

Endbericht

Solarer Parkplatz Teesdorf

Muster- und Leuchtturmprojekte Photovoltaik – Ausschreibung 2021

Verfasser: Alexander Erber
Stefan Savic
Edit Paráda



Inhaltsverzeichnis

A)	Projektdaten	7
B)	Projektübersicht	9
1	Kurzzusammenfassung	9
2	Hintergrund und Zielsetzung.....	11
3	Projekthalt	12
4	Schlussfolgerungen und Empfehlungen	13
C)	Projektdetails	17
5	Technische Details des Projektes	17
5.1	Konzept und Errichtung	17
5.1.1	Errichtungsarbeiten und Aufbau der Anlage.....	18
5.1.2	Verwendete Produkte und Komponenten.....	22
5.1.2.1	PV-Module	23
5.1.2.2	Wechselrichter.....	28
5.1.3	Verschaltung der PV-Module	29
6	Kaufmännische Details des Projektes	30
7	Monitoring	31
7.1	Konzept	31
7.2	Ergebnisse.....	32
8	Arbeits- und Zeitplan	36
9	Publikationen und Disseminierungsaktivitäten.....	37
9.1	Publikationen	37
9.2	Disseminationen	38
D)	Bericht Begleitforschung	41
10	Arbeitspaket Moduldegradationen	41
10.1	Einleitung und Relevanz.....	41

10.2	Methodik	43
10.2.1	Literaturrecherche	43
10.2.2	Auswahl der Fehleranalysemethoden.....	44
10.2.3	Anwendung der Fehleranalysemethoden und Datenauswertung	45
10.2.3.1	Visuelle Inspektionen.....	46
10.2.3.2	Signalübertragungsmethode zur Detektion und Lokalisierung von Kabelunterbrechungen	46
10.2.3.3	I-U-Kennlinienmessungen	47
10.2.3.3.1	Messung der Modulkennlinien nach IEC 60904-1	50
10.2.3.3.2	Messung der Stringkennlinien vor Ort.....	50
10.2.3.3.3	Vereinfachte STC-Korrektur der gemessenen Stringkennlinien.....	51
10.2.3.4	Auswertung des Anlagenmonitorings.....	51
10.2.3.4.1	Messaufbau und verwendete Messgeräte für die Erstellung des stationären Ein-Parameter-Temperaturmodells	55
10.2.3.5	Elektrolumineszenz-Messung	56
10.2.3.6	Dunkelkennlinien-Messung	57
10.3	Verkehrsflächenintegrierte PV-Systeme	59
10.3.1	Arten der Verkehrsflächenintegration	59
10.3.2	Hersteller, Produkte und Projekte	61
10.3.2.1	Hersteller mit dem Hauptfokus auf verkehrsflächenintegrierte PV-Elemente	61
10.3.2.1.1	Innovatív Térburkolatfejlesztő LLC (Platio Solar) (Ungarn)	61
10.3.2.1.2	Colas/Wattway (Frankreich).....	62
10.3.2.1.3	SolaRoad (Niederlande)	64
10.3.2.1.4	Solmove (Deutschland).....	65
10.3.2.1.5	Solar Roadways (USA)	66
10.3.2.1.6	Shandong Guangshi Energy (China)	67
10.3.2.2	Hersteller mit verkehrsflächenintegrierten PV-Elementen im Produktportfolio	67
10.3.2.2.1	Apollo Power (Israel)	68
10.3.2.2.2	Ertex Solar (Österreich)	68

10.3.2.2.3	Onyx Solar (Spanien)	70
10.3.3	Erkenntnisse zu Fehlerursachen aus Pilot-Projekten und wissenschaftlichen Untersuchungen	70
10.3.3.1	Innovatív Térburkolatfejlesztő/Platio Solar	71
10.3.3.2	Colas/Wattway	71
10.3.3.3	SolaRoad	71
10.3.3.4	Solar Roadways	75
10.3.3.5	Weitere wissenschaftliche Publikationen	76
10.4	Durchführung der Fehleranalyse	80
10.4.1	Visuelle Inspektion	80
10.4.2	Kennlinienmessungen	80
10.4.2.1	Validierung der STC-Korrektur der Kennlinienmessung vor Ort	81
10.4.3	Auswertung des Anlagenmonitorings	82
10.4.3.1	Ermittlung der Clear-Sky-Tage	82
10.4.3.2	Entwicklung des stationären Ein-Parameter-Temperaturmodells ...	83
10.4.3.3	Validierung der STC-Korrektur	84
10.4.3.4	Einfluss von Verschmutzungen auf den zeitlichen Leistungsverlauf	85
10.4.4	Elektrolumineszenz-Messung	87
10.4.5	Dunkelkennlinien-Messung	88
10.5	Ergebnisse der Fehleranalyse	88
10.5.1	Ergebnisse der visuellen Inspektionen	89
10.5.2	Ergebnisse der Signalübertragungsmethode zur Detektion und Lokalisierung von Kabelunterbrechungen	99
10.5.3	Ergebnisse der I-U-Kennlinienmessungen	100
10.5.3.1	Ergebnisse der Modulkennlinienmessungen nach IEC 60904-1....	100
10.5.3.2	Ergebnisse der Stringkennlinienmessungen am Parkplatz	106
10.5.4	Ergebnisse der Auswertung des Anlagenmonitorings	108
10.5.5	Ergebnisse der Elektrolumineszenz-Messung	111
10.5.6	Ergebnisse der Dunkelkennlinien-Messung	117
10.6	Diskussion der Ergebnisse und angewandten Methoden	119
10.7	Schlussfolgerungen	121

11	Arbeitspaket Simulationsprogramme.....	126
11.1	Einleitung und Relevanz.....	126
11.2	Methodik	126
11.2.1	Verwendete Simulationsprogramme, Vergleichs-/ Simulationsvarianten und Auswertungsmethodik	127
11.2.2	Modellierung und Simulation.....	130
11.2.2.1	Aufbereitung der Wetterdaten.....	130
11.2.2.2	Modellierung des 3D-Modells in SketchUp und Import in den Simulationsprogrammen.....	130
11.2.2.3	Modellierung und Parametrierung in den Simulationsprogrammen 132	
11.2.2.3.1	Berechnung des U-Wertes für PVsyst.....	133
11.3	Ergebnisse.....	137
11.3.1	Jahres und Monatserträge	137
11.3.1.1	Verifikation Globalstrahlung und POA-Einstrahlung	137
11.3.1.2	Jahreserträge	138
11.3.1.3	Monatserträge	139
11.3.1.4	Erträge an Clear-Sky-Tagen.....	142
11.3.2	Tagesbilanz und Parameteranalyse	145
11.3.2.1	Auswählte Dreitagesbilanzen der betrachteten Strings	145
11.3.2.2	Korrelationsplots.....	151
11.4	Diskussion der Ergebnisse.....	157
11.5	Schlussfolgerungen und Ausblick	158
12	Arbeitspaket Hitzeinseln.....	161
12.1	Einleitung und Relevanz.....	161
12.2	Methodik	161
12.2.1	Datenerfassung	162
12.2.2	Datenverarbeitung	165
12.2.3	Datenanalyse	166
12.3	Durchführung der Datenkorrektur in der Datenverarbeitung.....	166
12.4	Ergebnisse.....	168

12.4.1 Ergebnisse auf Monatsbasis	168
12.4.2 Ergebnisse der wöchentlichen Temperaturverteilungen (Mai bis September 2024).....	169
12.4.3 Ergebnisse der gemessenen PV-Oberflächentemperaturen im Kontext meteorologischer Einflussgrößen	172
12.4.4 Ergebnisse einer ausgewählten Woche vom 6. bis 12. Juli 2024.....	173
12.4.4.1 Ergebnisse der thermischen Wirkung road-integrierter PV-Module im Vergleich zu Asphaltflächen	174
12.4.5 Ergebnisse der Temperaturdifferenzen zur PV-Oberfläche (6.–12. Juli 2024)	175
12.5 Diskussion der Ergebnisse	176
12.6 Schlussfolgerung	178
Literaturverzeichnis.....	180
Abbildungsverzeichnis	190
Tabellenverzeichnis.....	200
Abkürzungsverzeichnis	203
Formelverzeichnis	205
Verwendete Software	206
Anhang A: Ergebnisse und Daten der Kennlinienmessungen	207
Anhang A1: Ergebnisse der Kennlinienmessung der „Platio“-Module von String 2.40 am AIT	207
Anhang A2: Kennlinienmessung der Strings am solaren Parkplatz in Teesdorf	220
Anhang B: Auswertung des Anlagenmonitoring	222
Anhang C: Elektrolumineszenz- und Dunkelkennliniennormierung	227

Endbericht

Gilt für das Programm „Muster- und Leuchtturmprojekte Photovoltaik“

A) Projektdaten

Allgemeines zum Projekt	
Projekttitel:	Solarer Parkplatz Teesdorf
Programm:	Muster- und Leuchtturmprojekte Photovoltaik
Projektdauer:	13.05.2021 bis 30.06.2022 (Errichtung exkl. Monitoring) 01.05.2022 bis 30.09.2024 (Monitoring und Begleitforschung)
KoordinatorIn/ ProjekteinreicherIn	Einreichende: Alexander Erber, Stefan Savic Koordinator Errichtung: Gemeinde Teesdorf Koordinator Begleitforschung: FH Technikum Wien
Kontaktperson Name:	Errichtung: Andreas Windisch Forschung: Alexander Erber, Stefan Savic
Kontaktperson Adresse:	Errichtung: Schulstraße 11 2524 Teesdorf Forschung: Giefinggasse 6, Erdgeschoß 1210 Wien
Kontaktperson Telefon:	+43225381440
Kontaktperson E-Mail:	Errichtung: windisch.andreas@gmx.net Forschung: alexander.erber@technikum-wien.at stefan.savic@technikum-wien.at
Projekt- und Kooperationspartner (inkl. Bundesland):	Errichtung <ul style="list-style-type: none"> • Abo Asphalt-Bau Oeynhausen GmbH (Niederösterreich) • Elektrotechnik Patrick Schrönkhammer (Niederösterreich) • Faboro Deutschland GmbH (Deutschland/ Baden-Württemberg) • FH Technikum Wien (Wien) • Johann Scholl GmbH (Niederösterreich)

Allgemeines zum Projekt	
	<ul style="list-style-type: none"> Planungsatelier Baumeister Ing. Gerhard Holpfer GmbH (Niederösterreich) Begleitforschung <ul style="list-style-type: none"> FH Technikum Wien (Wien)
Adresse Projekt:	Wiener Neustädter Straße 87 2524 Teesdorf
Schlagwörter:	verkehrsflächenintegrierte Photovoltaik, Monitoring, Fehleranalyse, Simulation, Hitzeinsel Mitigation
Projektgesamtkosten:	155.000,00 € (Errichtung und Monitoring) 85.904,00 € (Beauftragung Begleitforschung)
Fördersumme:	44.392,00 € (Errichtung) 85.904,00 € (Beauftragung Begleitforschung)
Leistung:	16,8 kW _p (12,2 kVA)
Klimafonds-Nr.:	KR21MP0K18395
Erstellt am:	30.09.2024

B) Projektübersicht

1 Kurzzusammenfassung

Die Photovoltaik (PV) kann in bestehende Strukturen integriert werden, was eine kombinierte Nutzung mit Synergien ermöglicht. Durch die PV-Integration im Verkehrssektor, beispielsweise in Verkehrsflächen, könnten neue PV-Potenziale erschlossen werden. Eine für Österreich erstmalige Anlage dieser Art wurde im Muster- und Leuchtturmprojekt „solarer Parkplatz Teesdorf“ errichtet und wissenschaftlich begleitet. Als Errichtungsort für die verkehrsflächenintegrierte Anlage wurde ein Teil der Parkfläche vor dem Teesdorfer Gemeindezentrum gewählt, welche eine überwiegenden Abendnutzung aufweist.

Auf der rund 100 m² großen Parkfläche wurde mit 780 „Platio“-Modulen eine 16,8 kWp PV-Anlage errichtet. Neben dem Anlagenmonitoring erfolgte die Durchführung eines Begleitforschungsprojektes mit drei Forschungsschwerpunkten (Moduldegradationen, Simulationsprogramme und Hitzeinseln). Im ersten Betriebsjahr konnte ein Jahresertrag von 10,2 MWh erreicht werden, welcher 27 % unter den erwarteten Ertrag lag. Diese Abweichung wurde primär auf die im Durchschnitt um 20,4 % geringer Modulleistung zurückgeführt. Weiters konnte festgestellt werden, dass Simulationsprogramme den Ertrag von verkehrsflächenintegrierten Systemen überschätzen. Im weiteren Betriebsverlauf wurden Leistungsverluste auf Stringebene von bis zu 47,8 % im ersten Betriebsjahr und von bis zu 77,5% im zweiten Betriebsjahr ermittelt. Die Ursache für diese deutlichen Leistungsreduktionen waren im ersten Betriebsjahr primär die durch die Fahrzeugbelastung hervorgerufenen Zellrisse und -brüche (identifiziert durch Elektrolumineszenz). Im zweiten Betriebsjahr waren es hauptsächlich durch Wassereintritte hervorgerufene Modul- und Zellkurzschlüsse. Dies verdeutlicht eine notwendige Überarbeitung der verwendeten PV-Module oder eine Reduzierung der zulässigen mechanischen Belastung. Die Analyse zum Thema Hitzeinseln ergab, dass die PV-Module zwar tagsüber am wärmsten werden, sich aber schneller abkühlen und im Mittel kühler als Asphalt sind; dennoch sollten bei zukünftigen Projekten zur Verringerung von urbanen Hitzeinseln eher thermische Systeme eingesetzt werden. Abschließend ist zu erwähnen, dass bei verkehrsflächenintegrierten PV-Elementen/Modulen noch einige technische Herausforderungen für eine breitere Anwendung überwunden werden müssen. Kurz- bis mittelfristig werden mit PV überdachte Parkplätze und PV-

Lärmschutzwände voraussichtlich die Hauptquelle für erneuerbare Energieerzeugung im Verkehrssektor darstellen.

2 Hintergrund und Zielsetzung

Durch den Umstieg auf erneuerbare Energieträger werden in Österreich Windkraft und Photovoltaik zu den Schlüsseltechnologien der zukünftigen Stromerzeugung. Bis 2030 soll, nach dem derzeitigen Regierungsprogramm, eine bilanziell 100 %- ige erneuerbare Stromerzeugung erreicht werden. Der Großteil dieses Ausbauziels soll dabei durch die Photovoltaik (PV), mit 11 TWh, und die Windkraft, mit 10 TWh, gedeckt werden. Durch den starken Ausbau der PV, in den letzten zwei Jahren, wird in Österreich das derzeit am häufigsten genutzte Potenzial der Aufdachmontage gesättigt und die Nutzung weiterer Potenziale, wie jene der Freiflächenmontage, erforderlich. Mit Verbreitung der PV-Freiflächenanlagen kann es jedoch zu vermehrten Nutzungskonflikten mit anderen Sektoren, wie etwa der Landwirtschaft kommen. Daher ist es erforderlich auch andere PV-Montage bzw. - Installationsarten in Betracht zu ziehen und auf integrative Konzepte zu setzen. Die Gebäudeintegration der PV stellt eine dieser möglichen Alternativen dar, welche auch Synergieeffekte wie die Einsparung von Baumaterialien durch die PV-Integration mit sich bringt. Eine weitere Möglichkeit der integrierten PV-Stromerzeugung kann sich bei der photovoltaischen Nutzung von öffentlichen Verkehrsflächen – Plätze, Wege und Straßen – ergeben.

Die Marktgemeinde Teesdorf ist eine kleine Gemeinde im Industrieviertel mit rund 1850 Einwohnern. Im Jahr 2019 wurden bereits gemeinsam mit Studierenden der FH Technikum Wien Photovoltaikanlagen in Teesdorf geplant und sind bereits in Betrieb. Eine neue Idee war die Errichtung eines solaren Parkplatzes – des ersten solaren Platzes in Österreich. Im Zuge der geleisteten Vorarbeiten durch Studierende der FH Technikum Wien erfolgte die Kontaktaufnahme mit allen in der EU ansässigen Unternehmen, welche bodenintegrierte Photovoltaikprodukte anbieten. Ziel dieser Marktanalyse war es ein marktfähiges und bewährtes Produkt für die erste Pilotanlage in Österreich zu finden. Basierend auf standortspezifischen, technischen und wirtschaftlichen Faktoren wurde das „Platio Solar Tile“-Produkt der ungarischen Firma „Innovatív Térburkolatfejlesztő LLC“ für die Realisierung des solaren Parkplatzes gewählt.

Ziel des Projektes ist es Österreichs erste verkehrsflächenintegrierte PV-Anlage zu errichten und diese innovative und neuartige PV-Integrationsart zu analysieren. Im Zuge des Projektes sollen Synergiepotenziale von verkehrsflächenintegrierten PV-System analysiert und weitere Aspekte in Bezug auf die Multiplizierbarkeit des Konzeptes betrachtet werden.

3 Projektinhalt

Das Projekt „solarer Parkplatz Teesdorf“ befasste sich mit der Realisierung der ersten verkehrsflächenintegrierten PV-Anlage in Österreich. Hierfür wurde ein Teil der Parkfläche vor dem Teesdorfer Gemeindezentrum gewählt. Die Realisierung dieses Leuchtturmprojektes an diesem Standort ist durch folgende Faktoren begünstigt worden: Die statische Tragfähigkeit des Daches, ist für eine normale beschwerte PV-Aufdachanlage nicht ausreichend. Zudem weist der Parkplatz eine überwiegende Abendnutzung auf, wodurch tagsüber die Fläche für die photovoltaische Stromerzeugung genutzt werden kann. Aus Forschungsaspekten stellt dies eine aufschlussreiche Konstellation dar, da die Performance bei gleichzeitiger abendlicher Fahrzeugbelastung untersucht werden kann.

Nach durchgeführten Konzeptstudien (Betrachtung der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit) und Marktanalysen erfolgte die Detailplanung im Sommer 2021. Bezüglich der verwendeten Komponenten wird auf Kapitel 5.1.2 verwiesen. Die anschließenden Bauarbeiten (Details dazu siehe Kapitel 5.1.1) konnten am 12.04.2022 mit der Inbetriebnahme der Anlage ohne nennenswerte Verzögerungen (in Anbetracht Erstmaligkeit in Österreich) abgeschlossen werden. Im Anschluss an die Anlageninbetriebnahme konnte das Begleitforschungsprojektes gestartet werden. Dieses befasste sich mit drei Themenschwerpunkten bzw. Arbeitspaketen:

- **Moduldegradation (Kapitel 10)**
Ermittlung der Auswirkung von parkenden Fahrzeugen auf die Zellstruktur und die Degradation der PV-Elemente
- **Simulationsprogramme (Kapitel 11)**
Untersuchung von Simulationsprogramme in Hinblick auf deren Möglichkeit und Genauigkeit verkehrsflächenintegrierte PV simulieren zu können
- **Hitzeinseln (Kapitel 12)**
Untersuchung der „urban Heat Island Mitigation“ von verkehrsflächenintegrierten PV-Elementen im realen Umfeld

Darüber hinaus wurde auch parallel dazu ein Anlagenmonitoring durchgeführt, dessen Ergebnisse in Kapitel 7.2 zu finden sind.

4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Die Ergebnisse und Erkenntnisse des solaren Parkplatzes in Teesdorf veranschaulichen die Herausforderungen bei der Integration von PV-Elementen in Verkehrsflächen auf. Im Projekt konnte die grundsätzliche Machbarkeit eines verkehrsflächenintegrierten PV-Systems aufgezeigt werden. Im Verlauf des Projektes wurden jedoch Material- und Leistungsdegradationen identifiziert die zu fortschreitenden Leistungsreduktionen und Ertragseinbußen geführt haben und auf Verbesserungsbedarf in der Modulfertigung und eine notwendige Qualitätskontrolle für die verwendeten Module hinweisen. Details sind nachfolgenden in einem eigenen Abschnitt zu finden sind. Es sei hier ebenfalls noch erwähnt, dass auch in der Planung und Umsetzung Aspekte nicht oder nicht im Detail betrachtet wurden, denen bei zukünftigen Projekten mehr Bedeutung geschenkt werden soll. Dies ist erstens die Berücksichtigung von Dehnungsfugen für die thermische Ausdehnung der PV-Module in der Planungsphase. Weiters ist auch zu überlegen, ob die Unterkonstruktion, auf welcher die „Platio“-Module platziert wurden, überarbeitet werden soll, da die Kiesschüttung nicht an ihrem Platz blieb, sondern die Zwischenräume in der Unterkonstruktion füllte. Zudem ergeben sich durch die Profilkonstruktion Kabelquetschungen bei nicht korrekt verlegter DC-Verkabelung.

Im Kontext der Multiplizierbarkeit wurden im Arbeitspaket Simulationsprogramme die Programme PV*SOL und PVsyst hinsichtlich ihrer Eignung zur Simulation von verkehrsflächenintegrierten PV-Systemen analysiert (Detail dazu im separaten nachfolgenden Abschnitt) und Empfehlungen für die Ertragsermittlung zukünftiger Projekte abgeleitet.

Die Ergebnisse des Arbeitspakets Hitzeinseln zeigen, dass die PV-Module tagsüber die höchsten Temperatur aufweisen, jedoch durch die geringere Wärmekapazität schneller abkühlen als asphaltierte sowie gepflasterte Flächen und somit im Mittel kühler als Asphaltflächen sind. Aufgrund der festgestellten Probleme sind für zukünftige Projekte mit den Fokus auf der Verringerung von urbanen Hitzeinseln thermische Systeme (Erdsonden oder Flächenkollektoren) den verkehrsflächenintegrierten PV-Systemen zu bevorzugen.

Abschließend ist zu erwähnen, dass bei verkehrsflächenintegrierten PV-Elementen/Modulen noch einige technische Herausforderungen in Bezug auf die Beständigkeit und Langlebigkeit für eine breitere Anwendung bzw. Marktdiffusion

überwunden werden müssen. Aus ökonomischer Sicht sind zudem Hersteller von verkehrsflächenintegrierten PV-Elemente/Modulen durch die in den letzten Jahren deutlich gefallen Modulpreise unter Druck. Dies zeigt sich auch in der geringen Aktivität dieses PV-Segments bzw. den Marktaustritt von einigen Herstellern, die sich nur auf dieses Segment konzentriert haben. Aus derzeitiger Sicht werden kurz- bis mittelfristig mit PV überdachte Parkplätze und PV-Lärmschutzwände die wichtigsten Erzeugungsmöglichkeiten von erneuerbarer Energie im Verkehrssektor sein.

Arbeitspaket Moduldegradationen

Die „Platio“-Module des solaren Parkplatzes in Teesdorf verwenden monokristallines Silizium und ähneln in ihrer Zelltechnologie und im Modulaufbau anderen verkehrsflächenintegrierten PV-Modulen. Unterschiede bestehen vor allem in der Art der Integration (Adaption vs. Integration) in die Verkehrsfläche sowie im Material der Deckschicht (Glas vs. Kunstharz). Es ist jedoch davon auszugehen, dass sich die Ergebnisse und Erkenntnisse dieser Arbeit auf andere verkehrsflächenintegrierte PV-Systeme und PV-Elemente/Module unter Berücksichtigung des Modulaufbaus und der Modulkomponenten übertragen lassen. Die Validierung der Übertragbarkeit der Ergebnisse dieser Arbeit kann jedoch nur anhand von weiteren vergleichbaren Studien an anderen verkehrsflächenintegrierten PV-Systemen durchgeführt werden.

Während des ersten Betriebsjahres wurden Material- und Leistungsdegradationen festgestellt. Zu den Materialproblemen zählen Ablösungen und Delaminationen, die Wassereintritte ermöglichten, was wiederum Zell- und Modulkurzschlüsse verursachte. Die Leistungsprobleme resultieren hauptsächlich aus Zellrissen und -brüchen, die durch die Fahrzeugbelastungen entstehen. Der Energieertrag betrug im ersten Betriebsjahr 10,2 MWh und lag damit 27 % unter den Erwartungen. Auf Modulebene wurden Leistungsverluste von bis zu 43,7 % und auf Stringebene von bis zu 47,8 % festgestellt. Zudem traten offene Bypassdiodenstrecken auf, die Hot-Spots und weitere Ertragsverluste verursachen. Im zweiten Betriebsjahr kam es zu einer weiteren Abnahme der Anlagenleistung.

Für zukünftige Projekte wird empfohlen, Module zu wählen, die nach IEC 61215 geprüft wurden. Dies garantiert jedoch nur die Qualität der getesteten Module, nicht aber der gesamten Produktionscharge. Zusätzlich bilden die Normtest nicht die über den gesamten Zeitraum auftretenden Beanspruchungen auf. Beispielsweise entspricht die UV-Einstrahlung bei den UV-Test in etwa eineinhalb Jahren Exposition in der DACH-Region und ist damit weit unter der erwarteten Lebensdauer der Module. Ergänzend sollten die Prüfverfahren für die mechanische Belastung der Module erweitert werden, um spezifische Belastungen wie Fahrzeugkräfte und dynamische Beanspruchungen zu simulieren. Ein Glas-Glas-Aufbau anstatt des Glas-Folien-Aufbaus der „Platio“-Module mit optimierter

Modulunterkonstruktion würde die Stabilität erhöhen und Zellrisse reduzieren. Alternativ könnten Dünnschichttechnologien auf flexiblen Trägermaterialien Zellbrüche vermeiden und die Produktionskosten senken.

Aktuell existieren keine internationalen oder nationalen Standards für verkehrsflächenintegrierte PV-Systeme, da diese noch in geringer Stückzahl produziert werden. Normen für dieses Marktsegment sind jedoch aufgrund der geringen Größe des Marktes erst mittel- bis langfristig zu erwarten.

Der Hersteller wurde über die festgestellten Probleme informiert und plant Anpassungen, insbesondere bei der Verklebung der Modulkomponenten. Langzeiterfahrungen mit den überarbeiteten Modulen liegen noch nicht vor. Die Untersuchung hebt hervor, dass die Integration von PV-Modulen in Verkehrsflächen eine Vielzahl an Herausforderungen mit sich bringt, die weitere Forschung und technologische Entwicklungen erfordern.

Arbeitspaket Simulationsprogramme

In diesem Arbeitspaket wurden die Simulationsprogramme PV*SOL und PVsyst hinsichtlich ihrer Eignung zur Simulation von verkehrsflächenintegrierten PV-Systemen am Beispiel des solaren Parkplatzes in Teesdorf analysiert. Die Untersuchung zeigt, dass valide Moduldaten für die Projektierung solcher Systeme essenziell sind. Gerade bei Produkten ohne extern validierten Modulangaben ist es ratsam im konkreten Projektfall Moduldaten durch Labormessungen validieren zu lassen.

Die Simulationen ergaben jährliche Erträge, die bei PVSOL um 11,70–12,56 % und bei PVsyst um 15,62 % über den Realertrag lagen, welche jedoch durch Leistungsdegradationen der Module beeinflusst wurden. Unter Ausschluss degradierter Zeiträume reduzierten sich die Abweichungen auf 5,04–5,86 % (PVSOL) und 9,19 % (PVsyst). Dies bedeutet für Projektentwickler, dass basierend auf den Annahmen – dies inkludiert auch gleiche Parametereingaben – und Erkenntnissen dieser Arbeit im ersten Schritt der Planung von verkehrsflächenintegrierten PV-Systemen die simulierten Erträge in PV*SOL um 5,5 % und in PVsyst um 8,4 % reduziert werden sollten. Die wichtigsten festgestellten Unterschiede zwischen den Programmen betreffen:

- **DC- und AC-Erträge:** PV*SOL berechnet höhere DC-Erträge, erzielt jedoch durch höhere Wechselrichterverluste präzisere AC-Werte.
- **MPP-Werte:** Unterschiede resultieren aus verschiedenen Temperaturparametern für die Berechnung der Modultemperatur (Einfluss auf die MPP-Spannung) und Einflussfaktoren wie unterschiedlichen Reflexionsverlusten und Einstrahlungsberechnungen (MPP-Strom).
- **Berechnungsmethoden bei Verschattungen:** PVsyst verwendet Instantanwerte in der Mitte eines Simulationsschritts, PV*SOL berücksichtigt den Worst-Case-Verschattungsfall.

Die Simulationsgenauigkeit beider Programme kann nicht abschließend quantifiziert werden, da Parameter wie Modultemperatur unterschiedlich definiert oder nicht frei einstellbar sind. Zudem fehlen allgemeingültige Aussagen, da nur ein System untersucht wurde und die komplexen Einflussfaktoren nicht vollständig quantifiziert werden konnten.

Für belastbare Ergebnisse in zukünftigen Studien wird empfohlen:

- Verwendung fehlerfreier PV-Module
- Für die erste Analyse ist die Installation der Testanlage an verschattungsfreien Orten zu empfehlen, um die Komplexität zu reduzieren
- Einsatz einer frei konfigurierbaren Umgebung wie pvlib, um die Nachvollziehbarkeit zu erhöhen

Arbeitspaket Hitzeinseln

Die Ergebnisse zeigen, dass die PV-Module im Sommerbetrieb zwar tagsüber hohe Temperaturen erreichen, sich jedoch nachts schneller abkühlen als Asphaltflächen und dadurch potenziell zur Reduktion urbaner Wärmeinseln beitragen können. Gepflasterte Flächen erwiesen sich anhand der Ergebnisse als thermisch günstig, mit konstant niedrigeren Oberflächentemperaturen und geringem Wärmespeicherverhalten über den gesamten Untersuchungszeitraum.

- Die nächtliche Wärmeabgabe der PV-Module ist vorteilhaft für die Reduktion von urbanen Hitzeinseln, auch wenn tagsüber hohe Temperaturspitzen auftreten.
- Meteorologische Faktoren wie Wind und Sonneneinstrahlung beeinflussen die Oberflächentemperaturen stark und sollten in zukünftige Planungen berücksichtigt werden.
- Technische Zustände der PV-Module (z.B. Defekte, Wassereintritt, Degradation) können die Messergebnisse beeinflussen.
- Weitere Studien wären notwendig, um Langzeiteffekte, Extremsituationen und verschiedene Einbausituationen zu untersuchen und die Eignung verkehrsflächenintegrierter PV-Systeme zur Hitzeinsel-Mitigation langfristig zu bewerten.

C) Projektdetails

5 Technische Details des Projektes

In diesem Kapitel werden die technischen Details des Projektes, die Auslegung der Anlage und die wichtigsten verwendeten Fabrikate beschrieben.

5.1 Konzept und Errichtung

Grundsätzliche Überlegungen und Konzeptausarbeitungen zur Errichtung einer verkehrsflächenintegrierten Photovoltaikanlage in Österreich erfolgten bereits im Jahr 2021 in Form zweier Bachelorarbeiten (Erber 2021; Savic 2021). Es erfolgte hierbei eine technische und wirtschaftliche Machbarkeitsanalyse am Beispiel einer rund 100 m² großen Parkplatzfläche vor dem Teesdorfer Gemeindezentrum (Wiener Neustädter Str. 87, 2524 Teesdorf) (siehe Abbildung 1). Mit den Erkenntnissen der Arbeiten entschloss sich anschließend die Gemeinde Teesdorf gemeinsam mit der FH Technikum Wien das Konzept des solaren Parkplatzes umzusetzen. Grund für die Realisierung einer Demonstrationsanlage war erstens (1) die statische Tragfähigkeit des Daches, welche für eine beschwerte PV-Aufdachanlage nicht ausreichend war. Zweitens (2) weist der Parkplatz eine überwiegende Abendnutzung auf, wodurch tagsüber die Fläche für die photovoltaische Stromerzeugung genutzt werden kann. Aus Forschungsaspekten stellt dies eine aufschlussreiche Konstellation dar, da die Performance bei gleichzeitiger abendlicher Fahrzeugbelastung untersucht werden kann. Zur Analyse dieser Punkte wurde ein Begleitforschungsprojekt eingereicht.

Der solare Parkplatz wurde am 12.04.2022 in Betrieb genommen und im August 2022 feierlich eröffnet.



Abbildung 1: Parkplatz vor dem Teesdorf Gemeindezentrum (Gebäude rechts unten) mit den umliegenden Gebäuden; Satellitenbild genordet (Google LLC s.a.)

5.1.1 Errichtungsarbeiten und Aufbau der Anlage

Für die Errichtung des solaren Parkplatzes musste die vorhandene Pflasterung entfernt werden. Abbildung 2a+b zeigen die beiden Parkplatzflächen (Parkplatz Nord und Parkplatz Süd, siehe Abbildung 1) vor dem Gemeindezentrum in Teesdorf. Aufgrund des angrenzenden Gebäudes an der südlichen Parkplatzfläche wurde die nördliche Parkplatzfläche für die Realisierung des solaren Parkplatzes gewählt. Nach Entfernung der vorhandenen Pflasterung und deren Unterbau erfolge die Erstellung eines Betonfundamentes (siehe Abbildung 2c). Damit sollen Absenkungen durch Auswaschungen, wie sie bei gepflasterten Parkflächen vorkommen können, verhindert werden. Lokale Absenkungen hätten für die PV-Module die Folge, dass diese unterschiedlich belastet werden oder durch eine ungünstige Auflage beschädigt werden könnten. In das Betonfundament wurden anschließend Kunststoffprofile (3 x 15 cm) verschraubt, auf welchen anschließend die PV-Module installiert wurden (siehe Abbildung 2d). Jedes PV-Modul liegt auf drei Kunststoffprofilen auf (ein Profil in der Mitte und jeweils zwei an den Rändern). Dadurch soll die Biegebeanspruchung der Module durch die Fahrzeuglast reduziert werden. Durch die Kunststoffprofile wird zudem eine einfachere Verkabelung ermöglicht. Diese hätte andernfalls in den Freilassungen auf der Modulrückseite

erfolgen müssen (siehe Abbildung 7). Weiters wird dadurch eine nachträgliche Anbringung und Verkabelung von Sensoren ermöglicht.

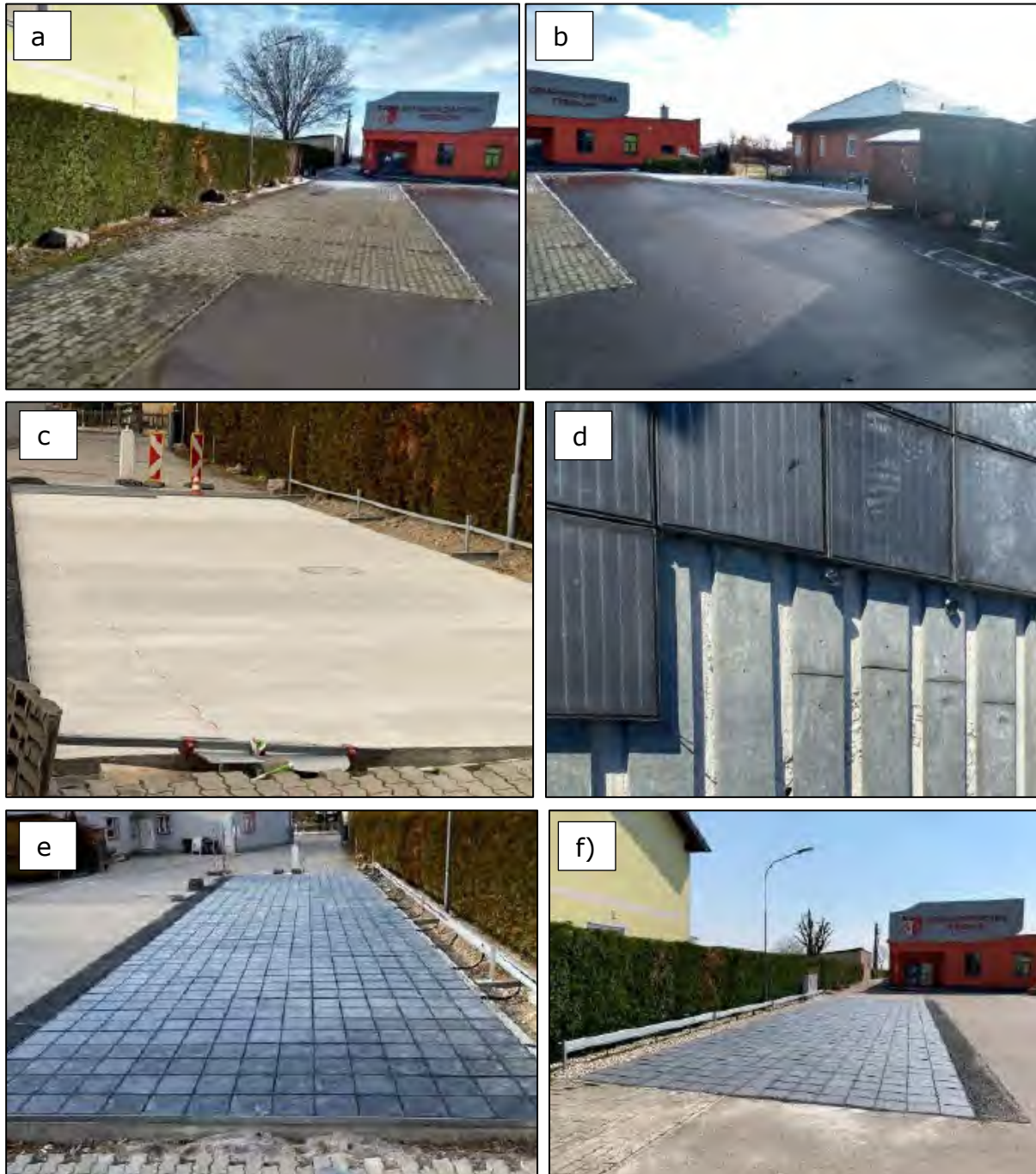


Abbildung 2: Errichtungsschritte des solaren Parkplatzes in Teesdorf; a) Parkplatzfläche vor dem Teesdorfer Gemeindezentrum vor der PV-Integration, b) weitere Parkplatzfläche vor dem Gemeindezentrum mit angrenzenden Gebäuden, c) Betonfundament des PV-Parkplatzes, d) Verlegung der Kunststofffundamente und PV-Module, e) Fertigstellung der Installation der PV-Module, f) fertiggestellter PV-Parkplatz (eigene Darstellungen)



Abbildung 3: Verzahnung der PV-Module ineinander (Innovatív Térburkolatfejlesztő 2021)

Die PV-Module weisen Verzahnungen an den jeweiligen Rändern auf, wodurch sich beim Verlegen der Module einheitliche Abstände ergeben und Verschiebungen während des Betriebes unterbunden werden sollen (siehe Abbildung 3). In den sich ergebenden Spalten kann zudem Regenwasser abfließen. Weiters besteht die Möglichkeit, die PV-Module durch einen Zwischenraum in der Verzahnung, mit der unter den Modulen liegenden Konstruktion zu verschrauben. Dies erfolgte am PV-Parkplatz nur an vereinzelten Stellen, um eine planare Auflage der Module auf den darunterliegenden Kunststoffprofilen sicherstellen zu können.

Nach abgeschlossener Verlegung der 780 PV-Module erfolgte die Anbringung von Metallprofilen an den Anlagenrändern, um eine Verschiebung der Module zu unterbinden. In Abbildung 2e ist, neben den fertig verlegten und eingerahmten PV-Modulen, der Kabelkanal zu sehen, in welchem die Gleichstromkabel zu den Wechselrichtern verlaufen. Abbildung 2f zeigt den fertiggestellten solaren Parkplatz.

Die Abmessungen des solaren Parkplatzes sowie der Aufbau der Schichten (Betonfundament, Kunststoffprofile, PV-Module) sind in Abbildung 4 dargestellt. Die mit PV-Modulen belegte Fläche beträgt 100,6 m².

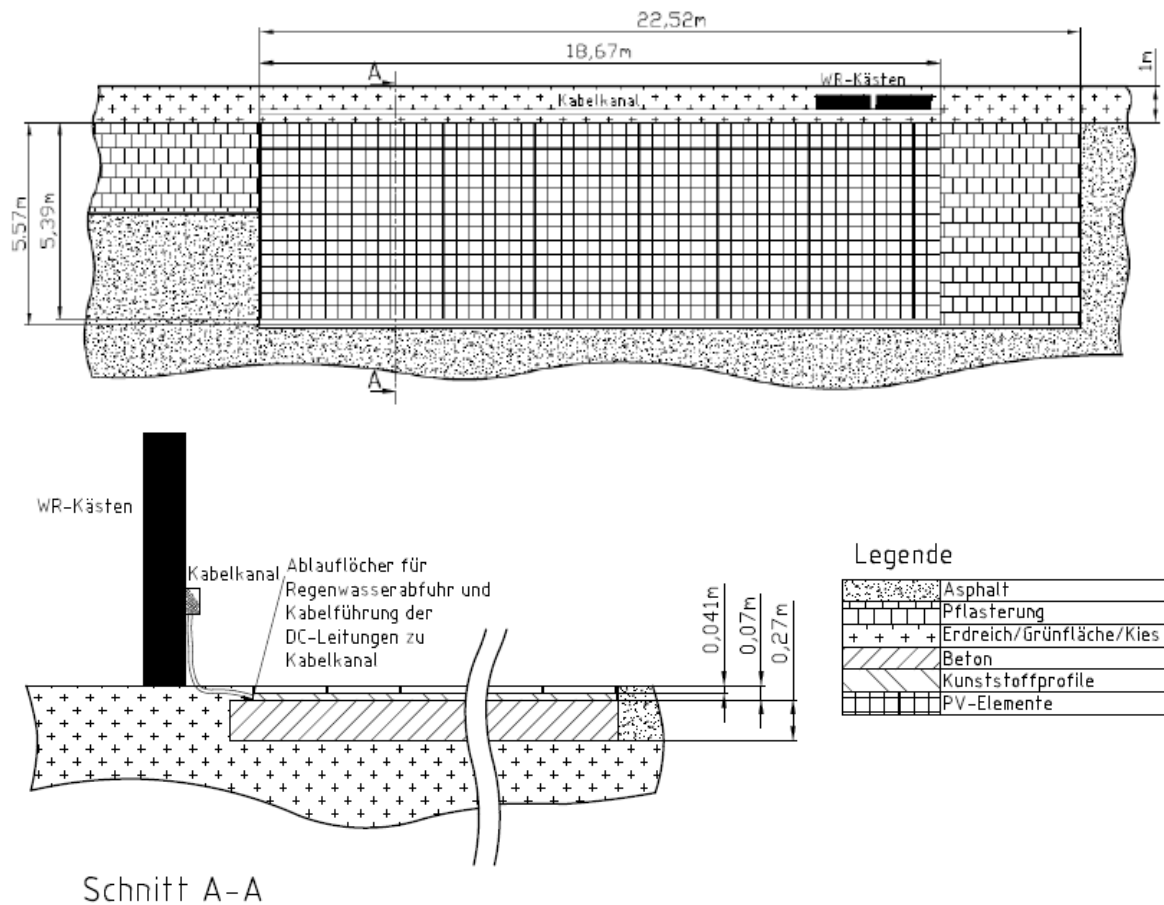


Abbildung 4: Abmessungen des solaren Parkplatzes und Dicke der jeweiligen Schichten (eigene Darstellung)

Die PV-Module wurden zu Strings von 18 bis 20 Module verschaltet, welche je an einen Mikrowechselrichter angeschlossen sind. Die Mikrowechselrichter in den beiden Wechselrichterkästen (WR-Kästen) am Parkplatz sind in Abbildung 5 ersichtlich. Der erzeugte PV-Strom wird zur Bedarfsdeckung im Gemeindezentrum genutzt und Überschüsse werden in das öffentliche Netz eingespeist. Details zu Verschaltung der Module werden in Kapitel 5.1.3 beschrieben.

Nach Abklärung mit dem Hersteller der PV-Module wurde nach der Inbetriebnahme (12.05.2022) noch eine Verfüllung der Zwischenräume zwischen den Modulen mit Basaltsplitt durchgeführt (siehe Abbildung 6). Grund dafür war eine Verbesserung der Kraftverteilung von einwirkenden Belastungen durch Brems- und Lenkvorgänge.

Die an den Errichtungsschritten beteiligten Unternehmen sind in Erber und Savic (2022) aufgelistet.



Abbildung 5: Wechselrichterkästen am solaren Parkplatz in Teesdorf (eigene Darstellung)



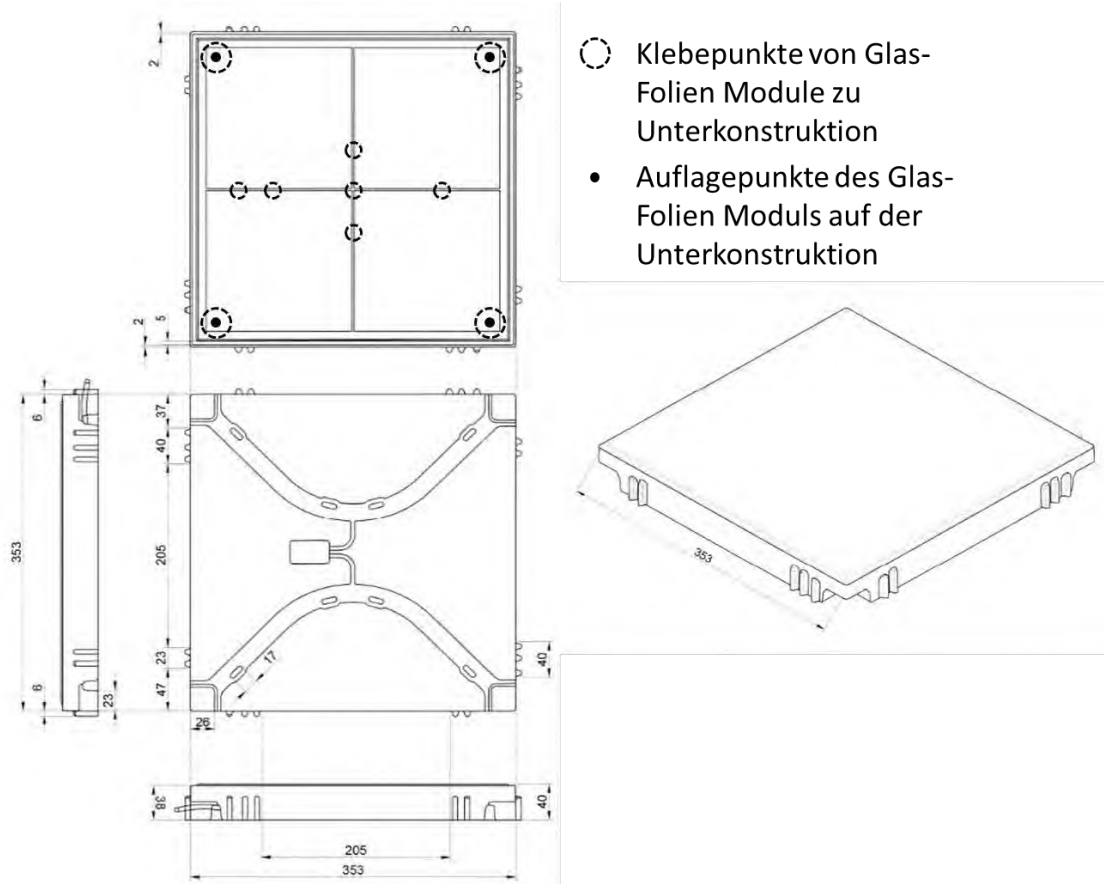
Abbildung 6: Verfüllung der Zwischenräume der PV-Module mit Basaltsplitt (eigene Darstellung)

5.1.2 Verwendete Produkte und Komponenten

In diesem Kapitel werden die PV- und Wechselrichter-Produkte sowie weitere Komponenten beschrieben, welche für die Realisierung des solaren Parkplatzes in Teesdorf genutzt wurden.

