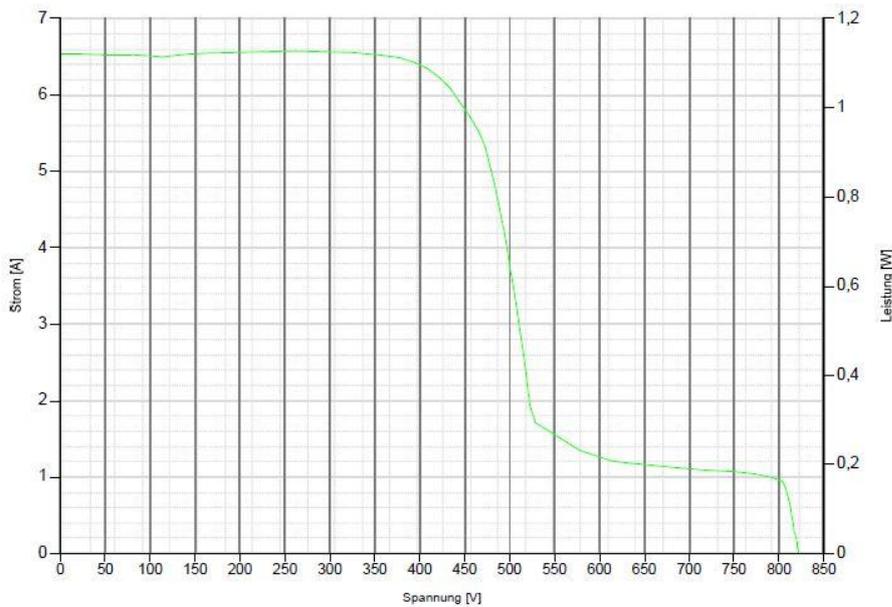


Bild 4.6 U/I-Kennlinie der Kennlinienmessung aus TRI-KA PC Software

Betrachtet man all diese Faktoren, dann lässt sich darauf schließen, dass die Verschattung relativ genau simuliert werden kann.

4.2 Simulationsgüte der Versuchsanlage mit konventioneller Montage

4.2.1 Simulationsergebnisse mit Sensor-Messdaten

Dank der eingelesenen Wetterdaten und der Bestimmung der Simulationsparameter ist es möglich, die Anlagen zu simulieren. Hierfür wird jede Simulation sowohl anhand des Perez- als auch des Hay-Modells durchgeführt und die verfügbare Energie pro Tag (*Available Energy at Inverter Output*) ausgelesen.

Insgesamt wird für die beiden Wechselrichter im Zeitraum vom 14.02.2017 bis einschließlich 10.04.2017 eine erzeugte Gesamtenergie von 22,20 MWh nach Perez bzw. 21,79 MWh nach Hay simuliert. Diese Summen ergeben sich aus den in Tabelle 4.1 angegebenen Werten für die einzelnen (Teil-)Monate.

Tabelle 4.1 Erzeugte Energie bei konventioneller Ausrichtung

	Erzeugte Energie nach Perez in MWh	Erzeugte Energie nach Hay in MWh
14.-28.02.2017	4,06	3,97
01.-31.03.2017	12,22	12,00
01.-10.04.2017	5,93	5,82
14.02.-10.04.2017	22,20 ^a	21,79

^a Abweichung zur Summe der einzelnen Energien basiert auf Rundung

Wie zu erwarten war, ist die Summe nach Perez höher und liefert ca. 1,8% Energie mehr als nach Hay.

4.2.2 Vergleich der simulierten mit den gemessenen Ertragswerten

Um die Simulationsergebnisse mit den gemessenen Energieerträgen zu vergleichen, wurden für denselben Zeitraum die täglichen Energieerträge der beiden Wechselrichter aus dem EMS ausgelesen.

Insgesamt erzeugten die beiden Wechselrichter in dieser Zeit 21,49 MWh, womit weniger Energie produziert worden ist, als von der Simulation angenommen. Daraus folgt, dass die Simulation einen Mehrertrag von 3,31 % nach Perez bzw. 1,37 % nach Hay im Vergleich zu den gemessenen Werten liefert.

Aufgrund der Messunsicherheit der Wechselrichter von 0,7 % bezogen auf den Energieertrag pro Tag, kann der wahre Wert der erzeugten Energie also abweichend zwischen 21,64 MWh und 21,34 MWh liegen. Daraufhin liegt der mögliche Mehrertrag der zwischen 2,59 % und 4,04 % nach Perez sowie 0,66 % und 2,08 % nach Hay.

Der genaue Verlauf der Erträge über den Messzeitraum ist in Bild 4.7 zu sehen. Hierbei deutlich zu sehen ist die Abweichung zwischen simulierten und gemessenen Erträgen vom 25.03.2017 bis 01.04.2017. Auffällig hierbei sind nicht nur die starken Abweichungen, sondern dass diese auch über einen längeren Zeitraum aufzufinden sind.

Eine weitere auffällige Abweichung ist vom 08.04. bis zum Ende des Messzeitraums zu sehen. Auch hier werden an besonders ertrags- und somit auch strahlungsintensiven Tagen zu hohe Erträge simuliert. Das Resultat aus diesen Erkenntnissen könnte sein, dass PVsyst für strahlungsreiche Tage zu hohe Energieerträge simuliert, also ein systematischer Fehler vorhanden ist. Um herauszufinden, ob dies generell oder nur zu bestimmten Zeiträumen der Fall ist, sind weitere Messungen und Simulationen notwendig, was in der Bearbeitungszeit dieser Arbeit nicht möglich gewesen ist.

Betrachtet man die anderen Messbereiche, kann man jedoch feststellen, dass die simulierten Erträge pro Tag über den Messzeitraum ähnlich verlaufen wie die gemessenen.

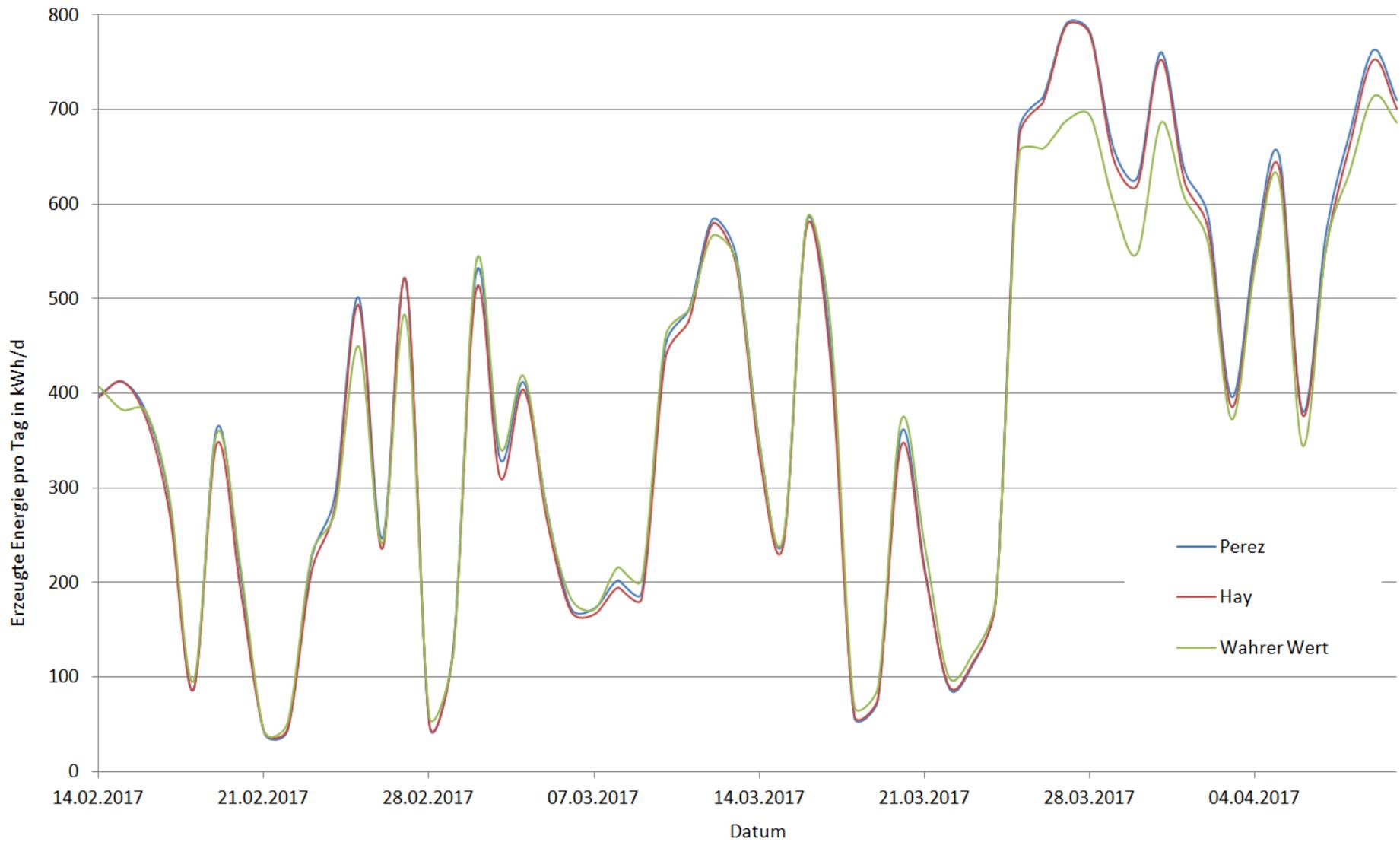


Bild 4.7 Energie pro Tag von zwei Wechselrichtern bei X-Modul-Ausrichtung im Messzeitraum

4.2.3 Bewertung und Anpassung der Simulation

Um die markante Abweichung in dem bereits angesprochenen Bereich vom 25.03. bis 01.04. und vom 08.04. bis einschließlich 10.04. zu erklären und ggf. anzupassen, wurden verschiedene Ansätze gewählt.

Sollte es kurzzeitige Wechselrichterausfälle gegeben haben, würden diese unter Umständen nicht auffallen, da das *EMS* aus den minütlichen Messwerten den Stundenmittelwert bildet und diese somit bei einer Auflösung von einer Stunde nicht auffallen würden. Diese Ausfallzeiten würden jedoch nicht in der Simulation vorkommen, weswegen bei einem direkten Vergleich die Simulation größer wäre als die gemessenen Erträge. Überprüft man diese Tage jedoch genauer, ist im *EMS* in diesem Zeitraum und bei genauere Auflösung (fünfminütig, minütig) kein Ausfall festzustellen.

Durch eine Vergrößerung einzelner Fehler unter den Simulationsparametern (s. 3.2.1) würde zwar in diesem Zeitabschnitt die Differenz verringert werden, jedoch würden in den anderen Bereichen des Messzeitraums die Verluste auch zunehmen. Somit würde sich die Abweichung verschieben, jedoch nicht beheben

Eine weitere Fehlerquelle wären die Temperatursensoren für Modul- und Umgebungstemperatur. Hierbei wäre es möglich, dass die Sensoren eine zu geringe Temperatur anzeigen, weswegen die Leistung der Module, durch den negativen Temperaturkoeffizienten für diese, zu groß simuliert werden würde.

Alternativ lässt sich die Anlage auch ohne eingelesene Temperatur simulieren, wobei *PVsys* hier zwar dieselbe csv-Datei verwenden kann, diese jedoch ohne Temperaturwerte eingelesen werden muss. Somit werden für diese Simulation nur Global- und Diffusstrahlung verwendet, aus welchen *PVsys* dann die Temperaturen selbstständig berechnet. Das Ergebnis ist am Beispiel der Perez-Methode in Bild 4.8 zu sehen.

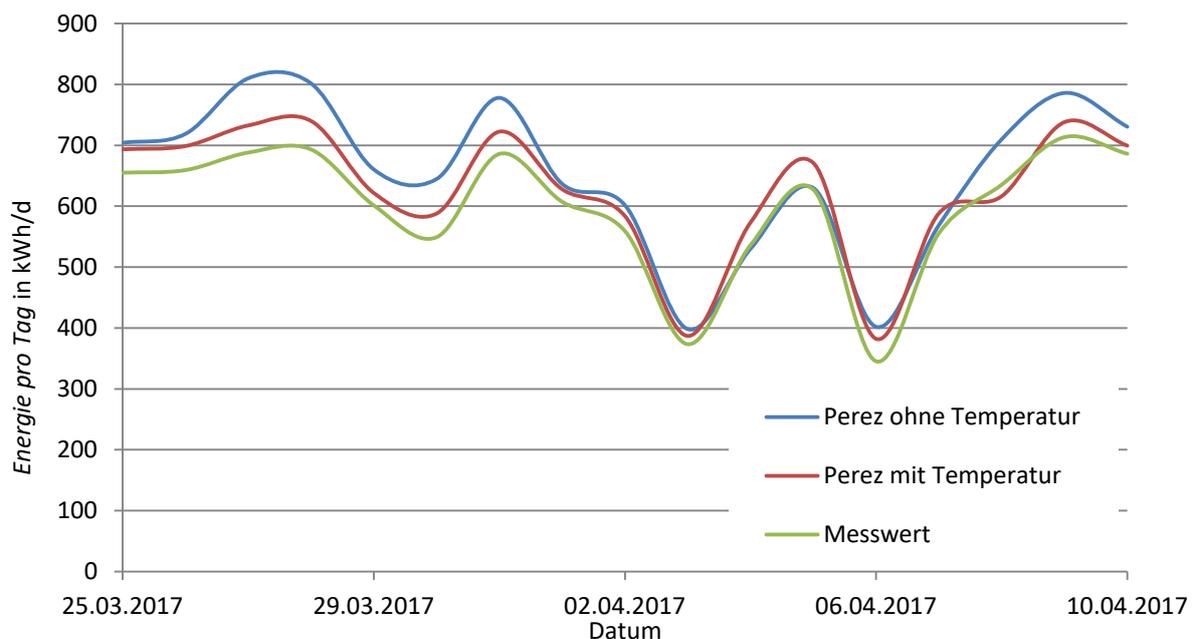


Bild 4.8 Simulierte Energie pro Tag mit und ohne Temperatur

Erkennlich wird jedoch, dass selbst ohne eventuell falsche Temperaturen die Abweichung nur noch weiter steigt, wenn die Berechnung nur anhand Global- und Diffusstrahlung erfolgt. Somit ist eine Korrektur eines möglichen Fehlers in diesem Bereich nicht möglich.

Wie später in Bild 4.11 zu sehen ist, verlaufen die simulierten Energieerträge für X-Modul- und konventionelle Montage während des Messzeitraums sehr ähnlich, mit Ausnahme des Bereiches gegen Ende März bzw. Anfang April. Diese Ähnlichkeit spricht gegen eine Anpassung des Diffusfaktors, welcher als eine weitere mögliche Fehlerquelle genannt werden kann, da die gleiche Diffusstrahlung für beide Montagevarianten angenommen worden ist. Somit müsste bei der Simulation der X-Modul-Ausrichtung auch hier in diesem Bereich eine deutliche Abweichung zu den Messwerten vorhanden sein. Jedoch sollte die konventionelle Montage stärker abhängig vom Direktanteil der Strahlung sein, als die X-Modul-Variante, da durch den höheren Anstellwinkel eine bessere Ausrichtung zur Sonne hin gewährleistet ist. Somit sollte die Direktstrahlung besser verwertet werden können.

Um den Einfluss einer verringerten oder erhöhten Diffusstrahlung bei gleichbleibender Globalstrahlung zu betrachten, wurden die Wetterdaten dementsprechend angepasst und erneut eingelesen. Für die Verringerung wurde der Diffusfaktor bei allen Werten $>0,1$ pauschal um 0,1 verringert, für die Erhöhung wurden alle Diffusfaktoren um 0,1 erhöht sowie alle Werte $\geq 0,9$ auf 1 gesetzt. Das Ergebnis der ausgeführten Simulation mit den veränderten Diffusfaktoren ist in Bild 4.9 zu sehen.

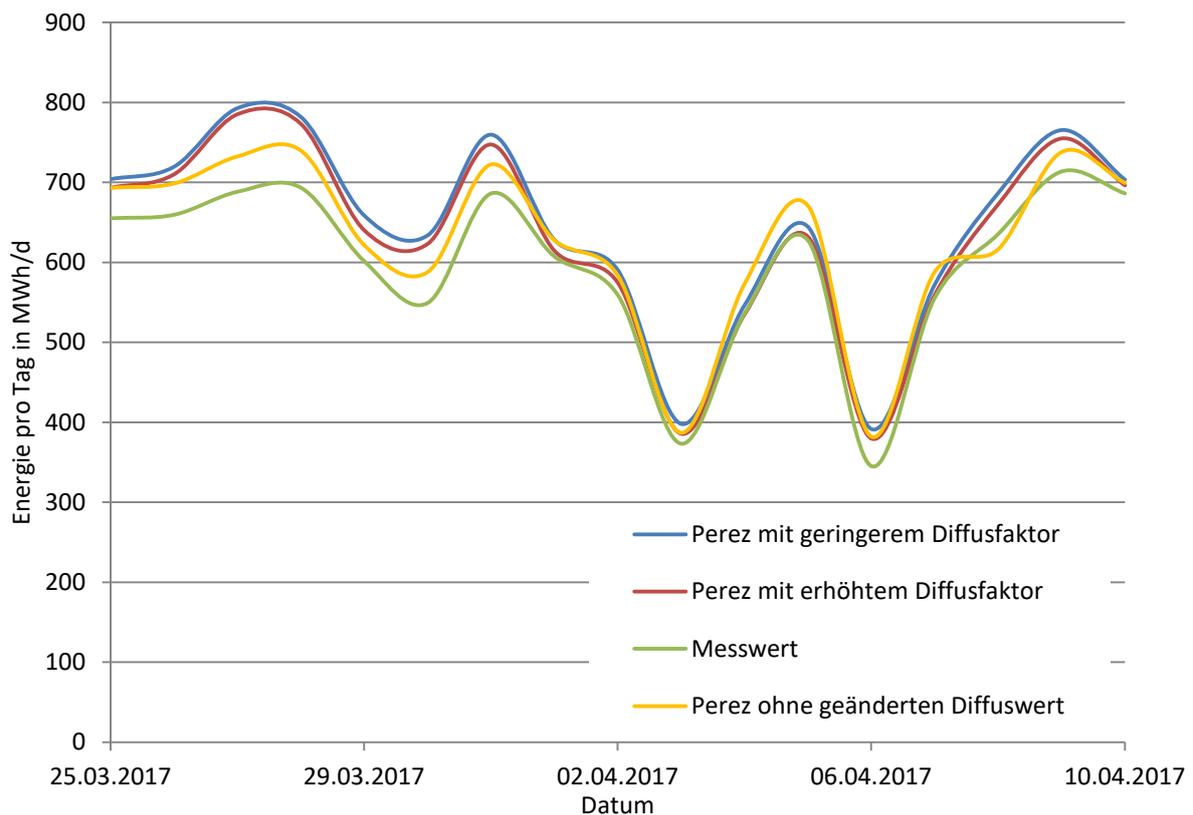


Bild 4.9 Simulierte Energien bei unterschiedlichen Diffusfaktoren

Da die Abweichung der simulierten Energieerträge zu den Messwerten nach dem Perez-Model größer war als nach Hay, wurde die Simulation zunächst nach Perez durchgeführt. Das Ergebnis zeigt jedoch, dass sowohl bei einer Erhöhung als auch bei einer Verringerung des Diffusfaktors bei gleichbleibender Globalstrahlung, die simulierten Energieerträge an den meisten Tagen sogar noch weiter abweichen als zuvor. Somit ist auch eine Anpassung der Diffusstrahlung nicht zielführend.