5.1.2.1 PV-Module

Wie bereits in Kapitel 10.3.2.1.1 beschrieben, sind am solaren Parkplatz „Platio“-Module der Fa. Innovatív Térburkolatfejlesztő (Platio Solar) verbaut. Die Module haben eine Abmessung von 353 x 353 mm (weitere Abmessungen siehe Abbildung 7). Das Modul besteht aus einem Glas-Folien-Modul, welches mit einer Kunststoffunterkonstruktion bestehend aus LDPE- und HDPE-Copolymeren mit matrixbildendem Material, verklebt ist. Die Punkte, an denen das Glas-Folien-Modul mit der Unterkonstruktion verklebt ist und an welchen das Modul auf der Unterkonstruktion aufliegt, sind in Abbildung 7 eingezeichnet. Der verbleibende Zwischenraum zwischen Modul und Unterkonstruktion ist hohl. Es ist somit eine Durchbiegung des Moduls möglich bevor die Rückseitenfolie auf der Unterkonstruktion aufliegt. Das Modul hat eine Glasscheibe aus gehärtetem Glas mit 10 mm Dicke. Die darunterliegenden vier monokristallinen PV-Zellen sind in EVA eingekapselt. Rückseitig wird eine Rückseitenfolie bestehend aus PVDF-PET-PVDF verwendet (Gassner 2023). Der Querschliff des Glas-Folien-Moduls ist in Abbildung 8 dargestellt. Zur Reduktion von Verschattungsverlusten durch Verschmutzung und verschattenden Objekten (mobil oder stationär) verfügt jedes Element über eine Bypassdiode, welche in der Mitte des Moduls auf einer Leiterplatte angebracht ist.



- Klebepunkte von Glas-Folien Module zu Unterkonstruktion
- Auflagepunkte des Glas-Folien Moduls auf der Unterkonstruktion

Abbildung 7: Abmessungen eines „Platio“ PV-Modules mit eingezeichneten Klebe- und Auflagepunkten, Maße in mm (Innovatív Térburkolatfejlesztő 2021)

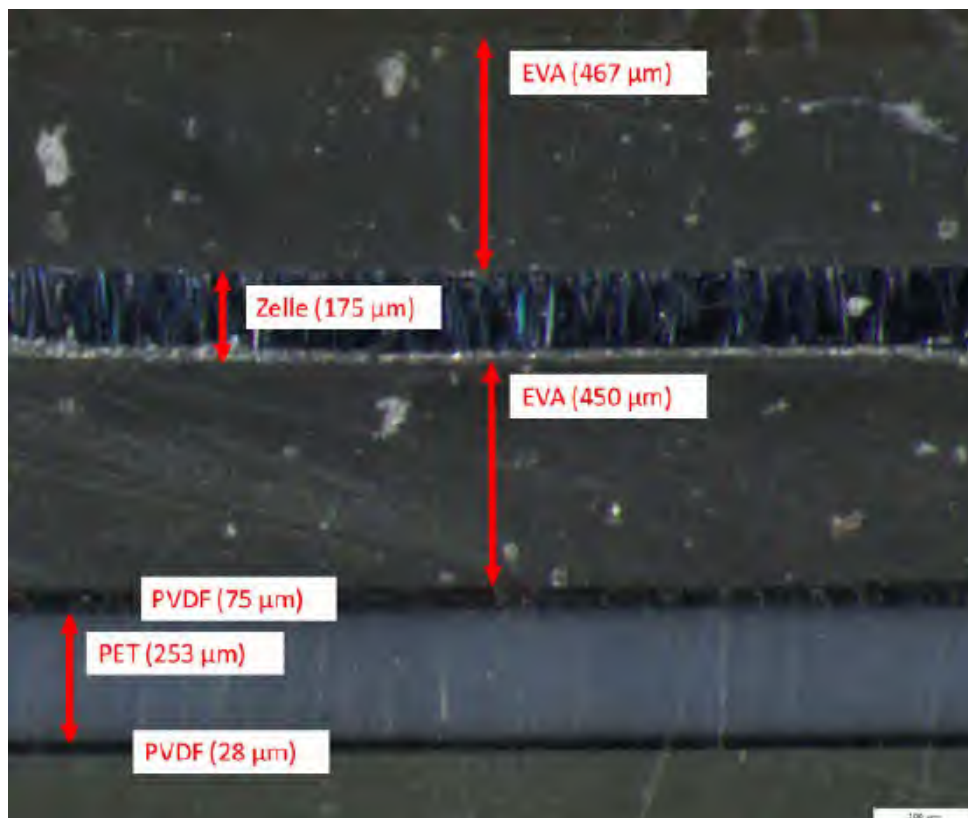


Abbildung 8: Mikroskopbild des Modulquerschliffes mit Benennung der Schichten sowie deren Schichtdicken (Gassner 2024)

Die Modulparameter des in Teesdorf verwendeten „Platio“-Moduls sind in Tabelle 1 zusammengefasst. Die Spannungs-, Strom- und Leistungsangaben unterscheiden sich hierbei von den Angaben aus Tabelle 7. Der Grund dafür ist, dass sich Tabelle 7 auf die aktuelle Datenblattversion und Tabelle 1 auf die Datenblattversion zum Zeitpunkt der Planung und Bestellung bezieht.

Auf der Rückseite weist das „Platio“-Modul Freilassungen zur Verkabelung auf (siehe Abbildung 7). Die Kabel (2,5 mm²) der Module haben keine Stecker und werden mit Verbindern („Scotchlok MGC“) der Fa. 3M verbunden. Diese Verbinders sind in Abbildung 9 ersichtlich. Die Klingen (geöffneter Verbinder, schwarzer Teil) am Oberteil des Produktes schneiden sich in die Isolierung der eingeführten Kabel und stellen eine leitende Verbindung her. Das beim Verpressen der Verbindung austretende Gel (geöffneter Verbinder; weißer Teil) verhindert den Eintritt von Feuchtigkeit.

Tabelle 1: Modulparameter der verwendeten „Platio“-Module (Innovatív Térburkolatfejlesztő 2021)

Technische Daten	Typ	Opal
	Modul-Abmessungen (B x H x T)	353 x 353 x 41 mm
	Glasstärken/Modulaufbau	<ul style="list-style-type: none"> • 6 mm gehärtetes Glas (antirutsch – R12) • EVA¹ • Zelle • EVA¹ • PVDF-PET-PVDF¹
	Gewicht	6,5 kg
	Bypassdioden	1
	Zellen	4 x monokristalline Zellen (Zelltyp nicht angegeben)
	Material der Unterkonstruktion	Recycelter Polymerverbundstoff; LDPE- und HDPE-Copolymer mit matrixbildendem Material
	Maximale Systemspannung	120 V
Elektrische Daten	Maximale Belastung (Radlast)	2.000 kg
	MPP-Leistung P_{MPP}	21,52 Wp
	MPP-Spannung U_{MPP}	2,29 V
	MPP-Strom I_{MPP}	9,39 A
	Leerlaufspannung U_{oc}	2,68 V
	Kurzschlussstrom I_{sc}	9,85 A
	Temperaturkoeffizienten	
	P_{MPP}	- 0,38 %/°C
	U_{oc}	- 0,32 %/°C
	I_{sc}	0,05 %/°C
	Anschlusskabel	2,5 mm ² (blank ohne Stecker)

¹Materialidentifizierung durch Infrarot-Spektroskopie am Österreichisches Forschungsinstitut für Chemie und Technik (OFI) in Wien (Gassner 2023)



Abbildung 9: Verbinder („Scotchlok MGC“ der Fa. 3M) zur Verbindung der „Platio“-Module
(eigene Darstellung)

Nachfolgend sind die Zertifizierungen des „Plaito“-Moduls aufgelistet (Innovatív Térburkolatfejlesztő s.a.). Neben Prüfungen der Rutsch- und Schlagfestigkeit, erfolgten chemische Beständigkeitsprüfungen und auszugsweise Zuverlässigkeitsprüfungen. Zu letzterem muss erwähnt werden, dass die Anwendung der Prüfabläufe grundsätzlich nicht für PV-Module vorgesehen sind und der Nachweis eines beschleunigten Alterungstest zu hinterfragen ist. So sind beispielsweise die Frost-Tau-Prüfung der angewandten EN 10545-12 in einem niedrigeren Temperaturbereich als in der Feuchte-Frost-Prüfung der IEC 61215-2. Prüfungszertifikate nach IEC 61215 oder IEC 61730 liegen nicht vor.

- Rutschfestigkeit
 - DIN 51097 (Prüfung von Bodenbelägen - Bestimmung der rutschhemmenden Eigenschaft - Nassbelastete Barfußbereiche)
 - DIN 51130 (Prüfung von Bodenbelägen - Bestimmung der rutschhemmenden Eigenschaft - Arbeitsräume und Arbeitsbereiche mit Rutschgefahr)
 - EN 13036-4 (Oberflächeneigenschaften von Straßen und Flugplätzen - Prüfverfahren - Verfahren zur Messung der Griffbarkeit von Oberflächen: Der Pendeltest)
- Schlagfestigkeit
 - EN 14617-9 (Künstlich hergestellter Stein - Bestimmung der Schlagfestigkeit)
- Chemische Beständigkeit

- EN ISO 10545-13 (Keramische Fliesen und Platten - Bestimmung der chemischen Beständigkeit)
- Zuverlässigkeitsprüfung (auszugsweise Prüfungen nach Normen)
 - Frost-Tau-Zyklen (EN 10545-12 - Keramische Fliesen und Platten - Bestimmung der Frostbeständigkeit); 100 Frost-Tau-Zyklen (zwischen -5 °C und +5 °C)
 - Enteisungszyklen mit Salzen (EN 1339 - Anhang D - Platten aus Beton - Anforderungen und Prüfverfahren)
 - Hitze-Regen-Zyklen (ETAG 004 - Leitlinie für Europäische Technische Zulassungen für Außenseitige Wärmedämm-Verbundsysteme mit Putzschicht)

5.1.2.2 Wechselrichter

Am solaren Parkplatz in Teesdorf werden 42 „IQ7 Plus“-Wechselrichter der Fa. Enphase Energy verwendet. Die einphasigen Wechselrichter sind, wie bereits im vorherigen Kapitel beschrieben, in den beiden Wechselrichterkästen direkt am Parkplatz verbaut. Hierbei wurden die Wechselrichter abwechselnd mit den drei Drehstromphasen (L1, L2, L3) verbunden, um eine dreiphasige Einspeisung zu realisieren. Die Wechselrichter kommunizieren via Powerline-Kommunikation mit der zentralen Dateneinheit (Gateway) des Herstellers (Enphase Energy 2022). Das Gateway ist im Hauptsicherungskasten im Gemeindezentrum verbaut und sendet die Erzeugungs- und Wechselrichterdaten (Temperatur, Eingangsstrom, Eingangsspannung, Einspeisestrom, etc.) an das Monitoring von Enphase („Enlighten“ genannt), wo sie auch gespeichert werden. Die Parameter des Wechselrichters sind in Tabelle 2 aufgelistet.

Tabelle 2: Wechselrichterdaten des IQ7 Plus (Enphase Energy 2022)

DC-Eingang	Min. / Max. Eingangsspannung U_{dcmin} / U_{dcmax}	16 V / 60 V
	Start-Eingangsspannung $U_{dcstart}$	22 V
	Min. / Max. MPP-Spannung U_{mppmin} / U_{mppmax}	27 V / 45 V
	Max. Eingangsstrom I_{dcmax}	12 A
	Max. Kurzschluss-Eingangsgleichstrom	15 A
	Max. Eingangsleistung P_{dcmax}	440 W
AC-Ausgang	Max. Scheinleistung $S_{ac,max}$	295 W
	Bemessungsleistung $P_{ac,r}$	290 W
	Bemessungsnetzspannung U_{acnom}	230 V
	Max. Ausgangsstrom I_{acmax}	1,28 A
	Max. Wirkungsgrad η_{max}	97,24 %
	Europäischer Wirkungsgrad η_{EU}	96,5 %

Mechanische Daten	Wechselrichtertopologie	Isoliert (Hochfrequenz- Transformator)
	Abmessungen (B x H x T)	212 x 175 x 30,2 mm (ohne Montagehalterung)
	Gewicht	1,08 kg
	Kühlung	passiv

5.1.3 Verschaltung der PV-Module

Wie bereits im vorherigen Kapitel beschrieben, sind die „Platio“-Module am solaren Parkplatz zu Strings von 18 bis 20 Modulen verschaltet. Die Position der Strings, deren Länge und die Zuordnung zu den beiden Wechselrichterkästen sind in Abbildung 10 dargestellt. String 1.1 (X.X = Zuordnung Wechselrichterkasten, fortlaufende Stringnummerierung) besteht beispielsweise aus 20 „Platio“-Modulen und ist mit einem Wechselrichter im Wechselrichterkasten 1 (linker Kasten in Abbildung 5) verbunden. Die Wahl der Stringlänge erfolgte auf Basis des Eingangsspannungsbereiches des Wechselrichters, welcher mit 60 V begrenzt ist (siehe Tabelle 2). Eine Überschreitung des Spannungsbereiches bei 20 Modulen findet erst ab Temperaturen unter -10 °C statt, welche als unwahrscheinlich während der Sonnenstunden angenommen wurde. Zudem wird die Schutzmaßnahme „Schutzkleinspannung“ der OVE E 8101 (2019) (Kapitel 712.414) für Photovoltaikanlagen eingehalten, welche eine Limitierung der Spannung auf maximal 90 V vorschreibt. Die Stringpositionierung erfolgte auf Basis der Parkplatzabmessungen (String 1.17 bis 1.19 entsprechen in etwa einer PKW-Breite) und anhand von Verschattungssimulationen in PV*Sol. So verursacht beispielsweise das angrenzende Gemeindezentrum (siehe Abbildung 1 und Abbildung 2a) und dessen Beschilderung Verschattungen der östlichen PV-Module (String 2.15, 2.15, 2.40-2.42) bei niedrigem Sonnenstand. Daher sind hier mehr Strings mit 20 Modulen vorhanden als auf der gegenüberliegenden Anlagenseite. Ebenfalls ist in Abbildung 10 (unten) der Verkabelungsplan der PV-Module dargestellt. In Summe hat der solare Parkplatz in Teesdorf eine DC-Leistung von 16,8 kWp und eine AC-Leistung von 12,2 kVA

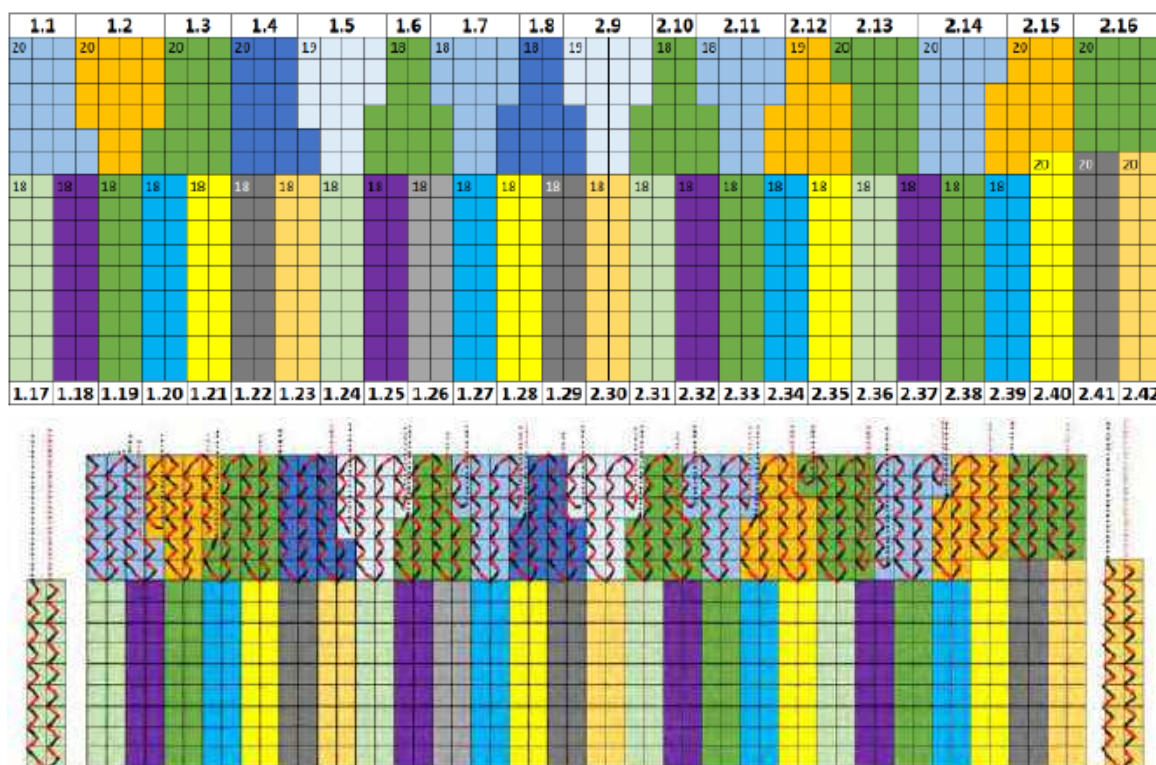


Abbildung 10: Anordnung der Strings sowie Wechselrichterzuordnung und Verkabelungsplan der PV-Module (Lage wie in Abbildung 4) (eigene Darstellung)

6 Kaufmännische Details des Projektes

In der nachfolgenden Tabelle 3 sind die Investitionskosten sowie die Betriebskosten für die Errichtung und das Anlagenmonitoring dargestellt. Die Betriebskosten sind mit 0 € eingepreist, da die bestehenden Erfahrungen zeigen, dass bei ähnlichen Anlagen keine nennenswerten Instandhaltungstätigkeiten anfallen. Weiters wären bei dem bestehenden Parkplatz auch gelegentliche Tätigkeiten notwendig (z.B. Entfernung Laub, Schnee, etc.), diese werden ebenfalls notwendig sein und sind somit nicht direkt durch den solaren Parkplatz verursachte Betriebskosten. Die Projektkosten für Errichtung und Monitoring wurden aus der Muster- und Leuchtrumprojekte-Förderung, finanziellen Mitteln des Landes NÖ (70.000 €; Förderung Raumordnung, Energieförderung und Bedarfszuweisung) und der Gemeinde Teesdorf (34.166,56 €) finanziert. Weiters sind die Kosten des beauftragten Begleitforschungsprojektes dargestellt.

Tabelle 3: Auflistung der Kosten für Anlagenerrichtung und Monitoring sowie Kosten der Begleitforschung (eigene Darstellung)

Errichtung und Monitoring		
Kostenart		Kosten (brutto)
Investitionskosten		
	PV-Materialkosten	
	Kacheln, DC-Verkabelung, Wechselrichter und weitere el. Komponenten	€ 90.984,75
	Unterkonstruktion-Materialkosten	
	PV-Unterkonstruktion	€ 2.398,80
	Umbau bestehender Parkplatz, Herstellung Betonfundament	€ 15.922,45
	Arbeitsaufwand	
	Inbetriebnahme der Anlage	€ 2.885,69
	Monitoringkonzept	€ 6.300,00
	Umbau bestehender Parkplatz	€ 3.477,13
	Herstellung Betonfundament, Vorbereitungsarbeiten, Kabelverlegung, Montage der PV-Kacheln	€ 25.811,31
	Weitere Kosten	
	Monitoringkonzept	€ 1.700,00
	Honorare	€ 4.011,44
Betriebskosten		
	Betriebskosten	€ 0,00
Summe Errichtung und Monitoring:		€ 153.491,56
Begleitforschung		
	Beauftragung durch Klima- und Energiefonds	
	Durchführung der Begleitforschung mit den drei Forschungsschwerpunkten	€ 85.904,00
Summe Begleitforschung:		€ 85.904,00
Gesamtsumme Projekt (Errichtung, Monitoring und Begleitforschung):		€ 239.395,56

7 Monitoring

In diesem Kapitel wird das Monitoringkonzept sowie die Ergebnisse des Anlagenmonitorings beschrieben.

7.1 Konzept

Das Monitoringkonzept umfasst das geforderte begleitende Monitoring. Die PV-Erzeugung des solaren Parkplatzes wird zur Eigenverbrauchsdeckung im angrenzenden Gemeindezentrum genutzt. Überschüssige Erzeugung wird in das öffentliche Stromnetz eingespeist.

Neben dem Herstellermonitoring „Enphase Enlighten“ erfolgte keine weitere externe Datenerfassung der Wechselrichterdaten. Die erfassten Anlagendaten im

Monitoring des Wechselrichterherstellers sind in Tabelle 4 zusammengefasst. Die Anlagendaten liegen in unterschiedlicher Granularität (15 Minutenintervalle und geringer) vor. Für die Auswertung der Monitoringergebnisse und die weitere Verwendung der Daten in den Arbeitspaketen des Begleitforschungsprojektes werden die Zeitreihen in 15 Minutenintervalle vereinheitlicht.

Um Spannungseinbrüche durch Verschattungen (Gebäude oder Fahrzeuge) oder Ausfälle und deren Ursachen nachvollziehen zu können, war eine durch Bewegung auslösende Bildaufnahme geplant. Die Kamera hätte gemeinsam mit dem Messequipment der Begleitforschung im Sommer 2022 installiert werden sollen. Aufgrund von Lieferschwierigkeiten einzelner Komponenten erfolgte die Installation der Kamera sowie der weiteren Messtechnik für die Begleitforschung erst im September 2023. Die Aufnahmen der Kamera werden in einem lokalen Netzwerkspeicher (NAS) abgespeichert und können via verschlüsselten Fernzugriff abgerufen werden.

Tabelle 4: erfasste Anlagendaten im Anlagenmonitoring (eigene Darstellung)

Wechselrichterebene	DC-Strom [A]
	DC-Spannung [V]
	AC-Spannung [V]
	AC-Strom [A]
	Netzfrequenz [Hz]
	Wechselrichtertemperatur [°C]
Anlagenebene	Gesamte PV-Leistung [W]
	Verbrauch (im Gemeindezentrum) [W]

7.2 Ergebnisse

In Abbildung 11 sind die PV-Erzeugung des solaren Parkplatzes sowie der Verbrauch des Teesdorfer Gemeindezentrums, an dessen Hauptverteiler der solare Parkplatz angeschlossen ist, für die drei Betriebsjahre (Beginn mit 13.04.2022) dargestellt. In Bezug auf den PV-Ertrag zeigt sich eine deutliche Abnahme des Ertrages (von 10.569 kWh auf 6.265 kWh) vom ersten Betriebsjahr auf das zweite Betriebsjahr. Die Ursache dafür ist auf auftretende Degradationen und Fehlerarten zurückzuführen. Für weiterführende Details zu diesem Thema sei auf Kapitel 10 verwiesen. Die Reduktion des Anlagenenertrages setzt sich im dritten noch nicht vollständigem Betriebsjahr (2.140 kWh) fort. Der Verbrauch des Teesdorf Gemeindezentrums in den Betriebsjahren beträgt 2.646 kWh (1.Betriebsjahr), 3.272 kWh (2.Betriebsjahr) und 1.707 kWh (3.unvollständiges Betriebsjahr). Durch die im Vergleich zur PV-Erzeugung niedrigen Verbräuche ergeben sich für

die Betriebsjahre niedrige Eigenverbrauchsanteile von 8,60 % (1.Betriebsjahr), 13,95 % (2.Betriebsjahr) und 24,78 % (3.unvollständiges Betriebsjahr) (siehe Abbildung 12). Der Anstieg des Eigenverbrauchsanteil ist durch die abnehmende PV-Erzeugung zu begründen.

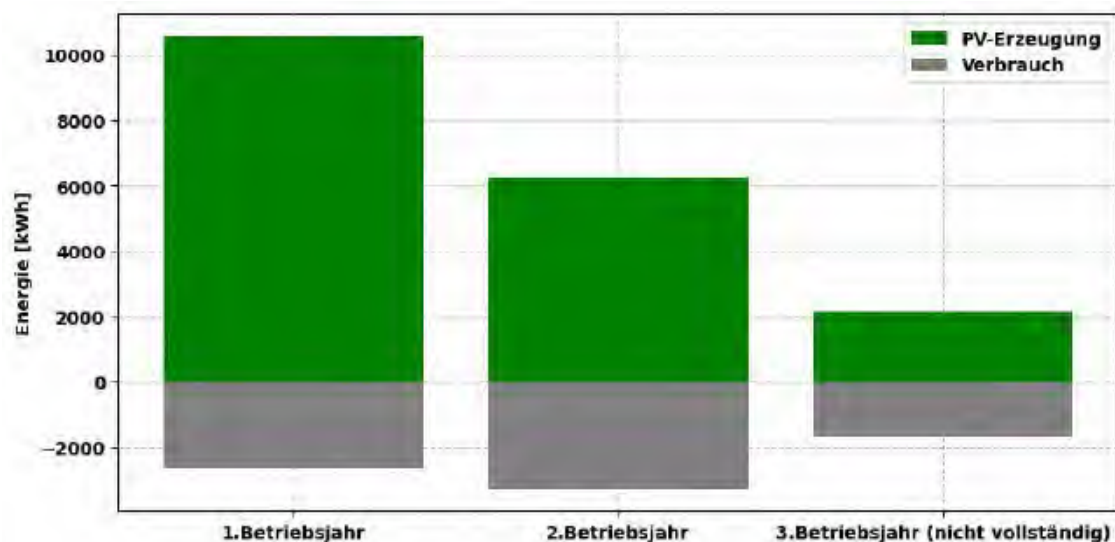


Abbildung 11: PV-Erzeugung des solaren Parkplatzes und Verbrauch des Teesdorfer Gemeindezentrums in den Betriebsjahren (eigene Darstellung)

Die Autarkiegrade sind durch die hohe PV-Erzeugung, im Vergleich zum Verbrauch, höher als die Eigenverbrauchsanteile (1.Betriebsjahr: 34,37 %; 2.Betriebsjahr: 26,71 %; 3.unvollständiges Betriebsjahr: 31,07 %). Im zeitlichen Verlauf zeigt sich eine Abnahme des Autarkiegrades (von 1. auf das 2.Betriebsjahr). Der Autarkiegrad des 3.unvollständigen Betriebsjahres widerspricht dieser Tendenz. Jedoch ist das Betriebsjahr noch nicht abgeschlossen und der überwiegende Verbrauchsanteil in den Wintermonaten noch nicht berücksichtigt und somit nicht repräsentativ für das Betriebsjahr. Der Eigenverbrauch kann jedoch als repräsentativ angesehen werden, da die ertragsarmen Wintermonate nur zu einer geringen Änderung des Eigenverbrauchsanteil führen werden.

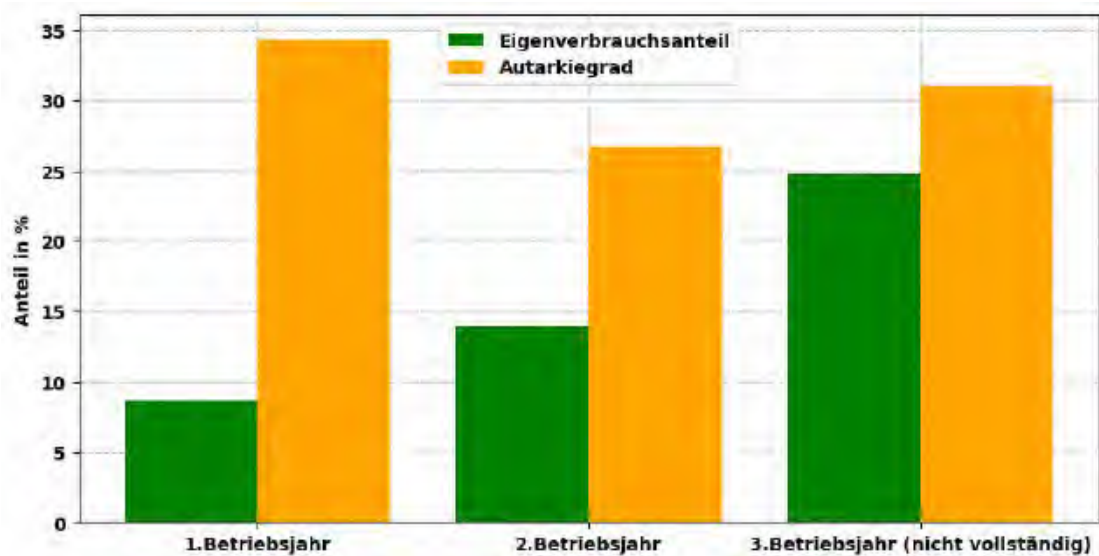


Abbildung 12: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad in den Betreibjahren
(eigene Darstellung)

Die nachfolgende Abbildung 13 zeigt den monatlichen PV-Ertrag und Verbrauch des Teesdorf Gemeindezentrums sowie die Verwendung der Erzeugung bzw. Verbrauchsdeckung auf Monatsbasis im ersten Betriebsjahr. In Abbildung 14 sind die dazugehörigen monatlichen Eigenverbrauchsanteile und Autarkiegrade dargestellt.

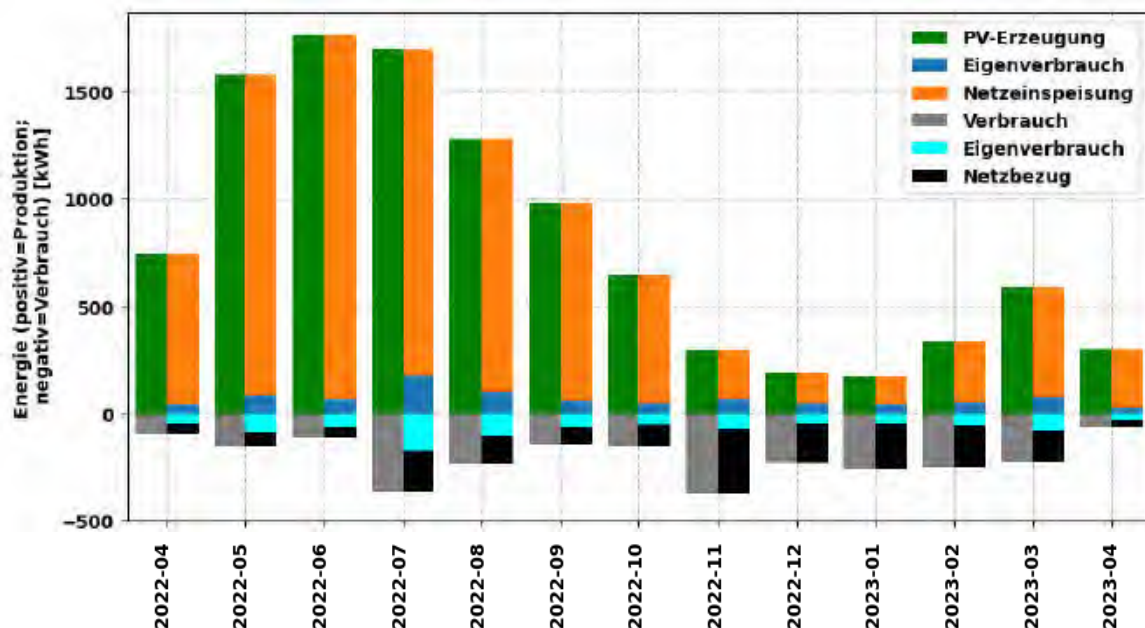


Abbildung 13: PV-Erzeugung des solaren Parkplatzes und Verwendung der Erzeugung (Eigenverbrauch und Netzeinspeisung) sowie Verbrauch des Teesdorfer Gemeindezentrums und des Verbrauchdeckung (Eigenverbrauch und Netzbezug) im ersten Betriebsjahr auf Monatsbasis (eigene Darstellung)

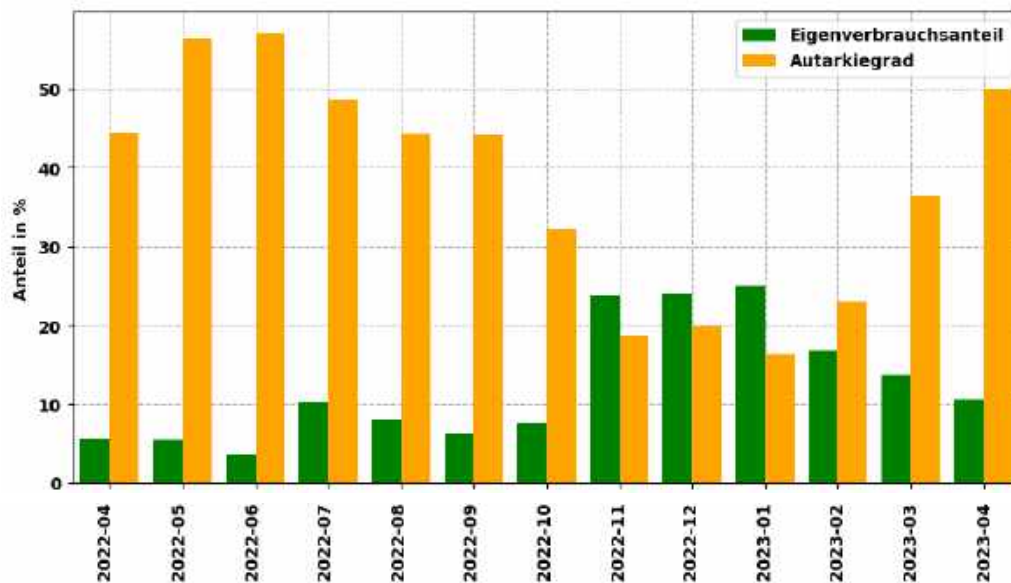


Abbildung 14: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad im ersten Betriebsjahr auf Monatsbasis (eigene Darstellung)

In Abbildung 15 und Abbildung 16 sind die gleichen Daten wie in Abbildung 13 und Abbildung 14 für den gesamten Zeitraum des Monitorings dargestellt.

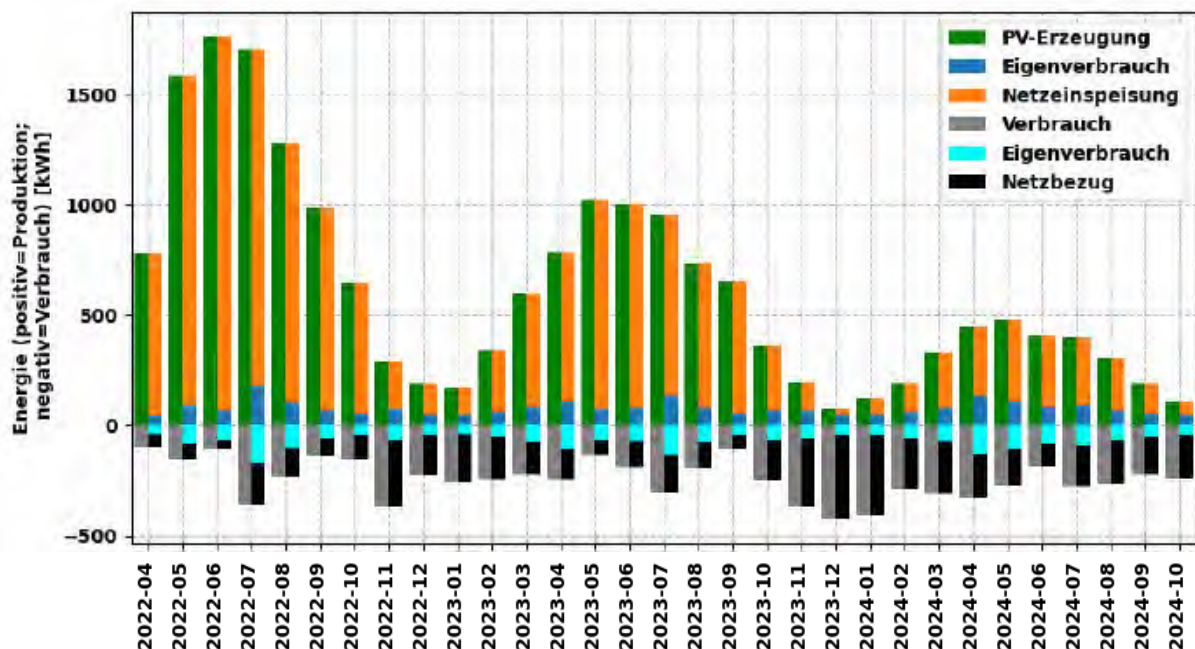


Abbildung 15: PV-Erzeugung des solaren Parkplatzes und Verwendung der Erzeugung (Eigenverbrauch und Netzeinspeisung) sowie Verbrauch des Teesdorfer Gemeindezentrums und des Verbrauchdeckung (Eigenverbrauch und Netzbezug) im gesamten Zeitraum des Monitorings auf Monatsbasis (eigene Darstellung)

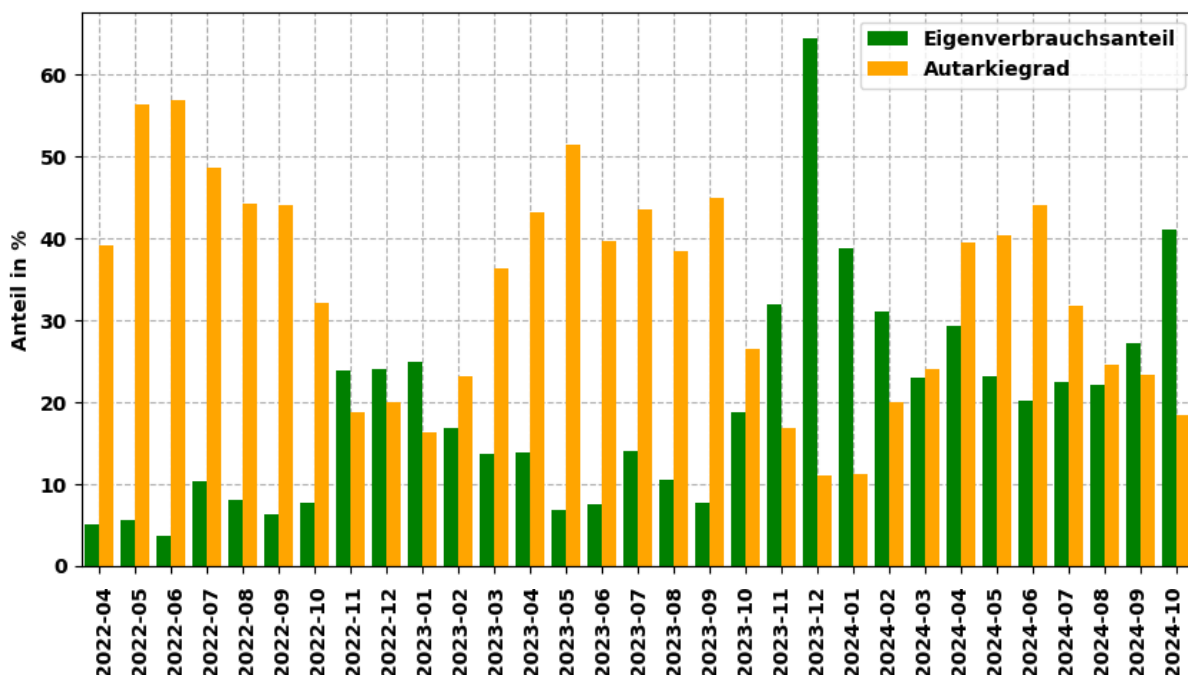


Abbildung 16: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad im gesamten Zeitraum des Monitorings auf Monatsbasis (eigene Darstellung)

8 Arbeits- und Zeitplan

In Abbildung 17 ist der Zeitplan für die Planung und Errichtung des solaren Parkplatzes dargestellt. Im Zeitplan ist ebenfalls die Monitoring- sowie Berichtslegungsphase inkludiert.

Jahr	2021												2022				2023	2024				
Monat	Mär	Apr	Mai	Jun	Juli	Aug	Sep	Ok	Nov	Dez	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Juli-Dez	Jan-Dez	Jan-Aug	Sep	Ok	Nov
Projektmonat	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17-22	23-25	26-28	29	30	31
Einreichung, Planung und Auslegung																						
1.1 Vorplanung der Anlage und Auslegung der Komponenten																						
1.2 Einreichung der Muster- und Leuchtturmprojekte																						
Detaillierung und -planung																						
2.1 Detailplanung der Anlage																						
2.2 Genehmigungen																						
2.3 Auswahl der Komponenten																						
Errichtung																						
3.1 Vorbereitung für Errichtungsarbeiten																						
3.2 Abbau der bestehenden Parkfläche																						
3.3 Bauarbeiten für Unterkonstruktion der PV-Elemente																						
3.4 Verlegung der PV-Elemente und elektrotechnische Arbeiten																						
3.5 Testphase der Anlage																						
Monitoringphase und Abrechnung des Projektes																						
4.1 Test des Monitoringequipments (ohne Kamera)																						
4.2 Datenerfassung																						
4.3 Datenauswertung																						
4.4 Berichterstellung																						

M1.1 war erfüllt, bei erfolgreicher Projekteinreichung.

M2.2 war erfüllt, nach Festlegung der geeigneten Systemkomponenten durch die Projektpartner

M3.5 war erfüllt, als die Anlage störungsfrei einen Zeitraum von mindestens 3 Wochen im Betrieb war.

M4.1 war erfüllt, als die Messinfrastruktur störungsfrei funktionierte und die Datenerfassung mit Fernzugriff gewährleistet ist.

Trampert, M., Erber, A., 2024, PowerShade & Solarer Parkplatz Teesdorf Best Practice für bauwerksintegrierte PV [Poster]. 17. Forschungsforum der österreichischen Fachhochschulen. 17.–18. April, IMC Krems

Erber, A., Grasel, B., Failure Mode Analysis of Austria's First Road-Integrated Photovoltaic System [Poster]. EU PVSEC 2024. 23- 27 September, Austria Center Vienna, 2024. <https://userarea.eupvsec.org/proceedings/EU-PVSEC-2024/3AV.2.51/>.

Erber A. and Grasel B., 'Failure Mode Analysis of Austria's first Road-Integrated Photovoltaic System', *EPJ Photovolt.*, vol. 15, 2024, doi: 10.1051/epjpv/2024038.

A. Erber, 'Fehleranalyse von verkehrsflächenintegrierten Photovoltaikerelementen am Beispiel des solaren Parkplatzes in Teesdorf', Master's thesis, FH Technikum Wien, Wien, 2024. <http://epub.technikum-wien.at/obvftwhsm/9793822>

9.2 Disseminationen

- **Beitrag der FH Technikum Wien**
<https://www.technikum-wien.at/news/sonnenstrom-auf-allen-wegen-fhtw-bachelorarbeiten-als-basis-fuer-ersten-solarparkplatz-oesterreichs/>
- **Diverse Zeitungsbeiträge zur Errichtung des solaren Parkplatzes (auszugsweise Auflistung)**
 - https://www.meinbezirk.at/steinfeld/c-lokales/energie-vom-himmel-am-ersten-solarparkplatz-oesterreichs_a6374763
 - <https://www.noen.at/baden/eroeffnung-innovation-in-teesdorf-erster-solarparkplatz-oesterreichs-teesdorf-photovoltaikanlage-eroeffnung-hans-trink-martin-eichtinger-andreas-kollross-print-333499982>
 - <https://www.kleinregion-ebrechtsdorf.org/index.php/item/133-august-2022-erster-solar-park-platz-oesterreichs-in-der-kem-klar-gemeinde-teesdorf-eroeffnet>
 - https://www.meinbezirk.at/steinfeld/c-lokales/inbetriebnahme-des-ersten-solaren-parkplatzes-in-oesterreich_a5291707

- **PV-Liga Innovationspreis (eNu)**

Niederösterreichweiter Sieger: Marktgemeinde Teesdorf

(Weiter Infos: <https://www.umweltgemeinde.at/innovationspreis-2021>)



- **"Heute For Future"-Award (1. Platz im Themenfeld Gemeinden & Städte)**

(weitere Informationen: <https://www.heute.at/s/das-sind-die-gewinner-des-heute-for-future-awards-100210884>)



- **Young Epcon Award (2.Platz)**

(weitere Infos: <https://www.imh.at/extras/young-epcon-award/young-epcon-award-2022>)



D) Bericht Begleitforschung

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse des Begleitforschungsprojektes zum solaren Parkplatz präsentiert. Das Begleitforschungsprojekt ist in drei Arbeitspakete (Moduldegradation, Simulationsprogramme und Hitzeinseln) gegliedert, die thematisch unabhängig voneinander sind. Daher sind diese in separate Unterkapitel gegliedert und können unabhängig voneinander gelesen werden.

Der Themenschwerpunkt bzw. die Fragestellung der Arbeitspakete sind nachfolgend beschrieben:

- **Moduldegradation**
Ermittlung der Auswirkung von parkenden Fahrzeugen auf die Zellstruktur und die Degradation der PV-Elemente
- **Simulationsprogramme**
Untersuchung von Simulationsprogrammen in Hinblick auf deren Möglichkeit und Genauigkeit verkehrsflächenintegrierte PV simulieren zu können
- **Hitzeinseln**
Untersuchung der „urban Heat Island Mitigation“ von verkehrsflächenintegrierten PV-Elementen im realen Umfeld

10 Arbeitspaket Moduldegradationen

Dieses Kapitel befasst sich mit dem Arbeitspaket Moduldegradationen. Es wird die Relevanz des Themas, die angewandten Methoden sowie der Markt von verkehrsflächenintegrierten Photovoltaik-elementen und Erkenntnissen aus Pilotprojekten beschrieben. Weiters werden die Durchführungsschritte der Fehleranalyse, deren Ergebnisse und Erkenntnisse beschrieben. Abschließend werden basierend auf den Ergebnissen Schlussfolgerungen gezogen.