Letztendlich lässt sich die Simulation der konventionellen Anlage nicht in dem gewünschten Maß anpassen, um die teils deutlichen Abweichungen Ende März bzw. Anfang April zu reduzieren. Die eingelesebenen Wetterdaten scheinen also nicht die Fehlerquelle zu sein. Da jedoch der Fehler nicht behoben werden konnte, wird sich dieser vermutlich auch auf die spätere Jahresprognose übertragen.

4.3 Simulationsgüte der Versuchsanlage mit X-Modul-Montage

4.3.1 Simulationsergebnisse mit Sensor-Messdaten

Im Zeitraum vom 14.02.2017 bis einschließlich 10.04.2017 erzeugten die beiden Wechselrichter bei einer X-Modul-Montage eine Gesamtenergie von 22,39 MWh nach Perez bzw. 22,13 MWh nach Hay. Die Simulationsergebnisse der einzelnen (Teil-)Monate sind in Tabelle 4.2 zu finden.

Tabelle 4.2 Erzeugte Energie im Zeitraum bei X-Modul-Ausrichtung

	Erzeugte Energie nach Perez in MWh	Erzeugte Energie nach Hay in MWh
14.-28.02.2017	4,31	4,25
01.-31.03.2017	12,27	12,14
01.-10.04.2017	5,81	5,74
14.02.-10.04.2017	22,39	22,13

Auch hier ist das Endergebnis nach Perez höher, jedoch nur um ca. 1,1%.

4.3.2 Vergleich der simulierten mit den gemessenen Ertragswerten

Genau wie für die Simulationsergebnisse bei konventioneller Modulausrichtung, werden auch simulierte mit den gemessenen Erträgen verglichen. Beide Wechselrichter produzierten in dem Zeitraum eine Gesamtenergie von 22,34 MWh. Vergleicht man diesen Wert mit den Simulationen, zeigt sich, dass nach der Perez-Methode nur 0,20 % zu viel, nach Hay sogar 0,95% zu wenig simuliert worden ist.

Auch hier muss die Unsicherheit der Wechselrichter mitberücksichtigt werden (vgl. 4.2.2). Daraus resultiert, dass der wahre Wert der erzeugten Energie zwischen 22,18 MWh und 22,50 MWh liegen muss. Der prozentuale Vergleich zum Messwert für das Perez-Modell liegt somit zwischen einem Minderertrag der Simulation von 0,50 % und einem Mehrertrag von 0,90 %. Nach dem Hay-Modell liegt der Wert bei einem Minderertrag zwischen 0,25 % und 1,64%.

Verdeutlicht wird dies durch den Verlauf der erzeugten Energie pro Tag im Messzeitraum, welcher in Bild 4.10 zu sehen ist.

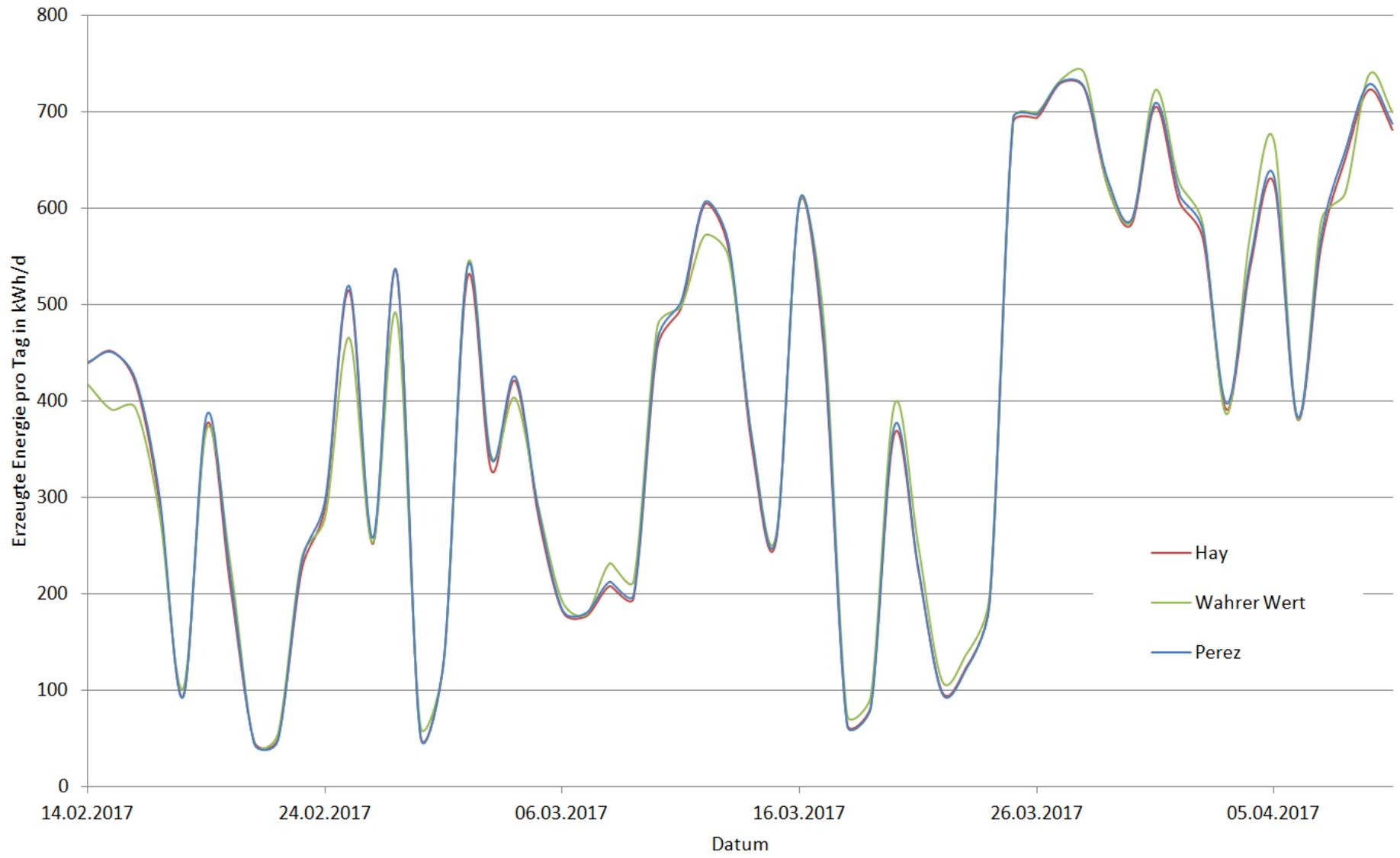


Bild 4.10 Energie pro Tag von zwei Wechselrichtern bei X-Modul-Ausrichtung im Messzeitraum

4.3.3 Bewertung der Simulationsgüte

Insgesamt lässt sich sagen, dass die Simulation der X-Modul-Ausrichtung gut funktioniert. Während der Durchführung der Simulation gab es keine Probleme, keine Fehlermeldungen von *PVsystem* und keine sonstigen Auffälligkeiten.

Der Verlauf der simulierten Energien pro Tag über den Messzeitraum entspricht weitestgehend dem der Messwerte, sowohl an strahlungsintensiven als auch an strahlungsarmen Tagen. Es gibt keine langfristigen, deutlichen Abweichungen, weswegen an diesen Simulationen keine weiteren Anpassungen nötig sind.

Die einzig vorhandene Auffälligkeit ist um den 15.02. aufzufinden. Hier wird deutlich mehr Energie simuliert als die Wechselrichtermessdaten angeben. Betrachtet man zu dem Zeitraum die Schneehöhen für die nächstgelegene Wetterstation im ca. 20 km entfernten Regensburg, fällt auf, dass bis einschließlich 13.02. noch eine Schneehöhe von 2 cm gemessen worden ist (Wetteronline 2017). Somit ist es wahrscheinlich, dass der Schnee auf der Anlage noch nicht komplett geschmolzen war und somit die Wechselrichter weniger Energie erzeugen konnten. Da diese Verluste jedoch nicht in die Simulation einfließen konnten, entsteht hier ein deutlicher Mehrertrag.

4.4 Vergleich der Versuchsanlagen

4.4.1 Vergleich der Simulationen

Vergleicht man die Ausrichtungsvarianten direkt miteinander, kommt man zu dem Ergebnis, dass die X-Modul-Ausrichtung sowohl nach Perez als auch nach Hay im Messzeitraum vom 14.02.2017 bis einschließlich 10.04.2017 mehr Energie als die konventionell ausgerichtete Anlage produziert, was auch den Messwerten entspricht (s. Tabelle 4.3).

Tabelle 4.3 Vergleich der Ausrichtungsvarianten

	Messwert	Perez	Hay
Erzeugte Energie X-Modul in MWh	22.34	22.39	22.13
Erzeugte Energie konventionell in MWh	21.49	22.20	21.79
Mehrertrag des X-Modul in %	3.95	0.82	1.58

Deutlich wird hier der Unterschied zwischen gemessenen und simulierten Werten. Der Mehrertrag durch die X-Modul-Ausrichtung im Vergleich zur konventionellen wird zu gering angenommen, wobei es sogar einen klaren Unterschied zwischen den beiden Simulationsmodellen gibt. Erklärbar ist dies vor allem durch die große Abweichung zwischen Simulation und Messwerten der konventionellen Anlage gegen Ende März und Anfang April, indem hier zu viel Energie simuliert wird. Besonders deutlich wird diese Abweichung bei der direkten Gegenüberstellung der einzelnen Simulationen zum jeweiligen Messwert (s. Bild 4.11). Die absoluten Abweichungen von allen Simulationen verlaufen in dem übrigen Bereich meistens sehr ähnlich und unterscheiden sich untereinander auch nicht besonders groß.