Es sei hier erwähnt, dass ein Großteil der präsentierten eigenen Methoden und Ergebnisse im Zuge der Masterarbeit Erber (2024) erarbeitet wurde.

10.1 Einleitung und Relevanz

Die Photovoltaik (PV) ist neben der Windkraft die Schlüsseltechnologie für die Dekarbonisierung des Energieversorgungssystems. Sie kann im Vergleich zu den anderen erneuerbaren Energietechnologien in bestehende Strukturen (beispielsweise Gebäude, Lärmschutzwände) und Nutzungsflächen integriert werden, ohne deren Nutzungsart einzuschränken. Durch die Doppelnutzung können einerseits Ressourcen eingespart werden und Synergieeffekte genutzt

werden. Neben der bauwerksintegrierten Photovoltaik werden unter anderem Integrations- bzw. Doppelnutzungsmöglichkeit im Agrarbereich (Agri-PV), Gewässerbereich (Floating-PV) und Verkehrsbereich (Integration in die Fahrzeugkarosserien sowie auf oder über Verkehrsflächen) untersucht. Diese Integrationsansätze stellen für die Realisierung der Photovoltaiksysteme Herausforderungen dar, da einerseits interdisziplinäre Ansätze für die Systemumsetzungen erforderlich sind und andererseits neue Belastungsarten auf die PV-Module wirken können. So müssen beispielsweise PV-Module, welche direkt in die Verkehrsfläche integriert sind, die Belastung des jeweiligen Verkehrs standhalten.

Für den urbanen Raum bieten Verkehrsflächen sowie weitere urbane Strukturen (z. B. Bushaltestellen und weitere offene Überdachungen) ein Potenzial für die PV-Integration. Die Flächeninanspruchnahme von Verkehrsflächen betrug 2022 in Österreich 1.694 km² bzw. 30 % der gesamten Flächeninanspruchnahme (ÖROK 2023). Mit einem Ertrag von 50 - 100 kWh/m² (angelehnt an Shekhar et al. (2018)) ergibt sich ein theoretisches Potenzial von 84 - 170 TWh. Durch die Integration in oder auf Verkehrsflächen könnten bereits hoch versiegelte Flächen mit einem Versiegelungsgrad von 74 % (ÖROK 2023) für die Stromerzeugung genutzt werden, ohne die Funktion der Verkehrsfläche zu beeinträchtigen. Hinsichtlich der Art der PV-Integration bei Verkehrsflächen kann zwischen der genutzten Verkehrsfläche (Gemeindestraße, Landesstraße, Schnellstraße, Parkplatz oder Weg) sowie der Integrationsart unterschieden werden. Bei der Integrationsart ergibt sich die Möglichkeit die Photovoltaik an Lärmschutzwänden sowie über der Fahrbahn anzubringen oder direkt in die Fahrbahnoberfläche zu integrieren (Fraunhofer ISE 2020). Durch die Belastungen des Verkehrs – direkt (durch eine Fahrbahnintegration) oder indirekt (Sogwirkung des Verkehrs) – müssen die verwendeten Module hohe Belastungs- und Sicherheitsanforderungen erfüllen, um die Sicherheit und Funktionalität im täglichen Verkehr zu gewährleisten. Betreffend der verwendeten Modultechnologien hat sich in Projekten der Lärmschutzwandintegration (vgl. ASFINAG s. a.; Kohlhauer GmbH s. a.; Frank Treiber s.a.) sowie der Integration über Verkehrsflächen (vgl. Manfred Haider et al. 2021) gezeigt, dass übliche Modultechnologien (Glas-Folien-Module, Glas-Glas-Module, Leichtbaumodule) verwendet werden können. Für diese Modultechnologien gibt es bereits bewährte Prüfungsstandards (IEC 61215), welche Anforderungen und Prüfverfahren für die Bauteileignung der Module definieren.

Im Bereich der belasteten verkehrsflächenintegrierten Photovoltaik (Straßen, Wege, Plätze) gibt es aktuell keine dafür geeigneten Standards. Dies ist darauf zurückzuführen, dass diese PV-Anwendung – bis auf einige Demonstrator- und Folgeprojekte – derzeit noch keine hohe Verbreitung aufweist. Weiters erfordert die Definition von Anforderungen und Prüfverfahren für die Bauteileignung verkehrsflächenintegrierter PV-Module einen interdisziplinären Ansatz, da Aspekte der Verkehrstechnik (Verkehrssicherheit, Blendung, Rutschfestigkeit) und PV-Technik (elektrotechnische Sicherheit, Modulbelastung, Langzeitstabilität) berücksichtigt werden müssen.

Aufgrund des erforderlichen PV-Ausbaus und der Notwendigkeit die PV-Installationsarten zu diversifizieren, wird es zukünftig notwendig sein, alle PV-Integrationsarten weiter zu erforschen bzw. deren Marktdiffusion voranzutreiben. Weiters können durch die PV-Integration weitere Synergiepotenziale erschlossen werden. Im Bereich der belasteten verkehrsflächenintegrierten Photovoltaik gibt es derzeit wenig bis keine Veröffentlichungen bezüglich möglicher Fehler- und Degradationseffekte dieser PV-Anwendung, welche wiederum die Definition von Anforderungen und Prüfverfahren ermöglichen würde. Aufgrund der Neuartigkeit und Belastung dieser PV-Integrationsmöglichkeit ist jedoch zu erwarten, dass Fehler und Degradation – mit gleicher Art und Ursache wie bei üblichen PV-Modulen oder neuartig – durch die erhöhten Belastungen auftreten werden. Diese müssen für die Entwicklung dieser Technologie und deren Marktdiffusion verstanden und unterbunden werden. Daher ist es Ziel dieser Arbeitspaketes, diese Effekte und deren Ursachen zu analysieren.

10.2 Methodik

Dieses Kapitel dient der Beschreibung der angewandten Methoden dieser Arbeit. Es erfolgt zuerst die Beschreibung der Methodik der Literaturrecherche. Weiters wird auf die Auswahl der Analysemethoden zur Fehleruntersuchung sowie deren Anwendung eingegangen. Im Zuge der Beschreibung der angewandten Fehleranalysemethoden werden die Auswertungsschritte sowie die in dieser Arbeit verwendeten Programme zur Datenauswertung beschrieben.

10.2.1 Literaturrecherche

Die Literaturrecherche erfolgt in drei Schritten sowohl auf Englisch als auch auf Deutsch, um ein breites Spektrum an Fachliteratur abdecken zu können:

- Bereits bekannte Literatur
- Stichwortsuche in Online-Datenbanken (ScienceDirect, Google Scholar, IEEE Explore, Wiley Online Library, Google), Fachverbandspublikationen

(z. B. IEA PVPS-Tasks). Für die Recherche nationaler und internationaler Standards wird die Normendatenbank „Austrian Standards“ verwendet.

Die verwendeten Stichwörter sind nachfolgend in English aufgelistet:

- Road-integrated photovoltaics
- Solar road, solar pavement
- Photovoltaic pavement, photovoltaic road
- Photovoltaic pavement / photovoltaic road failures
- Photovoltaic pavement / photovoltaic road degradations
- Solar roads / solar pavement failures
- Solar roads / solar pavement degradations
- Photovoltaic pavement / photovoltaic road products
- Photovoltaic pavement / photovoltaic road producer/projects
- Photovoltaic pavement / photovoltaic road performance testing
- Photovoltaic pavement / photovoltaic road mechanical load testing
- Photovoltaic pavement / photovoltaic road standards
- Photovoltaic pavement / photovoltaic road reliability
- Schneeballsystem/-recherche

Ausgehend von der Stichwortsuche wird die Literatur hinsichtlich der Relevanz für die Forschungsfrage anhand des Abstracts und der Schlussfolgerung gefiltert. Im nächsten Schritt werden die anhand der Abstracts und Schlussfolgerungen ausgewählten Publikationen vollständig gelesen und nach inhaltlicher Relevanz für die Forschungsfrage erneut gefiltert. Literatur ohne Peer-Review oder Unternehmensangaben ohne externe Validierung werden mittels Analogieschluss durch vergleichbare Daten oder Projektangaben auf Plausibilität überprüft.

Bei Bedarf – geringe Literatur nach den vorherigen Rechschritten – wird anhand der im ersten Schritt gefundenen Publikationen eine Schneeball-Recherche für die Recherche weiterer Literatur durchgeführt. Die Literaturverzeichnisse der bekannten Literatur werden nach weiterer relevanter Literatur ausgewertet.

10.2.2 Auswahl der Fehleranalysemethoden

Basierend auf recherchierten Methoden zur Fehleranalyse werden jene Methoden für die Analyse am Untersuchungsstandort gewählt, welche die folgenden Kriterien erfüllen:

- 1) Die Methoden können bei allen recherchierten verkehrsflächenintegrierten PV-Elementen angewendet werden. Dadurch sollen für zukünftige Untersuchungen vergleichbare Ergebnisse ermöglicht werden.
- 2) Es gibt erwerbliche Produkte oder Messgeräte für diese Methoden oder der Messaufbau kann mit Labormessgeräten (z. B.: lediglich Strom- und Spannungsmessung) aufgebaut werden.

- 3) Die Methoden ermöglichen entweder die Quantifizierung der durch den Fehler bzw. der Degradation verursachten Auswirkung (z. B. Leistungs- und/oder Materialdegradation) oder eine qualitative Aussage über das Fehlerbild, dessen Entstehung bzw. Ursache.

Auf Basis dieser Kriterien werden folgende Analysemethoden gewählt:

- Visuelle Inspektion
- I-U-Kennlinienmessung
- Anlagenmonitoring bzw. Auswertung der Monitoringdaten
- Elektrolumineszenz
- Dunkelkennlinie
- Signalübertragungsmethode zur Detektion und Lokalisierung von Kabelunterbrechungen

Die Thermografie wird für die Analyse nicht verwendet, da die aufgenommenen Thermografiebilder aufgrund der Glasdicke von 10 mm für eine ordnungsgemäße Analyse zu unscharf waren. Darüber hinaus ist Elektrolumineszenz (EL) eine Alternative für die Thermografie zur Erkennung der gleichen und weiterer Fehlerarten, allerdings mit dem Nachteil einer längeren Aufbauzeit und des höheren Hardwareaufwandes (Gleichstromversorgung, Kamera, Laptop).

Die UV-Fluoreszenz wird ebenfalls nicht gewählt, da aufgrund der geringen UV-Exposition (Betriebszeit der Anlage von weniger als zwei Jahren) in einer Testmessung im Oktober 2023 keine brauchbare UV-Fluoreszenz gefunden werden konnte, da die Methode mehr UV-Bestrahlung erfordert (Köntges et al. 2020).

10.2.3 Anwendung der Fehleranalysemethoden und Datenauswertung

Die Ergebnisse der Methoden werden in einem ersten Schritt, nach der Durchführung der jeweiligen Methode bzw. deren Messung, ausgewertet und analysiert (siehe dazu nachfolgende Unterkapitel). Je nach Methoden erfolgte dies qualitativ oder quantitativ. Im zweiten Schritt werden die Ergebnisse der Methoden zusammengeführt, um qualitativ festgestellte Fehler, Ausfälle und Degradationen quantitativ beziffern zu können. Weiters soll daraus auch eine Differenzierung zwischen verschiedenen Fehlerarten und deren jeweiligen Ursachen ermöglicht werden.

Aus den Erkenntnissen der Analysen werden anschließend Verbesserungen formuliert, die in der Weiterentwicklung von verkehrsflächenintegrierten PV-Elementen Berücksichtigung finden sollten.

Die Auswertung der Ergebnisse der gewählten Methoden zur Fehleranalyse erfolgt je nach verwendetem Messgerät und dessen Ausgabeformat(en) (Messdaten, Bilddaten). Für numerische Daten wird im ersten Schritt *Microsoft Excel* zur Aufbereitung und Formatierung der Daten verwendet. Im zweiten Schritt werden die Daten in der Webanwendung *JupyterLab* mit *Python* und den Python-Bibliotheken *Numpy*, *Pandas*, *Scipy* ausgewertet und die Ergebnisse mit *Matplotlib* oder *Seaborn* visualisiert.

Für Bilddaten, welche eine Bildbearbeitung erforderten (z. B. Zusammenfügen von mehreren Einzelbildern sowie deren Bildbearbeitung), wird das Programm *GIMP* verwendet. Die Versionen der beschriebenen Programme und Programmbibliotheken sind im Kapitel *Verwendete Software* zu finden. Die jeweiligen Auswertungsschritte der einzelnen Analysemethoden werden nachfolgend beschrieben.

10.2.3.1 Visuelle Inspektionen

Am solaren Parkplatz in Teesdorf werden in regelmäßigen Abständen (2-3 Monate) oder nach Meldungen aus dem Monitoringsystem visuelle Inspektionen durchgeführt. Auffälligkeiten und Defekte werden anhand von Bildern und der Modulposition in der Anlage dokumentiert. Inspektionschecklisten, wie in Köntges et al. (2014), werden nicht verwendet, da sie für normale PV-Module entwickelt wurde und bei der Anzahl der Module (780) die Daten, die mit einer Checkliste erfasst werden können, in keinem vertretbarem Verhältnis zum Zeitaufwand stehen. Die vom Anlagenbesitzer (Gemeinde Teesdorf) durchgeführten Inspektionen werden ebenfalls in die Analyse einbezogen.

Das aufgenommene Bildmaterial wird zusammen mit der Modulposition im System analysiert, um visuell erkannte Fehler lokalen oder materialbedingten Ursachen zuordnen zu können. Darüber hinaus wird in Kombination mit den quantitativen Methoden analysiert, ob die erkannten Fehlermodi einen Einfluss auf die Leistung der Module und des Strings haben oder reine Materialdegradationen sind.

10.2.3.2 Signalübertragungsmethode zur Detektion und Lokalisierung von Kabelunterbrechungen

Treten während des Analysezeitraums Kabelunterbrechungen in den Strings auf, wird das Signalübertragungsgerät *pVTector* von *photovoltaikbuero* (*photovoltaikbuero* s.a.) zur Ortung der Unterbrechungsstelle eingesetzt. Das Verfahren arbeitet mit zwei unterschiedlichen Frequenzsignalen (Werner et al. 2021) die in den Modulstrang an beiden Polen gegen Erdepotenzial eingekoppelt

werden. Mit einem Empfänger werden die eingespeisten Signale in Audiosignale umgewandelt. Der Strang mit der identifizierten Kabelunterbrechung wird mit einem Audioempfänger (wandelt elektromagnetisches Signal in Audiosignal um) abgegangen und dort, wo das Audiosignal die Frequenz wechselt, ist die Kabelunterbrechung lokalisiert.

10.2.3.3 I-U-Kennlinienmessungen

Um Veränderungen der Modulleistung quantifizieren zu können, erfolgte die Messung der I-U-Kennlinien ausgewählter „Platio“-Module nach der Anlagenerrichtung im Mai 2022 und dem ersten Betriebsjahr im Mai 2023. Da der Spannungsbereich (bis 2,6 V) eines „Platio“-Moduls (siehe Parameter in Tabelle 1) für übliche Kennliniengeräte zu gering ist, erfolgte die Messung der Module eines Strings nach IEC 60904-1 unter STC-Bedingungen in einem Sonnensimulator am Austrian Institute of Technology (AIT) in Wien. Der hierfür ausgewählte String am solaren Parkplatz ist String 2.40, da aufgrund seiner Lage davon ausgegangen wird, dass dieser im Laufe der Betriebszeit häufigen Fahrzeugbelastungen ausgesetzt ist. Ebenfalls erfolgte die Erstcharakterisierung (Leistungsmessung) der „Platio“-Module (20 Stück) der Referenzanlage (siehe dazu Abbildung 72).im Sonnensimulator

Weiters wurde nach dem ersten Betriebsjahr am 25.Mai 2023 eine Kennlinienmessung aller Strings durch eine Messung vor Ort durchgeführt. Hierfür wurde das Kennlinienmessgerät HT I-V-400 (HT Instruments 2009b) verwendet . Eine Vor-Ort-Messung nach der Inbetriebnahme war nicht möglich, da das Gerät zu diesem Zeitpunkt repariert und kalibriert wurde.

In Abbildung 19 sind die Auswertungsschritte für die Kennlinienmessungen samt Inputdaten und Analyseschritte dargestellt. Die Prüfberichte der Messungen am AIT werden hinsichtlich der Kennlinienparameter (I_{MPP} , U_{MPP} , I_{SC} , U_{OC} , P_{MPP} , FF) ausgewertet, mit dem Datenblatt verglichen und deren Abweichungen analysiert. Auf Basis der Veränderung der Modulleistung lassen sich die Degradationsraten der vermessenen Module im ersten Betriebsjahr ableiten (siehe Formel (10-1)). Weiters werden die vom AIT zur Verfügung gestellten Rohdaten (Exceldatei) der Modulkennlinien verwendet (Krametz 2023). Nach dem Datenimport und der Datenaufbereitung in Python erfolgt die grafische Darstellung der Modulkennlinien zur qualitativen Analyse. Auf die Ermittlung von Parametern aus der Kennlinie, wie den Serien- und Parallelwiderstand, wird verzichtet, da aus dem Verlauf der Kennlinie auch die Veränderung dieser ersichtlich ist. Die Rohmessdaten werden

im nächsten Schritt über 500 Datenpunkte gemittelt. Im Anschluss erfolgt die Berechnung neuer Kennlinienpunkte mit einheitlichem Intervall der Stromwerte (10^{-6} A) für alle Modulkennlinien mittels Interpolation mit *Scipy*. Die Modulkennlinien des String 2.40 werden zu einer Stringkennlinie für die Jahre 2022 und 2023 zusammengefügt (Addition der Modulspannungswerte bei gleichem Stromwert, aufgrund der Serienschaltung). Damit wird eine qualitative Analyse der Stringkennlinie und die Berechnung der Degradationsrate von String 2.40 ermöglicht.

$$d_n = \frac{P_{n,MPP_M}(t_2) - P_{n,MPP_M}(t_1)}{P_{n,MPP_M}(t_1)}$$

mit d_n : Degradationsrate des n-ten Moduls bzw. n-ten Strings
im Zeitraum t_1 bis t_2 [%] (10-1)

$P_{n,MPP_M}(t)$: gemessene MPP-Leistung des n-ten Module
bzw. n-ten Strings zum Zeitpunkt t [W]

Die mit dem I-V 400 vermessenen Stringkennlinien (Exceldatei) werden ebenfalls in Python importiert und aufbereitet. Im ersten Schritt erfolgt die qualitative Analyse der Stringkennlinien sowie die Berechnung der Kennlinienparameter (I_{MPP} , U_{MPP} , I_{SC} , U_{OC} , P_{MPP} , FF). Bei der Stringkennlinie von String 2.40 wird eine vereinfachte STC-Korrektur¹ durchgeführt und mit der Stringkennlinie der AIT-Messung grafisch validiert. Die angewandte STC-Korrektur wird im nachfolgenden Kapitel 10.2.3.3.3 beschrieben. Nach Validierung des vereinfachten Korrekturverfahrens erfolgt die STC-Korrektur aller gemessenen Stringkennlinien. Diese wird anschließend für die Validierung der angewandten vereinfachten STC-Korrektur der Monitoringdaten verwendet. Die Schritte der Auswertung der Monitoringdaten und die für diese Daten angewandte STC-Korrektur sind im nachfolgenden Kapitel 10.2.3.4 beschrieben.

In den nachfolgenden Unterkapiteln (Kapitel 10.2.3.3.1 und 10.2.3.3.2) wird auf weitere Details der beiden Kennlinienmessungen (Modul- und Stringebene) eingegangen.

¹ Die in IEC 60891 (2021) beschriebenen Korrekturverfahren können nicht angewendet werden, da die Korrekturparameter für die Verfahren 1,2 und 4 nicht bekannt und aufgrund nur einer aufgenommenen Kennlinie nicht berechenbar sind. Verfahren 3 erfordert die Messung mehrerer Kennlinien und ist daher ebenfalls für diese Arbeit nicht anwendbar.

10.2.3.3.1 Messung der Modulkennlinien nach IEC 60904-1

Die Messungen der Module des Strings 2.40 und der Referenzmodule der Dachanlage erfolgte am Austrian Institute of Technology (AIT) (Standort Giefinggasse 2, 1210 Wien) unter STC-Bedingungen. Sie wurden nach IEC 60904-1 Ed.3.0 in einem gepulsten Sonnensimulator (Mehrfachblitzverfahren) der Klasse A+A+A+ durchgeführt (Ujvari 2022; Ujvari 2023). Die Messungen für die Erstcharakterisierung fanden am 04.05. und 05.05.2022 statt (String 2.40 und Referenzmodule der Dachanlage). Am 23.05.2023 erfolgten die Vermessung bzw. Charakterisierung der Module nach dem ersten Betriebsjahr. Hier wurden nur die Module von String 2.40 vermessen, da zu diesem Zeitpunkt die Dachanlage noch nicht errichtet und somit keinen wetterbedingten Belastungen ausgesetzt war. Die Module der Referenzanlage wurden nach etwa einem Jahr Wetterexposition am 25.09.2024 charakterisiert. Die Messunsicherheit der Kennlinienmessung beträgt für I_{SC} $\pm 1,62\%$, für U_{OC} $\pm 0,16\%$ und für P_{MPP} $\pm 1,81\%$ (bezogen auf den Messwert) (Ujvari 2022; Ujvari 2023).

10.2.3.3.2 Messung der Stringkennlinien vor Ort

Für die Messung der Stringkennlinien am 22.05.2023 wurde das Kennlinienmessgerät I-V-400 von HT Instruments verwendet. Mit der Doppelreferenzzelle HT304 und einem PT100 Fühler erfolgte die Erfassung der Einstrahlung und Modultemperatur durch das I-V-400. Da die Modulrückseitentemperatur aufgrund des Modulaufbaus nicht messbar ist, wurde die Temperatur auf der Modulvorderseite erfasst. Der PT100 Fühler wurde für die Kennlinienmessungen an einem Modul des Strings 2.16 (für die Messung von 2.16 wurde ein Modul von String 2.15 verwendet) angebracht (siehe Kapitel 5.1.3). Um eine einstrahlungsbedingte Temperaturüberhöhung zu unterbinden, wurden der PT100 von direkter Sonneneinstrahlung abgeschirmt.

Die Kalibrierung des I-V-400 erfolgte durch den Hersteller am 13.12.2022. Die Messwertbereiche und Messgenauigkeiten des Kennliniengerätes und der verwendeten Referenzzelle sind in Tabelle 5 aufgelistet.

Tabelle 5: Messwertbereiche, Auflösung und Genauigkeit des I-V-400 und der Referenzzelle HT304 (HT Instruments 2009b; HT Instruments 2009a)

Messwert	Bereich	Auflösung	Genauigkeit
Spannung	5 ÷ 999 V	0,1 V	$\pm 1\%$ Ablsg. + 2 Digit
Strom	0,1 ÷ 10 A	0,01 A	$\pm 1\%$ Ablsg. + 2 Digit
Leistung	50 ÷ 9.999 W	1 W	$\pm 1\%$ Ablsg. + 6 Digit

Einstrahlungsstärke	$1 \div 100 \text{ mV}$	$0,1 \text{ mV}$	$\pm (1 \% \text{ Ablsg.} + 5 \text{ Digit})$
- Referenzzelle (HT304)	$50 \div 1.400 \text{ W/m}^2$	-	$\pm 3 \% \text{ vom Messwert}$
Temperatur (PT100)	$-20 \div 100 \text{ }^{\circ}\text{C}$	$0,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$	$\pm (1 \% \text{ Ablsg.} + 1 \text{ }^{\circ}\text{C})$

10.2.3.3.3 Vereinfachte STC-Korrektur der gemessenen Stringkennlinien

Die vereinfachte STC-Korrektur der gemessenen Stringkennlinien erfolgt auf Basis der wichtigsten Einflussfaktoren auf die Kennlinie mit Formel (10-2) und (10-3). Sie berücksichtigt die Temperaturabhängigkeit der Modulspannung und den linearen Einfluss der Einstrahlung auf den Strom. Der Temperatureinfluss auf den Strom wird vernachlässigt. Anhand der STC-korrigierten Stringkennlinien wird der MPP des jeweiligen Strings ermittelt.

$$U_{n,c} = \frac{U_{n,M}}{(1 + \alpha \cdot (T - T_{STC}))}$$

- mit $U_{n,c}$: STC-korrigierte Spannungswerte der Kennlinie [V]
 $U_{n,M}$: gemessenen Spannungswerte der Kennlinie [V]
 α : Temperaturkoeffizient der Leerlaufspannung
 (-0,32 %/K, siehe Tabelle 1)
 T : gemessene Modultemperatur [$^{\circ}\text{C}$]
 T_{STC} : Modultemperatur unter STC (25 $^{\circ}\text{C}$)

(10-2)

$$I_{n,c} = I_{SC_M} \cdot \left[\left(\frac{E_{STC}}{E_M} \right) - 1 \right] + I_{n,M}$$

- mit $I_{n,c}$: STC-korrigierte Stromwerte der Kennlinie [A]
 I_{SC_M} : gemessene Stromwerte der Kennlinie [A]
 $I_{n,M}$: gemessenen Stromwert der Kennlinie [A]
 E_{STC} : Einstrahlung unter STC (1000 W/m^2)
 E_M : gemessene Einstrahlung [W/m^2]

(10-3)

10.2.3.4 Auswertung des Anlagenmonitorings

Die Auswertung des Anlagenmonitorings erfolgt in mehreren Schritten und verwendet neben dem Wechselrichtermonitoring („Enphase Enlighten“ der Fa. Enphase) zwei weitere Datenquellen. Der Ablauf der Auswertung ist in Abbildung 20 grafisch dargestellt. Aus der Monitoringplattform „Enlighten“ werden für alle 42 Strings die AC-Leistung, die DC-Spannung und der DC-Strom im Zeitraum vom 12.04.2022 bis 31.12.2023 als Exceldateien exportiert. Anschließend erfolgen der

Datenimport und die Datenaufbereitung in Python. Da die DC-Parameter im Vergleich zur AC-Leistung keine konstanten Aufzeichnungsintervalle (kleiner als 15 Minuten) aufweisen, werden für diese 15-Minutenmittelwerte berechnet und daraus die DC-Leistung ermittelt. Die DC-Parameter entsprechen den MPP-Parametern (MPP-Strom und MPP-Spannung) der Strings. Anschließend werden in dem Betrachtungszeitraum Schönwettertage (Clear-Sky-Tage) ausgewählt. Diese werden für die Analyse des zeitlichen Leistungsverlaufes und der Anwendung eines Temperaturmodells (eingeschwungener thermischer Zustand) benötigt.

Die Auswahl erfolgt erstens durch Filterung der Leistungsdaten – Tage mit ausschließlich positiven Leistungsgradienten bis 12:00 Uhr – und zweitens durch visuelle Kontrolle. Der für diese Filterung genutzte String ist 1.1, da dieser in den Wintermonaten die geringste Verschattung aufweist und eine geringe Verschattung durch Fahrzeuge zu erwarten ist. Im Anschluss wird die Leistung aller Strings an den Clear-Sky-Tagen auf Abweichungen sowie Auffälligkeiten analysiert und gegebenenfalls Tage aus der Auswahl entfernt.

Da zum Zeitpunkt der Anlagenerrichtung noch keine Wetterstation am Parkplatz in Teesdorf installiert war, werden Wetterdaten (Globalstrahlung, Lufttemperatur und Niederschlag) von der zum Anlagenstandort nächst gelegenen GeoSphere Austria-Wetterstation verwendet. Die Daten werden für den Wetterstationsstandort Gumpoldskirchen aus dem GeoSphere Austria Data Hub (GeoSphere Austria s.a.) mit einem Intervall von 10 Minuten als Exceldatei exportiert. Im Anschluss erfolgen der Datenimport und die Datenaufbereitung in Python. Für einheitliche Datenintervalle werden aus den Daten 15-Minutenmittelwerte berechnet.

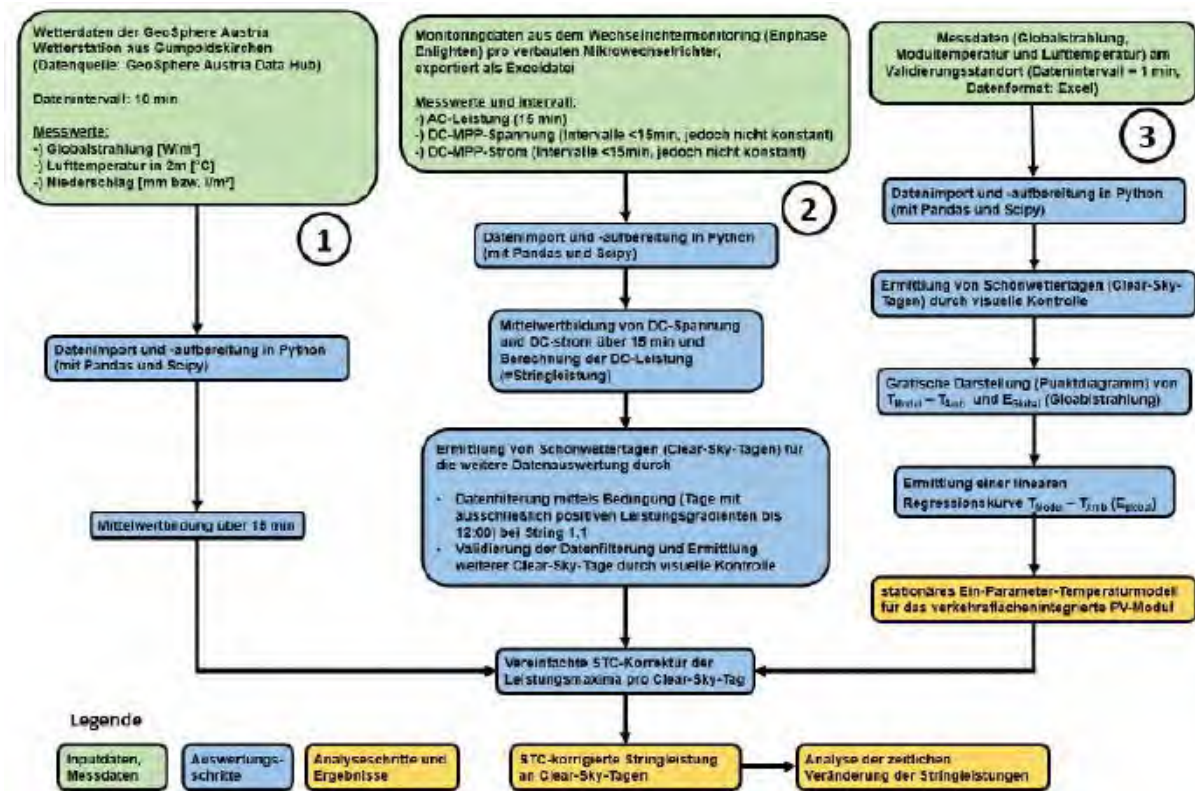


Abbildung 20: Ablaufdiagramm der Auswertung des Anlagenmonitoring (eigene Darstellung)

Da zu erwarten ist, dass verkehrsflächenintegrierte PV-Module ein anderes Temperaturverhalten (trägeres Verhalten aufgrund höherer Wärmekapazität) als Standard-PV-Module aufweisen, wird ein stationäres Ein-Parameter-Temperaturmodell entwickelt. Dafür werden Messdaten der Hardware-Validierung des Begleitforschungsprojektes zum solaren Parkplatz verwendet. Der Messaufbau und die verwendete Hardware werden im nachfolgenden Kapitel 10.2.3.4.1 näher erläutert. Die Messdaten (Globalstrahlung, Modulrückseitentemperatur und Lufttemperatur) werden als Exceldatei aus dem Datenlogger exportiert und in Python zur Datenaufbereitung importiert. Der Betrachtungszeitraum ist der Septembermonat 2023. Auf Basis der Globalstrahlung werden, wie bei den Monitoringdaten, Clear-Sky-Tage für die weiteren Auswertungsschritte durch visuelle Datensichtung ermittelt. Die gewählten Tage werden im weiteren Schritt in einem Punktdiagramm grafisch dargestellt ($T_{\text{Modul}} - T_{\text{Amb}}$ auf der Ordinate und E_{Global} auf der Abszisse). Für einen zu bestimmenden Tageszeitraum (mindestens bis 12:00 Uhr) wird eine lineare Regressionskurve ermittelt. Die Parameter (Steigung und Offset) der Regressionskurve werden für die Erstellung des einstrahlungsabhängigen stationären Temperaturmodells verwendet (siehe Formel (10-4)).

$$T_{Modul} = T_{Amb} + k \cdot E_{Global} + d$$

- mit T_{Modul} : Modultemperatur [°C]
 T_{Amb} : Lufttemperatur [°C]
 k : Steigung der Regressionskurve [°C·m²/W]
 d : Offset der Regressionskurve [°C]
- (10-4)

Mithilfe des erstellten Temperaturmodells, der GeoSphere Austria Wetterdaten und den Monitoringdaten wird eine STC-Korrektur der Leistungsmaxima an den ermittelten Monitoring-Clear-Sky-Tagen durchgeführt. Die vereinfachte Korrektur erfolgt, ähnlich wie die in Kapitel 10.2.3.3.3 beschriebene STC-Korrektur mit Formel (10-5). Anzumerken ist hierbei noch, dass das Globalstrahlungsmaximum nicht zum exakt gleichen Zeitpunkt des DC-Leistungsmaximums berechnet wird, da sich aufgrund lokaler Unterschiede (Distanz zwischen GeoSphere Austria-Wetterstation und Parkplatz) Abweichungen (standortlokale Verschattung durch Wolken) ergeben können.

$$P_{MPP_STC} = \frac{P_{MPP_M} \cdot \left(\frac{E_{STC}}{E_M}\right)}{(1 + \gamma \cdot (T_{Modul} - T_{STC}))}$$

- mit P_{MPP_STC} : Stringleistung bei STC (Einstrahlung und Temperatur) [W]
 P_{MPP_M} : Leistungsmaximum des Clear-Sky-Tages [W]
 E_{STC} : Einstrahlung bei STC (1000 W/m²)
 E_M : Einstrahlungsmaximum des Tages [W/m²]
 γ : Temperaturkoeffizient der MPP-Leistung
 (-0,38 %/K, siehe Tabelle 1)
 T_{Modul} : Modultemperatur (ermittelt mit Formel XXX)
 T_{STC} : Modultemperatur unter STC (25 °C)
- (10-5)

Eine STC-Korrektur des Spektrums wird nicht durchgeführt, da hierfür keine Daten vorliegen.

Die STC-korrigierten Stringleistungen werden im Anschluss mit den STC-korrigierten Kennlinienmessungen (siehe Abbildung 19) validiert. Zudem wird für MPP-Strom und MPP-Spannung zum jeweiligen Leistungsmaximum des Clear-Sky-Tages eine STC-Korrektur mit Formel (10-2) und (10-3) durchgeführt. Im weiteren Schritt erfolgt die Analyse der zeitlichen Veränderung der Stringleistungen. Um zeitliche Leistungsschwankungen auf Verschmutzungen oder Selbstreinigung durch Regen zurückführen zu können, wird die Regenmenge des Clear-Sky-Tages (bis zum Einstrahlungsmaximum) inklusive der zwei vorherigen Tage berechnet. Die STC-korrigierten MPP-Spannungen und -Ströme werden verwendet um das

Temperaturverhalten (beeinflusst primär die Spannung) und Einflüsse von Verschmutzung und Zellrissen (beeinflusst primär den Strom) analysieren zu können.

10.2.3.4.1 Messaufbau und verwendete Messgeräte für die Erstellung des stationären Ein-Parameter-Temperaturmodells

In Abbildung 21 ist der Messaufbau für die Messdatenerfassung, welcher für die Erstellung des stationären Ein-Parameter-Temperaturmodells verwendet wird, dargestellt. Der Messaufbau besteht aus einer Wetterstation des Begleitforschungsprojektes zum solaren Parkplatz mit folgenden Messgebern:

- 1 x Hygro-Thermogeber für die Messung der Luftfeuchte und -temperatur (PT100-Fühler mit einer Genauigkeit von $\pm 0,1$ K (Adolf Thies GmbH & Co. KG s. a.))
- 1 x Schallkreuzanemometer zur Windgeschwindigkeitsmessung (nicht für Auswertung genutzt)
- 1 x Pyranometer zur Messung der Globalstrahlung (Genauigkeit: ± 8 % des Messwertes ± 10 W/m² (Delta-T Devices Ltd 2019))



Abbildung 21: Messaufbau für die Erstellung des stationären Ein-Parameter-Temperaturmodells (eigene Darstellung)

Weiters wird ein Temperaturfühler zur Messung der Modultemperatur am Backsheet eines „Platio“-Moduls (PT100-Fühler Klasse B mit Schutzrohr \varnothing 4mm) angebracht. Das Modul wird dazu seitlich aufgefräst, um den Fühler auf der Oberfläche des Backsheets anbringen zu können.

Zur Vollständigkeit sei noch erwähnt, dass ein weiterer PT100-Fühler am in Abbildung 21 ersichtlichen Standard-PV-Modul angebracht ist. Dieser wird jedoch nicht für die Erstellung des Temperaturmodells genutzt.

Zur Erfassung der Messdaten (Temperaturen und Globalstrahlung) wird der Controller AXC F 2152 der Firma Phoenix Contact mit den Axioline Smart Elementen AXL SE RTD4 PT100 und AXL SE AI4 U 0-10 verwendet. Diese weisen folgende Messgenauigkeiten auf:

- AXL SE RTD4 PT100: max. $\pm 0,03$ V (Phoenix Contact 2023b)
- AXL SE AI4 U 0-10: max. $\pm 0,85$ °C (Phoenix Contact 2023a)

10.2.3.5 Elektrolumineszenz-Messung

Für die Analyse von Zellrissen und Kontaktierungsproblemen an den Lötverbindungen sowie zur Ermittlung von kurzgeschlossenen Bypassdioden erfolgten nächtliche Elektrolumineszenz(EL)-Messungen am 09.05.2022, 15.05.2023 und 02.10.2023. Hierfür wurde das „MBJ Mobile EL“ von MBJ (MBJ Solutions GmbH 2021) als Messsystem genutzt. Das System besteht aus einer Kamera (Detektor aus Silizium) mit Gestell, einem Netzteil und einem Laptop mit Auswertungssoftware (siehe Abbildung 22). Der Spannungs- und Strombereich des Netzteils ist abweichend von den Datenblattangaben 0 bis 60 V und 0 bis 25 A.



Abbildung 22: Aufbau der „MBJ Mobilen EL“ von MBJ (adaptiert aus (MBJ Solutions GmbH 2021))

Bei den EL-Messungen können aufgrund des Blickfeldes der Kamera nur Bilder von vier bis sechs der am Parkplatz verbauten PV-Module aufgenommen werden. Es sind somit für die Aufnahme eines gesamten String-EL-Bildes bis zu vier Einzelaufnahmen notwendig. Die Wahl des Rückstromes erfolgt nicht nach IEC TS 60904-13 (2018) (Rückbestromung mit I_{sc} und $0,1 \times I_{sc}$), da die Einstellung dieses Stromwertes für Strings, welche lange Kabellänge aufweisen, aufgrund der Spannungslimitierung des Netzteils nicht möglich ist. Die Rückströme werden stattdessen individuell festgelegt. Gleiches gilt für die Belichtungszeit, welche an jedem Messtag durch Testbilder separat festgelegt wird und während der Einzelaufnahmen auch angepasst werden kann.

Für die Auswertung werden die Einzelaufnahmen in der Bildbearbeitungssoftware *GIMP* zu String- und gesamten Anlagenbildern zusammengefügt. Im finalen Schritt werden die EL-Bilder qualitativ analysiert (Auftreten von Zellrissen und deren zeitliche Entwicklung, Kontaktierungsprobleme an den Lötverbindungen sowie Identifizierung von kurzgeschlossenen Bypassdioden).

10.2.3.6 Dunkelkennlinien-Messung

Für die Messung der Dunkelkennlinie wird ein Messsetup bestehend aus einem Stromsensor (LEM CKSR 15-NP), einem Spannungssensor (LEM DVC 1000-P) und einem Messgerät (MonoDAQ-U-X) aufgebaut (Genauigkeiten siehe Tabelle 6). Der Aufbau des Messsetups ist in Abbildung 23 ersichtlich. Für die Datenerfassung wird

die Software *DewesoftX* (installiert auf einem Laptop) verwendet. Der zu messende String wird an dem ersten MC4-Steckerpaar der Messbox angeschlossen. An dem zweiten Steckerpaar wird das Kiprim Labornetzteil DC605S angeschlossen. Dieses weist einen Spannungs- und Strombereich von 0 bis 60 V sowie 0 bis 5 A auf (Kiprim s. a.).

Tabelle 6: Messbereich und Genauigkeit der verwendeten Sensoren und Messgeräte für die Dunkelkennlinienmessung (LEM International SA 2022a; LEM International SA 2022b; DEWESoft 2022)

Sensor/Messgerät	Messbereich	Genauigkeit
LEM DVC 1000-P	-1.500 ÷ 1.500 V	+/- 1,5 % des Messwertes
LEM CKSR 15-NP	-15 ÷ 15 A	+/- 1,7 % des Messwertes
MonoDAQ-U-X	1 ÷ 10 V	+/- 0.1 % des Messwertes +/-1 mV

Durchgeführt wurde die Dunkelkennlinienmessung gemeinsam mit der letzten EL-Messung am 02.10.2023. Die Erfassung der Dunkelkennlinie erfolgt beginnend vom Sperrbereich bis zum Durchlassbereich durch händische Änderung des Spannungswertes am Netzteil.

Die Messdaten werden mit einer Abtastrate von 10 kHz aufgenommen und für die Auswertung über eine Sekunde gemittelt. Im nächsten Schritt erfolgt der Export der Daten als Exceldatei. Diese werden anschließend in Python importiert, grafisch dargestellt und qualitativ analysiert. Mögliche Bypassdiodenfehler können durch höhere Sperrspannungen bei gleichem Sperrstrom im relativen Vergleich der Stringkennlinien festgestellt werden. Kurzgeschlossene Bypassdioden sind durch geringere Spannungen im Durchlassbereich feststellbar.

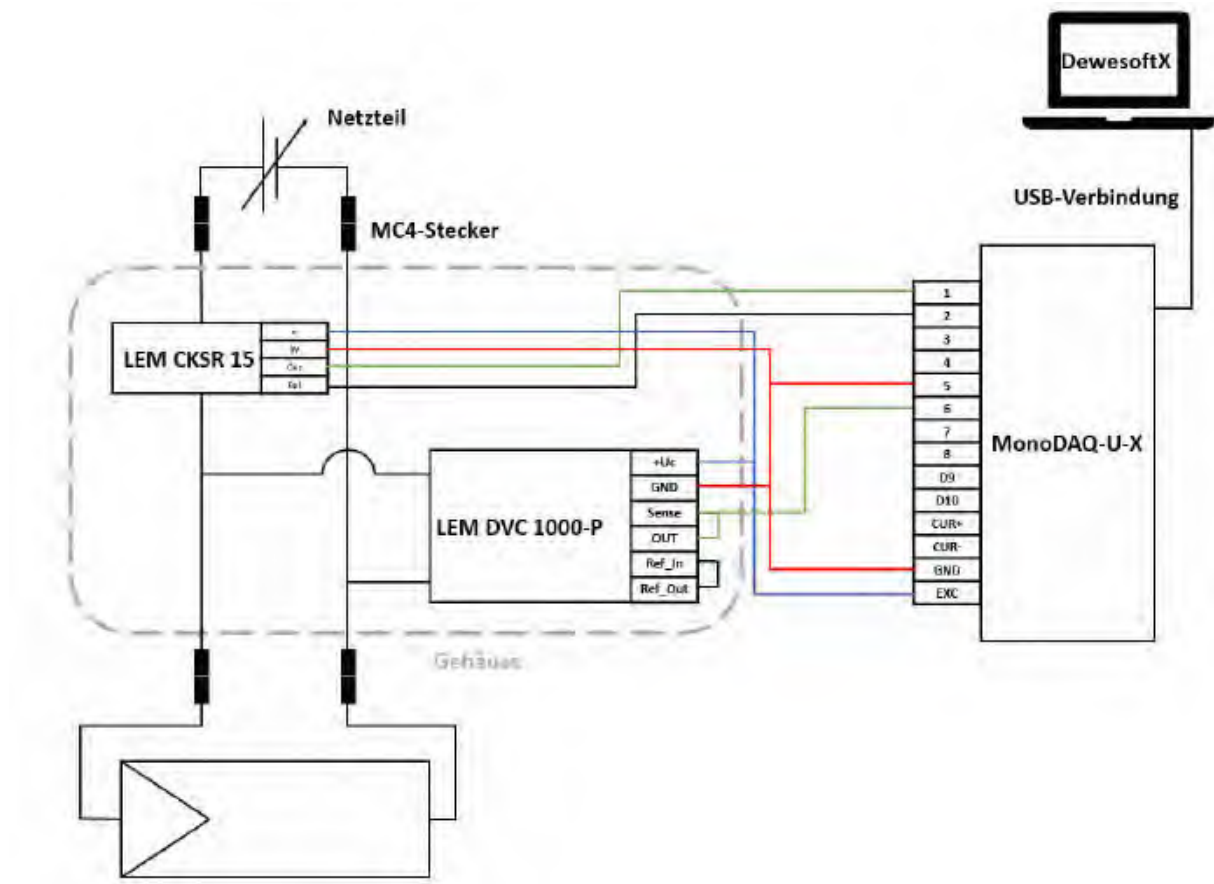


Abbildung 23: Aufbau der Dunkelkennlinienmessung mit verwendeten Sensoren, Messhardware und Anschluss des Netzteils und des Modulstrings (eigene Darstellung)

10.3 Verkehrsflächenintegrierte PV-Systeme

In diesem Kapitel wird der aktuelle Stand der Technik von verkehrsflächenintegrierten Photovoltaiksystemen beschrieben. Zuerst werden verschiedene Arten der Verkehrsflächenintegration thematisiert. Es werden verfügbaren PV-Elemente/Module und deren Hersteller beschrieben. Weiters wird auf realisierte und geplante Projekte mit diesen Elementen eingegangen. Abschließend werden Erkenntnisse zu Fehlerursachen aus Projekten und wissenschaftlichen Publikationen zusammengefasst.

10.3.1 Arten der Verkehrsflächenintegration

Für den Begriff der „verkehrsflächenintegrierten Photovoltaik“ gibt es aktuell noch keine normative Begriffsdefinition, wie es sie für bauwerksintegrierte Photovoltaik (BIPV) in der OVE EN 50583-1 2016 bzw. Agri-PV in der DIN SPEC 91434 2021

gibt. Grund dafür ist die höhere Marktreife der BIPV und Agri-PV im Vergleich zur verkehrsflächenintegrierten Photovoltaik.

Unter dem Begriff verkehrsflächenintegrierte Photovoltaik, auch Road-Integrated Photovoltaics genannt (RIPV), können allgemein alle Photovoltaikintegrationen auf oder in Verkehrsflächen (Wege, Straßen und Plätze) sowie Verkehrsrandflächen (Lärmschutzwände, Parkplätze) verstanden werden. Da allerdings die für die Integration verwendeten PV-Elemente unterschiedlichen Belastungen ausgesetzt sind, wäre eine weitere Differenzierung für die RIPV notwendig. Eine Möglichkeit könnte darin bestehen, diese in statisch und dynamisch höher beanspruchter RIPV (sRIPV- stressed Road-Integrated Photovoltaics) und durch den Verkehr passiv beanspruchter RIPV (pRIPV - passive Road-Integrated Photovoltaics) zu unterteilen. Ein Beispiel für die sRIPV wäre die PV-Integration in die Fahrbahnoberfläche. Fahrbahnüberdachungen mit PV-Modulen und PV-Module an Lärmschutzwänden auf der Fahrbahnseite wären Beispiele für die pRIPV.

Die direkte Integration von PV-Systemen in belastete Verkehrsflächen (sRIPV) kann auf mehrere Arten und Weisen erfolgen. Einerseits können die PV-Elemente direkt auf eine bestehende Fahrbahn aufgebracht werden (z. B. durch Aufkleben der Module). Es könnte hier von einem adaptiven Integrationsansatz gesprochen werden. Andererseits könnten die PV-Elemente die vorhandene Fahrbahn bzw. Teile des Fahrbahnunterbaues ersetzen – substitutiver Integrationsansatz. Das nachfolgende Kapitel 10.3.2 zeigt, dass beide dieser Ansätze von Unternehmen verfolgt werden. Aus beiden Ansätzen können sich jeweils Vor- und Nachteile ergeben. Der adaptive Ansatz könnte hinsichtlich Materialaufwand und Errichtungskosten effizienter als der substitutive Ansatz sein. Jedoch ermöglicht der substitutive Ansatz die Integration von weiteren Anwendungsmöglichkeiten, wie etwa integrierte Beleuchtung oder Signalgebung und integrierte Heizelemente zur Eisfreihaltung.

In dieser Arbeit liegt der Fokus auf aktiv in die Verkehrsfläche integrierte PV-Elemente, welche statischen und dynamischen Beanspruchungen durch Fahrzeuge ausgesetzt sind. Neben dem Begriff „verkehrsflächenintegriertes PV-System/Element/Modul“ können die Begriffe RIPV, „solare Straße“, „solarer Weg“, „PV-Straße“ oder ähnliche als gleichbedeutend verstanden werden. Die Verwendung dieser alternativen Begriffe erfolgt meistens, wenn die Nutzungsart deutlicher spezifiziert werden soll.

Weiters wird in dieser Arbeit zwischen den Begriffen „Modul“ und „Element“ differenziert. Ein PV-Straßen-Element oder ein PV-Element für die

Verkehrsflächenintegration kann mehrere PV-Module integriert haben. Ist dies nicht der Fall wird der Begriff „Modul“ verwendet.

10.3.2 Hersteller, Produkte und Projekte

Derzeit gibt es neun Unternehmen, welche im Bereich der verkehrsflächenintegrierten Photovoltaik tätig sind und Projekte umgesetzt haben. In den folgenden Unterkapiteln 10.3.2.1 und 10.3.2.2 erfolgt eine Unterscheidung zwischen Hersteller, die ihren Schwerpunkt auf die Integration in Verkehrsflächen legen, und solchen, die durch Einzelfertigungen oder der Anwendungsmöglichkeiten ihrer Module Projekte in diesem Bereich realisiert haben.

Die Herstellerprodukte sind für unterschiedliche Belastungen (Fahrzeugverkehr oder Fußverkehr) geeignet und differenzieren sich auch hinsichtlich des Aufbaus sowie der Fahrbahnmaterialien (z. B. Glas, Kunststoffe, Harze). Unter Produkten werden auch noch in Entwicklung befindliche Produktversionen verstanden.

Ebenfalls werden Pilot-Projekte der Herstellerprodukte vorgestellt. Erfahrungen und Erkenntnisse aus diesen Projekten werden in Kapitel 10.3.3 näher erläutert, wobei hier der Fokus auf den Fehlerarten der verkehrsflächenintegrierten PV-Elemente/Module liegt.

10.3.2.1 Hersteller mit dem Hauptfokus auf verkehrsflächenintegrierte PV-Elemente

In diesem Unterkapitel werden Unternehmen beschrieben, welche mit ihren Produkten den Hauptfokus auf verkehrsflächenintegrierte PV-Elemente setzen. Weiters werden die Produktparameter (Leistung, Kosten, Modulaufbau, etc.) dargestellt, soweit Daten zu diesen verfügbar sind. Ebenfalls werden umgesetzte verkehrsflächenintegrierte PV-Projekte vorgestellt.

10.3.2.1.1 Innovatív Térburkolatfejlesztő LLC (Platio Solar) (Ungarn)

Das ungarische Technologieunternehmen „Innovatív Térburkolatfejlesztő LLC (Platio Solar)“ entwickelte 2015 das „Platio Solar Pavement Modul“, eine 0,11 m² große Solarkachel mit vier poly- oder monokristallinen Solarzellen (156 x 156 mm) (Innovatív Térburkolatfejlesztő 2020). Mit einer maximalen Radlast von 1.800 kg ist das Modul auch für die Anwendungen auf PKW-Parkplätzen geeignet. Hinsichtlich des Aufbaus besteht das Modul aus einem Modulsockel und einem Oberteil, welcher eine Deckschicht mit den Zellen (Glas-

Glas-Verbund) und den elektrischen Anschlüssen umfasst. Der Modulsockel besteht aus recyceltem Kunststoff.

Im Jahr 2021 erfolgte eine Überarbeitung des „Platio“-Moduls. Der zweiteilige Ansatz des Vorgängermodells wurde zu einem System kombiniert. Dadurch ist die mögliche Radlast laut Datenblattangabe auf zwei Tonnen pro Modul bzw. Element erhöht worden (Innovatív Térburkolatfejlesztő 2022; Innovatív Térburkolatfejlesztő 2021). Weiters wurde von einem Glas-Glas-Modulaufbau auf einen Glas-Folien-Aufbau umgestellt. Ebenfalls werden die „Platio“-Module ausschließlich mit monokristallinen Zellen hergestellt und weisen eine flächenspezifische Leistung von 168 Wp/m² auf. Die wichtigsten Modulparameter sind in Tabelle 7 dargestellt.

Tabelle 7: Modulparameter eines „Platio“-Modul (Innovatív Térburkolatfejlesztő 2022)

Zelltyp	monokristalline Zellen (4x)
Modul-Abmessungen	353 x 353 x 41 mm
MPP-Leistung P_{MPP}	20,87 Wp
MPP-Spannung U_{MPP}	2,62 V
MPP-Strom I_{MPP}	8,38 A
Leerlaufspannung U_{oc}	2,72 V
Kurzschlussstrom I_{sc}	8,89 A
Glasstärken/Modulaufbau	6 mm gehärtetes Glas (antirutsch – R12)
Anzahl Bypass-Dioden	1

Eine der ersten Anlagen mit „Platio“-Modulen wurde 2017 im Eingangsbereich des Green Mall Shopping-Centers in Astana (Kasachstan) mit einer Größe von 80 m² errichtet (Innovatív Térburkolatfejlesztő 2019).

10.3.2.1.2 Colas/Wattway (Frankreich)

Die erste solare Verkehrsfläche wurde Ende 2016 in Tourouvre-au-Perche (Frankreich) auf einem ein Kilometer langen, einspurigen Straßenabschnitt eröffnet (Brändle 2017).

Die PV-Module mit dem Produktnamen „Wattway“ wurden im Zuge einer fünfjährigen Forschungspartnerschaft zwischen dem französischen Unternehmen „Colas“, einem Bau- und Instandhaltungsunternehmen von Verkehrsinfrastrukturen, und dem französischen Institut für Solarenergie (INES) entwickelt (The Colas Group 2020b). Die Pilotanlage mit einer Fläche von rund 2.800 m² hat eine Leistung von rund 420 kWp (150 Wp/m²) und kostete rund

fünf Millionen Euro (Pluta 2018). Bezogen auf die Leistung entsprechen die Kosten von 12.000 €/kWp in etwa dem achtfachen von herkömmlichen Aufdachanlagen. Flächenspezifisch betragen die Kosten 1.785 €/m².

Im Sommer 2020 wurden überarbeitete PV-Module auf einer Länge von 200 m an der Straße in Tourouvre-au-Perche installiert (The Colas Group 2020c). Im Projektzeitraum, seit der Eröffnung im Jahr 2016, konnten zehn verschiedene Modulversionen an der Testanlage untersucht werden.

Seit der Eröffnung der solaren Straße in Tourouvre-au-Perche konnten weltweit mehr als 40 weitere, kleinere Versuchsstandorte mit den „Wattway“-Modulen realisiert werden (The Colas Group s.a.). An diesen Standorten wurden 10 Modulversionen, 24 Verlegearten, vier Verschaltungsarten und der Einfluss unterschiedlicher Wettereinflüsse untersucht.

Im Jahr 2019 wurde das System „Wattway Pack“ vorgestellt, welches bestehend aus drei bis zwölf „Wattway“-Modulen eine autarke Systemlösung für Elektroräder-Ladestationen oder Verkehrsflächenbeleuchtungen (mit Speicher) ermöglicht.

Die „Wattway“-Module können, im Vergleich zu den anderen Solarstraßenprodukten aufgrund ihrer Dicke von 6 mm ohne aufwendige Umbauarbeiten direkt auf die vorhandene Verkehrsfläche (Asphalt oder Beton) geklebt werden (The Colas Group 2020a). Durch ein Substrat aus Harz und Polymeren wird eine sonnenlichtdurchlässige, widerstandsfähige und rutschfeste Fahrbahnoberfläche sowie eine Schutzschicht für die integrierten monokristallinen Solarzellen erreicht. Die Belastbarkeit der Module liegt bei 13 Tonnen Radlast (The Colas Group s.a.). Verkehrsflächen, welche für die Installation von Wattway-Modulen geeignet sind, umfassen neben Fußgänger- und Radwegen, Parkparkplätze sowie Fahrspuren mit Geschwindigkeiten bis 30 km/h (Hauber & Graf GmbH s.a.). Weitere Daten des Wattway-Moduls können aus Tabelle 8 entnommen werden.

Tabelle 8: Parameter des Wattway-Moduls (The Colas Group 2019)

Zelltyp/ Anzahl	monokristallines Silizium / 4 x 7
Modul-Abmessungen	1257 mm x 690 mm
MPP-Leistung P_{MPP}	125 Wp
MPP-Spannung U_{MPP}	15,1 V
MPP-Strom I_{MPP}	8,27 A
Leerlaufspannung U_{oc}	18,5 V
Kurzschlussstrom I_{sc}	8,7 A
Dicke	6 mm

Belastbarkeit	1 Million Lastwechsel mit 13 Tonnen Radlast
Anzahl Bypass-Dioden	2

10.3.2.1.3 SolaRoad (Niederlande)

Im Jahr 2009 begann das öffentlich-private Konsortium, bestehend aus der niederländischen Organisation für angewandte naturwissenschaftliche Forschung („TNO“), der Provinz Noord-Holland, dem Straßenbauunternehmen „Ooms Civiel“ und dem technischen Dienstleister „Imtech“ mit der Entwicklung einer Technologie zur Stromgewinnung auf Straßen (Stan Klerks et al. 2017). Die erste Teststrecke für den entwickelten PV-Belag wurde in Krommenie im Jahr 2014 (Provinz Noord-Holland) in Form eines Fahrradweges (70 x 3,5 m) errichtet (Shekhar et al. 2018). Für die PV-Nutzung wurde allerdings nur die halbe Wegbreite genutzt, da die andere Hälfte für die Testung unterschiedlicher Oberflächenmaterialien verwendet wurde. Die Teststrecke veranschaulichte erfolgreich die technische Machbarkeit und wies 2015 einen spezifischen Solarertrag der polykristallinen Zellen von 78 kWh/m²a auf (Shekhar et al. 2018, S.5). Ab 2017 wurden weitere Pilotprojekte in Blauwestad (NL; 2017), in Nantes Saint-Nazaire (FR;2017), in Etampes (FR; 2017), in Haaksbergen (NL; 2018), in Spijkenisse (NL, 2019), in Haarlemmermeer (NL; 2019) und in Noordwijk (NL; 2022) errichtet (SolaRoad 2020; SolaRoad s. a. a).

Das Unternehmen „SolaRoad BV“ wurde 2018 gegründet, um die entwickelte Technologie zu kommerzialisieren und Produkte für unterschiedliche Verkehrsflächen zu entwickeln.

Der solare Radweg in Krommenie wurde nach der Eröffnung für die Untersuchung weiterer Modulversionen als Living Lab genutzt. Im Projekt PV SolaRoad Infrastruktur (PV-SIN) (Stan Klerks et al. 2017) wurden die PV-Elemente für die Kommerzialisierung weiterentwickelt und optimiert. Hierbei konnten neben kristallinen Siliziumzellen auch PV-Elemente mit Dünnschichttechnologie (CIGS) entwickelt werden. Im Projekt „PV4ROADS“ erfolgte die Entwicklung (TNO 2019) von PV-Elementen für den Straßenverkehr. Diese wurden an den Pilotanlagen in Spijkenisse und Haarlemmermeer auf einer Busfahrbahn (100 m) sowie einer Fahrbahn mit schwerem Verkehr (50 m) getestet. Eine Woche nach dem Start der beiden Testanlagen am 7.März 2019 zeigten sich Ablösungen des Deckschicht-PV-Zellen-Verbundes vom Betonunterbau (SolaRoad s.a.). Als Ursache wurden Temperaturschwankungen sowie der Belastungseinfluss des Schwerverkehrs identifiziert. Beide Pilotanlagen wurden anschließend wieder zurückgebaut. Die Erkenntnisse der Anlagen werden in der Produktweiterentwicklung berücksichtigt,

wobei für die zukünftige Analyse unter realen Bedingungen ein Bottom-Up-Ansatz hinsichtlich der Verkehrsbelastung verfolgt wird. Im Projekt „Rolling Solar“ wurden ebenfalls weitere Optimierungen und Untersuchungen an den PV-Elementen von „SolaRoad“ durchgeführt (Rolling Solar 2022). Auf die Erkenntnisse der Projekte hinsichtlich Fehlerarten wird im nachfolgenden Kapitel 10.3.3.3 näher eingegangen.

Im Vergleich zu anderen verkehrsflächenintegrierten PV-Produkten ist das „SolaRoad“-Modul direkt in eine straßen- oder wegbreite Betonunterkonstruktion eingebettet (Elementbreite von 3,5 m) und wird mit dieser auch verlegt. Sie ersetzt damit eine bestehende Fahrbahnoberfläche. Als Fahrbahnoberfläche wird Kunststoff (Epoxidharz mit Glasstücken zwecks Griffigkeit und Rutschfestigkeit) über dem Deckglas (Dicke von 1 cm) der PV-Zellen verwendet (Stan Klerks et al. 2017).

Im Dezember 2023 beschlossen die Shareholder von SolaRoad (TNO, Strukton und die Provinz Nordholland) das Unternehmen mit 31.Dezember 2023 aufzulösen (SolaRoad 2023).

10.3.2.1.4 Solmove (Deutschland)

Das deutsche Start-Up „Solmove GmbH“ wurde 2014 gegründet, mit dem Ziel intelligente Solarstraßen zu bauen (Agentur für Erneuerbare Energien e.V. 2018). Mitte November 2018 konnte der erste solare Radweg Deutschlands in Erfurt mit dem von „Solmove“ entwickelten Produkt errichtet werden. Die Entwicklung des PV-Straßenproduktes erfolgte in Kooperation mit einem Forschungsverband, bestehend aus zwei Fraunhofer-Instituten (ISE und ISC), der RWTH Aachen, der Universität Bayreuth und dem Forschungszentrum Jülich.

Im Folgejahr 2019 kam es allerdings auf dem 90 m langen solaren Radweg zu technischen Problemen (Enkhardt 2019). Verursacht durch einen mehrtägigen Regenfall im März 2019 stand die Anlage teilweise unter Wasser. Dies führte wiederum zu Wassereintritten in 10 der 520 Anschlussdosen des Radwegs. Diese Dosen wurden aufgrund dessen heiß und brannten teilweise durch, wodurch es zu Schwellbränden und Rauchentwicklung kam. Weitere Informationen diesbezüglich liegen zum Zeitpunkt der Verfassung dieser Arbeit nicht vor.

Das Unternehmen nahm unterdessen zwei weitere Teststrecken in Deutschland mit überarbeiteten Modulen und Anschlussdosen im Sommer 2019 in Betrieb (Dierks 2020). Diese Pilotanlagen befinden sich auf dem Parkplatz eines

umgewandelten Gewerbegebiets (vormals Kohlebergwerk) zwischen Gelsenkirchen und Herten sowie auf dem Ausbildungsgelände der Rheinenergie in Köln. Die Anlagengrößen sind 40 und 30 m².

Die Module des Unternehmens bestehen aus einzelnen Glas-Glas-Einzelzellenmodulen, welche durch Gitternetze flexibel miteinander verbunden sind (Heimsoeth 2018). Die Deckgläser der Glas-Glas-Einzelzellenmodule sind texturiert und ermöglichen die optimale Nutzung von schräg einfallendem Tageslicht. Die Module ersetzen nicht die vorhandene Fahrbahn, sondern werden auf dieser aufgeklebt. Darüber hinaus sollen die Module selbstreinigend sein (Solmove GmbH 2020). Laut Herstellerangaben beträgt der Solarertrag 100 kWh/m²a. Es wird hierbei nicht angeführt, ob es sich um Monitoring- oder Simulationsergebnisse handelt, wodurch der Wert mit Bedacht zu verwenden ist. Als weitere Funktionen der PV-Elemente sind seitens des Unternehmens das Eisfreihalten durch Temperierung der Fliesen, die Anzeige von Verkehrssymbolen auf der Fahrbahn mittels LED-Beleuchtung und die Möglichkeit des induktiven Ladens während der Fahrt angedacht (Solmove GmbH 2020). Für die Projektkosten eines Solmove-Systems kann von rund 2.500 €/m² ausgegangen werden (Donald Müller-Judex 2021).

10.3.2.1.5 Solar Roadways (USA)

Ein weiteres Unternehmen, welches das Konzept der photovoltaischen Nutzung von Verkehrsflächen realisieren und kommerzialisieren möchte, ist das US-amerikanische Unternehmen „Solar Roadways Inc.“. Im Jahr 2010 wurde der erste Prototyp mit dem Name „SR1“ mit finanzieller Unterstützung des US-Verkehrsministeriums entwickelt (Solar Roadways s.a. a). Dieser erste Prototyp hatte neben LED-Leuchten und Gewichtssensoren allerdings noch keine PV-Zellen integriert. Erst in den folgenden Prototypversionen („SR2“ und „SR3“) fand die Integration von PV-Zellen sowie eine Änderung der Modul- bzw. Kachelform, von viereckig auf hexagonal, statt. Die integrierten PV-Zellen – inklusive der LED-Beleuchtung – sind zwischen zwei Glasschichten wasserdicht eingeschlossen, wobei die oberste Glasschicht, bestehend aus gehärteten texturiertem Glas, als Fahrbahnoberfläche dient (Solar Roadways s.a. b). Zusätzlich befinden sich Heizelemente im Modul, was eine automatisierte Eisfreihaltung ermöglicht. Darüber hinaus ergaben Finite Elemente Analysen eine Belastungsfähigkeit der „SR“-Module von bis zu 110 Tonnen (Solar Roadways s.a. c) .

Die erste öffentliche Pilotanlage von „Solar Roadways“ wurde in der Stadt Sandpoint (Idaho) im Oktober 2016 mit 30 „SR3“-Modulen errichtet (Solar Roadways 2016). Mit einer Modulleistung von 44 Wp sowie einer Modulfläche von 0,4 m² hat die Versuchsanlage eine Gesamtgröße von rund 12 m² mit einer Leistung von 1,32 kWp (Solar Roadways s.a. d). Auf Basis der Erfahrungen und Erkenntnisse aus dem Betrieb der Anlage konnten im November 2019 „SR“-Module der 4. Generation („SR4“) installiert werden (Solar Roadways 2019). Diese weisen eine Modulleistung von 50 Wp auf und erhöhen somit die Anlagenleistung auf 1,5 kWp bzw. 138 Wp/m².

Hinsichtlich der Installation der Module, den derzeitigen Erkenntnissen und den Kosten der Pilotanlage gibt es keine Informationen seitens des Unternehmens. Aufgrund der Bilder der ersten Pilotanlage kann davon ausgegangen werden, dass die PV-Elemente von Solar Roadways die vorhandene Fahrbahnoberfläche ersetzen und nicht auf dieser aufgebracht bzw. aufgeklebt werden.

10.3.2.1.6 Shandong Guangshi Energy (China)

Im Dezember 2017 wurde die größte verkehrsflächenintegrierte PV-Anlage in der Stadt Jinan, im Osten Chinas, von Shandong Guangshi Energy errichtet (Shandong Guangshi Energy 2017b). Das System hat eine Fläche von 5.874 m² und erstreckt sich über einen Kilometer auf zwei Fahrbahnen des „Jinan Ring Expressway“. Mit einer Gesamtleistung von 817 kWp ergibt sich eine flächenspezifische Leistung von rund 140 Wp/m². Hinsichtlich des Modulaufbaus, der Installation und der Unterkonstruktion werden seitens des Unternehmens keine Informationen veröffentlicht. Basierend auf den veröffentlichten Bildmaterialien und der flächenspezifischen Leistung kann von kristallinen PV-Zellen als verwendeter Zelltechnologie ausgegangen werden. Ebenfalls lässt sich aus den Bildmaterialien schließen, dass die Module direkt auf der Fahrbahn aufgebracht wurden. Die Kosten des Projektes belaufen sich lt. Ying Tian et al. (2018) auf 6,5 Millionen USD-Dollar bzw. 5,7 Millionen Euro. Diese entspricht einem flächenspezifischen Preis von rund 970 €/m².

Dem Projekt in Jinan ist im Jahr 2017 eine 660 m² große verkehrsflächenintegrierte PV-Anlage auf den Fahrspuren eines Parkplatzes vorangegangen (Shandong Guangshi Energy 2017a).

10.3.2.2 Hersteller mit verkehrsflächenintegrierten PV-Elementen im Produktportfolio

In diesem Unterkapitel werden Unternehmen vorgestellt, welche in der PV-Branche tätig sind und durch ihr Produktportfolio bzw. ihre Kompetenz auch im Bereich der verkehrsflächenintegrierten PV tätig sind. Es werden die Produktparameter (Leistung, Kosten, Modulaufbau, etc.), soweit Daten zu diesen verfügbar sind, dargestellt. Ebenfalls erfolgt die Vorstellung von umgesetzten verkehrsflächenintegrierten PV-Projekten.

10.3.2.2.1 Apollo Power (Israel)

Apollo Power ist ein israelisches Unternehmen, welches flexible PV-Module mit patentierten PV-Zellen für verschiedene Anwendungsbereiche herstellt (Apollo Power 2021). Informationen zu den Spezifikationen und Typen der flexiblen PV-Zellen finden sich weder auf den Datenblättern noch der Unternehmens-Homepage.

Die Anwendungsbereiche der Zellen bzw. Module umfassen neben der Aufdachmontage (durch Aufkleben), die Nutzung in Floating-PV-Anlagen, Fahrzeugintegrationen, Gebäudeintegrationen (Markisen) und Verkehrsflächenintegrationen.

Im Februar 2022 wurde bekannt, dass Amazon die Module von Apollo an einem Logistikstandort in Frankreich testet (Reuters 2022). Der 750.000 € Auftrag umfasst neben der Aufdachanlage auch einen solaren Gehsteig mit einer Fläche von 50 m². Der Gehsteig besteht zu 92 % aus recyceltem Material (Fahrzeugreifen) (Apollo Power s.a. c). Hinsichtlich der Belastbarkeit werden keine Angaben gemacht, jedoch spricht das Unternehmen von verschiedenen Fahrzeugbelastungen, welchen die Elemente standhalten können. Ebenfalls werden keine Angaben zu Leistung, Größe und Unterkonstruktion der befahrbaren Elemente gegeben.

Geht man davon aus, dass die gleichen Zellgrößen wie in den Standardprodukten „Panda“ (Apollo Power s.a. a) und „Solar Roll“ (Apollo Power s.a. b) verwendet werden, so ergibt sich eine Zelleffizienz von 16,75 % und eine Leistung von rund 148 Wp/m². Die Ströme und Spannungen liegen ebenfalls im Bereich von üblichen kristallinen PV-Modulen mit einem I_{sc} von 8,6 A und einem U_{oc} von 47,5 V (Datenblatt „Panda“).

10.3.2.2.2 Ertex Solar (Österreich)

Ertext Solar ist ein österreichisches Unternehmen, welches sich auf die Fertigung von PV-Modulen für die Gebäudeintegration, in verschiedensten Ausführungen (Fassaden, Dächer, Balkone, etc.) und Größen, spezialisiert hat (Ertext Solar s.a.). Form und Aufbau der Module können entsprechend den Kundenvorgaben gefertigt werden.

Im Bereich der Integrationen in Verkehrsflächen konnte das Unternehmen zwei Projekte umsetzen. Im Jahr 2008 wurde an der Hafenpromenade von Zadar (Kroatien) ein begehbare PV-System errichtet (SUPSI/ISAAC 2013). Es wurden 328 PV-Elemente mit den Abmessungen 1.102 x 1.102 mm verbaut (Ertext Solar s.a.). Die Leistung beträgt 15 kWp bei einer Fläche von 380 m² bzw. rund 40 Wp/m². Die geringe flächenspezifische Leistung lässt sich auf einen größeren Zellenabstand zurückzuführen, welcher Lichteffekte durch rückseitige Beleuchtung ermöglicht. Der tragende Modulaufbau besteht aus drei Verbundsicherheitsglasscheiben (VSG) mit Stärken von 6 mm, 12 mm und 12 mm.

Das zweite verkehrsflächenintegrierte PV-System von Ertext Solar wurde 2016 am Campus der TU München errichtet. Die mit Fahrzeugen befahrbare PV-Anlage besteht aus fünf Elementen mit einer Abmessung von 933 x 1.933 mm und einer Gesamtleistung von 0,72 kWp (~ 80 Wp/m²). Die rückseitige LED-Beleuchtung der Elemente ermöglicht es die Module in verschiedenen Farben zu beleuchten.

Der Modulaufbau besteht aus folgenden Schichten:

- Deckglasschicht aus 10 mm Einscheibensicherheitsglas mit Antirutschbeschichtung (R11)
- Polyvinylbutyral (PVB)
- PV-Zellen
- PVB
- Teilvorgespanntes Glas mit einer Dicke von 12 mm
- 2 x PVB
- Teilvorgespanntes Glas mit einer Dicke von 12 mm
- 2 x PVB
- Teilvorgespanntes Glas mit einer Dicke von 12 mm
- 2 x PVB
- Teilvorgespanntes Glas mit einer Dicke von 12 mm

Die Montage der PV-Elemente erfolgte in beiden Projekten in gerahmten Stahlkonstruktionen mit einer Lagerung an den Rändern der Elemente.

10.3.2.2.3 Onyx Solar (Spanien)

Onyx Solar ist ein spanisches Solarenergieunternehmen, welches sich auf die Fertigung von transparenten Photovoltaikgläsern für die Gebäudeintegration spezialisiert hat. Neben PV-Produkten in Standard- und Spezialgrößen für Fassaden, Dächer und Balkone bietet Onyx begehbare PV-Elemente an (Onyx Solar s.a.). Die Belastbarkeit beträgt je Element 400 kg. Als Zelltechnologie werden sowohl amorphes Silizium als auch monokristalline Zellen angeboten. Die Standardprodukte für die begehbare Anwendung weisen die in Tabelle 9 ersichtlichen Daten auf. Hinsichtlich des Kostenaspektes belaufen sich diese bei den Standardprodukten auf 319 bis 591 €/m², abhängig von der PV-Technologie (Álvaro Valverde 2021). Die Montage der Elemente erfolgt hinterlüftet auf einer Stützenkonstruktion an den Ecken. Es ergibt sich hier die Möglichkeit, wie bei den Ertex-Projekten, die Elemente rückseitig zu beleuchten.

Tabelle 9: Standardmodulprodukte für die begehbare Anwendung von Onyx Solar (Onyx Solar 2011)

Zelltyp	amorphes Silizium	monokristalline Zellen
Modul-Abmessungen	600 x 600 mm	750 x 750 mm
MPP-Leistung P_{MPP}	10 – 21 Wp ¹	72 Wp
MPP-Spannung U_{MPP}	32 V ¹	9 V
MPP-Strom I_{MPP}	0,65 – 0,31 A ¹	8,38 A
Leerlaufspannung U_{oc}	47 V ¹	11 V
Kurzschlussstrom I_{sc}	0,72 – 0,37 A ¹	8,66 A
Glasstärken/Modulaufbau	<ul style="list-style-type: none"> • 6 mm gehärtetes Glas (antirutsch) • 3,2 mm • Amorphes Silizium • Ethylen-Vinylacetat (EVA) • 6 mm gehärtetes Glas 	<ul style="list-style-type: none"> • 8 mm gehärtetes Glas (antirutsch) • Ethylen-Vinylacetat (EVA) • Zelle • Ethylen-Vinylacetat (EVA) • 8 mm gehärtetes Glas

¹abhängig vom Transparenzgrad des amorphen Siliziums (0-30 %)

10.3.3 Erkenntnisse zu Fehlerursachen aus Pilot-Projekten und wissenschaftlichen Untersuchungen

In diesem Kapitel werden Ausfälle und Degradationen verkehrsflächenintegrierter PV-Elemente sowie deren Ursachen beschrieben, welche an Anlagen der zuvor beschriebenen Unternehmen aufgetreten sind. Weiters werden aus veröffentlichten Publikationen Ergebnisse zu Fehlerarten sowie Analysen zur Beständigkeit der PV-Elemente zusammengefasst und diskutiert.

10.3.3.1 Innovatív Térburkolatfejlesztő/Platio Solar

Analysen und Untersuchungen zu Degradationen und deren Ursachen konnten zu den „Platio“-Modulen der Firma Innovatív Térburkolatfejlesztő (Platio Solar) bis auf diese Untersuchungen nicht gefunden werden

10.3.3.2 Colas/Wattway

Die solare Straße von Tourouvre-au-Perche zeigte im Jahr 2019 Degradationserscheinungen in Form von Ablösungen und Absplitterungen der Deckschicht (CIOB 2019). Ein Abschnitt von 100 m musste entfernt werden, da die Beschädigungen der PV-Elemente keine Reparatur mehr zuließen. Weiters musste die Höchstgeschwindigkeit auf dem Straßenabschnitt auf 70 km/h reduziert werden, da es durch die PV-Elemente zu erhöhtem Verkehrslärm kam. Die Degradationen zeigten sich auch in den PV-Erträgen. Im ersten Betriebsjahr (2017) wurden auf der Straßenfläche von 2.800 m² rund 150 MWh erzeugt, dies ist rund die Hälfte der prognostizierten Menge. In den folgenden Jahren reduzierten sich die Erträge auf 78 MWh (2018) bzw. 38 MWh (2019). Weitere Informationen bzw. Publikationen zu Ausfällen und Degradationen an Wattway-Systemen bzw. -Modulen sind dem Autor nicht bekannt.

Aus den verfügbaren Informationen lässt sich einerseits schließen, dass an der Pilotanlage in Tourouvre-au-Perche Probleme mit der Deckschicht sowie der Verklebung der Elemente auftraten. Neben den mechanischen Beschädigungen könnte auch die Degradation der Deckschicht und die damit einhergehende Transparenzreduktion zu den Ertragsreduktionen beigetragen haben. Weiters könnte die dynamische Beanspruchung durch den Verkehr zu Zellrissen geführt haben, welche inaktive PV-Zellen und -Elementen verursachen können. Messungen bzw. Erkenntnisse wurden dazu allerdings nicht veröffentlicht. Folglich lässt sich aus diesen Punkten schließen, warum die Eignung der „Wattway“-Module auf Verkehrsflächen mit Geschwindigkeiten bis zu 30 km/h (Hauber & Graf GmbH s.a.) beschränkt wurde.

10.3.3.3 SolaRoad

Im Projekt „PV-SIN“ (PV SolaRoad Infrastruktur) erfolgte aufbauend auf den Erkenntnissen des solaren Radwegs in Krommenie (Errichtung 2014) die Weiterentwicklung der PV-Elemente (Stan Klerks et al. 2017) in verschiedenen Entwicklungsversionen.

In der ersten Version (V1), welche bei der Errichtung des Radweges in Krommenie genutzt wurde, wurden konventionelle PV-Module des Herstellers Soltech verwendet. Die Montage des PV-Elements erfolgte mit einer Deckschicht auf Kunstharzbasis (Epoxidharz) und einem rückseitig angebrachten Gummi in das Betongehäuse. Die Verschaltung der PV-Elemente wurde mit DC/DC-Wandler (auch Optimierer genannt) durchgeführt.

In der zweiten Entwicklungsversion (V2) fand eine Überarbeitung des PV-Moduldesigns statt und die Gummifüllung an den Rändern wurde durch einen Rahmen ersetzt. Neben DC/DC-Wandler wurden auch Mikrowechselrichter an den PV-Elementen getestet.

In der dritten Entwicklungsversion (V3), welche zeitgleich mit der zweiten installiert wurde, erfolgte die Entwicklung eines PV-Elements mit Dünnschichttechnologie (CIGS – Kupfer-Indium-Gallium-(di)Selenid). Vorteile sollten sich hier aus der besseren Belastungsbeständigkeit der Zellen (besser verformbar und biegsam) sowie der einfacheren Produktion ergeben.

Im Oktober 2016 konnten sechs der neuentwickelten „SolaRoad“-Elemente (vier V2- und zwei V3-Elemente) auf einem zweiten Abschnitt in Krommenie installiert werden.

In Abbildung 24 sind die jährlichen spezifischen Erträge der Entwicklungsversionen dargestellt.

Zudem sind für das Jahr 2017 die realen Ist-Erträge sowie die Prognose auf das gesamte Betriebsjahr 2017 ersichtlich. Für die erste Produktversion (V1) ist neben dem Anlagendurchschnitt auch der Ertrag des besten PV-Elements (V1 TOP-Modul) dargestellt, um das Ertragspotenzial aufzuzeigen. Es ist ersichtlich, dass sich der Ertrag von V1 vom ersten auf das zweite Betriebsjahr um rund 22 % reduzierte. Im Folgejahr ist eine weitere Reduktion von rund 10 % zu erkennen. Im Vergleich zur Gesamtanlage blieb der Ertrag des besten V1-Elements von 2016 auf 2017 konstant.

Die zweite Entwicklungsversion (V2) zeigt im ersten Betriebsjahr eine Ertragssteigerung um etwa 18 % (78 kWh/m²a auf 95 kWh/m²a), im Vergleich zur ersten Version (V1). Die Erträge der dritten Entwicklungsversion (V3; CIGS-Modul) betragen im gleichen Zeitraum rund die Hälfte von V2 aufgrund der anderen Zelltechnologie.

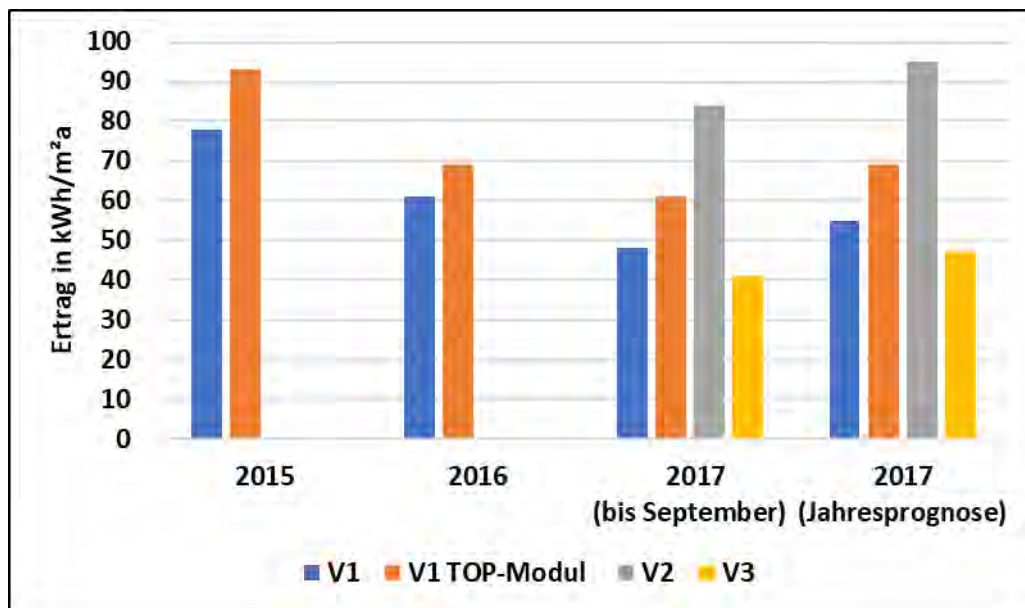


Abbildung 24: Erträge der Produktversionen im Feldtest (solarer Radweg Krommenie)
(eigene Darstellung nach (Stan Klerks et al. 2017))

Die Ertragsreduktion ist nach Stan Klerks et al. (2017) auf die Degradation der Deckschicht zurückzuführen. Im Dezember 2014 kam es am solaren Radweg zu einer Delaminierung der Deckschicht, welche eine Sperrung des Radweges erforderte. Die anschließend entwickelte verbesserte Deckschicht wurde vor Ort angebracht und ebenfalls für die weiteren Entwicklungsversionen verwendet. Die nicht idealen Feldbedingungen beim Ersatz der Deckschicht und die klimatischen Einflüsse werden nach dem Bericht als eine Ursache für die Ertragsreduktion in den Folgejahren genannt. Es wird jedoch angemerkt, dass die Deckschicht in Bezug auf die Delamination und die optische Verschlechterung weitere Untersuchungen erfordert. In V1 konnten die Delamination auf Temperatureffekte zurückgeführt werden. Bei V2 wurden ebenfalls lokale Delaminationen festgestellt, welche mit dem thermischen Verhalten und der unzureichenden Temperaturstabilität einzelner Modulbestandteile begründet werden.

Im Bericht wird ebenfalls der Aspekt von Zellrissen angesprochen, welche durch die Belastung der Elemente auftreten können. Eine Untersuchung hinsichtlich dieser erfolgte nicht.

In Karl Sewalt (2020) werden die Erkenntnisse der Inspektion der zwei solaren Radwege in Haaksbergen (Errichtung 2018) und Blauwestad (Errichtung 2017) beschrieben. Beide solaren Radwege weisen eine Länge von 10 m auf (SolaRoad s. a. a). Es zeigten sich bei beiden Anlagen punktuelle Delaminationen und Risse in der Deckschicht und dadurch verursachte Hohlräume in der Mitte der Elemente.

Diese werden auf Temperaturschwankungen und das unterschiedliche Ausdehnungsverhalten der Komponenten des PV-Elements zurückgeführt. Durch die Risse in der Deckschicht kommt es zu Feuchtigkeitseintritten, welche zu einer Verfärbung der Deckschicht führen. Verfärbungserscheinungen der Deckschicht ohne Feuchtigkeitseintritt konnte nicht vollständig nachvollzogen werden. Weiters verursachte die wachsende Vegetation bei unregelmäßiger Anlagenwartungen in den Zwischenräumen der Elemente Verschattungen der Zellen. Die Aufnahme und Überprüfung der Ertragsdaten beider Anlagen erfolgte im Zuge der Inspektion nicht.

Im Projekt „Rolling Solar“ wurde eine weitere Demonstrationsanlage mit „SolaRoad“-Modulen errichte, welche mit PKWs befahren wird (Rolling Solar 2022). Standort der 20 m² großen Anlage ist der Brightlands Chemelot Campus in Geleen (Niederlande). Die PV-Elemente der solaren Straße bestehen aus zwei unterschiedlichen Zelltypen. Jeweils 10 m² des Systems bestehen aus PV-Elementen mit monokristallinen Siliziumzellen sowie Dünnschichtzellen aus CIGS (hergestellt durch TNO-Solliance). Weiters werden je 5 m² beider PV-Elemente auf unbelasteten Flächen angebracht, um Belastungsdegradationen von klimatischinduzierten Degradationen unterscheiden zu können.

Untersuchungsthemen des Projektes sind die Analyse der elektrischen Produktion, des Temperaturverhaltens und der Beständigkeit der PV-Elemente in Abhängigkeit der Verkehrsbelastung und der Wetterbedingungen. Der Vergleich der beiden Zelltechnologien zeigt, dass im verbauten Zustand die CIGS-PV-Elemente eine höhere durchschnittliche Effizienz (12 %) im Vergleich zu den monokristallinen PV-Elementen (10 %) haben. Im unverbauten Zustand beträgt die Effizienz der Zelltechnologien 20 % (monokristallines Silizium) bzw. 17 % (CIGS). Der Unterschied von verbauten und unverbauten Zustand wird auf die Deckschicht zurückgeführt, welcher einerseits die Zellen vor mechanischen Beanspruchungen schützen soll, jedoch auch den Transparenzgrad beeinflusst und bei beiden Modulvarianten eine andere Farbe aufweist.

Im Betrieb der Elemente zeigte sich eine kontinuierliche Abnahme der Energieerträge. Die Effizienz bzw. temperatur- und einstrahlungskorrigierte Leistung der kristallinen Silizium-Module (vier davon sind pro Element verbaut) reduzierte sich im Schnitt um 20 % nach dem 1.000 PKWs die Elemente befahren haben. Die Effizienzreduktion pro PV-Modul fällt jedoch unterschiedlich aus. Bei den meisten Modulen betrug die Performance 90 % des Anfangswertes. Ein Modul wies allerdings eine Reduktion von 60 % auf. Die Ergebnisse der CIGS-Elemente sind in der Größenordnung jener der kristallinen Silizium Elemente.

Neben den Untersuchungen an der Demonstrationsanlage erfolgten Belastungstests von kleineren CIGS-Elementen am ISAC (Institut für Straßenwesen) der RWTH Aachen sowie beschleunigte Alterungstests an der TNO und Zuyd Hogeschool. Die Belastungstests führten zu einer Effizienzreduktion um rund 9 %. Die beschleunigten Alterungstests, welche 20 bis 25 Jahre an Wetterbeeinflussung simulierten, ergaben eine weitere Effizienzreduktion um 20 %, in Form der Verfärbung der Deckschicht.

Temperaturzyklen an der solaren Straße am Brightlands Chemelot Campus führten hier zu Delaminationen bei den Elementen mit CIGS-Modulen, welche zu Ausbeulungen an der Fahrbahnoberfläche führten.

Auf Basis dieser Erkenntnisse geht das Projektkonsortium davon aus, dass eine breite Ausrollung verkehrsflächenintegrierter PV-Systeme noch mehr als 10 Jahre dauern wird und weiterer Forschungsbedarf gegeben ist. Hinsichtlich Eignung auf Fahrbahnen mit PKWs und LKWs werden Dünnschichttechnologien als aussichtsreicher erachtet im Vergleich zu kristallinen Siliziumzellen.

10.3.3.4 Solar Roadways

Untersuchungen der „SR3“-Module an der Marquette University ergaben, dass Wetterextreme sowie Frost- und Tauwechsel keinen Einfluss auf die Module haben (Coutu et al. 2020). Weiters konnten die Belastungsgrenzen der „SR3“-Module auf Scherbelastungen im Versuch mit einer Spanne von 1,6 bis 2,0 MPa ermittelt werden. Hierbei kam es allerdings zu Glasbrüchen und Delaminationen bei den untersuchten Modulen. Bei einer realen Simulation von langsam fahrenden Schwerverkehr (Belastung von rund 4 Tonnen), basierend auf den „Equivalent Single Axle Loading (ESAL)“-Konzepts der American Association of State Highway Transportation Officials, konnten nach 989.457 ESAL's keine optischen Schäden an den Modulen identifiziert werden. Es ist allerdings anzumerken, dass keine Leistungsmessungen an den „SR3“-Modulen durchgeführt wurden. Eine Vermessung der Strom-Spannungs-Kennlinie der Module vor und nach dem Belastungsversuch hätten darüber Aufschluss gegeben, ob die Leistung der Module durch die Belastung reduziert wird (z. B. durch Zellrisse).

Von der Pilotanlage in Sandpoint liegen nach Wissen des Autors keine veröffentlichten Publikationen zu Ausfällen und Degradationen vor. Weiters wird die Pilotanlage, anhand von Informationen des Unternehmens (Solar Roadways 2019) sowie veröffentlichter Bilder, nicht von Fahrzeugen befahren. Eine Verifikation und Validierung der in Coutu et al. (2020) durchgeführten Untersuchungen ist somit nur zum Teil möglich.

10.3.3.5 Weitere wissenschaftliche Publikationen

In der Literatur gibt es weitere Publikationen zu den Thema Beständigkeit und Degradationen von verkehrsflächenintegrierten Photovoltaiksystemen, wobei neben den bereits beschriebenen Produkten auch Prototypen analysiert und getestet wurden.

In Northmore und Tighe (2012) wurde ein 91 x 91 cm großer Prototyp entwickelt, wobei der Fokus auf der strukturellen Analyse des Modulaufbaus lag. Dieser unterscheidet sich von den in Kapitel 10.3.2.1 und 10.3.2.2 vorgestellten Produkten dadurch, dass die kristallinen Siliziumzellen nicht direkt der Verkehrsbelastung ausgesetzt sind. Jede Zelle wird dabei von glasfaserverstärktem Kunststoff umgeben und führt somit die Verkehrsbelastung an die Unterkonstruktion ab. Eine Berechnung der Biegebeanspruchung auf die Glasdeckschicht ergab, dass eine mindestens 10 mm dicke Glasplatte für eine Reifenbelastung von 48 t/m² (auf einer Fläche von 140 x 140 mm) ausreichend ist.