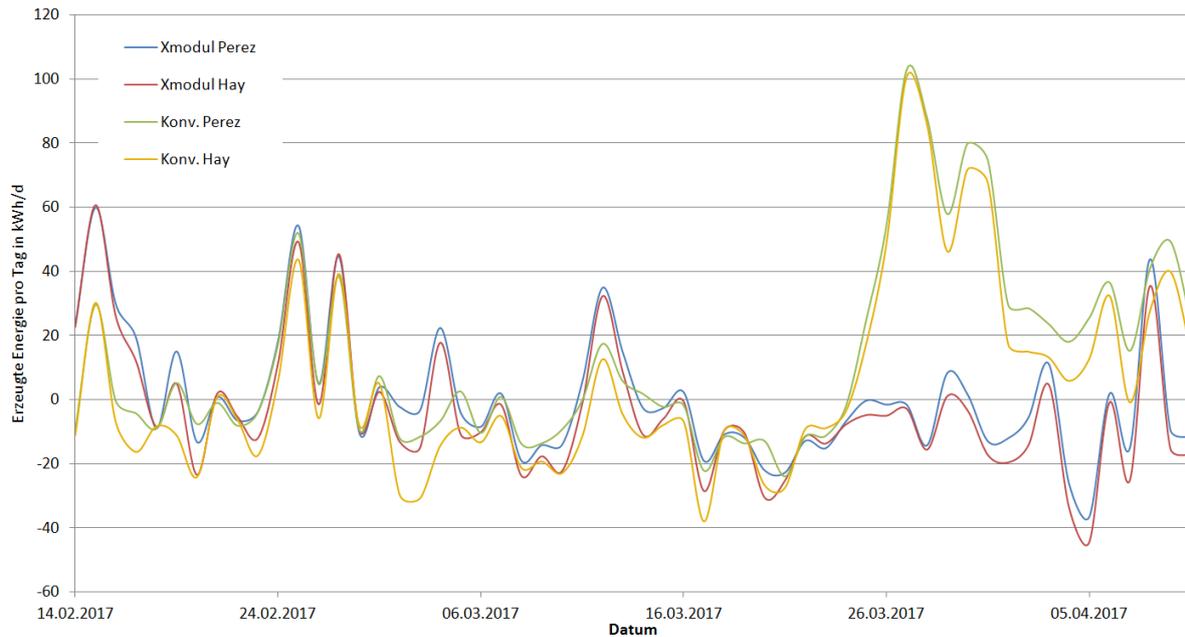


Bild 4.11 Absolute Abweichungen der simulierten Energien zum Messwert

Somit wird durch diese Abweichung auch der direkte Vergleich der beiden Ausrichtungsvarianten deutlich beeinflusst, da so der prozentuale Mehrertrag der X-Modul-Montage kleiner angenommen wird.

4.4.2 Simulierte Ertragswerte mit synthetischen Wetterdaten für ein gesamtes Jahr

Für die Ertragsprognose des gesamten Jahres wurden die Werte für Umgebungstemperatur, Global- und Diffusstrahlung aus dem Ertragsgutachten der Firma *SolPEG* verwendet (s. Abschnitt 2.5).

Das Ergebnis hierzu ist in Tabelle 4.4 zu sehen. Die X-Modul-Ausrichtung liefert dabei in beiden Simulationsmodellen mehr Energie als die konventionelle Ausrichtung. Nach dem Perez-Modell 1,84 %, nach Hay 2,50 %, woraus sich ein Mittelwert von 2,17 % ergibt.

Tabelle 4.4 Jahresprognose der unterschiedlichen Simulationsvarianten

	Erzeugte Energie X-Modul (Perez) MWh	Erzeugte Energie X- Modul (Hay) MWh	Erzeugte Energie Konv. (Perez) MWh	Erzeugte Energie Konv. (Hay) MWh
Januar	3,61	3,54	3,48	3,37
Februar	6,55	6,46	6,19	6,03
März	11,58	11,43	11,37	11,11
April	16,06	15,93	16,26	16,05
Mai	18,68	18,55	18,38	18,17
Juni	19,49	19,31	18,94	18,65
Juli	19,21	19,06	18,73	18,49
August	16,76	16,62	16,74	16,53
September	12,64	12,51	12,58	12,36
Oktober	8,13	8,05	7,79	7,66
November	3,66	3,60	3,53	3,43
Dezember	2,54	2,53	2,41	2,39
Jahr	138,90	137,58	136,38	134,23

Die Aufteilung der prozentualen Mehrerträge der X-Modul-Montage in die einzelnen Monate, ist in Tabelle 4.5 zu sehen.

Tabelle 4.5 Prozentualer Mehrertrag der X-Modul-Ausrichtung pro Monat

	Jan.	Feb.	Mrz.	Apr.	Mai	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Okt.	Nov.	Dez.
Perez	3,74%	5,82%	1,85%	-1,23%	1,63%	2,90%	2,56%	0,12%	0,48%	4,36%	3,68%	5,39%
Hay	5,04%	7,13%	2,88%	-0,75%	2,09%	3,54%	3,08%	0,54%	1,21%	5,09%	4,96%	5,86%
Mittelwert	4,39%	6,48%	2,37%	-0,99%	1,86%	3,22%	2,82%	0,33%	0,85%	4,73%	4,32%	5,62%

Betrachtet man die Differenz zwischen beiden Ausrichtungsvarianten (s. Bild 4.12), fällt auf, dass im April von beiden Modellen ein Mehrertrag der konventionellen Anlage prognostiziert wird. Auch hier könnte ein zu hoher Energieertrag dieser Ausrichtungsart simuliert worden sein, ähnlich wie in Abschnitt 4.2.2 für Anfang April.

Über die Wintermonate ist der prozentuale Mehrertrag der X-Modul-Ausrichtung am stärksten, wobei diese Monate aufgrund der geringeren Einstrahlung nicht so viel für den gesamten Ertrag im Jahr zählen wie die strahlungsintensiveren Sommermonate. Desweiteren wird der Einfluss von Schneefall bei der Simulation nicht mitberücksichtigt.

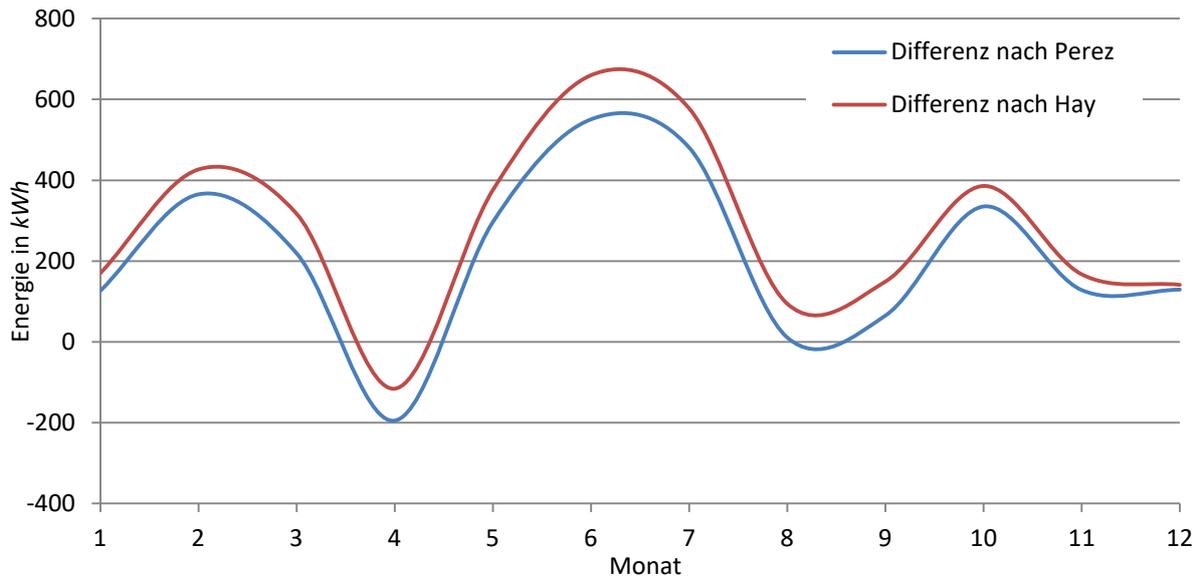


Bild 4.12 Differenz zwischen beiden Ausrichtungsvarianten für beide Simulationsmodelle

Ein zu hoher Energieertrag könnte, wie in Abschnitt 4.2.2 erwähnt, auch an einstrahlungsintensiven Tagen simuliert worden sein. Sollte sich diese Vermutung bestätigen, wären die simulierten Erträge der konventionellen Anlage wohl auch in den Sommermonaten höher, wodurch der prozentuale Mehrertrag der X-Module-Variante und die Abweichung zwischen beiden Ausrichtungsmethoden weiter steigen würden.

Vergleicht man diese Simulation mit den gemessenen, erzeugten Energien der beiden Wechselrichter im März, April und Mai (s. Bild 4.13), dann fällt auf, dass mehr Energie im März und im Mai erzeugt wird als im April. Dies spricht grob für den Verlauf der Simulation. Des Weiteren zeigt es auch, dass im April die X-Modul-Ausrichtung mehr Energie produziert als die konventionelle, anders als die Simulation angenommen hat. Dies spricht dafür, dass die Simulation der konventionellen Anlagen für den April generell zu hohe Energieerträge annimmt.