In Ma et al. (2019) wurde ein Glas-Glas-Modulprototype (500 x 500 mm) mit neun monokristallinen Siliziumzellen für Gehweganwendungen entwickelt und getestet. Neben der Analyse der Rutschfestigkeit, der elektrischen Performance und des Temperaturverhaltens erfolgte ein mechanischer Belastungstest bis zum Bruch der Module. Die Krafteinwirkung fand dabei in der Mitte der Module statt, welche an den Rändern gelagert waren. Eine Analyse des Belastungseinflusses auf die Zellstruktur erfolgte nicht.

In Zhou et al. (2020) werden die mechanischen Eigenschaften von zwei unterschiedlichen PV-Elementen für die Verkehrsflächenintegration mittels Finite-Elemente-Methode analysiert und die Größe der Elemente (Länge und Breite) als eine der signifikanten Einflussfaktoren auf die Dicke der Elementschichten identifiziert.

Die Entwicklung eines Prototypen basierend auf Zellen aus amorphen Silizium wurde in (Rahman et al. 2023) durchgeführt. Die Autoren analysierten unterschiedliche Deckschichtmaterialien (Polycarbonat mit unterschiedlicher Dicke, strukturiertes Floatglass mit rutschfester Korundbeschichtung) sowie das mechanische Verhalten des Prototyps unter Fahrzeugbelastung. Die Ergebnisse der Finite-Elemente-Analyse zeigten, dass der Prototyp den Belastungen dynamischer Radlasten standhalten kann.

Hu et al. (2024) entwickelten ein PV-Element für die Verkehrsflächenintegration mit konzentrierten PV-Modulen und führten Finite-Elemente-Analysen sowie

Labortests durch. Der Fokus hinsichtlich der mechanischen Belastbarkeit lag auf der Deckschicht (oberste Schicht) des Elements und nicht auf den belastungstechnisch entkoppelten PV-Zellen.

Der Einfluss von Temperaturzyklen auf die Degradation von verkehrsflächenintegrierte PV-Module im Vergleich zu üblichen PV-Modulen wurde in zwei Studien untersucht (Khan et al. 2020; Khan und Kim 2019). Hierbei fand die Analyse an zwei 20 W PV-Modulen statt, wobei an einem Modul eine rückseitige Betonplatte angebracht ist. In Khan et al. (2020) erfolgte die Analyse der Degradation bei 200 Temperaturzyklen (-40 °C bis 85 °C). Nach den Zyklen ergaben sich Leistungsverluste von 3 % bei dem PV-Modul ohne Betonplatte und 2 % bei dem PV-Modul mit Betonplatte. Um Degradationsmechanismen identifizieren zu können, erfolgte nach jeweils 20 Zyklen die Aufnahme eines Elektrolumineszenzbildes der Module. Die Degradation wird auf die thermisch induzierte Ermüdung der elektrischen Zellverbinder und Lötstellen zurückgeführt, welche in einem Anstieg des Serienwiderstandes resultieren. Ebenfalls kommt es zu einer Reduktion des Parallelwiderstandes, welcher durch einen Anstieg von lokalen Zellkurzschlüssen verursacht wird.

In Khan et al. (2020) wurden ebenfalls 20 W Module (mit und ohne rücksichtiger Betonplatte) einem Feuchtwärmetest (Damp Heat Test; 85 °C und 85 % relativer Luftfeuchte) ausgesetzt.

Nach 2.000 h Testzeit wies das Modul mit Betonplatte eine geringere Leistungsreduktion (normierte Leistung: 2.000h: 96,5 %; 3.000 h: 85,9 %; 4.000 h: 47,5 %) im Vergleich zum Modul mit Betonplatte (normierte Leistung: 2.000 h: 95,9 %; 3.000 h: 65,9 %; 4.000 h: 32,4 %) auf. Die Elektrolumineszenzaufnahmen zeigen geringere Fehlstellen nach 2.000 h Testzeit bei dem Modul mit Betonplatte im Vergleich zum Modul ohne Betonplatte.

Zhou et al. (2019) und Hu et al. (2021) weisen darauf hin, dass weiterer Forschungsbedarf für die Technologieausrollung verkehrsflächenintegrierter PV-Systeme notwendig ist. Als wichtige Forschungsthemen werden

- die Verbesserung der Beständigkeit der PV-Elemente,
- die Steigerung der Effizienz der Elemente und der Reduktion der temperaturbedingten Leistungseinbußen,
- sowie die Notwendigkeit eines einheitlichen Teststandards für verkehrsflächenintegrierte PV-Elemente

identifiziert.

Li et al. (2023) vergleichen die verwendeten Materialien von verkehrsflächenintegrierten PV-Elementen, zeigen deren Vor- und Nachteile auf und analysieren die Wirtschaftlichkeit dieser PV-Systeme. In Bezug auf die oberste Schicht (Deckschicht) werden Glasausführungen als stabil und langlebig mit gleichzeitig höheren Kosten und geringer Oberflächenrauigkeit eingeordnet. Verstärkte Harze wie Polymethylmethacrylat (PMMA) haben Vorteile hinsichtlich der Kosten und des Gewichtes. Sie weisen jedoch eine geringere Langzeitstabilität auf, welche zu einer Materialverfärbung und Degradation der mechanischen und optischen Eigenschaften führen. Harzgebundene Glasstrukturen werden vorteilhaft in Bezug auf die Antirutschseigenschaften eingestuft, weisen jedoch Nachteile betreffend des Transmissionsgrades und der kürzeren Lebensdauer auf.

Weiters werden anhand der berechneten Stromgestehungskosten von 1,65 bis 7,95 \$/kWh gezeigt, dass verkehrsflächenintegrierte PV-Systemen noch nicht wirtschaftlich sind. Ebenfalls wird aufgezeigt, dass sowohl mechanische Eigenschaften (Rutschfestigkeit und Belastbarkeit) sowie der Einfluss von Umweltbedingungen in der Prüfung von verkehrsflächenintegrierten PV-Elementen berücksichtigt werden müssen. Für diese Methoden gebe es allerdings noch keine einheitlichen quantitativen Standards bzw. Richtwerte.

Zhang et al. (2023) führen reale Messungen (Leistung, Zell- und Modultemperatur) an einem 0,25 m² großen begehbaren Glas-Glas-Modul sowie die Modellierung dessen elektrothermischen Modells durch. Weiters erfolgte eine Parameteranalyse verschiedener Füllmaterialien, welche zwischen dem Glas-Glas-Modul und dem Gehwegunterbau verwendet werden. Die Ergebnisse der thermischen Modellierung sowie die realen Messungen zeigen, dass das weitverbreitete NOCT-Modell (Nominal Operating Cell Temperature; siehe (Bae et al. 2020)) für die thermische Modellierung von verkehrsflächenintegrierten PV-Systemen nicht ausreichend ist und die erreichten Zelltemperaturen unterschätzt werden. Es ist erforderlich, die thermische Trägheit sowie die Wärmeflüsse an den Untergrund zu berücksichtigen. Die Ergebnisse der Parameteranalyse zeigen, dass bei Luft als Füllmaterial die Temperaturen im Sommer um rund 10 °C höher sind als bei Verwendung von Zement oder Asphalt. Neben der thermischen Leistungsreduktion führt eine höhere Modul- bzw. Zelltemperatur auch zu einer höheren Ausdehnung und thermischer Belastung der Modulkomponenten.

Hinsichtlich der angeführten Studien, welche Belastungstests an verkehrsflächenintegrierten PV-Elementen durchgeführt haben, ist zu erwähnen,

dass sich diese auf die Analyse von einzelnen Belastungsarten (Fahrzeugbelastung, thermische Belastung oder Feuchtigkeitskonditionierung) fokussieren. In der Realität treten diese Belastungen allerdings kombiniert auf und führen möglicherweise zu unterschiedlichen Ergebnissen als die Einzelbelastungstests (vgl. Dai et al. 2021, S.7). Es ist daher erforderlich, diese Prüfverfahren zu kombinieren, um die PV-Elemente in ausreichendem Maße unter realen Bedingungen prüfen zu können. Demonstrations- und Versuchsanlagen ermöglichen die Prüfung der PV-Elemente unter realen Bedingungen. Diese sind allerdings kostenintensiv und ermöglichen selten beschleunigte Belastungs- oder Alterungstests.

10.4 Durchführung der Fehleranalyse

In diesem Kapitel wird die Durchführung der am solaren Parkplatz in Teesdorf angewandten Fehleranalysemethoden beschrieben. Es wird auf Ereignisse im Zuge der visuellen Inspektionen eingegangen. Zudem werden die in Kapitel 10.2.3.3 und 10.2.3.4 beschriebenen Validierungs- und Datenauswahlschritte (z. B. Ermittlung Clear-Sky-Tage und Temperaturmodell) erläutert. Ebenso erfolgt die Beschreibung der Rahmenbedingungen und Vorkommnisse während der EL- und Dunkelkennlinien-Messungen.

10.4.1 Visuelle Inspektion

Am 09.08.2022 kam es zum Austausch von 34 „Platio“-Modulen durch den Modulhersteller. Grund war die Ablösung der Glas-Folien-Module vom Modulunterbau, welche durch visuelle Inspektion festgestellt wurde. Am 07.02.2023 wurden von der Gemeinde Teesdorf zwei „Platio“-Module mit Glasbruch sowie eine Zunahme von Ablösungen der Glas-Folien-Module vom Modulunterbau festgestellt (Windisch 2023).

10.4.2 Kennlinienmessungen

Bei der Messung der Modulkennlinien gemäß IEC 60904-1 nach dem ersten Betriebsjahr (AIT-Messung 2023) kam es bei der Zwischenlagerung und Reinigung der Module zu einem Vertausch eines „Platio“-Moduls mit einem funktionierenden Mustermodul. Dadurch wurde eines der 20 Module (Modul T11; siehe Tabelle 19 im Anhang) von String 2.40 nicht charakterisiert. Der Fehler wurde jedoch erst nach erneutem Einbau am solaren Parkplatz festgestellt. Für die Validierung der gemessenen Stringkennlinien anhand der Addition der 20 Modulkennlinien wurde für die Kennlinie des Moduls T11 jene von Modul T10 verwendet. Eine qualitative Validierung dieser Ersatzkennlinie erfolgte mit den aufgenommenen EL-Bildern (siehe Kapitel 10.5.5) hinsichtlich vergleichbarer Zellrisse und inaktiver Zellbereiche.

Bei der Auswertung der Stringkennlinienmessung (siehe Tabelle 21 im Anhang) wurde festgestellt, dass die erfasste Modultemperatur von 23,9 °C bei der Messung von String 2.40 aufgrund der gemessenen Einstrahlung und der Temperatur vor Ort unplausibel ist. Der Temperaturwert wurde mit dem Mittelwert aller Messungen (39 °C) ersetzt.

10.4.2.1 Validierung der STC-Korrektur der Kennlinienmessung vor Ort

In Abbildung 25 ist die gemessene Kennlinie (KL) von String 2.40, die STC-korrigierte Stringkennlinie sowie die errechnete Stringkennlinie anhand der AIT-Messungen (2023) dargestellt. Die MPP-Leistung der STC-korrigierten Stringkennlinie beträgt 244,10 W und weicht 2.94 % von der MPP-Leistung der AIT-Stringkennlinie (237,12 W) ab. Diese Abweichung kann durch die vereinfachte STC-Korrektur sowie die Änderung des unplausiblen Temperaturwertes verursacht werden. Der qualitative Abgleich der beiden STC-Kennlinien zeigt eine Übereinstimmung des Kennlinienverlaufes im Bereich des MPPs, wobei die STC-korrigierte Kennlinie über der AIT-Kennlinie liegt. Da sich die Abweichung der MPP-Leistung im Bereich der Messunsicherheiten des I-V-400 (siehe Unsicherheit von Referenzzelle und Leistungswert in Tabelle 5) befinden, erfolgte die Anwendung der vereinfachten STC-Korrektur auf alle gemessenen Stringkennlinien.

Die nicht leistungsbeeinflussende Abweichung der AIT-Kennlinie von der STC-korrigierten Stringkennlinie bei geringeren Stringspannungen kann durch fehlerhafte Bypassdioden in den Modulen von String 2.40 erklärt werden (siehe Kapitel 10.5.6). Dadurch limitiert das schwächste Modul die Stringleistung auch bei geringeren Spannungswerten. Dies wurde bei der Erstellung der AIT-Kennlinie nicht berücksichtigt – Annahme der Funktion aller Bypassdioden. Im Bereich der Leerlaufspannung erfolgte für die STC-korrigierte Kennlinie keine Extrapolation, da sie für die Validierung nicht erforderlich war.

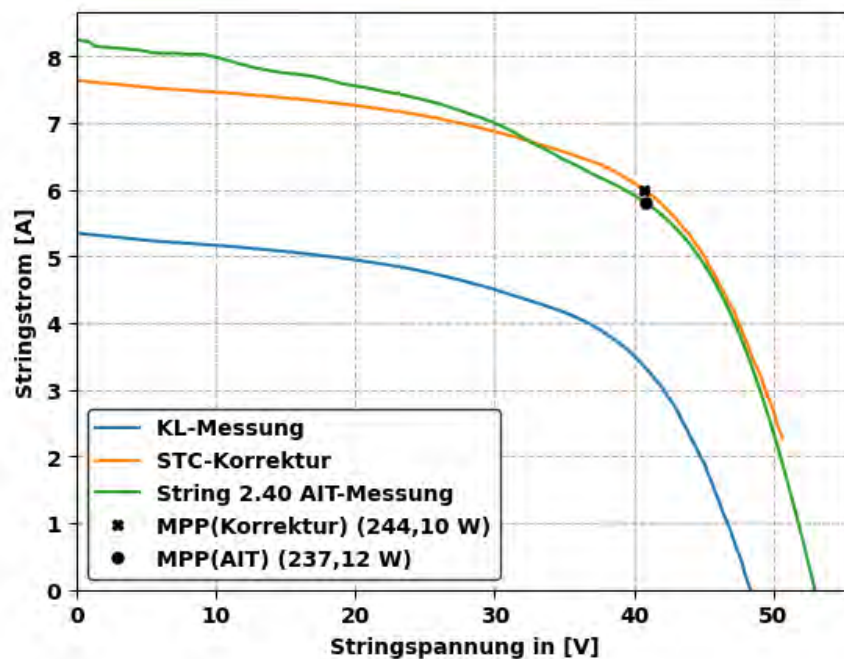


Abbildung 25: Validierung der STC-Korrektur der Stringkennlinienmessung von String 2.40 mit den Modulkennlinienmessungen am AIT (errechnete Stringkennlinie) (eigene Darstellung)

10.4.3 Auswertung des Anlagenmonitorings

Im Zuge der Auswertung des Anlagenmonitorings erfolgte die Ermittlung der Clear-Sky-Tage, die Erstellung eines stationären Ein-Parameter-Temperaturmodells, die Validierung der durchgeführten STC-Korrektur mit den gemessenen Stringkennlinien und die Analyse von Verschmutzungen auf den zeitlichen Verlauf der berechneten STC-Leistungen.

Im ersten Quartal 2023 wurde in den Monitoringdaten ein Produktionsausfall der Strings 2.41 und 2.42 festgestellt. In der folgenden visuellen Inspektion konnte ein Problem der Microwechselrichter ausgeschlossen werden. Eine offene Verbindung in einem Modul oder einer Modulverbindung wurde als Ursache für den Produktionsausfall identifiziert. Fehlerposition in den beiden Strings wurde am 7.Mai 2024 mittels Signalübertragungsmethode lokalisiert (siehe Kapitel 10.5.2).

10.4.3.1 Ermittlung der Clear-Sky-Tage

In Abbildung 26 ist die zeitliche Verteilung der ermittelten Clear-Sky-Tage ersichtlich. Durch die visuelle Kontrolle wurden vor allem Tage in den Wintermonaten aus der Auswahl entfernt. Die durch die gewählte Filterbedingung ermittelten Wintertage weisen positive Leistungsgradienten bis 12:00 Uhr auf, sind

jedoch aufgrund der geringen Leistungen bzw. deren Charakteristik für die weiteren Auswertungsschritte nicht berücksichtigt worden. Ebenfalls wurden Clear-Sky-Tage aus der Auswahl entfernt, welche Auffälligkeiten im relativen Vergleich der Stringleistungen aufwiesen (beispielsweise Verschattungen durch Fahrzeuge oder Absperrungen).

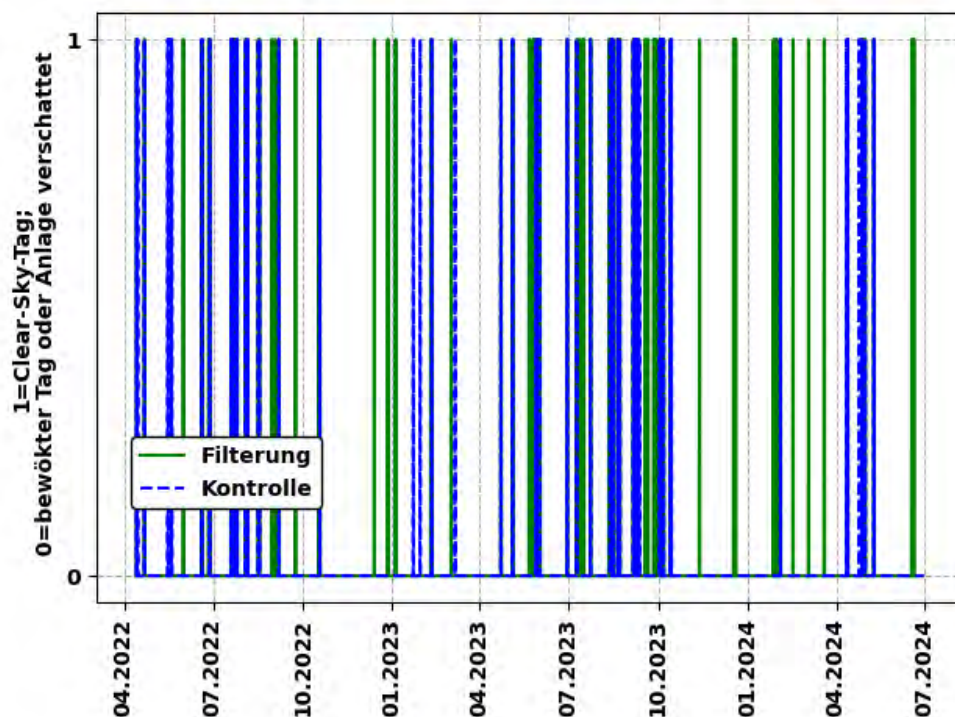


Abbildung 26: gewählte Clear-Sky-Tage durch Filterung und anschließender visueller Kontrolle (eigene Darstellung)

10.4.3.2 Entwicklung des stationären Ein-Parameter-Temperaturmodells

In Abbildung 27 sind die Messergebnisse in Form der einstrahlungsbedingten Modultemperaturerhöhung ($T_{\text{Modul}} - T_{\text{Amb}}$) in Abhängigkeit der Globalstrahlung für sechs Septembertage (Clear-Sky-Tage) dargestellt. Neben dem Temperaturverhalten des „Platio“-Moduls ist das Temperaturverhalten eines standardmäßigen PV-Moduls (Fa. IBC Solar) veranschaulicht. Es ist ersichtlich, dass sich das Temperaturverhalten des Standardmoduls durch eine Gerade mit Ursprung in der Nähe des Nullpunktes (Offset von etwa $-2,5\text{ °C}$) beschreiben lässt (Regressionskurve IBC-Modul). Als Ursachen für die Abweichung der Regressionskurve vom Schnittpunkt im Nullpunkt lassen sich der geringe Zeitraum für die Modellerstellung und die Streuung der Messdaten nennen. Die Streuung der Datenpunkte ist auf den kühlenden Einfluss der Windgeschwindigkeit

zurückzuführen. Das Temperaturverhalten des „Platio“-Moduls weist im Vergleich zum Standardmodul, einen zeitlich abhängigen Verlauf auf. Der Temperaturanstieg am Vormittag weist eine höhere Steigung als der Temperaturabfall am Nachmittag auf. Dies zeigt, dass bei der Entwicklung eines Temperaturmodells für eine Jahressimulation von verkehrsflächenintegrierten PV-Systemen die Wärmekapazität des Moduls mitberücksichtigt werden muss. Da das Temperaturmodell in dieser Arbeit allerdings nur für die vereinfachte STC-Korrektur verwendet wird, findet das Temperaturverhalten am Nachmittag keine weitere Betrachtung.

Für einen Zeitraum von 9:40 bis 13:15 Uhr erfolgte die Berechnung einer linearen Regressionskurve. Mit den berechneten Parametern der Regressionskurve erfolgte die Erstellung des Temperaturmodells. Da die Kurve ihren Ursprung nicht im Nullpunkt hat, wird für Strahlungswerte unter 450 W/m² angenommen, dass die Modultemperatur der Lufttemperatur entspricht.

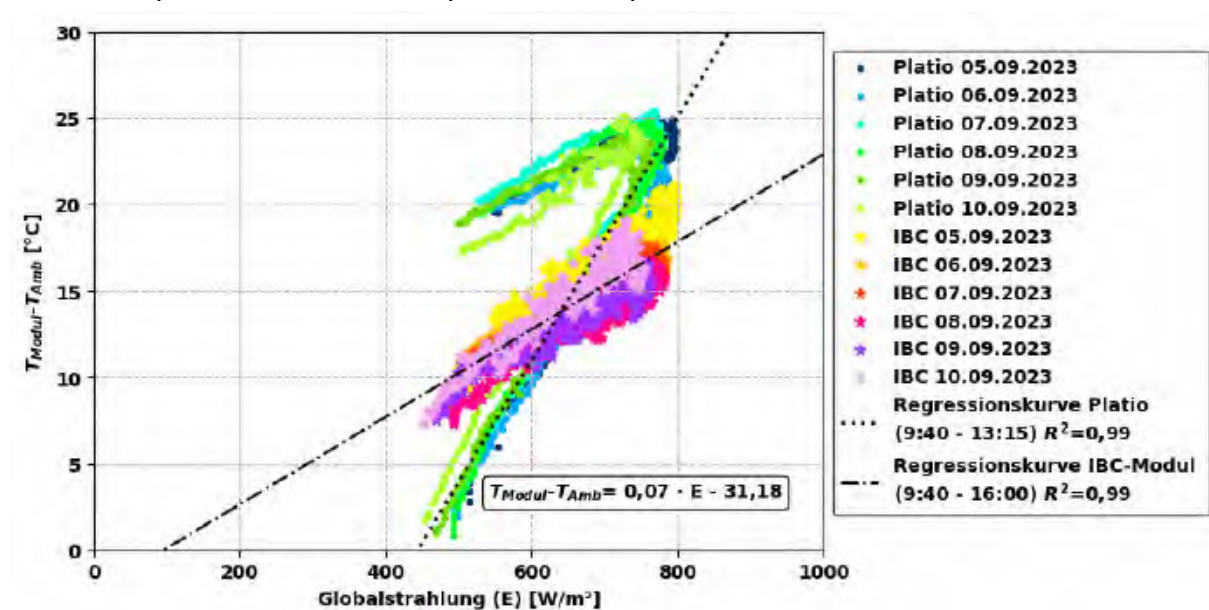


Abbildung 27: Temperaturverhalten eines „Platio“- und Standard-Moduls von 09:40 bis 16:00 Uhr, Regressionskurven für beide Module und Parameter des Temperaturmodells (eigene Darstellung)

10.4.3.3 Validierung der STC-Korrektur

Abbildung 28 zeigt die Validierung der STC-Korrektur der Monitoringdaten (Leistungsmaxima an Clear-Sky-Tagen) mit den STC-korrigierten Leistungen der Stringkennlinienmessung. Dazu wurde je ein Clear-Sky-Tag vor und nach der Stringkennlinienmessung herangezogen. Die numerischen Werte der Abbildung und die Abweichungen von den STC-korrigierten Leistungen der Stringkennlinienmessung sind in Tabelle 22 im Anhang aufgelistet. Mit einer

mittleren Abweichung von 2,1 % (21.05.2023) bzw. 1,5 % (25.05.2023) kann von einer Validierung der vereinfachten STC-Korrektur ausgegangen werden. Es ist hier allerdings zu erwähnen, dass sich stringspezifische Abweichungen von bis zu 9,5 % (Überschätzung) ergeben, welche bei der Auswertung der Ergebnisse berücksichtigt werden müssen.

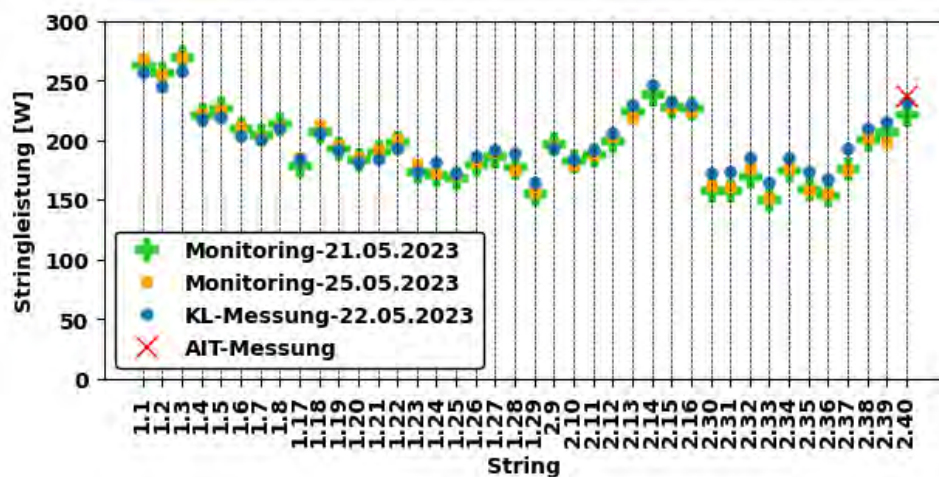


Abbildung 28: Validierung der STC-korrigierten Monitoringdaten mit den STC-korrigierten Stringkennlinienmessungen und der AIT-Messung (eigene Darstellung)

10.4.3.4 Einfluss von Verschmutzungen auf den zeitlichen Leistungsverlauf

In Abbildung 29 ist der zeitliche Verlauf der STC-korrigierten MPP-Leistungen von String 1.1 dargestellt. Es ist zudem der Unterschied ersichtlich, wenn in Formel (10-5) der Einstrahlungswert nicht beim Einstrahlungsmaximum (E_{\max}), sondern bei Leistungsmaximum (P_{\max}) verwendet wird. Gleiches ist für die Lufttemperatur dargestellt. Es zeigt sich in der Abbildung, dass die Verwendung des Einstrahlungswertes bei Leistungsmaximum Ausreißer im zeitlichen Leistungsverlauf verursacht. Der Unterschied des zeitlichen Temperaturbezuges (Leistungs- oder Einstrahlungsmaximum) hat keinen Einfluss. Gleiches zeigt sich für alle anderen Strings in Abbildung 115 im Anhang.

Ebenfalls ist in Abbildung 29 die Niederschlagsmenge der jeweiligen Clear-Sky-Tage (bis zum Einstrahlungsmaximum) inklusive der zwei Vortage ersichtlich. Es ist erkennbar, dass eine Korrelation zwischen einem Regenereignis und der Schwankung der Leistung besteht. Jedoch ist die Änderung der Leistung nach einem Regenereignis nicht immer positiv (Bsp.: zweiter Clear-Sky-Tag). Es kann daher nicht immer von einem Reinigungseffekt ausgegangen werden. Da sich diese

Leistungsschwankungen allerdings nicht ergebnisverzerrend auswirken, wurde keine weitere Anpassung der gewählten Clear-Sky-Tage vorgenommen.

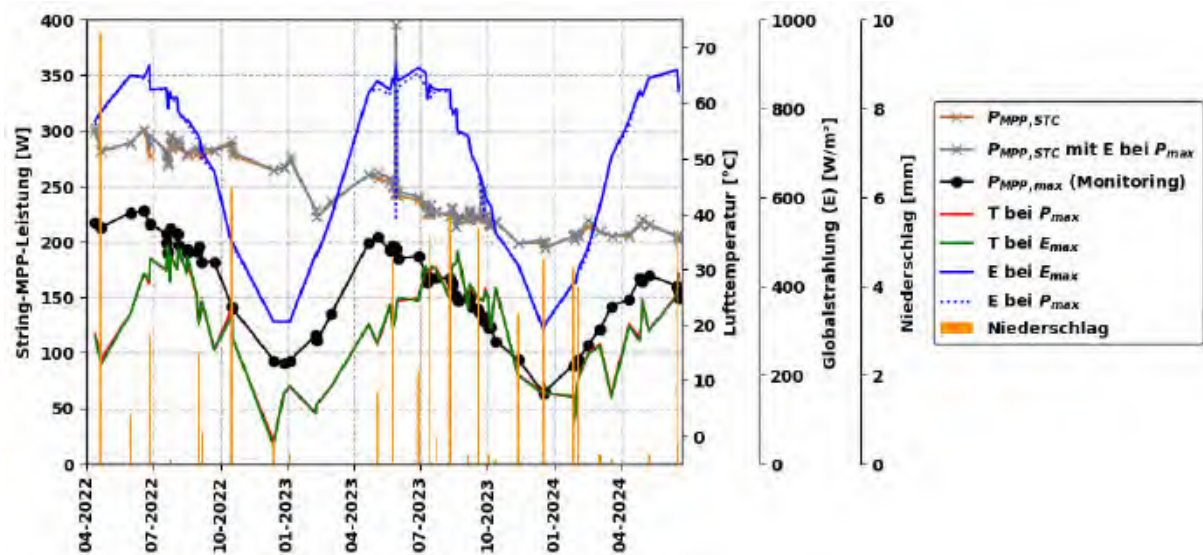


Abbildung 29: zeitlicher Verlauf der MPP-Leistung von String 1.1, STC-Korrektur berechnet mit Einstrahlung bei Leistungs- und Einstrahlungsmaximum, Unterschied der Lufttemperatur bei Leistungs- und Einstrahlungsmaximum und Regenmenge an den Clear-Sky-Tagen (inklusive zwei Vortage) (eigene Darstellung)

Die zuvor festgestellte Leistungsschwankung nach Regenereignissen ist auch im Verlauf des MPP-Stromes in Abbildung 30 ersichtlich. Ebenfalls ist anhand des zeitlichen MPP-Spannungsverlaufes ersichtlich, dass das entwickelte Temperaturmodell, bis auf die Wintermonate eine valide Temperaturkorrektur ermöglicht.

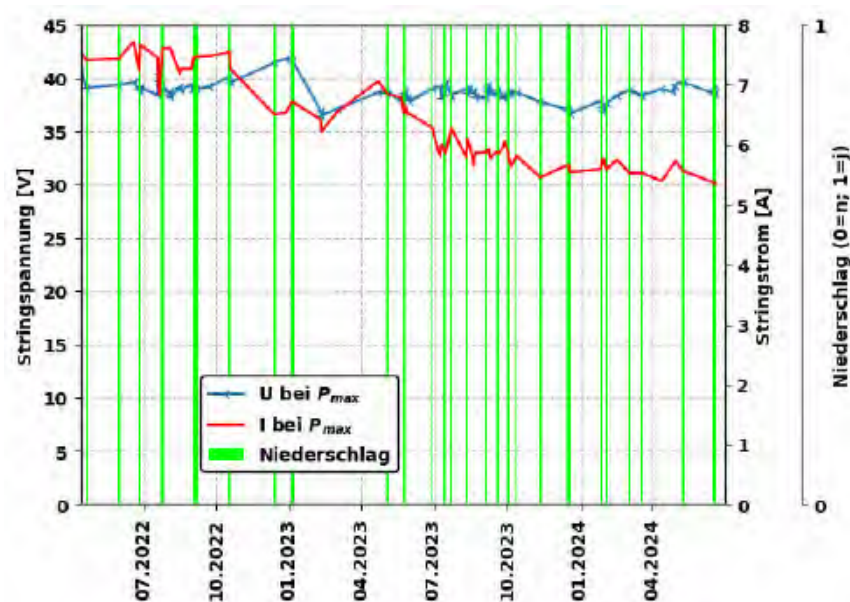


Abbildung 30: zeitlicher Verlauf des MPP-Stromes und der MPP-Spannung von String 1.1 beim Leistungsmaximum am jeweiligen Clear-Sky-Tag (eigene Darstellung)

10.4.4 Elektrolumineszenz-Messung

Die Elektrolumineszenz-Messung erfolgte, wie bereits in Kapitel 10.2.3.5 beschrieben, an drei verschiedenen Tagen. Da sich aufgenommene EL-Bilder des gleichen Moduls bei unterschiedlichen Temperaturen, durch inaktive Zellbereiche und den verschiedenen thermischen Expansionskoeffizienten der Modulkomponenten, verändern können, empfiehlt IEC TS 60904-13 (2018) die Messung der Modultemperatur. Da dies bei den „Platio“-Modulen, wie bereits angesprochen, nicht möglich ist, wurde die Lufttemperatur herangezogen. Die Erfassung der Lufttemperatur erfolgte nicht direkt am Messort, sondern anhand der Messdaten der GeoSphere Austria-Wetterstation in Gumpoldskirchen (GeoSphere Austria s.a.). Der Messzeitraum und die Lufttemperatur während der Messung sind in Tabelle 10 dargestellt.

Tabelle 10: Messzeitraum und Lufttemperaturen während der EL-Messungen (eigene Darstellung)

Messdatum	Messzeitraum	Lufttemperatur [°C]		
		Max	Durchschnitt	Min
09.05.2022	20:57-23:03 Uhr	15,8	14,5	13,7
15.05.2023	20:58-23:02 Uhr	14,8	14,2	13,8
02.10.2023	21:38-23:17 Uhr	16,5	15,4	14,5

Am 09.05.2022 und 15.05.2023 erfolgte die Aufnahme von EL-Bildern aller installierten „Platio“-Module. Im Zuge der Aufnahmen am 15.05.2023 konnten

jedoch von fünf Strings (1.29, 2.30, 2.36, 2.41 und 2.42) keine EL-Bilder aufgenommen werden. Die Messung dieser Strings wurde ebenfalls mit verpolten Stringkabeln wiederholt, um einen Betrieb im Sperrbereich ausschließen zu können. Die Strings 2.41 und 2.42 sind hier ausgenommen, da diese auch tagsüber keine Produktion aufwiesen.

Bei der Messung am 02.10.2023 wurden folgende Strings gemessen: 1.2, 1.3, 1.27, 1.28, 1.29, 2.9, 2.10, 2.11, 2.30, 2.35, 2.36, 2.37, 2.38, 2.39 und 2.40. Hier konnte ebenfalls bei String 2.30 und 2.36 kein EL-Bild aufgenommen werden. Die Eingrenzung der Ursache hierfür erfolgte durch die Dunkelkennlinien-Messung, deren Durchführung im nächsten Kapitel beschrieben wird.

Die EL-Parameter (Belichtungszeit, Spannung und Rückstrom) sind in Tabelle 24 im Anhang ersichtlich.

10.4.5 Dunkelkennlinien-Messung

Für die Dunkelkennlinien-Messung am 02.10.2023 wurden folgende Strings ausgewählt: 1.1, 1.2, 1.3, 1.27, 1.28, 1.29, 2.9, 2.10, 2.11, 2.30, 2.35, 2.36, 2.37, 2.38, 2.39 und 2.40. Bei zwei dieser Strings (2.30 und 2.36) konnte keine Dunkelkennlinie im Durchlassbereich gemessen werden, da sich trotz Erhöhung der Spannung kein Stromfluss einstellte (offene Verbindung in der Zellverbindung). Im Sperrbereich wurde ein Stromfluss festgestellt (funktionierende Bypassdioden). Gleiches war bei String 1.29 beim ersten Messversuch der Fall. Hier konnte jedoch durch mechanische Belastung der Kacheln eine leitende Verbindung hergestellt werden. Im Betrieb tagsüber weisen die betroffenen Strings allerdings keine Leistungsabweichung im relativen Vergleich auf.

10.5 Ergebnisse der Fehleranalyse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Fehleranalyse beschrieben. Es werden jene durch die angewandten Analysemethoden festgestellten Fehlerauswirkungen erläutert und möglichen Fehlern zugeordnet. Mithilfe der Ergebnisse der quantitativen Methoden (I-U-Kennlinienmessung und Auswertung der Monitoringdaten) werden die Fehlerauswirkungen hinsichtlich der Leistungsverluste quantifiziert. Anhand der Ergebnisse der qualitativen Methoden (visuelle Inspektion, EL und Dunkelkennlinie) werden weitere festgestellte Fehlerarten und die identifizierten Ursachen aller ermittelten Fehlerarten beschrieben.

10.5.1 Ergebnisse der visuellen Inspektionen

In der nachfolgenden Bilderzusammenstellung (Abbildung 31 bis Abbildung 50) sind die durch visuelle Inspektionen festgestellten Fehler mit dem Datum der Anlagenbesichtigung dargestellt. Zu Beginn des Anlagenbetriebes zeigten sich primär Ablösungen der Glas-Folien-Module vom Modulunterbau sowie ausbrechende Modulränder (siehe Abbildung 31 bis Abbildung 34 sowie Abbildung 36). Dies ermöglichte den Eintritt von Wasser, welcher jedoch nicht mit Leistungsverlusten in im ersten Betriebsjahr in Verbindung gebracht werden konnte. Ein Zusammenhang mit Leistungsverlusten aufgrund von Modul- und Zellkurzschlüssen wurde jedoch im zweiten Jahr festgestellt (siehe Kapitel 10.5.4 und 10.5.5). Neben der Ablösung der Glas-Folien-Module und der ausgebrochenen Ränder wiesen auch visuell fehlerfreie Module Wassereintritte zwischen Modulglas und Modulrand auf. Bei der Inspektion und Begehung der Anlage wurden diese Wasseraustritte bei den visuell fehlerfreien Modulen festgestellt, indem eine Person die Module durch Begehung belastete (siehe Abbildung 43). Abbildung 44 zeigt deutlich einen beginnenden brechenden Rand eines Moduls, welches in den vorangegangenen Inspektionen als fehlerfrei klassifiziert wurde. Eine Abstufung dieser Fehlerbilder zeigten sich ebenfalls bei weiteren anfangs fehlerfreien Modulen mit Wassereintritten.

Im weiteren Verlauf der Inspektionen zeigte sich ein vermehrtes Auftreten von Delaminationen an den Modulrändern (siehe Abbildung 35 und Abbildung 38). Dies führte in Verbindung mit den zuvor beschriebenen Materialfehlern zum bereits erwähnten Austausch von 34 „Platio“-Modulen am 09.08.2022². Die Positionen der getauschten Module und deren Fehlerklassifizierung sind in Abbildung 51 ersichtlich. Daraus lässt sich keine Fehlerabhängigkeit von der Modulposition in der Anlage ableiten. Beim Modultausch wurden zudem Kabelquetschungen an der Stringverkabelung festgestellt (Abbildung 37). Diese Quetschungen könnten sich durch die Fahrzeugbelastungen zu einer Beschädigung der Kabelisolierungen weiterentwickeln und Kurzschlüsse im jeweiligen Sting verursachen. Eine Personengefährdung ist bei beschädigter DC-Isolierung nicht gegeben, da die Stringspannungen auf 60 V limitiert sind.

Am 07.02.2023 wurden von der Gemeinde Teesdorf zwei Module mit Glasbruch festgestellt (siehe Abbildung 40). Es erfolgte dadurch eine erneute Dokumentation

² Im Kontext der Modulkennlinienmessung am AIT ist zu erwähnen, dass zwei Module von String 2.40 ebenfalls am 09.08.2022 erneuert wurden.

von Modulen mit Materialdegradationen (Delamination, Ablösungen und ausgebrochene Modulränder) sowie deren Position in der Anlage (siehe Abbildung 52). Daraus lässt sich, wie bereits in Abbildung 51 festgestellt, kein Zusammenhang zwischen Modulposition und Fehlerart feststellen. Es sei hierbei darauf hingewiesen, dass in Abbildung 52 nicht zwischen Delamination und Ablösung unterschieden wird, da die Dokumentation durch die Gemeinde Teesdorf erfolgte (Windisch 2023). Im Jänner 2024 wurde ein weiteres Modul mit Glasbruch festgestellt (orangene Markierung in Abbildung 52). Für die ersten beiden Glasbruchmodule ist von Vandalismus als Ursache ausgegangen worden. Eine Kamera war hier noch nicht am Parkplatz installiert. Aufgrund des erneuten Fehlerauftretens im gleichen Jahreszeitraum kann jedoch auch eine temperaturbedingte Ursache in Verbindungen mit dem Eintritt von Wasser – Gefrieren und nachfolgender Fahrzeugbelastung – nicht ausgeschlossen werden. Aufgrund einer Fehlfunktion der Kamera im Jänner 2024 ist erneuter Vandalismus ebenfalls in Betracht zu ziehen.

Neben der zunehmenden Modulanzahl mit Delaminationen an den Rändern zeigten Module im fortgeschrittenen Stadium eine Vergrößerung der delaminierten Modulfläche (siehe Abbildung 41 und Abbildung 42). Erkennbare Delaminationen über den Zellflächen lassen darauf schließen, dass es sich um Delamination zwischen dem Glas und der Einkapselungsfolie handelt. Dies ist von der Delamination zwischen Zelle und Einkapselungsfolie zu unterscheiden, welche punktuell auftritt und keinen Beginn am Modulrand hat (siehe Abbildung 39 und Abbildung 45). Die Delaminationen sind auf mehrere mögliche Ursachen zurückzuführen. Delaminationen können erstens (1) durch nicht optimal gewählte Laminationsparameter (Temperatur und Druck) begünstigt bzw. verursacht werden (vgl. Oreski et al. 2019). Zweitens (2) kann die Delamination durch die Ablösung des Glas-Folien-Moduls vom Modulunterbau begünstigt werden – möglicher Zusammenhang zwischen den Delaminationen an den Modulrändern und den Klebepunkten von Glas-Folien Modul und Modulunterkonstruktion. Als dritte (3) mögliche Ursache kann die Beanspruchung durch die Fahrzeuge bei Beschleunigung und Bremsung genannt werden. Da diese Kräfte nicht direkt durch den Modulrahmen aufgenommen werden, sondern über die Klebepunkte an den Modulunterbau abgeführt werden, kann die ermöglichte Verschiebung der Modulschichten die Haftung zu den angrenzenden Materialien (Zelle, Glas oder Rückseitenfolie) reduzieren und Delaminationen verursachen.

Die ausbrechenden Modulränder können einerseits auf die unzureichende Materialstärke zurückgeführt werden. Andererseits ist der Einfluss der UV-

Strahlung als Ursache für die Materialdegradation des Copolymermaterials in Betracht zu ziehen.

Das Abbrechen der Modulkanten ist in erster Linie auf eine zu geringe Materialstärke zurückzuführen, wenngleich das „Versickern“ des Basaltsplitt zwischen den Modulrändern einen verstärkenden Effekt gehabt haben könnte. Eine Verhinderung der abbrechenden bzw. ausbrechenden Modulränder/-kanten durch den Basaltsplitt, ist aus Sicht der Autoren nicht möglich. Darüber hinaus dürfen die UV-Beständigkeit des Copolymer-Materials der Unterkonstruktion und fehlende Dehnungsfugen als weitere Ursache bzw. beschleunigender Einfluss nicht außer Acht gelassen werden. Letzteres ist auf einen Planungsfehler zurückzuführen, bei dem die Wärmeausdehnung der Module nicht berücksichtigt wurde. Dies ist in Abbildung 46 für den Winter 2023 zu sehen, wo die Module am Anlagenrand einen größeren Abstand zueinander und zur Anlagenrand aufweisen. Eine Komprimierung der Modulunterkonstruktion durch die thermisch hervorgerufenen Kräfte ist ebenfalls als mögliche Ursache für die größeren Abstände, die im Vorwinter nicht auftraten, zu nennen.

Wie bereits erwähnt, schritt die Materialverschlechterung weiter voran oder kumulierte sich in einigen Modulen (Ablösung, Kantenbruch und Delamination) (siehe Abbildung 47 und Abbildung 49).

Im Juni 2024 wurden Module entdeckt, bei denen die mechanische und elektrische Verbindung zur Unterkonstruktion unterbrochen war und die Module daher nicht mehr mit den Strings verbunden waren (siehe Abbildung 50). Diese Module haben gebrochene Kanten gemeinsam und die plausibelste Ursache für die Unterbrechung der elektrischen Verkabelung sind horizontale Fahrzeugkräfte (z.B. Bremsen oder Beschleunigen).

Abschließend ist zu erwähnen, es auch an den Modulen der Referenzanlage zu Wassereintritt bei 13 der 20 Module gekommen ist (siehe Tabelle 17). Die Ursache ist, nach Rücksprache mit dem Hersteller, auf Abdichtungsprobleme im Herstellungsprozess zurückzuführen. Dieses Problem sollte bei neuen Modulen daher nicht mehr auftreten, kann jedoch von den Autoren nicht vollständig ausgeschlossen werden, zumal auch die mechanischen Beanspruchungen durch Fahrzeuge zu Undichtheiten führen können.