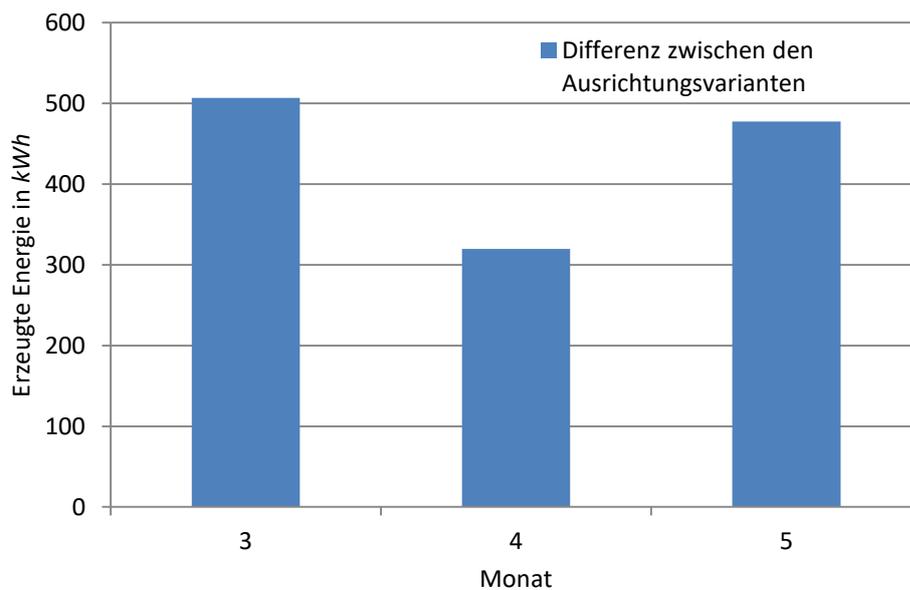


Bild 4.13 Mehrertrag der gemessenen Energieproduktion der X-Modul-Ausrichtung gegenüber der konventionellen Ausrichtung

4.5 Fehler

Im folgenden Teilabschnitt soll auf die Fehler eingegangen werden. Mögliche Fehlerquellen, die zu Abweichungen geführt haben, sollen beleuchtet und resultierte Fehler interpretiert werden.

4.5.1 Fehlerquellen

Einer der größeren Fehler ergibt sich durch die Entfernung des Messstandortes für die Diffusstrahlung. Da der nächstgelegene Standort Nürnberg ist, fließt ein schwer zu beziffernder Fehler mit ein, da die hier gemessene Strahlung von der in Parsberg abweichen wird. Jedoch liefert der errechnete Diffusfaktor einen groben Richtwert für den Diffusanteil. Würde man in *PV_{sys}* nur die Globalstrahlung einlesen und den Diffusanteil daraus berechnen lassen, hätte man keinen Einfluss hierauf, was einen noch größeren Fehler hervorrufen würde.

Ein weiterer Fehler bezüglich der Wetterdaten ergibt sich aus dem Wetterdatensatz für ein durchschnittliches Jahr. Da es sich nur um einen langjährigen Durchschnitt handelt, kann die Einstrahlung von dem verwendeten Wetterdatensatz um $\pm 15\%$ abweichen, wie im Ertragsgutachten (s. Anhang E) erwähnt worden ist.

Durch die relativ grobe Einstellung des Anstellwinkels der X-Modul-Variante entstand in dieser Ausrichtung eine Abweichung von $-0,7^\circ$ im Vergleich zur 12° ausgerichteten Versuchsanlage. Somit wird der Verlust durch Eigenverschattung der Reihen zwar verringert, jedoch verschlechtert sich die Ausrichtung zur Sonne noch weiter.

Vor allem für die Jahresprognose ist zu betrachten, ob durch den geringeren Neigungswinkel der X-Modul-Montage die Module stärker verschmutzen als bei konventioneller Ausrichtung. Der prozentuale Verlust wurde bei der Simulation der beiden Ausrichtungsvarianten gleich angenommen, da der Verlust zu schwer zu beziffern ist und aktuell noch keine fundierte Aussage darüber getroffen werden kann. Sollte das X-Modul jedoch merklich stärker verschmutzen, muss der simulierte Mehrertrag pro Jahr reduziert werden. Um wie viel genau dieser reduziert werden sollte, ist von zu vielen Faktoren abhängig und ist daher nicht zu pauschalisieren.

4.5.2 Fehlerbetrachtung

Um die Abweichungen der Simulationsergebnisse von den Messwerten und damit auch die Fehler der Simulation genauer zu betrachten, wurden für beide Simulationsvarianten Histogramme erstellt. Da die täglichen Energieerträge betrachtet worden sind, ergeben sich für den Zeitraum vom 14.02.2017 bis einschließlich 10.04.2017 $n = 56$ Messwerte pro Simulation bzw. Messung. Anhand der Faustregel zur Ermittlung der Klassenanzahl k

$$k \leq 5 \lg n$$

ergibt sich ein Wert für $k \leq 20,13$ (Papula 2014).

Betrachtet werden soll die absolute Abweichung in Prozentpunkten des simulierten prozentualen Mehrertrags der X-Modul-Montage zum gemessenen, aufgeteilt in Perez und Hay. Da sich alle Abweichungen zwischen ca. -14% -Pkt. und ca. 10% -Pkt. liegen, wäre eine Klassenbreite von 1% -Pkt. die Anzahl der Klassen bei 24 und damit größer als der aus der Faustregel vorgegebene Wert. Daher wird eine Klassenbreite von 2% -Pkt. gewählt. Die im Histogramm angegebenen Klassenbreiten be-

schreiben das Ende der jeweiligen Klasse. Zu bedenken ist hierbei, dass es sich um eine reine Aufsummierung der Abweichungen pro Klasse handelt, ohne Beachtung des absoluten Energieertrages.

In den folgenden Histogrammen für Perez (s. Bild 4.14) und Hay (s. Bild 4.15) zeigt in beiden Fällen an, dass die meisten Werte im Bereich 0 – 2 Prozentpunkten liegen. Generell liegt ein Großteil der Werte in einem geringeren Abweichungsbereich.

Der weite Ausschlag in den negativen Bereich vor allem in Bild 4.14, aber auch teilweise in Bild 4.15 entsteht hauptsächlich durch die zu stark simulierte Energie der konventionellen Anlagen. In diesen Punkten ist der gemessene Mehrertrag deutlich größer.

Dennoch streuen die Werte relativ gleichmäßig um das Maximum in positiver als auch in negativer Richtung hin, was die Vermutung aufwirft, dass es sich um zufällige Messfehler handeln könnte. Jedoch ist die Anzahl der Messwerte doch relativ gering, um dies mit größerer Gewissheit zu sagen.

Durch das Bilden des prozentuellen Vergleiches der beiden simulierten Auslegungsvarianten, werden zwar einige in beiden Simulationen vorkommende Fehler herausfallen, jedoch ist nicht direkt klar, inwiefern ein Fehler einen größeren Einfluss auf eine der beiden Varianten

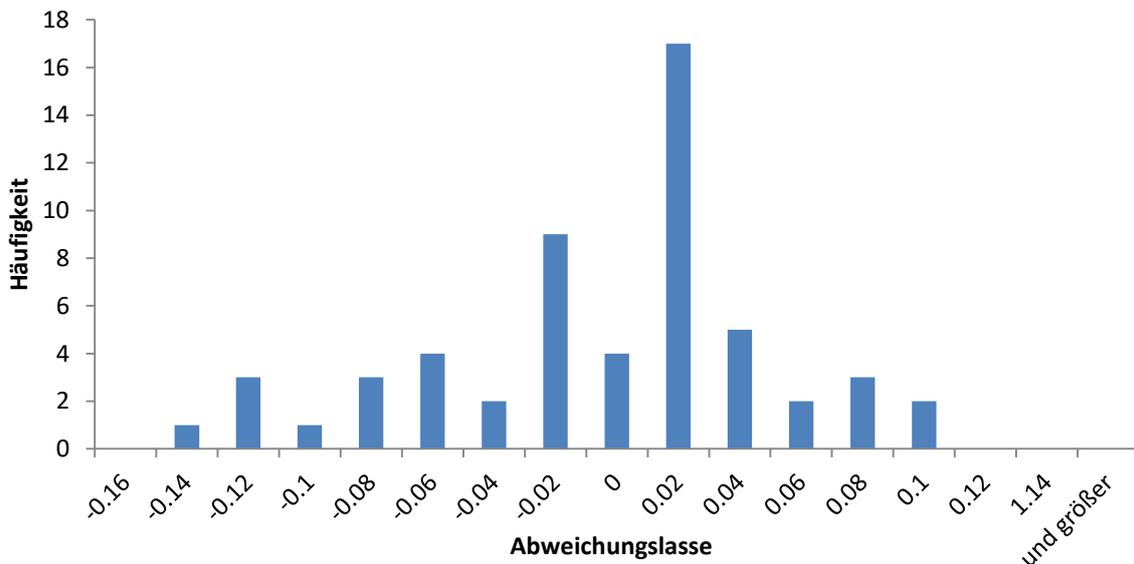


Bild 4.14 Absoluter Unterschied der simulierten und gemessenen Mehrerträge nach Perez

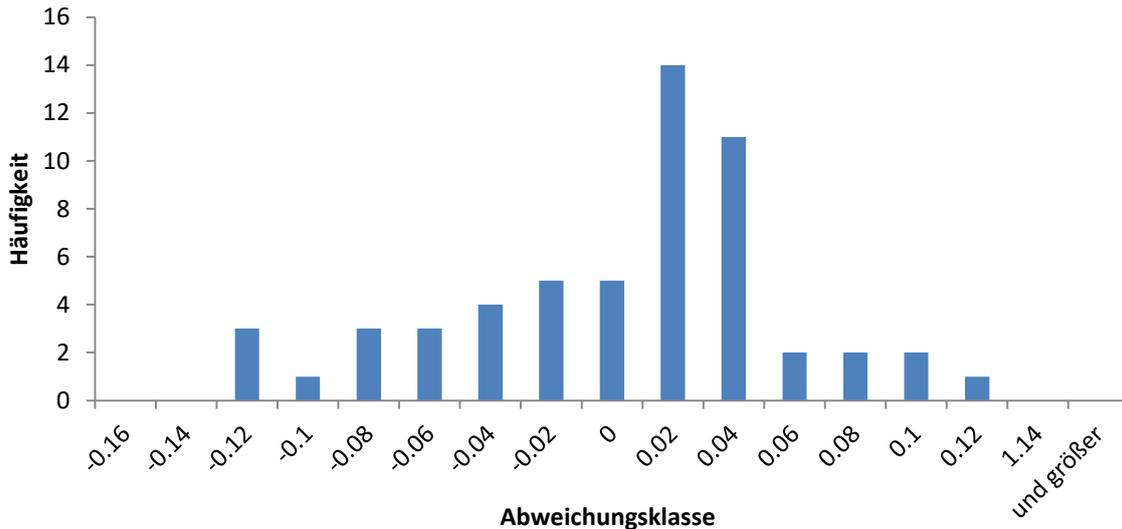


Bild 4.15 Absoluter Unterschied der simulierten und gemessenen Mehrerträge nach Hay

4.6 Fazit

Die simulierten Energieerträge der X-Modul-Ausrichtung verlaufen über den betrachteten Zeitraum nahe den Messwerten der Versuchsanlage. Auch die Verschattung und der darauf basierende Einfluss auf die Module werden, trotz des unüblichen 3D-Modells, originalgetreu wiedergegeben. Somit lässt sich sagen, dass mit *PVsystem* die Simulation einer solchen Ausrichtungsvariante gut durchführbar ist.