22.07.2022

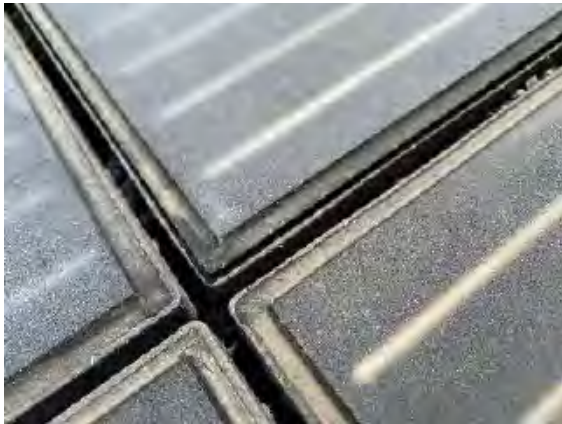


Abbildung 31: Ablösung des Moduls am Rand (22.07.2022) (eigene Darstellung)



Abbildung 32: Ablösung des Moduls über die gesamte Randfläche (22.07.2022) (eigene Darstellung)



Abbildung 33: Ablösung des Moduls über die gesamte Randfläche (22.07.2022) (eigene Darstellung)



Abbildung 34: Ablösung des Moduls und ausbrechender Rand (22.07.2022) (eigene Darstellung)

09.08.2022



Abbildung 35: Delamination an den Modulrändern (09.08.2022) (eigene Darstellung)



Abbildung 36: Ablösung des Moduls an der Modulecke (09.08.2022) (eigene Darstellung)



Abbildung 37: gequetschte Stringkabel (09.08.2022) (eigene Darstellung)

07.02.2023



Abbildung 38: Delaminationen an den Modulrändern (07.02.2023) (eigene Darstellung)



Abbildung 39: Delaminationen an den Modulrändern und neben einer Busbar (07.02.2023) (eigene Darstellung)



Abbildung 40: Module mit Glasbruch (festgestellt durch Mitarbeiter*innen der Gemeinde Teesdorf) (07.02.2023) (eigene Darstellung)

02.10.2023



Abbildung 41: Delaminationen an den Modulrändern bis über die PV-Zellen (02.10.2023) (eigene Darstellung)



Abbildung 42: Delamination an der Modulecke zwischen Glas und Einkapselungsfolie (02.10.2023) (eigene Darstellung)

30.10.2023



Abbildung 43: austretendes Wasser bei Belastung (30.10.2023) (eigene Darstellung)



Abbildung 44: beginnender ausbrechender Modulrand (30.10.2023) (eigene Darstellung)



Abbildung 45: Delaminationen an den Modulrändern sowie in der Modulmitte (siehe Markierung) (30.10.2023) (eigene Darstellung)

05.12.2023



Abbildung 46: größerer Abstände zwischen den Modulen am Anlagenrand
(eigene Darstellung)

07.09.2024

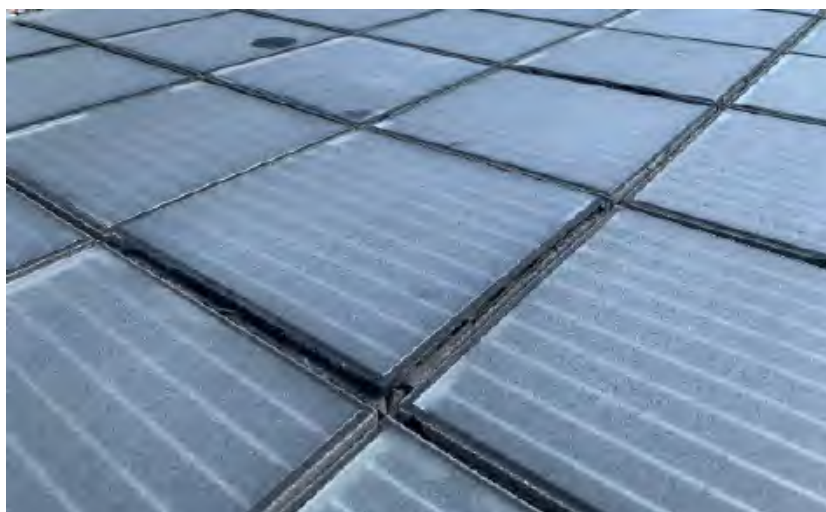


Abbildung 47: Ablösung des Moduls von der Unterkonstruktion sowie ausgebrochene
Modulränder (eigene Darstellung)

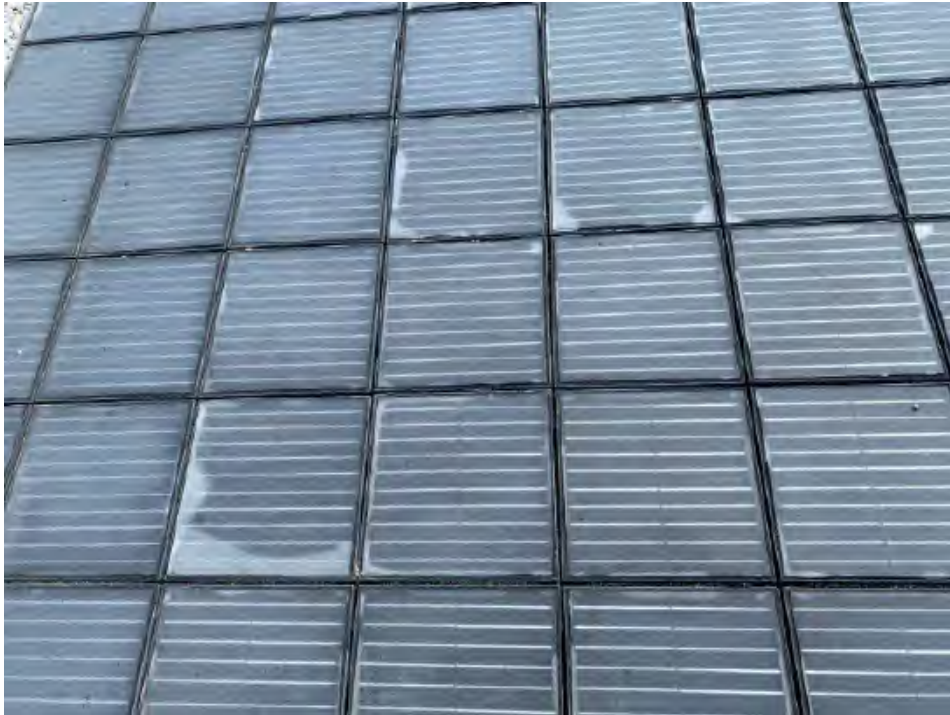


Abbildung 48: fortschreitende Delamination und ausbrechende Modulränder
(eigene Darstellung)

20.09.2024



Abbildung 49: vermehrte Anzahl von Modulen mit Delamination und ausbrechenden
Modulrändern (in Rot) (eigene Darstellung)

05.10.2024

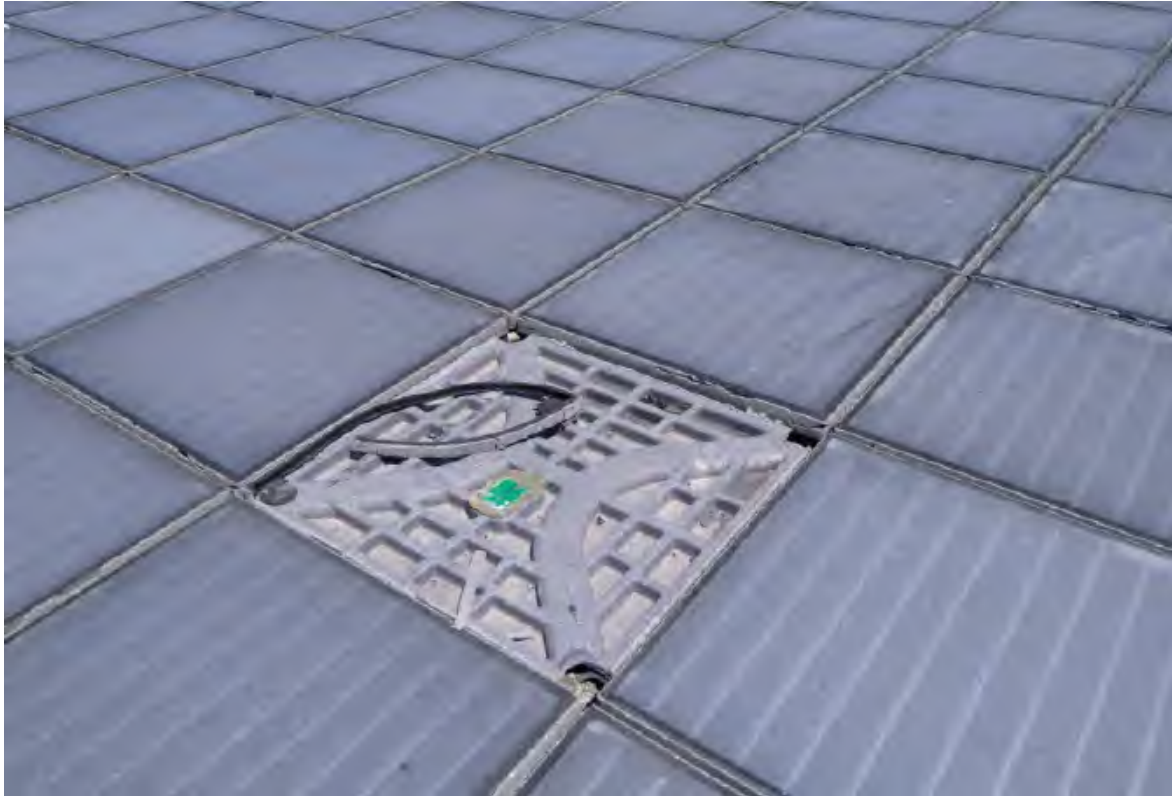


Abbildung 50: vollständig abgelöstes Modul von der Unterkonstruktion sowie ersichtliche Bypassdioden-Leiterplatte und abgebrochener Modulrand (eigene Darstellung)

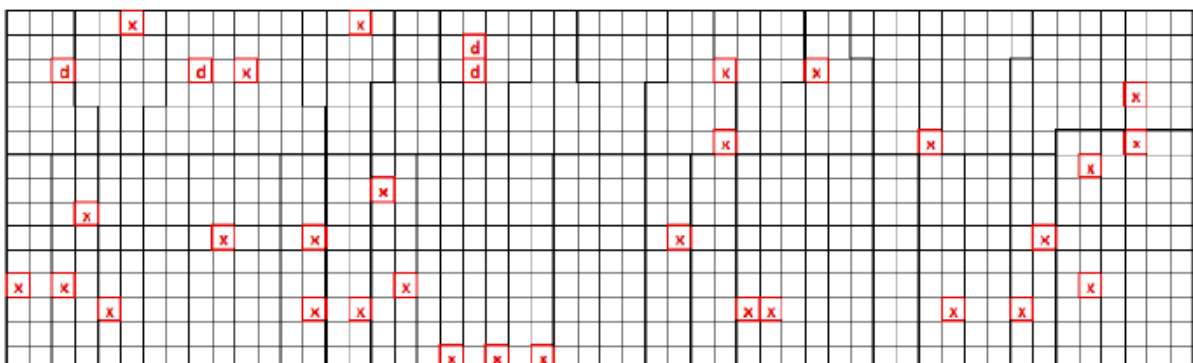


Abbildung 51: festgestellte visuelle Fehler am 09.08.2022 und ausgetauschte Module (x=Ablösung des Glas-Folien-Moduls und ausgebrochener Modulrand; d=Delamination) (eigene Darstellung)

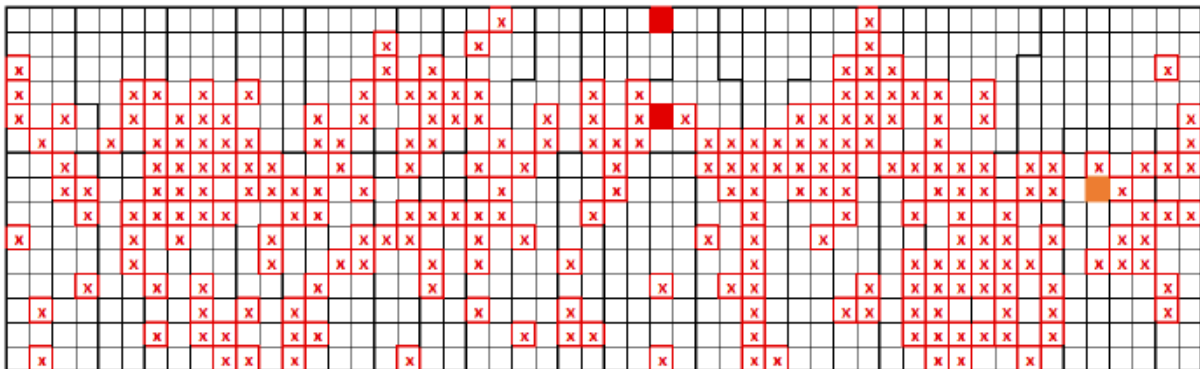


Abbildung 52: festgestellte visuelle Fehler am 07.02.2023 (x=Ablösung des Glas-Folien-Moduls, Delamination oder ausgebrochener Modulrand; rote ausgefülltes Quadrat=Glasbruch) und Position der Moduls mit Glasbruch im Jänner 2024 (orange ausgefülltes Quadrat) (eigene Darstellung nach (Windisch 2023))

10.5.2 Ergebnisse der Signalübertragungsmethode zur Detektion und Lokalisierung von Kabelunterbrechungen

Während der Betriebszeit des Systems fielen zwei Strings (2.42 und 2.41) aus, und es wurde ein Problem mit einem offenen Stromkreis als Ursache für den Ausfall ermittelt. Mit Hilfe der Signalübertragungsmethode konnten die offenen Stromkreisstellen lokalisiert werden (siehe Abbildung 53). Die Unterbrechung wurde durch gequetschte Kabel verursacht, die entweder durch eine falsche Installation oder durch die thermische Bewegung der PV-Module im Laufe der Zeit hervorgerufen wurden.



Abbildung 53: Lokalisierte Kabelunterbrechungen im String 2.42 (links) und Strang 2.41 (rechts) mit der Signalübertragungsmethode (eigene Darstellung)

10.5.3 Ergebnisse der I-U-Kennlinienmessungen

Die nachfolgenden Ergebnisse zu den I-U-Kennlinienmessungen sind unterteilt in die Ergebnisse der Modulkennlinienmessungen nach IEC 60904-1 am AIT und der Stringkennlinienmessungen am solaren Parkplatz.

10.5.3.1 Ergebnisse der Modulkennlinienmessungen nach IEC 60904-1

Die Ergebnisse der Modulkennlinienmessung am AIT sind in Abbildung 54 in Form der MPP-Leistung dargestellt. Hierbei ist erkennbar, dass die Module von String 2.40 nach der Inbetriebnahme eine vom Datenblatt abweichende Leistung (21,52 Wp) aufweisen und mit durchschnittlich 16,25 Wp (T_{2022}) 24,5 % unter den Herstellangaben liegen. Gleiches ist bei den Modulen der Referenzanlage (FH_2022) mit einer durchschnittlichen Leistung von 16,74 Wp (-22,2 %) ersichtlich. Die Messungen der Module von String 2.40 nach einem Jahr (T_{2023}) zeigen eine weitere Leistungsreduktion auf durchschnittlich 12,94 Wp (-39,9 % im Vergleich zum Datenblattwert), wobei die Leistungen breiter gestreut sind (16,20 Wp bis 9,40 Wp). Nur drei der Module (5, 12 und 15) weisen unter der Berücksichtigung der Messunsicherheit keine Leistungsverluste auf. Die Modulleistung der Referenzanlage nach etwa einem Jahr Wetterexposition beträgt 16,24 Wp (-24,6 % im Vergleich zum Datenblattwert) und ist damit geringfügig geringer als bei der Erstcharakterisierung.

Auf Basis der beiden Messungen im Jahr 2022 und 2023 lässt sich die Degradationsrate (p.a.) der Module von String 2.40 mit durchschnittlich 20,4 % für das erste Betriebsjahr beziffern. Die Schwankungsbreite beträgt 1,6 % bis 43,7 %.

Die Degradationsrate (p.a.) der Module der Referenzanlage beträgt im Durchschnitt 3,1 %, mit einer Streuung von 1,6 % bis 6,1 %. Es ist bei darauf hinzuweisen, dass sich fünf Moduldegradationsraten im Bereich der Messunsicherheit bzw. sehr nahe daran befinden und sich die Schwankungsbereiche der MPP-Leistung weiterer in Abbildung 54 überlappen. Dadurch ist die hier ermittelte Degradationsrate mit Bedacht zu verwenden.

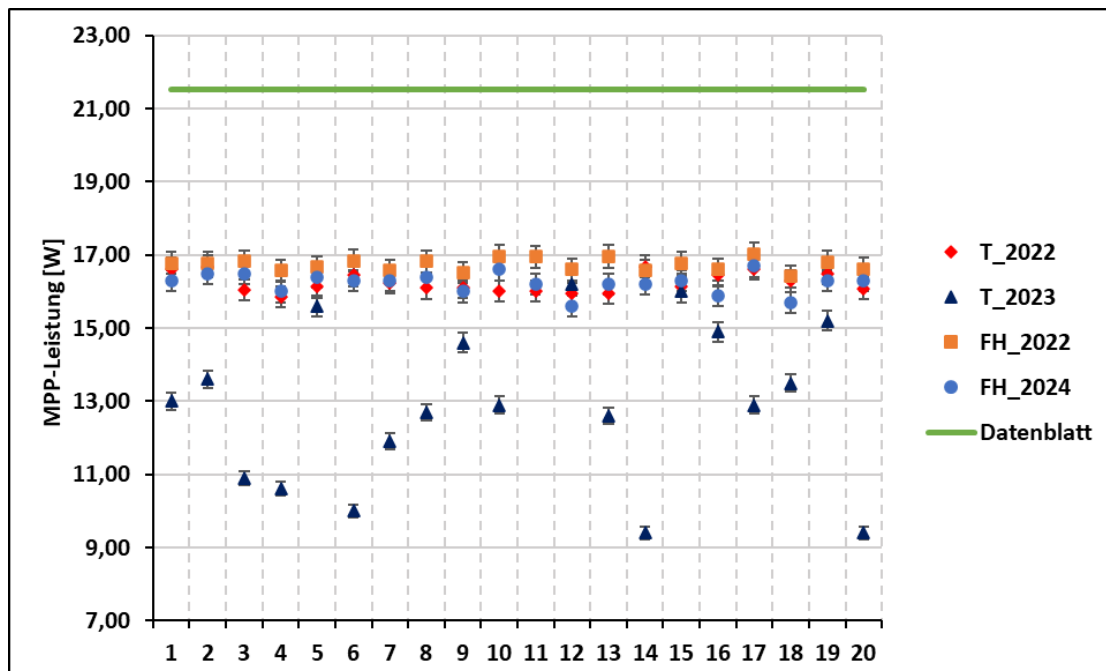


Abbildung 54: MPP-Leistung der Module des String 2.40 (T_2022 und T_2023) sowie der Referenzmodule der Dachanlage (FH_2022) und Datenblattwert der MPP-Leistung (Leistungswerte mit Schwankungsbreite der Messunsicherheit) (eigene Darstellung)

Die gesamten Kennlinienparameter der Messungen sind im Anhang grafisch (Abbildung 108 bis Abbildung 111) sowie tabellarisch (Tabelle 15 bis Tabelle 19) dargestellt. Eine tabellarische Auflistung der einzelnen Moduldegradationsraten für String 2.40 und die Referenzanlage sind ebenfalls im Anhang in Tabelle 17 und Tabelle 20 ersichtlich.

Die Abweichung der Modulleistung im Vergleich zur Herstellerangabe kann primär auf eine geringere Zellqualität der verbauten Zellen zurückgeführt werden. Dies ist anhand der geringeren Kurzschlussströme (im Durchschnitt -17,2 % (T_2022) und -14,4 % (FH_2022); siehe Tabelle 15 und Tabelle 18) im Vergleich zur Datenblattangabe ersichtlich. Weiters kann aus den Kennlinienparametern der Messungen im Jahr 2022 ein höherer Serienwiderstand im Vergleich zur Herstellerangabe abgeleitet werden. Dies erfolgt anhand der Verwendung der Spannungsdifferenz von Leerlaufspannung und MPP-Spannung als Richtwert für die Steigung der Kennlinie im Bereich der Leerlaufspannung und damit den Serienwiderstand, welcher ebenfalls die Modulleistung beeinflusst.

In Abbildung 55 sind die im Jahr 2022 gemessenen Kennlinien der Module von String 2.40 und der Referenzanlage ersichtlich. Eine separate Darstellung der

Modulkennlinien ist in Abbildung 112 (Module Referenzanlage) und Abbildung 113 (Module String 2.40) im Anhang ersichtlich. Die Kennlinien für die Module der Referenzanlage im Jahr 2024 sind ebenfalls im Anhang in AAbbildung 114 dargestellt. Abbildung 56 zeigt die Modulkennlinien von String 2.40 nach einem Betriebsjahr. Da die für die I-U-Kennlinienmessung verwendete Last einen Betrieb in allen vier Quadranten ermöglicht (Ujvari 2023), ist die Modulkennlinie nicht nur im I. Quadranten, sondern auch im Sperrbereich (II. Quadrant) und Durchlassbereich (IV. Quadrant) dargestellt. Bei den Messungen im Jahr 2022 zeigt sich im I. Quadranten eine Übereinstimmung aller Modulkennlinien, wobei die Module der Referenzanlage gering höhere Kurzschlussströme aufweisen. Im Sperrbereich ist eine Abweichung der Kennlinienübereinstimmung gegeben. Die Bypassdioden der Module der Referenzanlage weisen im Vergleich zu den Modulen von String 2.40 bei höheren Strömen geringere Spannungsabfälle auf. Drei der Module von String 2.40 haben eine offene Bypassdiodenstrecke, da es zu keinem Stromanstieg bei ansteigender Sperrspannung kommt. Der Unterschied der Diodenkennlinien ist auf die Verwendung von unterschiedlichen Bypassdiodentypen zurückzuführen (Sziszák 2023). In den Modulen von String 2.40 sind sogenannte aktive Bypassdioden des Typs SM74611 (Texas Instruments 2016) verbaut. Hierbei handelt es sich um eine elektronische Schaltung, bestehend aus Transistor, Ladungspumpe und Diode. Dadurch soll im Vergleich zu einer normalen Bypassdiode die Wärmeentwicklung durch einen geringeren Spannungsabfall am Transistor reduziert werden. In den Modulen der Referenzanlage ist eine passive Bypassdiode (nur Diode) des Typs VBT3045BP-E3 (Vishay Intertechnology Inc. 2023) verbaut. Da diese einen geringeren Spannungsabfall als die aktive Bypassdiode aufweist, ist davon auszugehen, dass die Pulslänge des Sonnensimulators (10 ms (Ujvari 2023)) für das Ansprechen der elektronischen Schaltung der aktiven Bypassdiode zu gering ist.

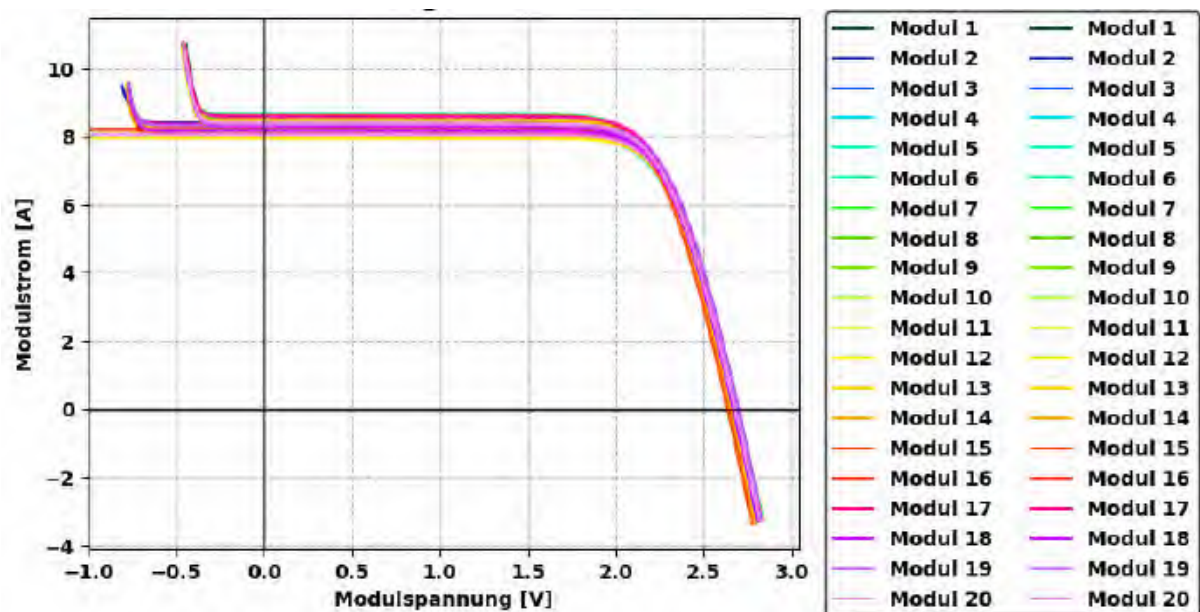


Abbildung 55: Modulkenlinien der Module von String 2.40 und der Referenzanlage am AIT im Jahr 2022 (eigene Darstellung)

Die in Abbildung 56 dargestellten Modulkenlinien von String 2.40 nach einem Betriebsjahr zeigen eine deutliche Streuung der Kurzschlussströme sowie eine Veränderung der Kennliniensteigungen im Bereich der Leerlaufspannung und des Kurzschlussstromes. Die Streuung der Kurzschlussströme kann auf Zellrisse und Zellbrüche zurückgeführt werden. Heterogene Verfärbungen von Einkapselungsfolie oder Deckglas sind anhand der visuellen Kontrolle vor den Kennlinienmessungen auszuschließen. Die Veränderung der angesprochenen Kennliniensteigungen ist mit veränderten Serien- und Parallelwiderständen zu begründen. Diese werden wiederum durch den ohmschen Widerstand der Zellverbindungen und -kontaktierungen (Serienwiderstand) sowie durch Zellrisse beeinflusst (Serien- und Parallelwiderstand). Das im August 2022 ausgetauschte Modul 14 ist durch den geringeren Sperrspannungsverlauf (Diodenkennlinie) im Vergleich zu Abbildung 55 erkennbar.

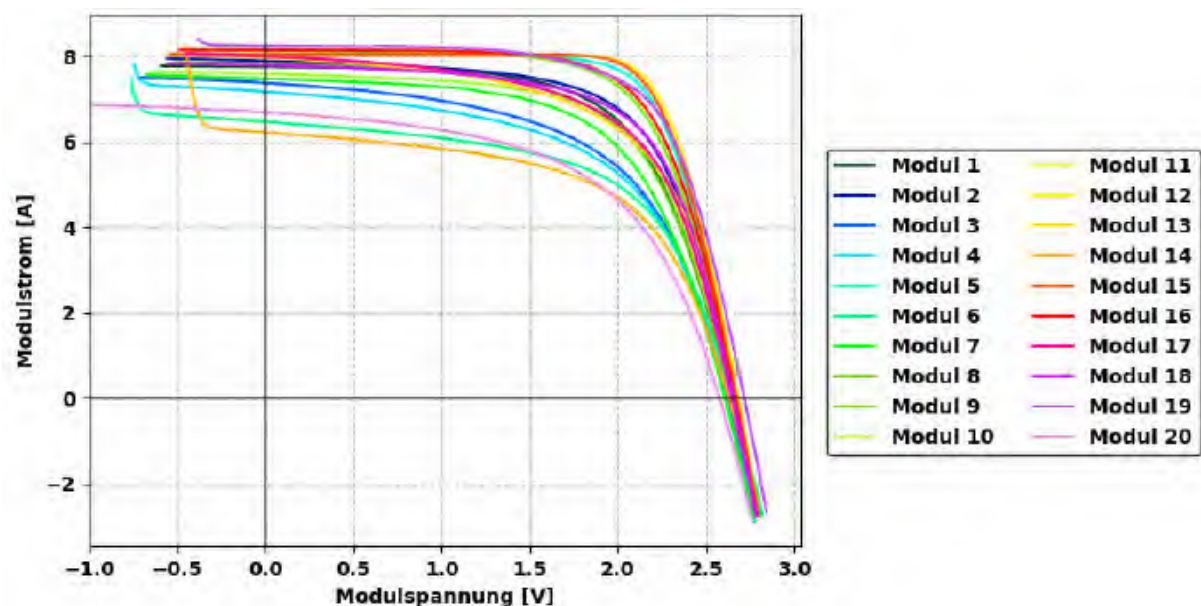


Abbildung 56: Modulkennlinien der Module von String 2.40 am AIT im Jahr 2023 (eigene Darstellung)

Abbildung 57 zeigt die Stringkennlinien von String 2.40, welche aus den Modulkennlinien der beiden AIT-Messungen (2022 und 2023) ermittelt wurden. Die MPP-Leistung des Strings beträgt nach der Anlagenerrichtung 323,01 W und nach einem Betriebsjahr 237,12 W. Dies entspricht einer Degradationsrate auf Stringebene von 26,6 %. Der Unterschied zur durchschnittlichen Degradationsrate der Module von 20,4 % lässt sich durch die Stromlimitierung des schwächsten Moduls erklären. Abbildung 58 veranschaulicht die Stringkennlinien des Referenzstrings für die Messungen in 2022 und 2024. Die MPP-Leistung weist hierbei eine Verringerung von 333,91 W auf 323,90 W auf. Dies resultiert in einer Degradationsrate auf Stringebene von rund 3 %. Im Vergleich der Kennlinien von String 2.40 und dem Referenzstring, das sich beim Referenzstring nur der Kurzschlussstrom verändert, jedoch die Leerlaufspannung gleichbleibt. Die Reduktion des Kurzschlussstromes kann einerseits auf die Lichtinduzierte Degradation (tritt im ersten Betriebsjahr auf, wenn nicht durch den Hersteller in den Datenblattangaben berücksichtigt wird) oder Veränderungen der Transmission des Deckglases begründet werden. Wobei erst genannter Grund wahrscheinlicher ist, da die Module vor der Messung gereinigt wurden.

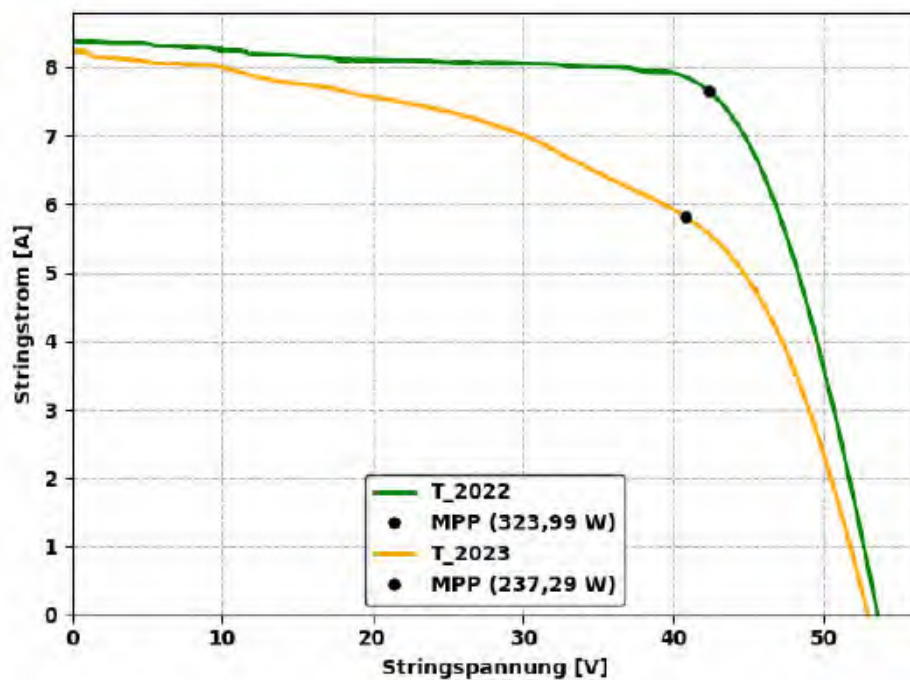


Abbildung 57: Stringkennlinien von String 2.40 (berechnet aus den Modulkennlinien) für die Messungen im Jahr 2022 und 2023 (eigene Darstellung)

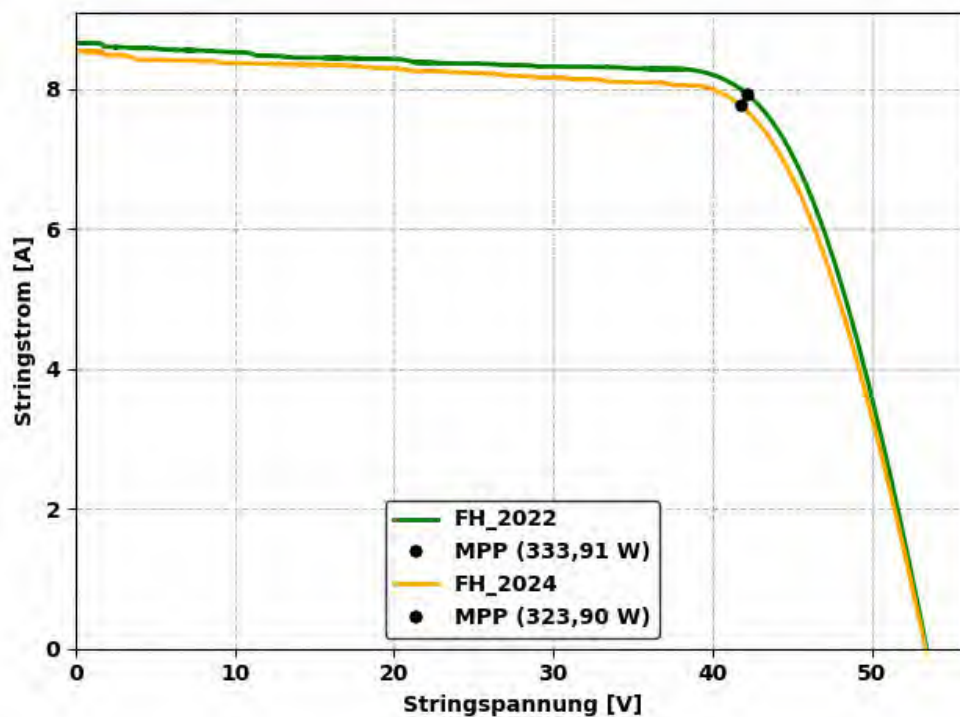


Abbildung 58: Stringkennlinien des Referenzstrings (berechnet aus den Modulkennlinien) für die Messungen im Jahr 2022 und 2024 (eigene Darstellung)

10.5.3.2 Ergebnisse der Stringkennlinienmessungen am Parkplatz

Abbildung 59 und Abbildung 60 zeigen die gemessenen Stringkennlinien am solaren Parkplatz in Teesdorf. Im relativen Vergleich zeigen sich deutliche Abweichungen der Kennlinienverläufe. Diese sind für die Spannungswerte auf die unterschiedliche Anzahl der verschalteten Module sowie auf die unterschiedlichen Modultemperaturen zurückzuführen.

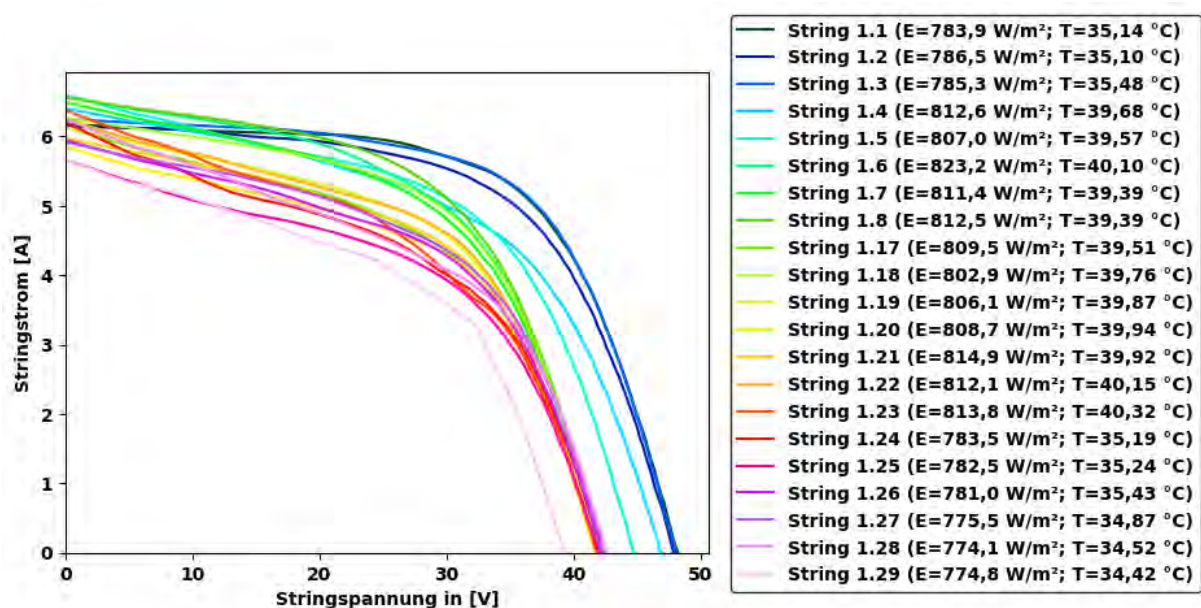


Abbildung 59: gemessene Stringkennlinien am Wechselrichterkasten 1 (Strings 1.1 bis 1.29)
(eigene Darstellung)

Auf eine modulnormierte Darstellung (Spannung pro Modulanzahl im String) wird verzichtet, da sich aus der Kennlinie keine kurzgeschlossenen Bypassdioden³ ermitteln lassen und die dargestellten Kennlinien für eine qualitative Analyse ausreichend sind. Die Strings 1.1 bis 1.3 weisen hinsichtlich der Kennliniensteigungen bei Leerlaufspannung und Kurzschlussstrom die geringsten Serienwiderstände sowie die höchsten Parallelwiderstände im Vergleich zu den

³ Bei einer Leerlaufspannung von 2,68 V (Tabelle 1) entspricht eine kurzgeschlossene Bypassdiode bei einem String von 18 bis 20 Module einem Spannungsunterschied von 0,149 V bis 0,134 V in einer modulnormierten Kennliniendarstellung. Unter Berücksichtigung des Temperatureinflusses (mögliche Temperaturunterschiede der Module eines Strings) ist eine valide Feststellung von kurzgeschlossenen Bypassdioden nicht möglich.

restlichen Strings auf. In Abbildung 60 weisen drei Strings je einen Knick in der Kennlinie auf, welcher durch Zellbrüche (inaktive Zellbereiche) oder heterogene Verschattung verursacht werden kann. Die letztgenannte Ursache kann ausgeschlossen werden, da vor der Kennlinienmessung eine visuelle Inspektion durchgeführt wurde.

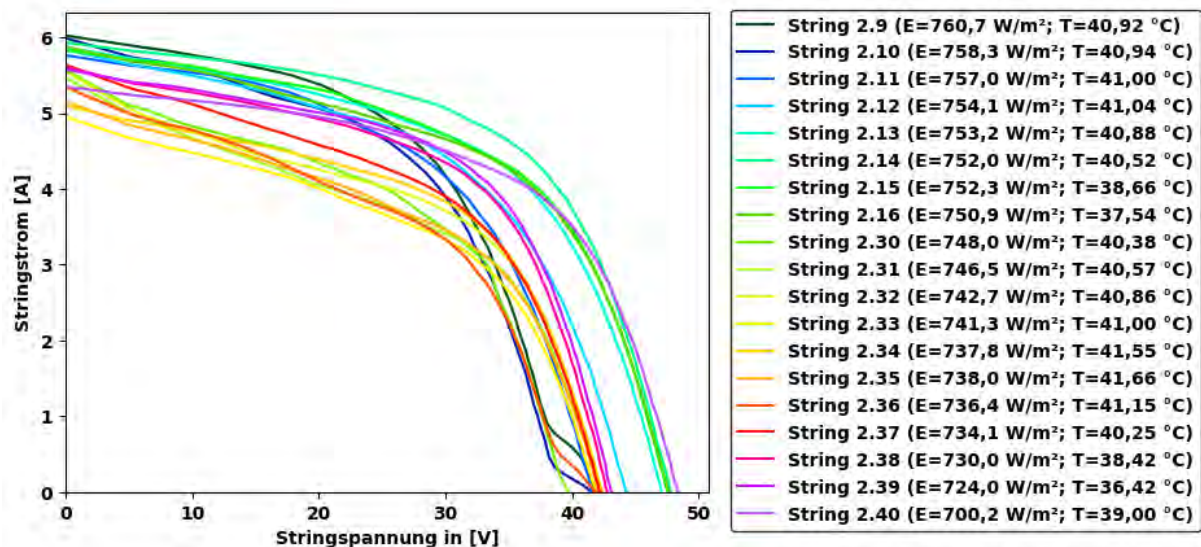


Abbildung 60: gemessene Stringkennlinien am Wechselrichterkasten 2 (Strings 2.9 bis 2.42)
(eigene Darstellung)

Abbildung 61 veranschaulicht die STC-korrigierte MPP-Leistung jedes Strings sowie die Abweichung zur durchschnittlichen Modulleistung der ersten AIT-Messungen (Jahr 2022). Die mittlere Leistungsreduktion beträgt für alle Strings (2.41 und 2.42 ausgenommen) 34 %. Wie in den beiden vorherigen Kennliniendarstellungen ersichtlich, ist eine deutliche Streuung der Leistungen erkennbar. Jene vier Strings mit der geringsten Leistungsreduktion sind 1.1 (21 %), 1.3 (21 %), 2.14 (24 %) und 1.2 (25 %). Vice versa sind String 1.29 (44 %), 2.33 (44 %), 2.36 (43 %) und 2.20 (41 %) jene Strings mit der höchsten Leistungsreduktion. Es lässt sich anhand des Stringplanes in Abbildung 10 eine Korrelation zwischen der Stringposition und der Leistungsreduktion ableiten: Jene Strings, die sich auf der zur Parkplatz-Zufahrtshauptbahn abgewandten Seite befinden (1.1 - 1.8 und 2.9 - 2.16), weisen geringere Leistungsreduktionen im Vergleich zu den der Parkplatz-Zufahrtshauptbahn zugewandten Strings (1.17 - 1.29 und 2.30 - 2.42) auf.

Die gesamten Daten der Stingkennlinienmessung (Kennlinienparameter, Messbedingungen, und Daten aus Abbildung 61) sind in Tabelle 21 im Anhang dargestellt.

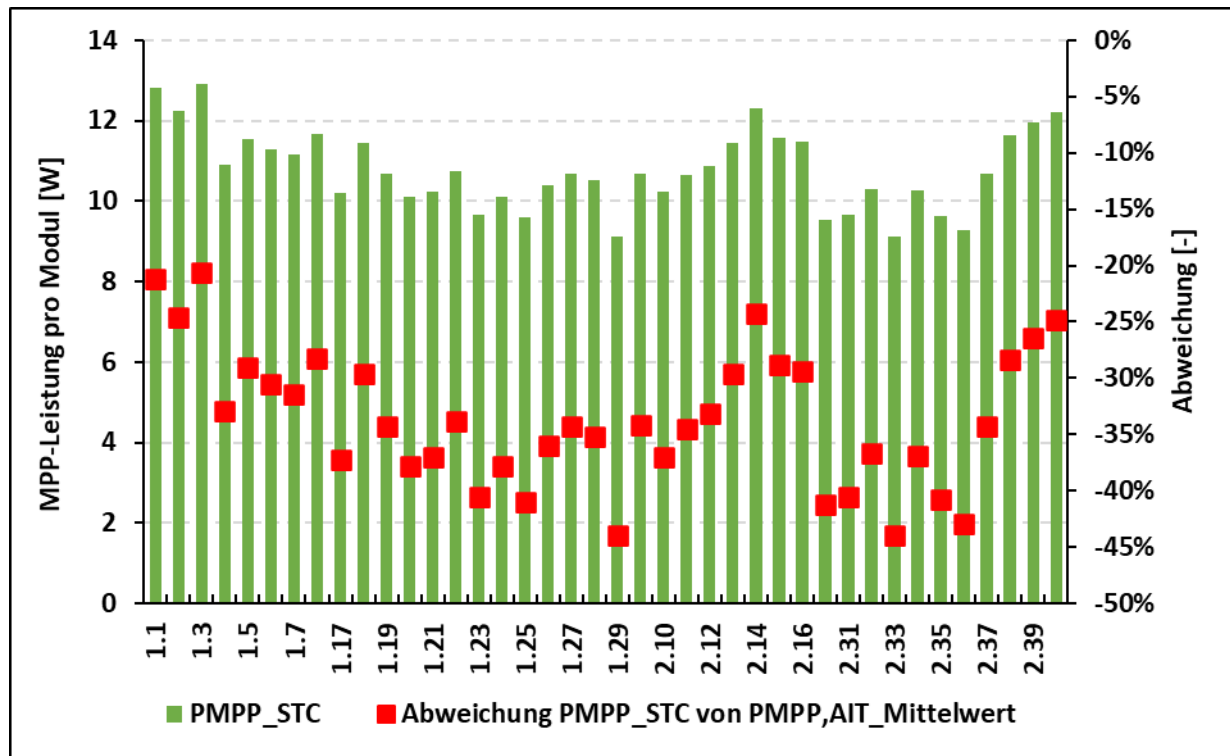


Abbildung 61: STC-korrigierte Stringleistungen (dargestellt als Leistung pro Modulanzahl im String) und Abweichung zur durchschnittlichen Modulleistung der ersten AIT-Messung (eigene Darstellung)

10.5.4 Ergebnisse der Auswertung des Anlagenmonitorings

Im ersten Betriebsjahr beträgt der Ertrag des solaren Parkplatzes 10,2 MWh (spez. 100 kWh/m²), was einer Abweichung von 27,14 % vom erwarteten Ertrag (14 MWh (Erber und Savic 2022)) entspricht. Die Ursache für diese Abweichung ist auf die reduzierte Modulleistung im Vergleich zur Datenblattangabe zum Installationszeitpunkt und auf die weitere Leistungsdegradation während dem ersten Betriebsjahr zurückzuführen. In Abbildung 62 zeigt sich die letztgenannte Ursache durch eine zunehmende Abweichung der Korrelation zwischen Einstrahlung und PV-Leistung (AC) im Frühjahr 2023. Weiters sind in der Abbildung die Zeitpunkte der durchgeführten Messungen sowie der Ausfälle und der Modultauche dargestellt. Aufgrund eines Leistungsanteils von 2,5 % (basierend

auf der Modulanzahl) sind die Ausfälle von String 2.41 und String 2.42 in der Gesamtleistungsdarstellung nicht ersichtlich.