Dennoch wird bei allen Simulationsvarianten die Verschmutzung mit demselben Verlust von 0,5 % angenommen, da sich die eventuell mehr vorhandene Verschmutzung durch verschlechterten Selbstreinigungseffekt nicht fundiert beziffern lässt. Eine kurze Beleuchtung dieses Aspektes folgt jedoch in der Diskussion in Abschnitt 5.

Anders als beim X-Modul gibt es bei der konventionellen Anlage deutliche Abweichungen zwischen simulierten und gemessenen Energieerträgen, jedoch treten diese vor allem in einem bestimmten Zeitraum auf. Leider konnte die Ursache dieser Abweichungen im zeitlichen Rahmen dieser Arbeit nicht gefunden werden. Zur Überprüfung der erstellten Hypothese, dass die zu hoch simulierten Energieerträge in Zusammenhang mit sehr strahlungsintensiven Tagen stehen, werden weitere Messdaten benötigt, vor allem während der Sommermonate.

Letztendlich wird der Mehrertrag der X-Modul-Variante im Vergleich zur konventionellen Ausrichtung niedriger angenommen als die Messwerte anzeigen. Da jedoch die Simulation der X-Modul-Ausrichtung, sowohl an strahlungsarmen als auch an strahlungsintensiven Tagen, ohne solche große Abweichungen zum Messwert ausfiel, kann man davon ausgehen, dass der im Mittelwert errechnete Mehrertrag von 2,17 % pro Jahr noch als zu gering angenommen worden ist. Einen besonders starken Einfluss könnte diese Abweichung auf die strahlungsintensiveren Monate im Sommer haben, für die der Mehrertrag auch zu gering angenommen worden sein könnte. Dies wäre jedoch von der genauen Einstrahlung abhängig zu machen und ist schwer zu pauschalisieren.

5 Diskussion

5.1 Verschmutzung

Einer der bedeutendsten Punkte der X-Modul-Montage ist der Selbstreinigungseffekt. Wie gut Schmutz über die Ecken des Modulrahmens abgetragen wird, lässt sich in der kurzen Bearbeitungszeit dieser Bachelorarbeit nicht genauer ergründen. Dasselbe gilt für gröbere Verschmutzung, die durch den geringeren Anstellwinkel einfacher und länger auf den Modulen liegen bleiben könnte als bei konventioneller Ausrichtung. Um diesen Effekt zu überprüfen, ist eine längerfristige Betrachtung notwendig. Bei einer Besichtigung der Anlage im Dezember und der Kennlinienmessung vor Ort im April konnten jedoch Bilder gemacht werden, die den Verschmutzungsgrad der Module zeigen.

Das erste Bild zeigt die Rahmenkante eines Modules in X-Modul-Ausrichtung im Dezember 2016 (s. Bild 5.1), also ca. zwei Monate nach Bau der Versuchsanlage. Deutlich zu sehen ist hier bereits ein Schmutzrand, welcher jedoch bis dahin keinen Einfluss auf die Leistung des Moduls hat.



Bild 5.1 Verschmutzung bei X-Modulausrichtung im Dezember 2016

Vergleicht man diesen Verschmutzungsgrad mit dem der Module im April 2017 (s. Bild 5.2), also ca. vier Monate nach der Entstehung des ersten Bildes, erkennt man wenig Veränderung zwischen beiden. Es hat den Anschein, dass der entstandene Schmutzrand eine bestimmte Höhe nicht überschreitet, da der Übergang zwischen verschmutzter und nicht verschmutzter Moduloberfläche doch deutlich zu sehen ist. Der Schmutz, der sich weiter als diese Art Grenze ansammelt, scheint vom Regen leicht abgetragen zu werden.



Bild 5.2 Verschmutzung bei X-Modulausrichtung im April 2017

5.2 Schnee

Jedoch hat der erste Schneefall gezeigt, dass zumindest Schnee länger auf der X-Modul-Variante liegen bleibt (s. Bild 5.3), während bei konventioneller Ausrichtung schon deutlich mehr Module befreit sind (s. Bild 5.4). Beide Bilder wurden am 12.01.2017 aufgenommen.



Bild 5.3 Liegen bleibender Schnee auf konventionell ausgerichteten Modulen (Enerparc 2017)



Bild 5.4 Liegen bleibender Schnee bei X-Modul-Montage (Enerparc 2017)

Dies führt zwar zu Ertragseinbußen, jedoch sind die Wintermonate nicht sehr ertragsreich, weswegen dieser Nachteil im Rest des Jahres überkompensiert werden könnte. Problematischer würde es bei später auftretenden Schneefällen (z. B. Ende März) werden, da hier schon die Einstrahlungen und somit auch die Verluste höher sind. Jedoch sind die längere Bedeckung der X-Module und die damit verbundenen Ertragseinbußen stark wetter- und vor allem temperaturabhängig, weswegen eine Pauschalierung der Ertragsverluste nicht möglich ist.

6 Zusammenfassung

Der Aufbau der Simulation der X-Modul-Anlage erwies sich als sehr aufwendig, vor allem das Erstellen der einzelnen gedrehten Tische in der 3D-Szene in *PVsystem* war zeit- und arbeitsaufwendig. Das darauf folgende automatische Belegen und Verschalten der Modultische war aufgrund der unkonventionellen Auslegung nicht möglich und musste manuell ausgeführt werden.

Die Ergebnisse der Kennlinienmessung zeigten deutlich, dass trotz dieser unüblichen 3D-Szene die Verschattung und die damit einhergehenden Verluste originalgetreu simuliert werden können.

Letztendlich zeigt der Vergleich zwischen den Messwerten der Wechselrichter und der simulierten Energieerträge, dass über den betrachteten Messzeitraum beide sehr ähnlich verlaufen. Somit lässt sich sagen, dass die Simulation der X-Modul-Ausrichtung in *PVsystem* gut funktioniert und somit eventuell auch andere unkonventionelle Installationsvarianten darstellbar sind.

Leider wichen die simulierten Energieerträge der konventionellen Anlage zu bestimmten Zeiten deutlich von den gemessenen Werten ab. Gerade an strahlungsintensiven Tagen wurden die produzierten Energien als zu hoch prognostiziert. Dadurch wird der Mehrertrag der X-Modul-Ausrichtung im Vergleich zur konventionellen als zu gering angenommen. Derselbe Fehler könnte in der Jahresprognose vorkommen, wobei eine genauere Überprüfung dieses Fehlers den zeitlichen Rahmen dieser Arbeit überschreiten würde.

Ein weiterer Faktor, der eine längere Betrachtung erfordert, ist der Selbstreinigungseffekt der X-Modul-Montage. Wie stark die Module bei dieser Ausrichtung verschmutzen, ist noch nicht genauer zu sagen. Dieser Faktor wurde in dieser Arbeit nicht weiter betrachtet.

Schlussendlich lässt sich sagen, dass die X-Modul-Ausrichtung eine interessante Alternative zur konventionellen Montage von Photovoltaikmodulen ist, da sie im betrachteten Zeitraum einen deutlichen Mehrertrag an Energie liefert, sowohl gemessen als auch simuliert.