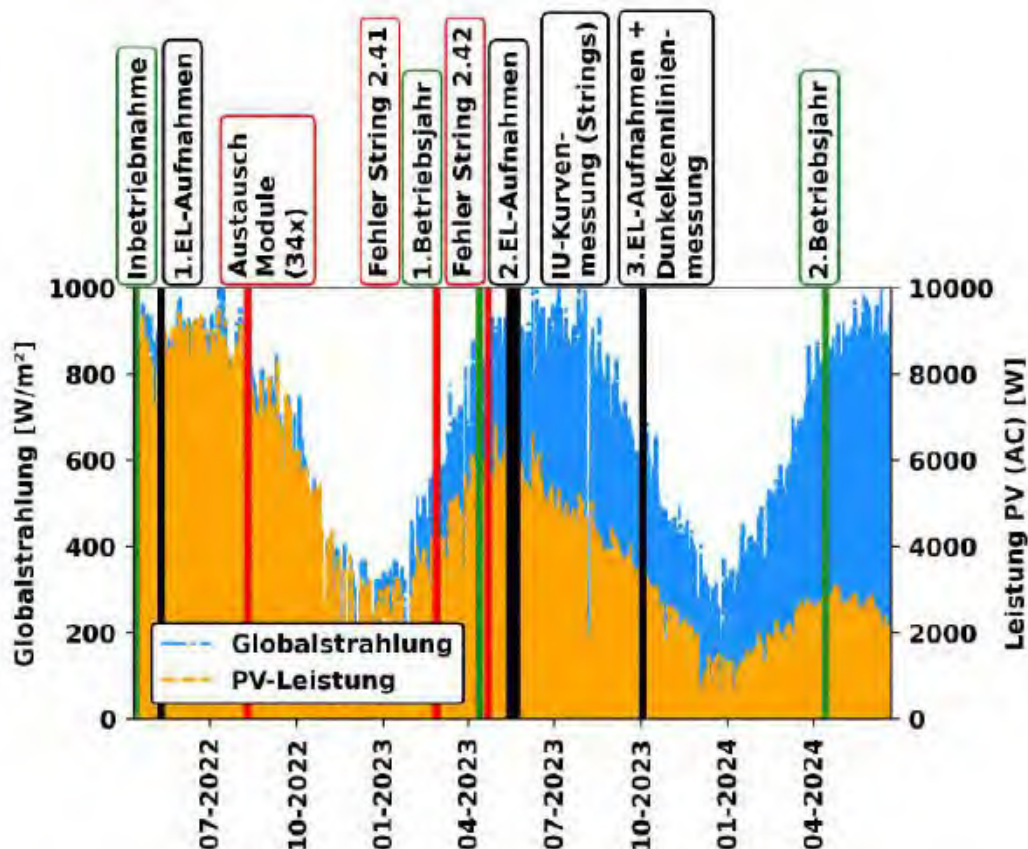


Abbildung 62: AC-Leistung des solaren Parkplatzes, Globalstrahlung der Wetterstation in Gumpoldskirchen sowie markierte zeitliche Ereignisse (Grün=Betriebsdauer, Rot=Ausfälle, Schwarz= Messungen) (eigene Darstellung)

Abbildung 63 veranschaulicht den zeitlichen Verlauf der STC-korrigierten Stringleistungen pro Modul. Im Vergleich zu Abbildung 62 ist bereits eine Reduktion der Stringleistungen im September 2022 erkennbar, welche sich bis zum Ende des Betrachtungszeitraums (Dezember 2023) fortsetzt. Die Stringleistungen weisen mit zunehmender Betriebsdauer eine breiter werdende Streuung auf. Hierbei ist ebenfalls der Zusammenhang zwischen Stringposition in der Anlage und Leistungsreduktion erkennbar. Die Schwankungen bzw. Ausreißer in den Leistungsverläufen sind, wie bereits in Kapitel 10.4.3.4 angemerkt, auf Verschmutzungen, die Selbstreinigung durch Regen sowie auf das entwickelte Temperaturmodell zurückzuführen. Lediglich der Ausreißer von String 2.36 im Dezember 2023 wird durch eine unzulässige Fahrzeugbelastung (Befahrung der Parkplatzfläche mit einem LKW der Straßenmeisterei) verursacht. Weitere

Überschreitungen der Belastungsangaben des Herstellers in der Betriebszeit der Anlage wurden von der Gemeinde Teesdorf ausgeschlossen. Auf Basis der Monitoringdaten können die Leistungsverluste der Strings im ersten Betriebsjahr (Vergleich 31.05.2022 mit 28.05.2023 in Tabelle 11) mit durchschnittlich 33,5 % sowie einer Streuung von 13,8 % bis 47,8 % beziffert werden. Für das zweite Betriebsjahr (Vergleich von 31.05.2022 mit 16.06.2024) ergeben sich durchschnittliche Leistungsverluste von 56,2 % mit einer Spanne von 29,2 % bis 77,5 %. Allerdings ist zu erwähnen, dass am 16.06.2024 18 Strings nicht mehr in Betrieb, da die Strangspannung unterhalb der Start- und Betriebsspannung der Wechselrichter lag.

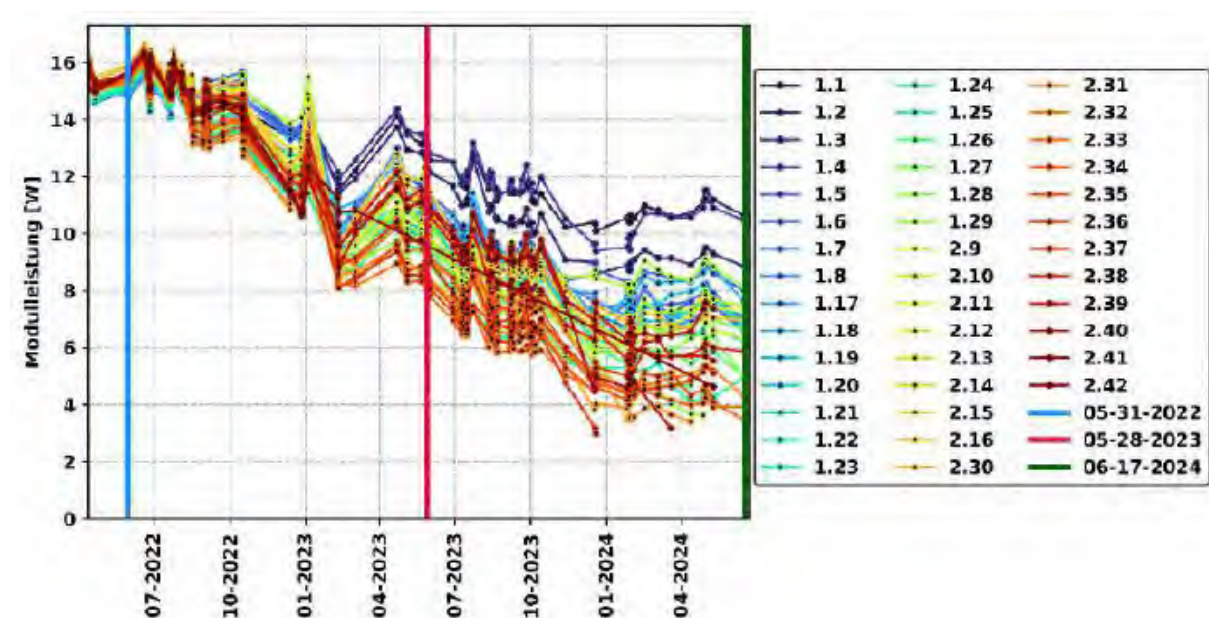


Abbildung 63: zeitlicher Verlauf der STC-korrigierten Stringleistungen (dargestellt als modulnormierte Leistung) an den ausgewählten Clear-Sky-Tagen (eigene Darstellung)

Tabelle 11: Durchschnitts-, Median-, Maximal- und Minimalwerte der STC-korrigierten Stringleistungen (pro Modul) an drei ausgewählten Clear-Sky-Tagen sowie der Reduktion zum ersten gewählten Clear-Sky-Tag (eigene Darstellung)

	STC-korrigierte MPP-Leistung pro Modul an Clear-Sky-Tagen (bei E_{max})			Leistungsreduktion im Vergleich zu 31.05.2022	
	31.05.2022 2	28.05.2023 3	17.06.2024 4	28.05.2023 \triangleq Degradationsrate im ersten Jahr	17.06.2024 \triangleq Degradationsrate im zweiten Jahr
Durchschnitt	15,4	10,2	6,7	-33,5 %	-56,2 %

Median	15,4	10,0	6,7	-34,1 %	-56,2 %
Max	14,8	8,0	3,5	-47,8 %	-77,5 %
Min	15,9	13,1	10,6	-13,8 %	-29,2 %

Abbildung 64 veranschaulicht den zeitlichen Verlauf der STC-korrigierten Stringströme sowie Stringsparnungen (pro Modul). Die Reduktion der Stringströme wird durch eine Zunahme von Zellrissen und inaktiven Zellbereichen hervorgerufen. In Bezug auf die Stringsparnungen verursacht das entwickelte Temperaturmodell in den Wintermonaten (Februar 2022) eine Unterschätzung der Sparnungen, da sich diese in den folgenden Monaten (Frühjahr 2023) wieder erhöhen. Die zunehmende Reduktion und Streuung der Sparnungswerte sind auf eine Verringerung des Parallelwiderstandes durch Zellrisse sowie auf mögliche Zell- und Modulkurzschlüsse zurückzuführen.

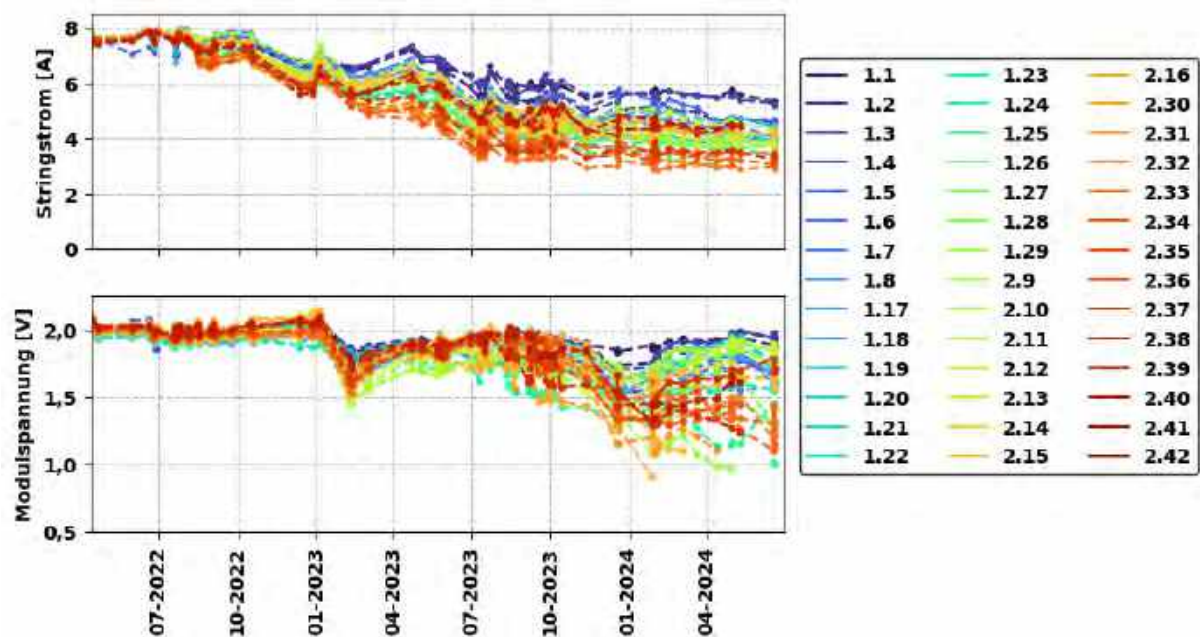


Abbildung 64: zeitlicher Verlauf der Stringströme und modulnormierten Stringsparnungen (=Modulsparnung) (STC-korrigiert) an den ausgewählten Clear-Sky-Tagen(eigene Darstellung)

10.5.5 Ergebnisse der Elektrolumineszenz-Messung

Die Elektrolumineszenz-Aufnahmen der durchgeführten Vor-Ort-Messungen im Mai 2022, Mai 2023 und Oktober 2023 sind in Abbildung 65 ersichtlich. Für eine detaillierte Analyse sind die EL-Bilder der Strings 2.40 und 1.3 (String mit geringem Leistungsverlust im relativen Vergleich) in Abbildung 66 und Abbildung

67 dargestellt. Das EL-Bild von String 2.37 ist als Beispiel für einen String mit hohem Leistungsverlust in Abbildung 116 im Anhang ersichtlich.

In der ersten EL-Aufnahme (2022) weisen die Module Unterschiede im lokalen Serienwiderstand auf – ersichtlich durch Kontrastunterschiede im Modul bzw. String⁴. Diese sind auf Kontaktierungsprobleme an den Lötstellen der Busbars zurückzuführen. Weiters sind Zellrisse des Typs A ersichtlich (Modul 3, 4, 5 und 8 in Abbildung 66 sowie Modul 5+6 in der 2. Spalte und Modul 4+5 in der 3. Spalte in Abbildung 67). Da die erste EL-Aufnahme etwa ein Monat nach der Inbetriebnahme erfolgte, können die Zellrisse entweder während der Modulproduktion oder im ersten Betriebsmonat entstanden sein. Das 4. Modul der 2. Spalte in Abbildung 67 weist ein weiteres Fehlerbild auf, welches durch Korrosion oder Temperaturinhomogenitäten während des Brennvorgangs in der Zellherstellung verursacht wird.

Die EL-Aufnahme im Mai 2023 bestätigt die in den vorherigen Kapiteln erwähnten Zellrisse und Zellbrüche (inaktive Zellbereiche) als Ursache für die Leistungsverluste. Im Vergleich der Aufnahmen (Mai 2022 mit Mai 2023) ist eine deutliche Zunahme von Zellrissen und Zellbrüchen ersichtlich. Die meisten Zellrisse sind als Typ B und Typ C zu klassifizieren, wobei Typ C Zellrisse überwiegen. Module mit Zellrissen bzw. Zellbrüchen weisen nahezu das gleiche Bruch- bzw. Rissmuster auf – diagonale Rissverläufe mit intakten Zellbereichen an den äußeren Zellrändern. Die Ursache der Zellrisse und Zellbrüche ist anhand der wiederholenden Muster auf die Fahrzeugbelastung sowie die unzureichende Unterstützung des Glas-Folien-Moduls durch den Modulunterbau (zu hohe Durchbiegung) zurückzuführen.

Neben den Modulen, bei welchen alle vier Zellen diagonale Risse aufweisen, gibt es auch Module mit nur ein bis drei betroffenen Zellen. Grund dafür könnte eine unterschiedliche Wafer- bzw. Zellqualität (vgl. Pingel et al. 2009) oder eine unsymmetrische Belastung der Module (z.B. Fahrzeugreifen belastet Modul nur am Rand) sein.

⁴ Ein Vergleich zwischen den Strings ist aufgrund der unterschiedlichen Rückströme nicht möglich.

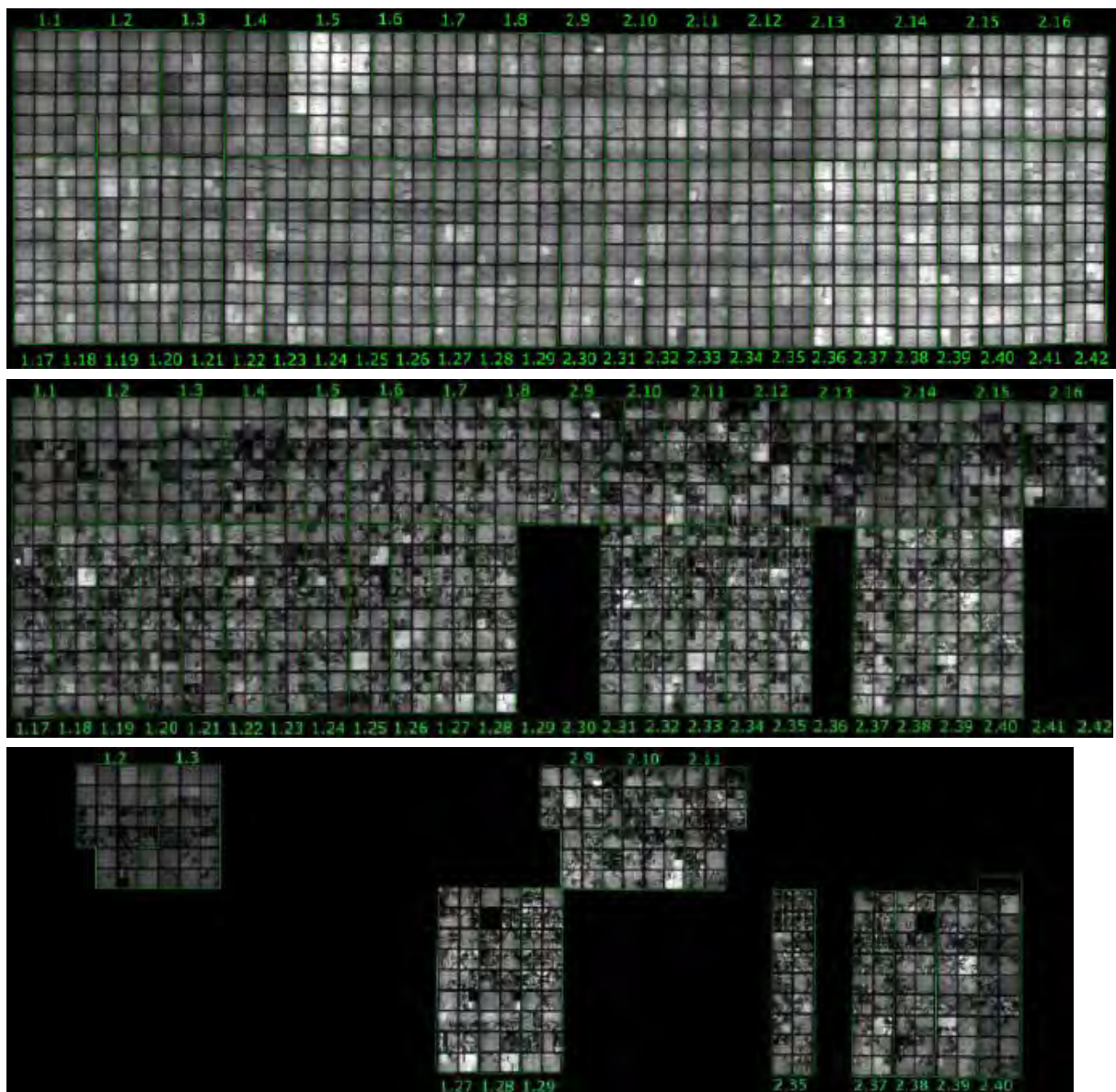


Abbildung 65: EL-Aufnahmen des solaren Parkplatzes im Mai 2022 (oben), Mai 2023 (Mitte) und Oktober 2023 (unten) mit Kennzeichnung der Strings (eigene Darstellung)

Die mögliche Entstehung der Rissmuster ist anhand von Modul 5 in String 2.40 ersichtlich: Ausgehend von einem halbkreisförmigen durchgehenden Riss an der äußeren Zellecke kommt es im weiteren zeitlichen Verlauf zu feineren Zellrissen und Zellbrüchen, welche sich nahe der Modulmitte befinden.

Im weiteren Verlauf (Oktober 2023) zeigen sich neben den Zellrissen auch kurzgeschlossene Zellen in String 1.2, 1.27 und 2.38 sowie kurzgeschlossene Module in String 1.28 und 2.38. Kurzgeschlossene Zellen können dadurch entstehen, wenn die Zellverbindung durch Feuchtigkeit kurzgeschlossen wird. Auf Modulebene scheint die Ursache ebenfalls auf einen Feuchtigkeitseintritt zwischen

Glas-Folien-Modul und Modulunterbau, wo sich die vergossene Bypassdiode befindet, zurückzuführen zu sein.

Jene Strings, welche die geringsten Zellrissen aufweisen, sind String 1.1, 1.2 und 1.3. Diese befinden sich einerseits auf Seite der Kabelkanäle und weisen die größte Entfernung zum Eingang des Dorfzentrums auf. Es ist daher davon auszugehen, dass auf diesen Parkflächen weniger häufig PKWs parken als auf den restlichen Parkflächen.

Die inaktiven Zellbereiche der EL-Aufnahme von String 2.40 vom Mai 2023 in Abbildung 66 weisen eine hohe Korrelation mit den Leistungsdaten (AIT-Messung im Jahr 2023) in Abbildung 54 auf. Auffällig bei String 2.40 sind zwei Module (Modul 12 und 15), bei welchen bis zum Oktober 2023 keine Zellrisse erkennbar sind. Ähnliches zeigt sich bei anderen Strings.

Eine geringere mechanische Belastung dieser Module kann durch die Zellrisse der angrenzenden Module mit hoher Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Anhand von String 2.40 und 1.3 ist ersichtlich, dass zwischen Mai 2023 und Oktober 2023 nur mehr eine geringe Zunahme von Zellrissen zu verzeichnen ist. Die Module 2, 3, 6, 7, 11, 14, 16, 17 und 19 von String 2.40 weisen keine bzw. marginale Veränderungen im Rissmuster auf. Dies lässt darauf schließen, dass die weiteren Leistungsverluste aus Abbildung 63 auf Zell- und Modulkurzschlüsse zurückzuführen sind.

Wie bereits in Kapitel 10.4.4 beschrieben, waren im Mai 2023 bei drei Strings (1.29, 2.30 und 2.36) und im Oktober 2023 bei zwei Strings (2.30 und 2.36) keine EL-Aufnahmen möglich. Bei String 1.29 ist die EL-Aufnahme im Oktober 2023 durch eine Belastung der Module ermöglicht worden. Dies lässt auf temperaturbedingte Kontaktierungsprobleme in den Modulen schließen, da die betroffenen Strings tagsüber keine Leistungsabweichungen zu den restlichen Strings aufweisen.

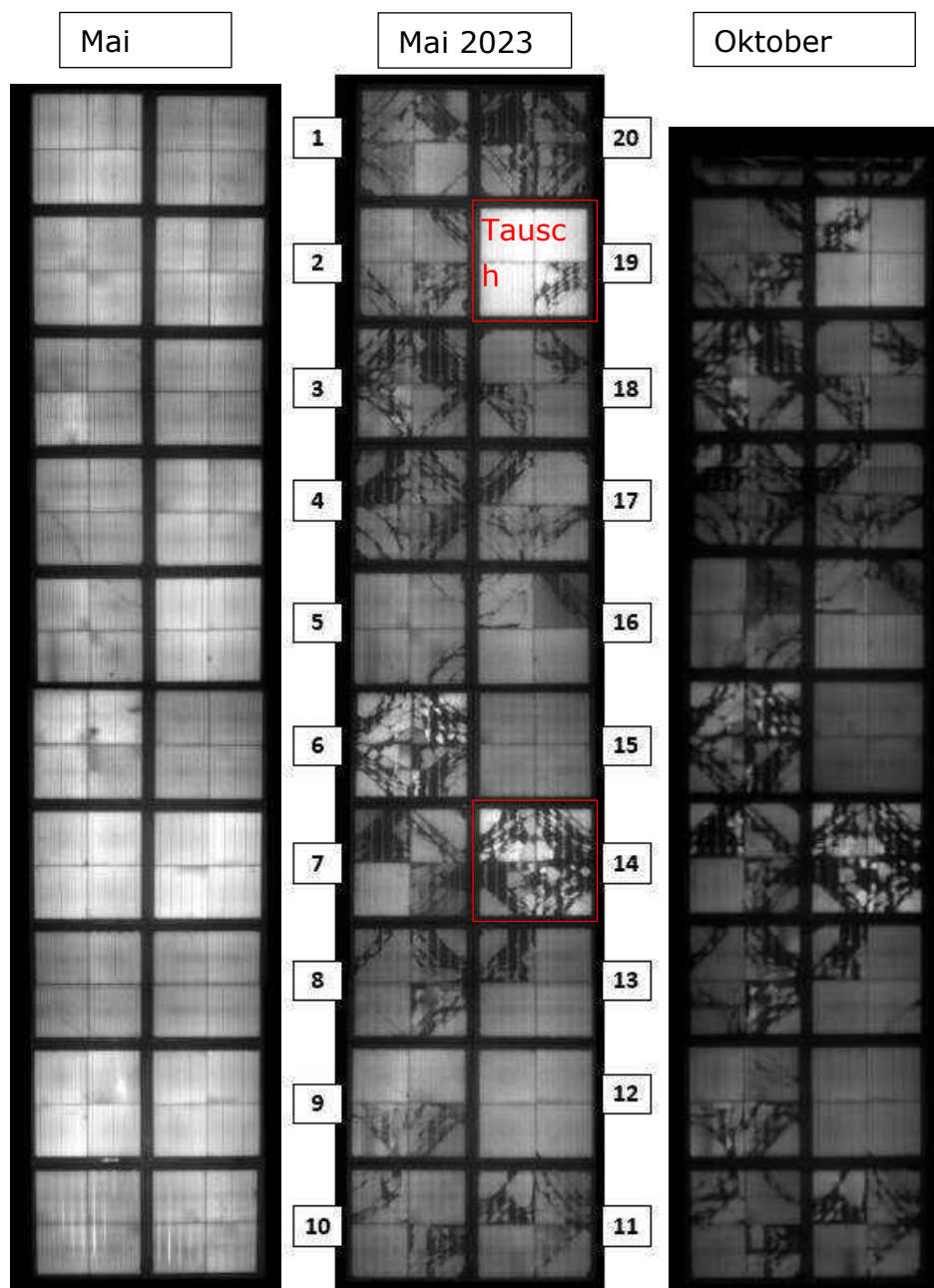


Abbildung 66: EL-Aufnahmen von String 2.40 im Mai 2022 (oben), Mai 2023 (Mitte) und Oktober 2023 (unten). Nummerierung entspricht den Modulnummern aus Kapitel 10.5.3.1; ausgetauschte Module sind rot markiert (siehe Abbildung 51) (eigene Darstellung)

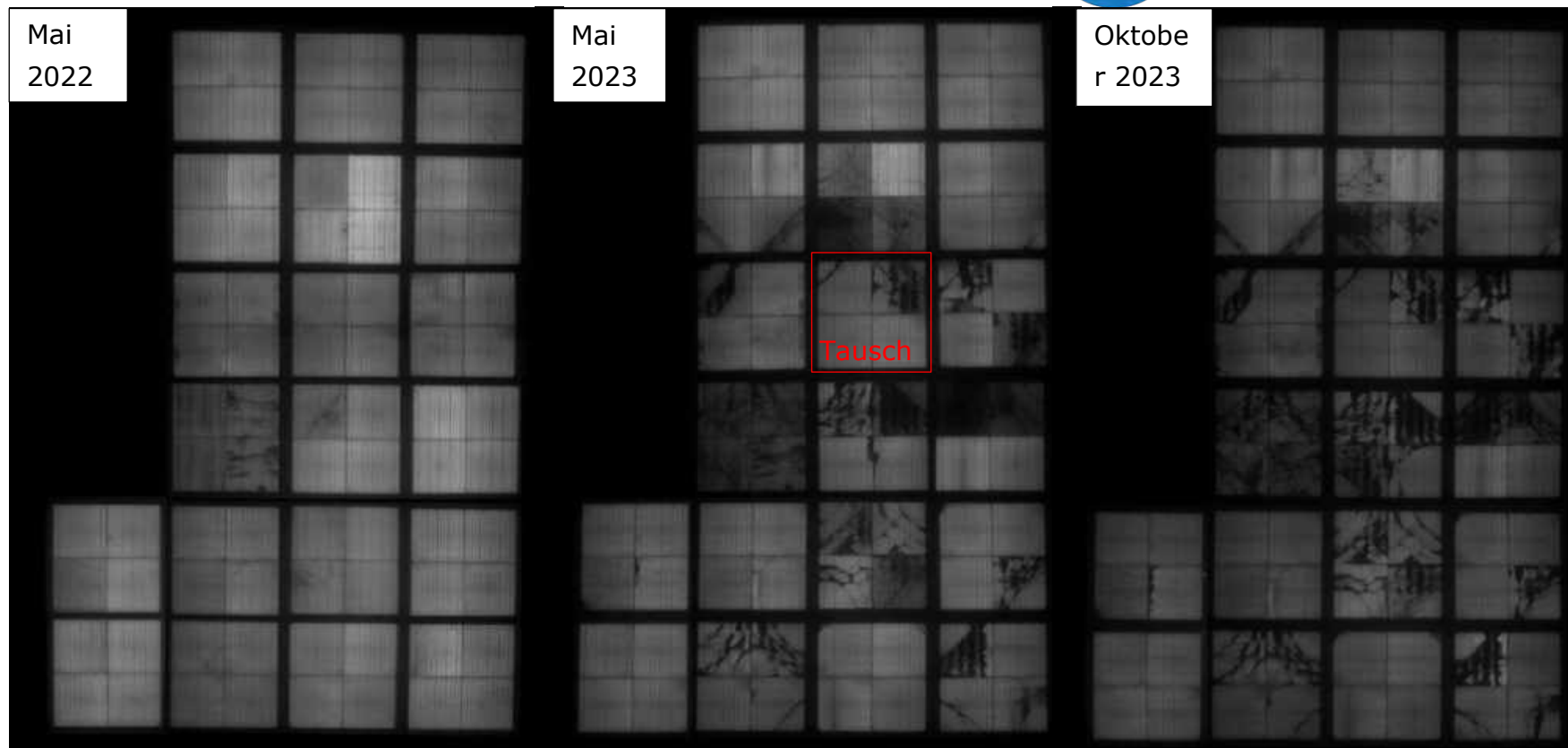


Abbildung 67: EL-Aufnahmen von String 1.3 im Mai 2022 (links), Mai 2023 (Mitte) und Oktober 2023 (rechts). Ausgetauschtes Modul ist rot markiert (siehe Abbildung 51) (eigene Darstellung)

10.5.6 Ergebnisse der Dunkelkennlinien-Messung

Die Dunkelkennlinien der im Oktober 2023 gemessenen Strings sind in Abbildung 68 dargestellt. Von den 16 Strings, welche 40 % der zu diesem Zeitpunkt funktionierenden Strings repräsentieren, weisen zwei (String 2.36 und 2.30) keinen Stromfluss in Durchlassrichtung auf. Die Ursache dafür kann auf temperaturbedingte Kontaktierungsprobleme in den Modulen zurückgeführt werden. Die Abwesenheit von Leistungsabweichungen der betroffenen Strings untertags, im relativen Vergleich der Strings, und die Ermöglichung eines Rückstromes durch Belastung während der Dunkelkennlinien-Messung von String 1.28 (siehe Kapitel 6.5) stützen diese Feststellung.

Weiters sind in den dargestellten Dunkelkennlinien Fehler durch offene Bypassdiodenstrecken ersichtlich. Die betroffenen Strings 1.2, 2.35 und 2.40 weisen im Vergleich zu den restlichen Strings eine höhere Sperrspannung auf. Eine Berechnung der Anzahl von Modulen pro String mit offener Bypassdiodenstrecke ist aufgrund des unbekannten Sperrspannungsbereiches eines Moduls nicht erfolgt. Die restlichen vermessenen Strings, String 2.36 und 2.30 inklusive, haben keine Bypassdiodenfehler. In der Dunkelkennliniendarstellung ist neben den Dunkelkennlinien der Strings des solaren Parkplatztes auch die Dunkelkennlinie der Referenzanlage mit 20 „Platio“-Modulen ersichtlich (20 x Platio). Diese zeigt im Sperrspannungsbereich die Diodenkennlinie der 20 passiven Bypassdioden (pBD), welche höhere Spannungsabfälle als die aktiven Bypassdioden (aBD) der Parkplatzstrings aufweisen.

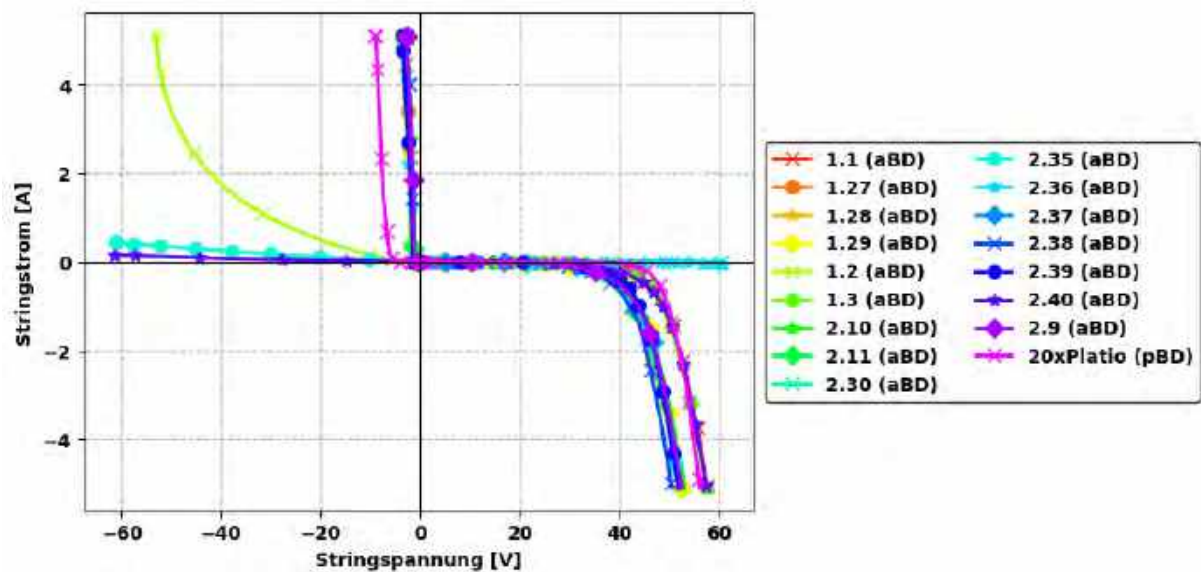


Abbildung 68: Dunkelkennlinien aller gemessenen Strings am solaren Parkplatz sowie der Modulstring der Referenzanlagen (20 x Platio) (eigene Darstellung)

Da die vorherige Abbildung Strings mit unterschiedlicher Modulanzahl zeigt und damit Fehler im Durchlassbereich schwerer erkennbar sind, veranschaulicht Abbildung 69 nur Strings mit 18 Modulen. Hier lässt sich einerseits der Knick in der Dunkelkennlinie von String 1.28 erkennen, welcher auf einen Lichtbogen zurückzuführen ist. Das betroffene Modul konnte nicht lokalisiert werden, da der Lichtbogen visuell nicht feststellbar war. Die betroffene Stelle im Modul ist zunächst bei geringen Spannungen nichtleitend und wird bei höheren Spannungen durch den Lichtbogen leitend. Andererseits ist ein Spannungsunterschied bei String 2.38 und 1.28 (Überlappung der Kennlinien) im Vergleich zu den restlichen Strings mit 18 Modulen ersichtlich. Dieser Spannungsunterschied wird durch je ein kurzgeschlossenes Modul, wie im vorherigen Kapitel ebenfalls festgestellt, verursacht. Aufgrund der geringen Leerlaufspannung der „Platio“-Module und der Anzahl von 20 Bypassdioden in einem String wird die genaue Identifikation eines Modulkurzschlusses ohne Hinzunahme einer EL-Aufnahme erschwert.

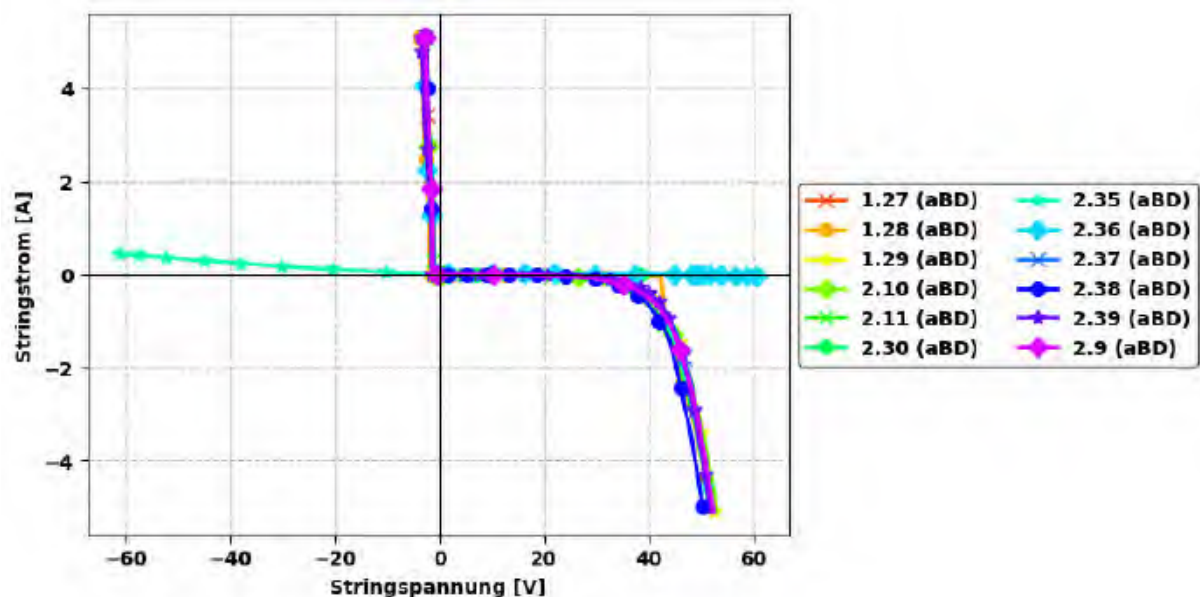


Abbildung 69: Dunkelkennlinien aller gemessenen Strings mit 18 Modulen (eigene Darstellung)

10.6 Diskussion der Ergebnisse und angewandten Methoden

Die Ergebnisse der Fehleranalyse des solaren Parkplatzes in Teesdorf zeigen, dass für eine umfassende Fehleranalyse mehrere Analyse- bzw. Messmethoden erforderlich sind, um die Fehlerauswirkungen quantifizieren und die Fehlerursachen identifizieren zu können. Die I-U-Kennlinienmessung und die Auswertung des Anlagenmonitorings sind als quantitative Methoden geeignet, um Leistungsverluste auf Anlagen-, String- oder Modulebene zu ermitteln. Durch die Anwendung von visuellen Inspektionen, Elektrolumineszenz- und Dunkelkennlinienmessungen, als quantitative Methoden, ist es möglich Fehler zu lokalisieren und die Fehlerursachen zu ermitteln.

Anhand der Ergebnisse der Literaturrecherche (siehe Kapitel 10.3.3) wurde gezeigt, dass Daten und veröffentlichte Erfahrungen zu Fehlerarten bei realisierten verkehrsflächenintegrierten PV-Systemen nur begrenzt verfügbar sind. Die angewandten Analysemethoden beschränken sich hierbei auf visuelle Inspektionen sowie die Analyse der Monitoringdaten und ermöglichen damit nur eine eingeschränkte Analyse der Fehlerursachen. In Stan Klerks et al. (2017) werden beispielsweise Ertragsverluste von 22 % der PV-Elemente von SolaRoad am Radweg in Krommenie mit Degradation und Delaminationen der Deckschicht begründet. Gleiches gilt für die Untersuchungen der „SolaRoad“-Module im „Rolling

Solar“-Projekt (Rolling Solar 2022). Die Auswirkungen dieser Fehlerarten sind jedoch nach Köntges et al. (2014, S.32) auf je etwa 4 % Leistungsverlust begrenzt. Es ist daher davon auszugehen, dass weitere Fehlerarten wie etwa Zellrisse für die Ertragsverluste verantwortlich sind und die Untersuchung mit weiteren Analysemethoden (z. B. Elektrolumineszenz) zu empfehlen ist.

Die angewandte Methodik der visuellen Inspektion hat sich gegenüber einer Datenerhebung mittels Checkliste (beispielsweise Checkliste aus Köntges et al. (2014)) als vorteilhaft erwiesen, da damit eine zeiteffizientere Datenerhebung möglich ist. Als nachteilig ist der geringere Detailgrad der Informationen pro Modul im Vergleich zu einer Checkliste anzumerken. Bei PV-Modulen bzw. -Elementen neuer PV-Integrationsarten ist allerdings von einem vermehrten Auftreten von Fehlern durch das Moduldesign, der Komponentenwahl oder der Montageart auszugehen. Diese können durch Klassifizierung der Fehlerarten zeiteffizienter ausgewertet werden. Daher kann sich der Detailgrad pro Modul von visuellen Inspektionen zu Beginn der anwendungsorientierten Erprobung von neuartigen PV-Modulen geringhalten. In den weiteren Entwicklungsstadien sollte der Detailgrad erhöht werden. Die Kombination mit weiteren Fehleranalysemethoden (I-U-Kennlinienmessung, EL, etc.) ist noch vor der Erhöhung des Detailgrad zu empfehlen, da mit der visuellen Inspektion nicht alle Fehlerarten feststellbar sind. Weiters ist zu erwähnen, dass die Montageart und der Modulaufbau von verkehrsflächenintegrierten PV-Modulen bzw. -Elementen gewisse Inspektionsschritte ohne Demontage der Module bzw. Elemente nicht ermöglichen. Dies wäre zum Beispiel die Untersuchung der Modulrückseite sowie der Anschlussdose. In diesem Kontext ist auch die bei Standardmodulen übliche rückseitige Abbringung des Typenschildes zu überdenken, da diese bei verkehrsflächenintegrierten PV-Modulen für die Inspektion und Produktidentifikation wenig Nutzen bringt. Von einem kompletten Verzicht eines Typenschildes sollte jedoch abgesehen werden.

In Bezug auf die angewandten quantitativen Methoden ist zu erwähnen, dass die berechneten Leistungsverluste und Degradationsraten auf Stringebene (Kapitel 10.5.3.2 und 10.5.4) gewissen Unsicherheiten unterworfen sind. So stellt beispielsweise die durchgeführte vereinfachte STC-Korrektur der Stringkennlinien und Monitoringdaten eine mögliche Unsicherheit dar, da nicht alle Einflussfaktoren auf die Kennlinie Berücksichtigung fanden. Ersichtlich ist dies durch die variierende Abweichung der Stringleistungen beider Datenquellen in Abbildung 28. Das über einem geringen Messzeitraum (eine Woche) erstellte Temperaturmodell ist

ebenfalls als Unsicherheit anzusehen. Eine genaue Quantifizierung der Unsicherheiten der Daten aus Stringkennlinienmessung und Monitoringsystem ist durch die getätigten Vereinfachungen nicht möglich. Diese Quantifizierung würde auch aufgrund der festgestellten Größe der Leistungsverluste nur wenig Zusatznutzen bringen. Die Unsicherheit der Modulkennlinienmessungen am AIT kann aufgrund der definierten Rahmenbedingungen der Messungen genau quantifiziert werden. Würden die festgestellten jährlichen Degradationsraten im Bereich von wenigen Prozentpunkten liegen, so müsste den angesprochenen Unsicherheiten aus Stringkennlinienmessung und Monitoringdaten mehr Bedeutung beigemessen werden. Da allerdings die durchschnittliche Degradationsrate der Module von String 2.40 im ersten Jahr 20,4 % beträgt (siehe Kapitel 10.5.3.1), erbringen die Module nicht mehr ihren vorgesehen Zweck in ausreichendem Maße und sind im Zuge der Herstellergarantie zu ersetzen.

Die EL-Untersuchungen am solaren Parkplatz ermöglichten die Identifikation von Zellrissen und Zellbrüchen, als die Hauptursache der Leistungsverluste. In Bezug auf die Wahl der Rückströme bei der EL-Messung hätte ein einheitlicher Rückstrom für alle Strings auch einen Stringvergleich ermöglicht. Dies sollte bei zukünftigen Messungen am solaren Parkplatz berücksichtigt werden. Die Aufnahme eines zusätzlichen EL-Bildes bei reduziertem Strom ($0,1 \times I_{sc}$) für die Identifikation von PID-betroffenen Modulen ist nicht notwendig, da anhand der geringen Systemspannungen (aus Sicherheitsgründen) kein Auftreten von PID zu erwarten ist. Aufgrund des geringen Mehraufwandes und der einfacheren Feststellung von lokalen Zellkurzschlüssen sollte diese allerdings trotzdem erfolgen.

Mithilfe der Dunkelkennlinien-Messung wurden bei 16 vermessenen Strings drei offene Bypassdiodenstrecken und zwei kurzgeschlossenen Module identifiziert. Kurzgeschlossene Module sind in der Dunkelkennlinie im Vergleich zur Hellkennlinie (I-U-Kennlinienmessung) besser identifizierbar, da keine Temperaturunterschiede der Module in der Nacht vorhanden sind. Die geringe Leerlaufspannung eines „Platio“-Moduls von 2.68 V stellt im Vergleich zu einem Standard-PV-Modul trotzdem einen gewissen Missinterpretationsspielraum dar. Eine Aufnahme der Dunkelkennlinie bei einheitlichen Stromwerten könnte diesen verringern und würde eine softwaregestützte Hinweisgebung ermöglichen.

10.7 Schlussfolgerungen

Die am solaren Parkplatz in Teesdorf verwendeten „Platio“-Module sind hinsichtlich Zelltechnologie (monokristallines Silizium) und Modulaufbau (Dicke der

Modulkomponenten, welche mechanische Belastungen aufnehmen) mit anderen erhältlichen verkehrsflächenintegrierten PV-Modulen/Elementen vergleichbar (siehe Kapitel 10.3.2). Unterschiede ergeben sich durch die Integrationsart in die Verkehrsfläche (Adaption vs. Integration) sowie das Material der Deckschicht (Glas vs. Kunstharz). Es ist jedoch davon auszugehen, dass sich die Ergebnisse und Erkenntnisse dieser Arbeit auf andere verkehrsflächenintegrierte PV-Systeme und PV-Elemente/Module unter Berücksichtigung des Modulaufbaus und der Modulkomponenten übertragen lassen. Die Validierung der Übertragbarkeit der Ergebnisse dieser Arbeit kann jedoch nur anhand von weiteren vergleichbaren Studien an anderen verkehrsflächenintegrierten PV-Systemen durchgeführt werden.