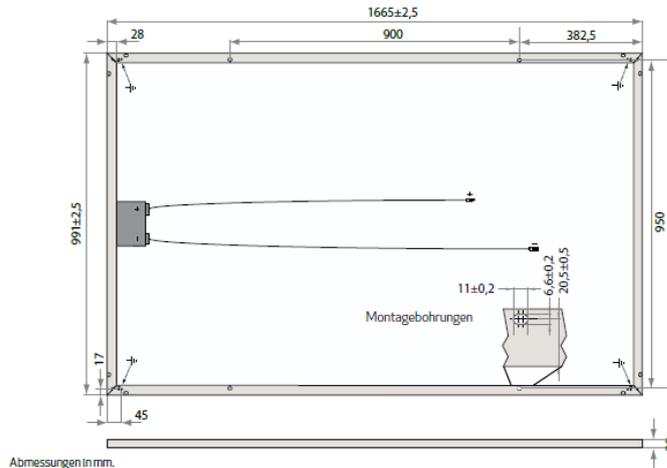
Literaturverzeichnis

- BauNVO 1990** BAUNUTZUNGSVERORDNUNG: *Verordnung über die bauliche Nutzung der Grundstücke*, 1990 – URL: <https://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/baunvo/gesamt.pdf> (10.06.2017)
- DWD 2017** DEUTSCHER WETTERDIENST: *Historische und aktuelle meteorologische Daten für zahlreiche Parameter*, 2017. – URL: ftp://ftp-cdc.dwd.de/pub/CDC/observations_germany/climate/hourly/solar/ (26.05.2017)
- Enerparc 2016a** ENERPARC AG, Engineering: *Ausführungszeichen: Elektroinstallation – Feld 2*. Hamburg : Enerparc AG, 2016 – technische Zeichnung
- Enerparc 2016b** ENERPARC AG, Engineering: *Ausführungszeichen: Elektroinstallation – Feld 3*. Hamburg : Enerparc AG, 2016. – technische Zeichnung
- Enerparc 2016c** ENERPARC AG, Engineering: *Masterlayout – Hohenfels_As-Built*. Hamburg : Enerparc AG, 2016. – technische Zeichnung
- Enerparc 2016d** ENERPARC AG, O&M: *Bilder* : Enerparc AG, 2016. – Bilder
- Enerparc 2017** ENERPARC AG, O&M: *Bilder* : Enerparc AG, 2017. – Bilder
- Gantner o. J. a** GANTNER INSTRUMENTS ENVIRONMENT SOLUTIONS GMBH: *Temp.AM 02*. o.J. - Datenblatt, verfügbar auf Anfrage
- Gantner o. J. b** GANTNER INSTRUMENTS ENVIRONMENT SOLUTIONS GMBH: *Temp.SF 02*. o.J. - Datenblatt, verfügbar auf Anfrage
- GMC o. J.** GMC INSTRUMENTS: *TRI-KA – Der mobile Kennlinienanalysator*, o. J. – URL: http://www.gmc-instruments.ch/src/db_TRI-KA_d.pdf (03.06.2017)
- Kippzonen o. J.** KIPP & ZONEN: *The SMP10 Pyranometer*, o. J. – URL: <http://www.kippzonen.com/Product/281/SMP10-Pyranometer#.WUjTIWiLSU1> (03.06.2017)
- Papula 2014** PAPULA, Lothar: *Mathematische Formelsammlung : Für Ingenieure und Naturwissenschaftler*. Wiesbaden : Springer, 2014
- PVsystem o. J.** ROLF GENGEBACH MESSTECHNIK: *Sensoren / Geräte in der Praxis*, o. J. – URL: <http://www.rg-messtechnik.de/sensoren-geraete-in-der-praxis.php> (03.06.2017)

- Quaschnig 2009** QUASCHNING, Volker: *Regenerativ Energiesysteme : Technologie - Berechnung - Simulation*. München : Hanser, 2009
- REC o. J.** REC GROUP: *REC Peak Energy Serie*, o. J. – URL: http://www.recgroup.com/sites/default/files/documents/ds_rec_peak_energy_series_rev_x_deu.pdf (11.06.2017)
- RG Messtechnik o. J.** ROLF GENGEBACH MESSTECHNIK: *Sensoren / Geräte in der Praxis*, o. J. – URL: <http://www.rg-messtechnik.de/sensoren-geraete-in-der-praxis.php> (03.06.2017)
- SolPEG 1995** SOLAR POWER ENERGY GROUP GMBH: *Ertragsgutachten Hohenfels, 9.993,50 kWp : Ermittlung der durchschnittlichen Stromproduktion einer fest ausgerichteten Photovoltaik Freiflächenanlage nahe Hohenfels in Bayern*. Hamburg : Solar Power Energy Group GmbH, 2015. Ertragsgutachten im Auftrag der Enerparc AG
- Sungrow 2014** SUNGROW: *SUNGROW INVERTER_Data Sheets*. 2014 - Datenblatt, verfügbar auf Anfrage
- PVsystem 2017** PVSYSY: *Transposition model*, 2017 – URL: http://files.pvsyst.com/help/models_meteo_transposition.htm (10.06.2017)
- Wetteronline 2017** WETTERONLINE: *Wetter im Rückblick : Wetterstation Regensburg/Oberhub, 2017* – URL: http://www.wetteronline.de/wetterdaten/parsberg?pcid=pc_rueckblick_data&gid=x0425&pid=p_rueckblick_diagram&sid=StationHistory&iid=10776&month=02&year=2017&period=4&metparaid=SNLD (30.05.2017)
- Zimmermann 2016** ZIMMERMANN PV-STAHLBAU GMBH & CO. KG: *Hohenfels : ZM2V – 12° - 6 Module X – 43,5°*. Oberessendorf : Zimmermann PV-Stahlbau GmbH & Co. KG, 2016. Technische Zeichnung im Auftrag der Enerparc AG

Anhang A

Datenblatt REC 260PE



ELEKTRISCHE DATEN @ STC	REC240PE	REC245PE	REC250PE	REC255PE	REC260PE	REC265PE
Nennleistung- P_{MPP} (Wp)	240	245	250	255	260	265
Leistungstoleranz (-W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Nennspannung im MPP- U_{MPP} (V)	29,7	30,1	30,2	30,5	30,7	30,9
Nennstrom im MPP- I_{MPP} (A)	8,17	8,23	8,30	8,42	8,50	8,58
Leerlaufspannung- U_{OC} (V)	36,8	37,1	37,4	37,6	37,8	38,1
Kurzschlussstrom- I_{SC} (A)	8,75	8,80	8,86	8,95	9,01	9,08
Modulwirkungsgrad (%)	14,5	14,8	15,2	15,5	15,8	16,1

Die Analyse der Produktionsdaten zeigt, daß 99,7% der produzierten Module Strom- und Spannungswerte in einem Bereich von +3% gegenüber den Daten auf dem Typenschild aufweisen!
 Werte unter Standardmessbedingungen STC (Luftmasse AM1.5, Einstrahlung 1000W/m², Zelltemperatur: 25°C).
 Bei geringer Einstrahlung von 200 W/m², (AM1.5 und Zelltemperatur 25°C) wird mindestens 95,5% der STC Moduleffizienz (1000W/m²) erreicht.

16,1% EFFIZIENZ

10 JAHRE PRODUKTGARANTIE

25 JAHRE LINEARE LEISTUNGSGARANTIE

TEMPERATUREIGENSCHAFTEN

Nennbetriebstemperatur der Zelle (NOCT)	45,7°C (±2°C)
Temperaturkoeffizient P_{MPP}	-0,40 %/°C
Temperaturkoeffizient U_{OC}	-0,27 %/°C
Temperaturkoeffizient I_{SC}	0,024 %/°C

ALLGEMEINE INFORMATIONEN

Zelltyp:	60 multikristallin
Glas:	3 Strings mit 20 Zellen mit Bypass Dioden 3,2 mm Solarglas mit spezieller, antireflektiver Oberflächenbehandlung
Rückseitenfolie:	Doppellagiges hochbeständiges Polyester
Rahmen:	Eloxiertes Aluminium
Junction box:	IP67 konform 4 mm ² Solarkabel, 0,90 m + 1,20 m
Stecker:	Multi-Contact MC4 (4 mm ²)

Anhang A Auszug aus Datenblatt des REC 260PE (REC o. J.)

Anhang B

Datenblatt Sungrow SG60KTL

AC voltage	220/380Vac	230/400Vac	
Input Side Data			
Max. PV input voltage	1000V		
Startup voltage	620V		
MPP voltage range	550~950V	570~950V	
MPP voltage range for nominal power	550~850V	570~850V	
No. of MPPTs	1		
Max. number of PV strings per MPPT	12		
Max. PV input current	120A		
Max. current for input connector	12A		
Output Side Data			
Nominal AC output power	60000W		
Max. AC output power (PF=1)	63360W	66000W	
Max. AC output apparent power	63360VA	66000VA	
Max. AC output current	96A		
Nominal AC voltage	3/N/PE, 220/380Vac	3/N/PE, 230/400Vac	
AC voltage range	310~480Vac		
Nominal grid frequency	50Hz/60Hz		
Grid frequency range	45~55Hz/55~65Hz		
THD	<3% (Nominal power)		
DC current injection	<0.5 %In		
Power factor	>0.99@default value at nominal power, (adj. 0.8 overexcited ~0.8 underexcited)		
Protection			
Anti-islanding protection	Yes		
LVRT	Yes		
AC short circuit protection	Yes		
Leakage current protection	Yes		
DC switch	Yes		
DC fuse	Yes		
DC overvoltage protection	DC Type II DIN rail surge arrester (40KA)		
System Data		Mechanical Data	
Max. efficiency	99.00%	Dimensions (W*H*D)	634*959*267mm
Max. European efficiency	98.70%	Mounting method	Wall bracket
Isolation method	Transformerless	Weight	55kg
Ingress protection rating	IP65		
Night power consumption	<1W		
Operating ambient temperature range	-25~60°C (>50°C derating)		
Allowable relative humidity range	0~100%		
Cooling method	Smart forced air cooling		
Max. operating altitude	4000m (>3000m derating)		
Display	Graphic LCD		
Communication	RS485		
DC connection type	MC4 / optional: Screw clamp terminal for connection of external combinerbox		
AC connection type	Screw Clamp terminal		
Certification	IEC 62109-1, IEC 62109-2, G59/3, BDEW, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, DK 5940		

Anhang B Auszug aus Datenblatt des *Sungrow SG60KTL* (Sungrow 2014)

Anhang C

Datenblätter Temperatursensoren

Temp.AM 02

ambient temperature sensor Pt1000



Key features:

- Sensor Pt1000
- 4 Wire
- Measuring range -50 °C to +150 °C
- DIN EN 60751 Cl. B
- 4-conductor connection, free ends with cable
- cable length 10 m
- Protection mode IP 67

Temp.AM 02 temperature sensor Pt1000

The Temp.AM 02 temperature sensor is designed for ambient temperature measurements.

Anhang C 1 Auszug aus Datenblatt *Gantner Temp.AM 02* Umgebungstemperatursensor (Gantner o. J. a)

Temp.SF 02

surface temperature sensor Pt1000



Key features:

- Sensor Pt1000
- 4 Wire
- Measuring range -50 °C to +150 °C
- DIN EN 60751 Cl. B
- Housing aluminium plate, Dimensions 50 mm x 30 mm x 10 mm
- 4-conductor connection, free ends with cable
- cable length 10 m
- Protection mode IP 67

Temp.SF 02 surface temperature sensor Pt1000

The surface Temp.SF 02 temperature sensor is designed for temperature measurements on surfaces. Installed at the back of a solar module the Temp.SF02 measures the module's temperature.

Anhang C 1 Auszug aus Datenblatt *Gantner Temp.AM 02* Umgebungstemperatursensor (Gantner o. J. a)

Anhang D

Datenblatt Pyranometer

Specifications	SMP3	SMP10 & SMP11
Classification to ISO 9060:1990	Second Class	Secondary Standard
Spectral range (50 % points)	300 to 2800 nm	285 to 2800 nm
Analogue output • V-version	0 to 1V	0 to 1V
Analogue output range	-200 to 2000 W/m ²	-200 to 2000 W/m ²
Analogue output • A-version	4 to 20 mA	4 to 20 mA
Analogue output range	0 to 1600 W/m ²	0 to 1600 W/m ²
Serial output	RS-485 Modbus®	RS-485 Modbus®
Serial output range	-400 to 2000 W/m ²	-400 to 4000 W/m ²
Response time (63 %)	< 1.5 s	< 0.7 s
Response time (95 %)	< 12 s	< 2 s
Zero offsets		
(a) thermal radiation (at 200 W/m ²)	< 15 W/m ²	< 7 W/m ²
(b) temperature change (5 K/h)	< 5 W/m ²	< 2 W/m ²
Non-stability (change/year)	< 1 %	< 0.5 %
Non-linearity (100 to 1000 W/m ²)	< 1.5 %	< 0.2 %
Directional response (up to 80° with 1000 W/m ² beam)	< 20 W/m ²	< 10 W/m ²
Spectral selectivity (350 to 1500 nm)	< 3 %	< 3 %
Temperature response	< 3 % (-20 °C to +50 °C) < 5 % (-40 °C to +70 °C)	< 1 % (-20 °C to +50 °C) < 2 % (-40 °C to +70 °C)
Tilt response (0° to 90° at 1000 W/m ²)	< 1 %	< 0.2 %
Field of view	180°	180°
Accuracy of bubble level	< 0.2°	< 0.1°
Supply voltage	5 to 30 VDC	5 to 30 VDC
Power consumption (at 12 VDC)	-V version: 55 mW -A version: 100 mW	-V version: 55 mW -A version: 100 mW
Detector type	Thermopile	Thermopile
Software, Windows™	Smart Sensor Explorer Software, for configuration, test and data logging	Smart Sensor Explorer Software, for configuration, test and data logging
Operating temperature range	-40 °C to +80 °C	-40 °C to +80 °C
Storage temperature range	-40 °C to +80 °C	-40 °C to +80 °C
Humidity range	0 to 100 % non-condensing	0 to 100 % non-condensing
Ingress Protection (IP) rating	67	67
Recommended applications	Economical solution for efficiency and maintenance monitoring of PV power installations, routine measurements in weather stations, agriculture, horticulture and hydrology	High performance for PV panel and thermal collector testing, solar energy research, solar prospecting, materials testing, advanced meteorology and climate networks

Note: The performance specifications quoted are worst-case and/or maximum values

Anhang D Auszug aus Datenblatt des SMP10 Pyranometer (Kippzonen o. J.)

Anhang E

Ertragsgutachten SolPEG

In der folgenden Tabelle sind die Einstrahlungsdaten der verschiedenen Quellen aufgelistet, die im Hinblick auf ihre Datenerzeugungsmethode und Mittelungsperiode (Länge, Aktualität) beurteilt werden.

Für die Simulation wird ein gewichtetes Mittel verwendet (Ergebnis).

Dieses Verfahren führt zu einer hohen statistischen Sicherheit (langer Mittelungszeitraum, Betrachtung verschiedener Datenerzeugungsmethoden) und betont die Einstrahlungsentwicklung der letzten Jahre.

Tabelle 5: Standörtliche horizontale Globalstrahlungssummen verschiedener Quellen in kWh/m²

	Meteo-Norm	DWD 1981-2010	DWD 2001-2014	SolarGIS	3TIER	Helio-Clim 3v5	Satel-Light	PVGIS CMSAF	Ergebnis
Jan	28	27	27	30	33	24	29	24	27
Feb	44	47	47	48	49	40	43	42	47
März	80	80	88	85	85	86	77	92	86
Apr	125	122	130	127	129	134	117	134	128
Mai	156	158	159	157	163	156	154	158	159
Jun	161	162	173	168	177	166	168	168	170
Jul	169	167	170	164	167	165	146	167	169
Aug	134	143	141	141	146	137	145	140	142
Sep	99	98	100	99	104	101	98	100	100
Okt	60	60	62	62	64	64	56	62	61
Nov	27	28	28	29	36	30	31	28	28
Dez	20	20	20	22	27	21	22	19	20
Jahr	1102	1112	1145	1132	1180	1124	1086	1136	1137

Als diffuser Anteil der Globalstrahlung wird der Mittelwert der Quellen PVGIS CMSAF (2007 - 2013 (70 %) und 1996 - 2005 (30 %)), SolarGIS (1994 - 2010), HelioClim (Februar 2004 - Januar 2015), 3TIER (Juli 1998 - März 2015) und Satel-Light (1996 - 2000) verwendet. Das Ergebnis ist in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 6: Diffusanteil der horizontalen Einstrahlung in %

	Jan	Feb	März	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr
SG	59,2	53,2	54,5	49,8	50,7	50,4	50,0	50,2	50,8	55,3	67,7	62,5	51,9
HC	73,0	62,4	45,8	36,9	40,1	40,8	40,7	42,3	41,7	48,9	66,8	72,3	44,1
SL	71,1	65,0	58,6	51,4	49,0	46,9	54,9	46,7	49,5	59,5	67,7	73,5	52,9
SAF	73,0	65,0	57,0	49,0	51,0	53,0	52,0	50,0	55,0	61,0	72,0	74,0	54,0
3T	54,7	53,2	52,0	44,9	45,8	45,1	47,2	46,3	45,1	52,6	55,4	58,3	47,7
Ave.	66,2	59,8	53,6	46,4	47,3	47,2	49,0	47,1	48,4	55,5	65,9	68,1	50,1

(SolarGIS = SG, HelioClim = HC, Satel-Light = SL, PVGIS CMSAF = SAF, 3TIER = 3T)

Tabelle 7: In der Simulation verwendete sekundäre meteorologische Werte

	Umgebungstemperatur /°C			Windgeschw./m/s	Niederschlag/mm
	MeteoNorm	PVGIS	Ergebnis	MeteoNorm	MeteoNorm
Jan	-0,8	-1,5	-1,1	2,40	47
Feb	1,0	-0,7	0,1	2,70	42
März	4,4	3,5	4,0	2,80	61
Apr	9,4	8,5	8,9	2,50	43
Mai	14,3	13,0	13,7	2,50	69
Jun	17,5	16,3	16,9	2,30	69
Jul	18,7	18,0	18,3	2,40	81
Aug	18,4	17,6	18,0	2,11	65
Sep	13,5	13,2	13,4	1,99	56
Okt	9,0	8,5	8,8	2,00	50
Nov	3,9	3,4	3,6	2,30	51
Dez	0,3	-0,6	-0,2	2,30	44
Jahr	9,2	8,3	8,7	2,36	677

Eine Umwandlung der monatlichen Werte in stündliche Auflösung erfolgt nach statistischen Verfahren mit Hilfe der Software PVSYST 6.38¹¹.

Alle dargestellten meteorologischen Eingangswerte sind als langjährige Durchschnittswerte zu verstehen. In einzelnen Jahren kann es zu erheblichen Abweichungen von diesen Mittelwerten kommen. So kann z.B. die Einstrahlung in manchen Jahren mit $\pm 15\%$ variieren.

Anhang E Auszug aus Ertragsgutachten (SolPEG 2016)

Anhang F

Datenblatt Kennlinienmessgerät und Sensor

Technische Daten



Modell	TRI-KA	TRI-SEN
Messung	I/U-Kennliniendiagramm, Kurzschlussstrom, Leerlaufspannung, MPP-Strom, MPP-Spannung	Globale Einstrahlung, Modultemperatur, Neigungswinkel
Berechnete Werte	STC-Werte (Kurzschlussstrom, Leerlaufspannung, MPP-Strom, MPP-Spannung), Füllfaktor, MPP-Leistung, Idealkennlinie Modulhersteller	-
Messbereich Spannung	1.0 - 1000 V ($< \pm 1\%$) ($U_{oc} > 5\text{ V}$)	-
Messbereich Strom	0.1 - 15.0 A ($< \pm 1\%$)	-
Messbereich Temperatur	-	0 - 100 °C ($\pm 3\%$ bezogen auf einen schwarzen Körper)
Messbereich Einstrahlung	-	100 - 1200 W/m ² ($\pm 5\%$)
Messverbindung	Messkabel	Berührungslos
Messdauer Kennlinie	15 - 30 Sekunden	-
Speicherplätze für Messkurven	Abhängig von Größe der SD-Speicherkarte (> 1000 Messkurven bei 1 GB)	-
Referenzzellen	-	1 x monokristalline Zelle, 1 x polykristalline Zelle
Anzeige	3.2-Inch-Farb-LCD-Touch-Display (240 x 320 Pixel, RGB)	SAW LC-Display (2-zeilig, 16 Zeichen)
Stromversorgung	Lithium Polymer Akkumulator, Laufzeit ca. 8 Stunden	Lithium Polymer Akkumulator, Laufzeit ca. 8 Stunden
Auto-Power-Off	Einstellbar (1 - 15 Minuten)	-
Schnittstelle	2 Messkabel zu PV-String, Funkverbindung zu TRI-SEN, SD/SDHC-Speicherkarte für PC	Funkverbindung zu TRI-KA
Umgebungstemperatur	0 bis +50 °C	0 bis +60 °C
Schutzart	IP20	IP20
Isolation	Schutzklasse II	-
Messkategorie	CAT II 1000 V, CAT III 600 V	-
Dimensionen (L / B / H)	210 mm / 105 mm / 41 mm	160 mm / 82 mm / 41 mm
Gewicht	500 g	200 g
Garantie	2 Jahre	2 Jahre
Normen	EN 61010-1, EN 61010-2-030, EN 61010-031, CE-Zeichen	EN 61010-1, CE-Zeichen

Anhang F Auszug aus Datenblätter TRI-KA und TRI-SEN (GMC)