Am Parkplatz wurden sowohl Materialdegradationen (Ablösungen des Glas-Folien-Moduls vom Modulunterbau, Delaminationen und ausbrechende Modulränder) und Leistungsdegradationen festgestellt. Die Materialdegradationen (siehe Kapitel 7.1) konnten nicht direkt in Zusammenhang mit ermittelten Leistungsreduktionen gebracht werden, jedoch ermöglicht die Ablösung des Glas-Folien-Modul gemeinsam mit den ausbrechenden Modulrändern Wassereintritt in das Modul. Dieser Wassereintritt wurde als Hauptursache für die festgestellten Zell- und Modulkurzschlüsse identifiziert. Die Hauptursache für die Leistungsverluste ist auf Zellrisse und Zellbrüche (inaktive Zellbereiche) zurückzuführen, welche durch die Fahrzeugbelastungen verursacht werden (siehe Kapitel 10.5.5). Der Ertrag es solaren Parkplatzes beträgt im ersten Betriebsjahr 10,2 MWh (spez. 100 kWh/m²) und weicht damit um 27,14 % vom erwarteten Ertrag (14 MWh) ab. Neben Zellrissen und Zellbrüchen, führen offene Stromkreise an zwei Strings zu weiteren Leistungs- bzw. Ertragsverlusten. Die Leistungsverluste der Module des String 2.40 betragen bis zu 43,7 % im ersten Betriebsjahr (siehe Kapitel 10.5.3.1). Auf Stringebene (alle Strings) werden in Kapitel 10.5.4 im gleichen Zeitraum ebenfalls Leistungsverluste von bis zu 47,8 % im ersten Jahr festgestellt. Für das zweite Betriebsjahre wurden Leistungsverluste auf Stringebene von bis zu 77,5% ermittelt.

Am Beispiel der Module des String 2.40 (Messung nach IEC 60904-1) konnte in Kapitel 10.5.3.1 ermittelt werden, dass die Module zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme eine um 24,5 % geringere Leistung aufweisen, als im Herstellerdatenblatt angegeben ist. Zusätzlich weisen drei der Module eine offene Bypassdiodenstrecke auf, welche bei Verschattung zu Ertragsverlusten und signifikanter Erwärmung der verschatteten Zelle(n) (Hot-Spot) führen. Auf Basis der Dunkelkennlinienmessung von 16 Strings (String 2.40 inklusive) konnte

gezeigt werden, dass dieses Problem (mindestens eine offene Bypassdiodenstrecke) auch bei drei weiteren Strings (25 % der Strichprobe) vorhanden ist. Es muss hier allerdings erwähnt werden, dass die drei offenen Bypassdiodenstrecken erst im zweiten Betriebsjahr durch die Dunkelkennlinienmessung festgestellt wurden und auch nach der Inbetriebnahme entstehen hätten können. Die Erkenntnisse hinsichtlich geringerer Modulleistung und offener Bypassdiodenstrecken lassen jedoch trotzdem darauf schließen, dass die Qualitätsüberprüfung des Herstellers unzureichend ist und eine umfassendere Endkontrolle erfordert.

Den Endkund*innen ist daher zu empfehlen, dass Module mit Zertifizierung oder auszugweisen Prüfzertifikaten nach IEC 61215 gewählt werden sollten. Dies garantiert jedoch nicht die Qualität jeder produzierten Modulcharge, sondern weist nach, dass die dem Prüfinstitut übermittelten Module den Prüfanforderungen entsprechen. Weiters können die beschleunigten Alterungstests der Normprüfung gewisse Fehlerarten während der Prüfung erkennbar machen. Das Delaminationsproblem der "Platio"-Module hätte eventuell durch die thermischen Zyklen sowie die Wärme-Feuchte- und UV-Tests gemäß IEC 61215 frühzeitig nachgewiesen werden können. Für die Prüfung der mechanischen Beständigkeit ist eine Adaptierung der IEC-Prüfung erforderlich, da verkehrsflächenintegrierte PV-Module/Elemente höheren statischen und dynamischen Beanspruchungen ausgesetzt sind. Zusätzlich sollte berücksichtigt werden, dass die Beanspruchungen primär durch Fahrzeugreifen hervorgerufen werden. Diese weisen im Vergleich zu Windlasten eine kleinflächigere Krafteinwirkung auf. Zudem verursachen Brems- und Beschleunigungsvorgänge eine weitere Krafteinwirkrichtung, welche es zu berücksichtigen gilt. Die Inkludierung von verkehrstechnischen Prüfungen im Prüfablauf, wie etwa Rutschfestigkeitsprüfungen oder weitere Beständigkeitsprüfungen für Verkehrsflächen, sollten ebenfalls in Betracht gezogen werden.

Aufgrund der geringen Installationszahlen und Projekten im Vergleich zu anderen PV-Integrationsarten (BIPV, Floating PV oder Agri PV) ist ein internationaler, europäischer oder nationaler Standard für die Bauteilzulassung von verkehrsflächenintegrierten PV-Elementen/Modulen in den nächsten fünf bis zehn Jahren nicht absehbar. Da die Verfassung von Normen und der Aufbau von Prüfinfrastruktur durch die Nachfrage der jeweiligen Produkte und die Größe des Produktmarktes beeinflusst werden.

Neben der Verbesserung der Qualitätskontrolle können weitere Verbesserungsvorschläge für das „Platio“-Modul auf Basis der Erkenntnisse dieser

Arbeit formuliert werden. Um Zellrisse und Zellbrüche zu verhindern, ist eine Änderung des Moduldesigns erforderlich, da dieses am solaren Parkplatz in Teesdorf zu den höchsten Leistungsverlusten (bis zu 61,3 % auf Stringebene) geführt hat. Wird das Moduldesign beibehalten, so sollte die maximale Belastungskapazität reduziert werden. Die Änderung des Moduldesigns von einem Glas-Folien-Modul zu einem Glas-Glas-Module (je 10 mm Glasstärke) würde eine bessere mechanische Stabilität für die PV-Zellen ergeben. Zudem wären die Zellen bei Biegebeanspruchung in einem Glas-Glas-Modul in der neutralen Faser positioniert und damit geringeren mechanischen Beanspruchungen ausgesetzt. Bei Umstellung auf Glas-Glas-Module sind zudem die Laminationsparameter zu optimieren, um Delaminationen durch unvollständig vernetzte Einkapselungsfolien zu verhindern. Weiters sollte die Kraftübertragung von schrägeinwirkenden Kräften vom PV-Modul zum Modulunterbau nicht nur über Klebepunkte erfolgen und eine Verstärkung des Modulrandes durchgeführt werden. Zur Verbesserung des Temperaturverhaltens wäre ein anderes Füllmaterial als Luft zwischen PV-Modul und Modulunterbau zu empfehlen, da damit eine bessere Modulperformance bei kühlerer Zelltemperatur erreicht werden kann. Damit einhergehend könnte durch das Füllmaterial auch eine bessere und vollflächigere Kraftübertragung realisiert werden.

Als weiterer Verbesserungs- bzw. Überarbeitungsaspekt ist die Änderung der Zelltechnologie zu erwähnen. Dünnschichttechnologien auf flexiblen Trägermaterialien würden im Vergleich zu kristallinem Silizium keine Zellrisse und Zellbrüche, durch die mechanische Fahrzeugbeanspruchungen, aufweisen. Es wären damit auch Einsparungen im Ressourcenaufwand (z. B. durch geringere Glasstärken) und eventuell in den Produktionskosten möglich.

Die Ergebnisse und Erkenntnisse dieser Arbeit zeigen, dass bei verkehrsflächenintegrierten PV-Systemen verschiedene Fehlerarten in Form von Material- und Leistungsdegradationen auftreten. Am Beispiel der am solaren Parkplatz in Teesdorf untersuchten Module wurden signifikant hohe Leistungsverluste festgestellt, welche die Herausforderungen bei der Integration von PV-Modulen in Straßenoberflächen hervorheben. Für eine Weiterentwicklung dieses PV-Integrationsansatzes sind weitere Forschungen notwendig.

Abschließend ist noch zu erwähnen, dass der Hersteller der untersuchten Module über die festgestellten Fehler informiert wurde und selbst mehrere Male an der verkehrsflächenintegrierten PV-Anlagen vor Ort war. Entsprechend den Informationen der Autoren sollen die Probleme, welche sich auf die Verklebung der

Modulkomponenten beziehen (Ablösung des Moduls von der Unterkonstruktion sowie Wassereintritt zwischen Unterkonstruktionsrand und Modulglas), in der Fertigung angepasst und damit behoben werden. Weiter Erkenntnisse und Langzeiterfahrungen der überarbeiteten Modulserie liegen den Autoren nicht vor.

11 Arbeitspaket Simulationsprogramme

Dieses Kapitel befasst sich mit dem Arbeitspaket Simulationsprogramme. Es wird die Relevanz des Themas, die angewandten Methodiken deren Ergebnisse und Erkenntnisse beschrieben. Abschließend werden basierend auf den Ergebnissen Schlussfolgerungen gezogen.

11.1 Einleitung und Relevanz

Für die Verbreitung von verkehrsflächenintegrierten PV-Systemen ist es neben den Aspekt der Produktbeständigkeit und Langlebigkeit erforderlich, valide Prognosen über den Ertrag von projektierten Systemen treffen zu können, da Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen vom Anlagenertrag abhängen. Durch den für PV-Anlagen unkonventionellen Aufbau bzw. deren Montageposition ist davon auszugehen, dass die Modelle üblicher Simulationsprogramme (z. B. PV*SOL, PVsyst, BIMsolar, etc.) verkehrsflächenintegrierte Module vereinfacht bzw. in nicht ausreichendem Maße abbilden und dadurch den Anlagenertrag über- oder unterschätzen. In diesem Forschungsthemenpunkt soll untersucht werden, welche Simulationsungenauigkeiten übliche Simulationsprogramme bei der Simulation von verkehrsflächenintegrierten PV-Systemen aufweisen und in welchen Modellierungsschritten Adaptierungen notwendig sind.

11.2 Methodik

In diesem Kapitel wird die Methodik des Arbeitspaketes Simulationsprogramme beschrieben. Im ersten Schritt werden die verwendeten Simulationsprogramme sowie die ausgewählten Vergleichs- bzw. Simulationsvarianten sowie die Auswertungsmethodik beschrieben. Es werden danach die Schritte für die Modellierung und Simulation beschrieben. Darin wird auf die genutzten Wetterdaten und deren Aufbereitung, die Modellierung des 3D-Modells und die Modellierung und Parametrierung in den Programmen eingegangen.

Es werden nicht alle Modellierungsschritte beschrieben, da davon ausgegangen wird, dass die üblichen Modellierungs- und Simulationsschritte für die Zielgruppe dieses Arbeitspaketes (Planer, Projektierer und Wissenschaftler) bereits bekannt sind.

Der Fokus der Analyse der Simulationsprogramme liegt auf dem solaren Parkplatz und nicht auf der Referenzanlage, obwohl für die ersten eineinhalb Betriebsjahre keine lokalen Wetterdaten vorhanden sind. Grund ist, dass am Dach wenig Verschattungen vorhanden sind, welche bei verkehrsflächenintegrierten Systemen

häufig zu erwarten sind und dadurch diese nicht analysiert werden können. Weiters repräsentiert die nachfolgend beschriebene Methodik realitätsnähere Modellierungsschritte, da für Projekte häufig keine Wetterdaten für den direkten Anlagenstandort vorliegen.

11.2.1 Verwendete Simulationsprogramme, Vergleichs-/ Simulationsvarianten und Auswertungsmethodik

Als Simulationsprogramme werden PV*SOL premium und PVsyst verwendet, da diese die am häufigsten angewandten unabhängigen⁵ Simulationsprogramme darstellen.

Pro Simulationsprogramm werden zwei Varianten (Variante Datenblatt und Variante Messung) simuliert. Dies basiert auf dem Erkenntnis des vorherigen Arbeitspaketes (Kapitel 10), wo festgestellt wurde, dass die „Platio“-Module eine um mehr als 20 % geringere Modulleistung aufweisen. Für PV*SOL wird neben der stündlichen Simulation auch noch die Minutensimulation für die Analyse durchgeführt. Die Varianten und die für die Auswertung verwendeten Simulationsergebnisse sind in Tabelle 12 dargestellt. Nachfolgend wird PV*SOL premium aus Platz- und Übersichtsgründen als PV*SOL bezeichnet. Da in PVsyst die Stringdaten (MPP-Strom und -Spannung pro String) nur ersichtlich sind, wenn pro String eine Simulationsvariante mit dem jeweiligen String simuliert wird, werden zwei exemplarische Strings für die Auswertung auf Stringebene verwendet. Diese sind String 1.17 und 2.16, da diese jeweils gering (1.17) und häufig (2.16) verschattete Strings repräsentieren.

Die Ergebnisse der Simulationsprogramme werden wie folgt mit den Realdaten verglichen: Im ersten Schritt werden aus Verifikationsgründen die in den Programmen verwendeten Globalstrahlungssummen mit den importierten Wetterdaten sowie die berechnete Einstrahlung auf die Modulebene verglichen. Anschließend werden die simulierten Jahres- und Monatserträge der Simulationsprogramme analysiert und mit den Realdaten verglichen. Hierfür werden sowohl DC- und AC-Erträge verwendet, um mögliche Unterschiede bei der Berechnung der Umwandlungsverluste in den Wechselrichtern aufzeigen zu können. Zusätzlich dazu erfolgt auch eine Ertragsbetrachtung an Clear-Sky-Tagen, um mögliche Differenzen aufgrund der geografischen Distanz zwischen Anlage und Wetterstation, welche für die Simulation verwendet wurde, zu analysieren.

⁵ Damit sind Programme unabhängig vom Wechselrichterhersteller gemeint (z.B. SolarEdge Designer, etc.)

Im nächsten Schritt werden die Leistungen (AC und DC), die MPP-Spannungen und -Ströme sowie die Modultemperaturen der für die zwei exemplarischen Strings (1.17 und 2.16) betrachtet, um indikative Rückschlüsse auf die leistungsbeeinflussenden Parameter treffen zu können. Dies erfolgt für exemplarische Dreitagesbetrachtungen für Sommer-, Frühlings- und Herbsttage. Dabei werden die Tage so ausgewählt, dass mindestens ein Clear-Sky-Tag (oder einem sehr nahekommenden) in der Tagesbetrachtung vorhanden ist.

Im Anschluss wird analysiert, ob die Erkenntnisse aus der Dreitagesbetrachtung auf alle Clear-Sky-Tag und den gesamten Betrachtungszeitraum übertragen werden können. Dies erfolgt mittels Korrelationsplots.

Als Realdaten werden die, im vorherigen Arbeitspaket aufbereiteten, Monitoringdaten (siehe Kapitel 10.2.3.4) verwendet. Damit die Daten mit den stündlichen Simulationsergebnissen vergleichbar sind werden die 15-Minutendaten über eine Stunde gemittelt.

Tabelle 12: Simulationsvarianten und die ausgewerteten Simulationsergebnisse
(eigene Darstellung)

Varianten		Ausgewertete Simulationsergebnisse
PV*SOL premium	Stunde_M_PV*SOL Stunde_DB_PV*SOL	<u>Systemebene</u> <ul style="list-style-type: none"> • DC-Leistung („Leistung am WR-Eingang“) • AC-Leistung („Eingespeiste Energie“)
		<u>Stringebene (alle Strings)</u> <ul style="list-style-type: none"> • DC-Leistung („Wechselrichter X an String X.XX: Leistung am WR-Eingang“) • AC-Leistung („Wechselrichter X an String X.XX: Eingespeiste Energie“) • MPP-Spannung („MPP-Spannung (MPP 1, Wechselrichter X (Enphase Energy IQ7PLUS-72-2-INT / IQ7PLUS-72-M-INT))“) • MPP-Strom wird aus DC-Leistung und MPP-Spannung berechnet • Modultemperatur („String X.XX: Modultemperatur“)
	Minute_M_PV*SOL Minute_DB_PV*SOL	<u>Systemebene</u> <ul style="list-style-type: none"> • DC-Leistung („Leistung am WR-Eingang“) • AC-Leistung („Eingespeiste Energie“)
PVsyst	Stunde_M_PVsyst Stunde_DB_PVsyst	<u>Systemebene</u> <ul style="list-style-type: none"> • DC-Leistung („EArray“) • AC-Leistung („E_Grid“)
		<u>Stringebene (nur String 1.17 und 2.16)</u> <ul style="list-style-type: none"> • DC-Leistung („EArray“) • AC-Leistung („E_Grid“) • MPP-Spannung („UArray“) • MPP-Strom („IArray“) • Modultemperatur („TArray“)
IST	-	<u>Stringebene (Systemebene wird aus Stringdaten berechnet)</u> <ul style="list-style-type: none"> • AC-Leistung • DC-Leistung • MPP-Spannung • MPP-Strom

11.2.2 Modellierung und Simulation

In diesem Kapitel werden die für die Simulation notwendigen Schritte beschrieben. Wie bereits angemerkt werden nur die wichtigsten Modellierungs- und Simulationsschritte bzw. -einstellungen beschrieben, die von einer „Standard“-Simulation abweichen.

11.2.2.1 Aufbereitung der Wetterdaten

Für die Simulation werden die meteorologischen Daten (Globalstrahlung, Lufttemperatur in 2 m Höhe, relative Feuchte und die Windgeschwindigkeit in 10 m Höher) der Geosphere Austria Wetterstation Gumpoldskirchen verwendet, da dies die nächstgelegene Wetterstation ist und wie bereits angemerkt erst ab Oktober 2023 eine Wetterstation am solaren Parkplatz vorhanden war. Dieser Zeitraum ist jedoch für den Soll-Ist-Vergleich der Simulationsprogramme nicht relevant, da das vorherige Kapitel 10 gezeigt hat, dass in diesem Zeitraum bereits deutliche Leistungsverluste aufgetreten sind. Die lokale Wetterstation am solaren Parkplatz wird jedoch verwendet, um notwendige Parameter für die Simulationsprogramme zu ermitteln.

Der für die Analyse relevante Zeitraum ist der 13.04.2022 bis 12.04.2023. Für die Simulationsprogramme wurde dieser Zeitraum zu einem vollständigen Jahr (Beginn mit 01.01. und Ende mit 31.12.) formatiert und in die Programme importiert (siehe dazu PVsyst SA (s.a.) und Valentin Software GmbH (s.a.)).

11.2.2.2 Modellierung des 3D-Modells in SketchUp und Import in den Simulationsprogrammen

Für die Berücksichtigung der Verschattungen durch die an die Anlage angrenzenden Gebäude und der Nutzung des exakt gleichen 3D-Modells in den beiden Simulationsprogrammen wurde die Anlagenumgebung in SketchUp modelliert. Die Maße basierten für verschattungsrelevante Gebäude auf Messungen mit Laserentfernungsmessgeräten und für die übrigen Gebäude auf Abschätzungen und Annahmen. Lediglich der Baum, welcher sich am Nachbarsgrundstück befindet, wurden in den Simulationsprogrammen hinzugefügt, da dadurch die Veränderung des Transmissionsgrades, durch die Veränderung der Belaubung, im Jahresverlauf realitätsnaher abgebildet werden kann. Die in den beiden Programmen importierten Modelle mit dem modellierten Baum sind in Abbildung 70 und Abbildung 71 ersichtlich.

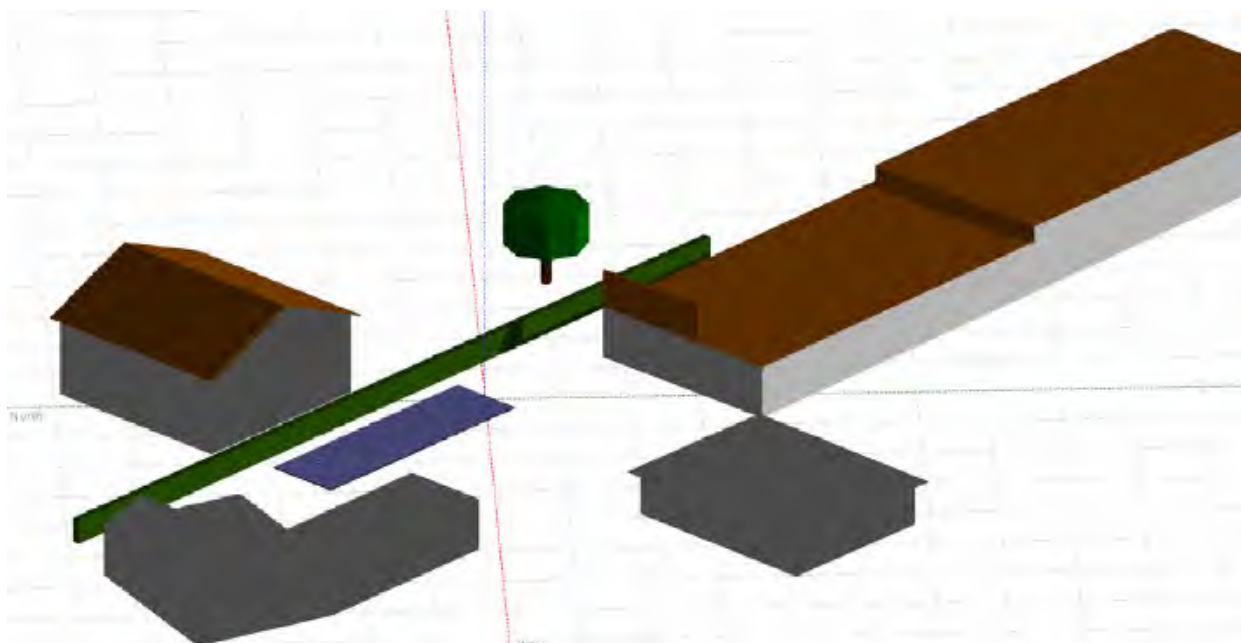


Abbildung 70: SketchUp 3D-Modell in PVsyst (eigene Darstellung)

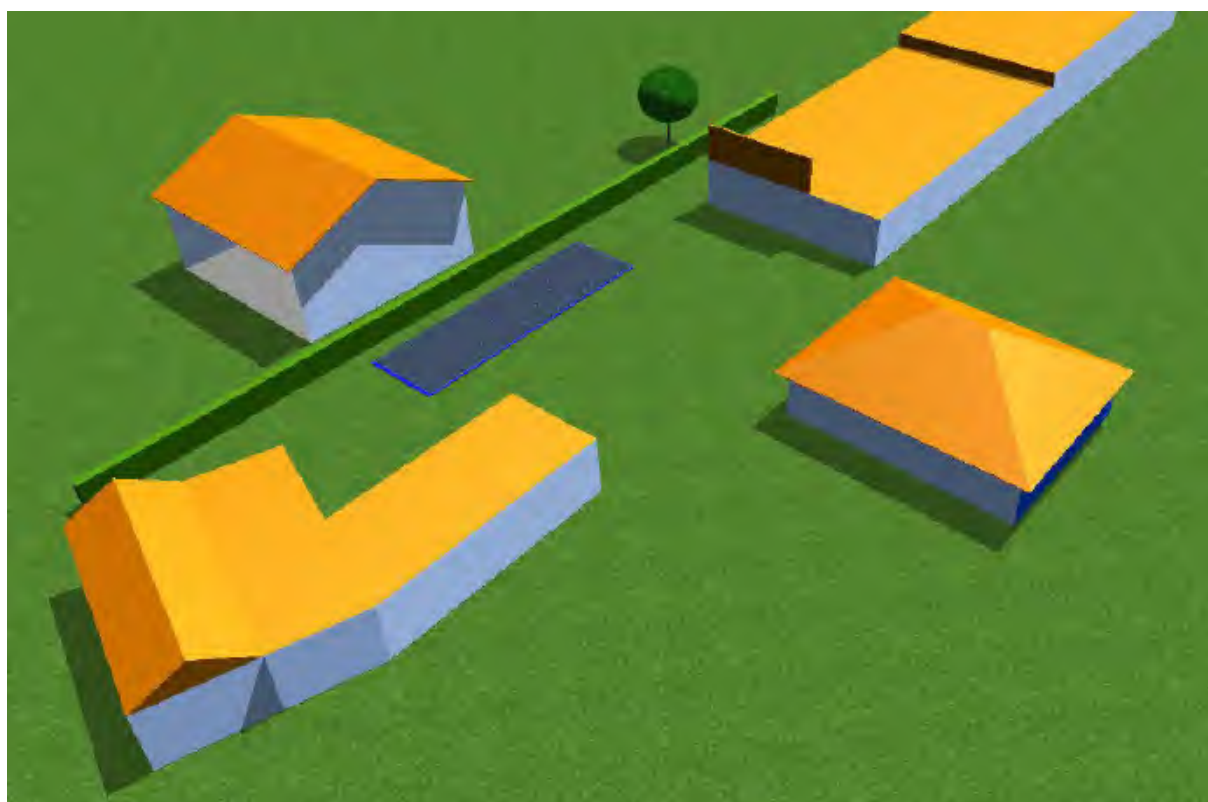


Abbildung 71: SketchUp 3D-Modell in PV*SOL premium (eigene Darstellung)

11.2.2.3 Modellierung und Parametrierung in den Simulationsprogrammen

Da die „Platio“-Module noch nicht in den Moduldatenbanken von PV*SOL und PVsyst vorhanden sind werden die beiden Modulvarianten (Datenblatt und Messung) hinzugefügt. Für die Modulvariante Datenblatt werden die Modulparameter aus Tabelle 1 verwendet. Für die Variante Messung wird der Mittelwert der Parameter aus Tabelle 15 und Tabelle 18 für die im Jahr 2022 gemessenen „Platio“-Module (String 2.40 und Module der Referenzanlage) herangezogen. Die weiteren verwendeten Modulparameter sind in Tabelle 13 ersichtlich. Die relativ hohen Kabelverluste von 5,5 % ergeben sich dadurch, dass die DC-Verkabelung mit 2,5 mm² Kabel anstatt der in der PV-Branche üblichen 4 mm² ausgeführt ist. Der Wert der Kabelverluste wurde in PV*SOL im Detail ermittelt und für alle Variante angewendet (auch die Varianten der Einzelstrings).

Tabelle 13: Verwendete Simulationsprogramme (PV*SOL premium und PVsyst), deren Versionen und weitere geänderte Simulationsparameter (eigene Darstellung)

	PV*SOL premium	PVsyst
Version	2024 Release 7	8.0.0
Modell für die Diffusstrahlung	Erbs, Klein & Duffie (Erbs et al. 1982)	Erbs, Klein & Duffie (Erbs et al. 1982)
Modell für die Strahlung auf die geneigte Fläche	Perez (Perez et al. 1987)	Perez (Perez et al. 1987)
Kabelverluste (auch für die einzelnen Strings)	5,5 %	5,5 %
Bypassdioden der Module	1	2 (Änderung war erforderlich, eine Bypassdiode im Modullayout bei PVsyst zu einer Fehlermeldung führte)
Modulreflexionen/IAM	ASHRAE-Modell (nicht	ASHRAE-Modell

(Incidence Angle Modifier)	veränderbar) Winkelkorrekturfaktor: 95 %	$b_0=0,09$ (entspricht gleicher Kurve wie in PV*SOL)
Modultemperatur	Einbausituation in der 3D-Planung: Dachintegriert – nicht hinterlüftet	U_c -Wert von $27 \text{ W/m}^2\text{K}$ siehe Berechnung in Kapitel 11.2.2.3.1

11.2.2.3.1 Berechnung des U-Wertes für PVsyst

Da es in PVsyst möglich ist individuelle Parameter für die Ermittlung der Modultemperatur zu definieren, wurde der für die Simulation erforderliche Parameter U_c aus den Messergebnissen der Wetterstation im Validierungszeitraum (August-September 2023) und während des Messzeitraumes in Teesdorf (Oktober 2023-September 2024) ermittelt. Die Wetterstation besteht aus folgenden Messgebern:

- 1 x Hygro-Thermogebler für die Messung der Luftfeuchte und -temperatur
- 1 x Schallkreuzanemometer zur Windgeschwindigkeitsmessung
- 1 x Pyranometer zur Messung der Globalstrahlung (erfasst auch Diffusstrahlung)
- 3 x PT100 Oberflächentemperaturfühler (Klasse B) zu Erfassung der Rückseitentemperatur an drei Modulen (siehe Tabelle 17) des Referenzstranges

Weitere Informationen zu den Komponenten der Wetterstation und der Genauigkeit der Sensoren sowie der weiteren Messkette sind in Erber (2024, S.75f) zu finden. Hier sei noch erwähnt, dass während der Validierungsphase die Temperatur der Rückseitenfolie mit einem PT100-Fühler Klasse B mit Schutzrohr $\varnothing 4\text{mm}$ gemessen wurde. Der Aufbau der Wetterstation am Dach des Teesdorf Gemeindezentrums ist in Abbildung 72 dargestellt. Die Position des Temperaturfühlers pro Modul kann Abbildung 73 entnommen werden.

Das Temperaturverhalten der drei Module des Referenzstranges sowie eines Modules während der Validierungsphase ist in Abbildung 74 dargestellt. Für beide Zeiträume wurden Regressionskurven eingezeichnet und deren Parameter ermittelt. Die dafür verwendeten Messdaten wurden über eine Stunde gemittelt, um dem gleichen Intervall wie in der Simulation zu entsprechen. Zwischen den beiden Messzeiträumen (Messzeitraum über rund ein Jahr und Validierung über 2 Monate) zeigen sich nur geringfügige Unterschiede in Steigung und Offset. Im

Vergleich zu Abbildung 27 zeigt sich jedoch nicht ein Temperaturverhalten, das die Berücksichtigung der thermischen Kapazität des „Platio“-Modules erfordert. Dies kann einerseits mit einer Veränderung des thermischen Verhaltens durch den Wassereintritt in den Modulen (siehe Tabelle 17) aufgefasst werden. Andererseits ist auch zu berücksichtigen, dass in Abbildung 27 nur Clear-Sky-Tage verwendet wurden, wovon es im Jahr deutlich weniger als „normale“ Tage mit Bewölkung gibt. In Summe können damit die üblicheren „normaleren“ Tage, durch ihre Menge, die Regressionskurve deutlich mehr beeinflussen als Clear-Sky-Tage.

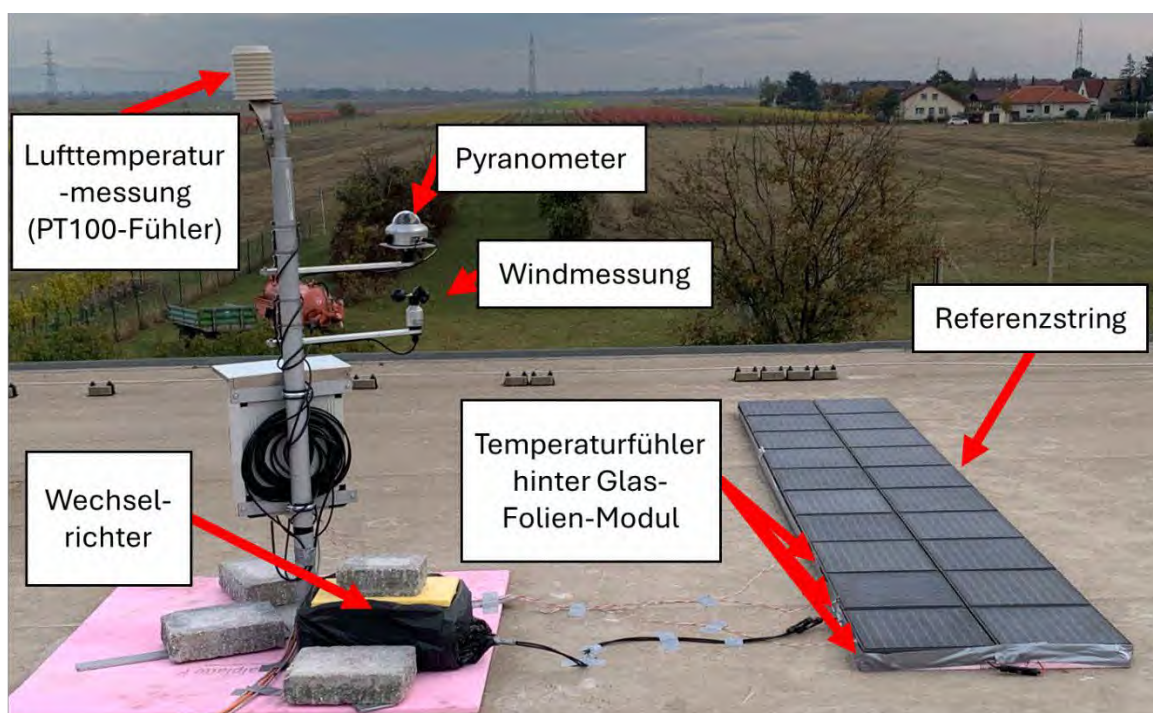


Abbildung 72: Wetterstation und Referenzstring am Dach des Teesdorf Gemeindezentrums (eigene Darstellung)

Für die Berechnung des U-Wertes für die PVsyst-Simulation werden die Regressionsparameter der Daten der Messung am Referenzstring verwendet (2024), da davon ausgegangen wird, dass diese aufgrund der Nähe zum solaren Parkplatz und der längeren Erfassungsdauer eine optimalere Parameterableitung für die Simulation ermöglichen.

In einem Punkt ist noch auf PV*SOL Bezug zu nehmen: Vergleicht man den Steigungsparameter der für die Berechnung gewählten Regressionskurve mit dem Parameter DT bei unterschiedlichen Einbausituationen (siehe Valentin Software GmbH s.a.), so würde die Steigung der Kurve, welche einem DT-Wert von 29 K (siehe Formel (11-1)) entspricht, zu den Einbausituationen „dachparallel, gut

hinterlüftet“ oder „aufgeständert-Dach“ passen und nicht zur gewählten Einbausituation in der PV*SOL-Simulation. Der Parameter wurde für die PV*SOL-Simulationen nicht mehr angepasst, da davon ausgegangen wird, dass am Beispiel einer Projektierung einer verkehrsflächenintegrierten Anlage diese Erkenntnis nicht vorliegt.

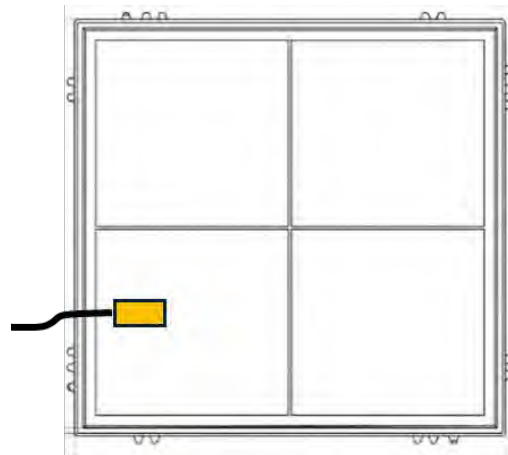


Abbildung 73: Position der Temperaturmessung an der Rückseitenfolie des „Platio“-Moduls (eigene Darstellung)

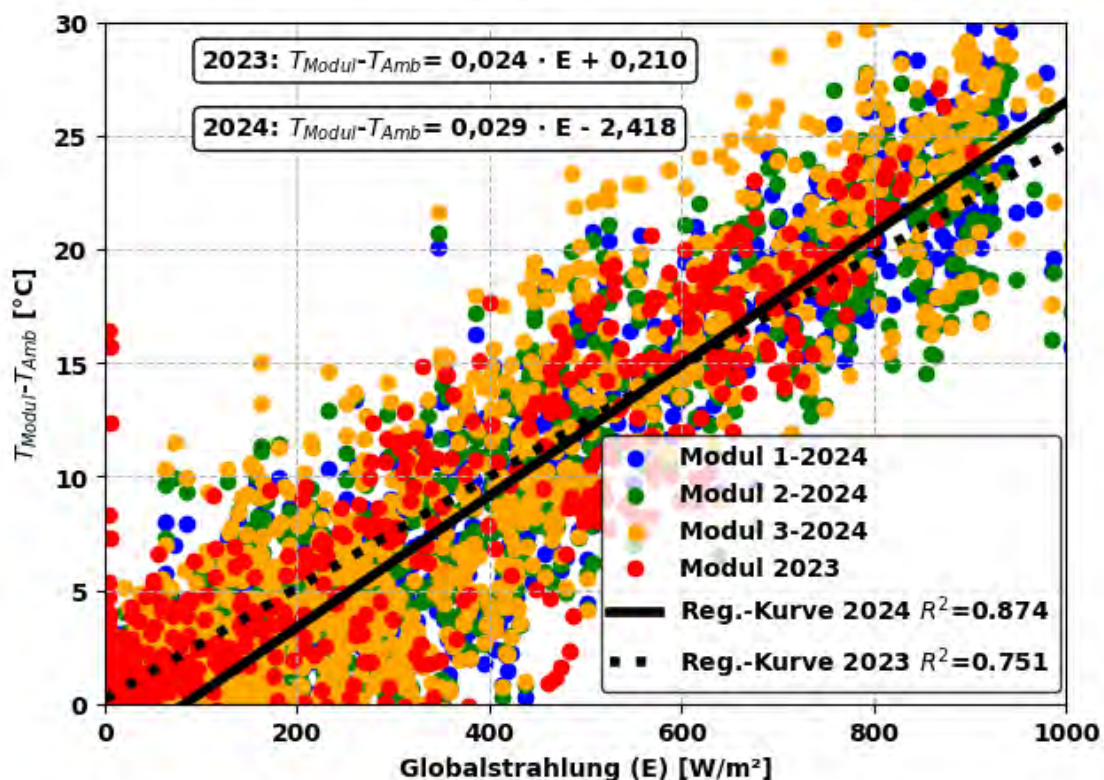


Abbildung 74: Temperaturverhalten der Module des Referenzstrings (Modul 1-2024 bis 3-2024) sowie Modul während der Validierungsphase (Modul 2023) und die dazugehörigen Regressionskurven (eigene Darstellung)

$$T_{Modul} = T_{Amb} + DT \cdot \frac{E}{E_{STC}}$$

- mit T_{Modul} : Modultemperatur [°C]
 T_{Amb} : Lufttemperatur [°C]
 DT : Erwärmung nach Einbausituation [°C]
 E : Einstrahlung des Zeitschrittes [W/m²]
 E_{STC} : Einstrahlung bei STC [W/m²] (1000 W/m²)
- (11-1)

Der Parameter U für die Simulation wurde durch Umformung von Formel (11-2) berechnet – die Einstrahlungsabhängige Temperaturerhöhung ($T_{Zelle} - T_{Amb}$) durch die Einstrahlung E entspricht der Steigung der Regressionskurve. Die verwendeten Werte für die anderen Parameter sind in der Formelbeschreibung angeführt und in der PVsyst-Dokumentation zu finden (siehe PVsyst SA s.a.).

$$T_{Zell} = T_{Amb} + \frac{1}{U} \cdot (\alpha \cdot E \cdot (1 - \eta))$$

- mit T_{Zelle} : Zelltemperatur [°C]
 T_{Amb} : Lufttemperatur [°C]
 U : Wärmeverlustfaktor [W/m²K]
 α : Absorptionskoeffizient der solaren Einstrahlung (1-Reflexionskoeffizient) [-]; üblicher Wert lt. PVsyst-Dokumentation: 0,9
 E : Einstrahlung des Zeitschrittes [W/m²]
 η : PV-Moduleffizienz; aus PVsyst Datenbankeintrag für das Modul der Variante Messung: 13,24 %
- (11-2)

Entsprechend der beschriebenen Berechnung ergibt sich ein U_C -Wert von 27 W/m²K. Der U_V -Wert (windabhängiger Wert) wird für die Simulation mit Null gewählt, da keine Beeinflussung des Temperaturverhaltens durch den Wind angenommen wird bzw. durch die Einbauart sehr gering ist.

11.3 Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse des Arbeitspaketes Simulationsprogramme beschrieben. In den nachfolgenden Ergebnisdarstellungen werden die Simulationsvarianten wie folgt benannt: Werden alle Varianten dargestellt oder unterscheidet sich einer der Parameter in der jeweiligen Ergebnisdarstellung, so besteht die Bezeichnung aus dem Simulationsintervall (Stunde oder Minute), der gewählten Modulvariante (DB=Datenblatt, M=Messung) und den Simulationsprogramm (PV*SOL oder PVSyst). Die Realdaten aus dem Anlagenmonitoring werden mit IST bezeichnet.

11.3.1 Jahres und Monatserträge

In diesem Kapitel werden die Simulationsergebnisse auf Basis der Jahres- und Monatserträge miteinander und dem Realertrag verglichen und Abweichungen analysiert.

11.3.1.1 Verifikation Globalstrahlung und POA-Einstrahlung

In Abbildung 75 sind zur Verifikation der in den Simulationsprogrammen korrekt übernommenen Globalstrahlungswerte die spezifische Globalstrahlungssummen der Simulationsvarianten dargestellt. Hier zeigt sich, dass eine vernachlässigbare Abweichung von 0,3 % zwischen den Werten aus den Simulationsprogrammen und den Wetterdaten besteht. Zur Verifikation der Einstrahlung auf die Modulebene sind die spezifischen Einstrahlungssummen in Abbildung 76 dargestellt und zeigen ebenfalls im Vergleich zueinander vernachlässigbare Abweichungen (rund 1 %). Die Temperaturwerte werden hier nicht dargestellt, da hier keine Umrechnungen im Simulationsablauf, wie bei den Einstrahlungsdaten, durchgeführt werden.

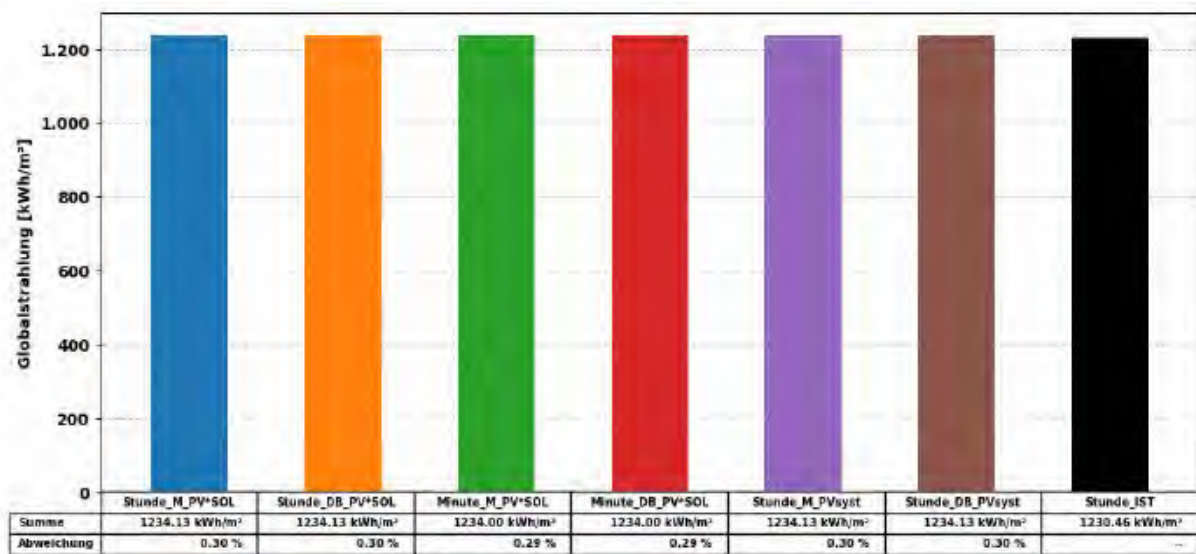


Abbildung 75: spezifische Globalstrahlungssumme der Simulationsvarianten (alle) und der Wetterdaten (Stunde_IST) (eigene Darstellung)

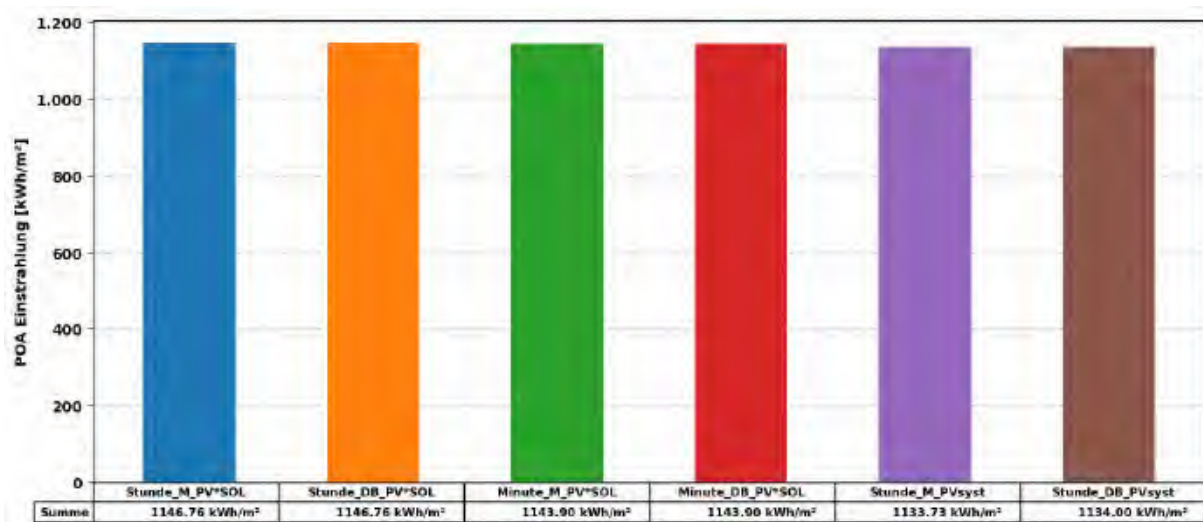


Abbildung 76: spezifische Einstrahlungssumme auf die Modulebene (Plane of array=POA) der Simulationsvarianten (alle) (eigene Darstellung)

11.3.1.2 Jahreserträge

In Abbildung 77 sind die Jahreserträge der Simulationsvarianten und der Realertrag (Stunde_IST) dargestellt. Die Erträge der Datenblattvarianten liegen hierbei mehr als 40 % über den Realertrag und zeigen das die Abweichung des Realertrages vom Planungsertrag (von rund 14 MWh) im ersten Betriebsjahr primär auf die geringere Modulleistung zurückzuführen ist. Einen weiteren Einfluss auf die Abweichung können auch die auftretenden Fehler im ersten Betriebsjahr (siehe Kapitel 10) oder weitere Einflussfaktoren, wie etwa nicht berücksichtigte

Verschattung durch Schnee im Winter, haben. In den nachfolgenden Detailanalysen werden die Datenblattvarianten aufgrund der abweichenden realen Modulleistung nicht mehr berücksichtigt.

Für die Ergebnisse der Messungsvarianten ergeben sich Erträge von 11.391,24 kWh bis 11.790,91 kWh. Diesen liegen 11,70 % (PV*SOL Minutensimulation) bzw. 15,62 % (PVsyst) über den Realertrag. Zur Vollständigkeit sei hier noch erwähnt, dass PVsyst auch eine Minutensimulation (Pseudo-Hourly Simulation) ermöglicht, diese ist jedoch mit deutlichem Mehraufwand verbunden. Beispielsweise müssen für Wetterdaten in 10 Minutenintervall sechs Wetterdatendateien aufbereitet und in PVsyst importiert werden. Diese Simulation ist aus Sicht der Autoren nicht praxistauglich und wurde für diese Arbeit nicht verwendet.

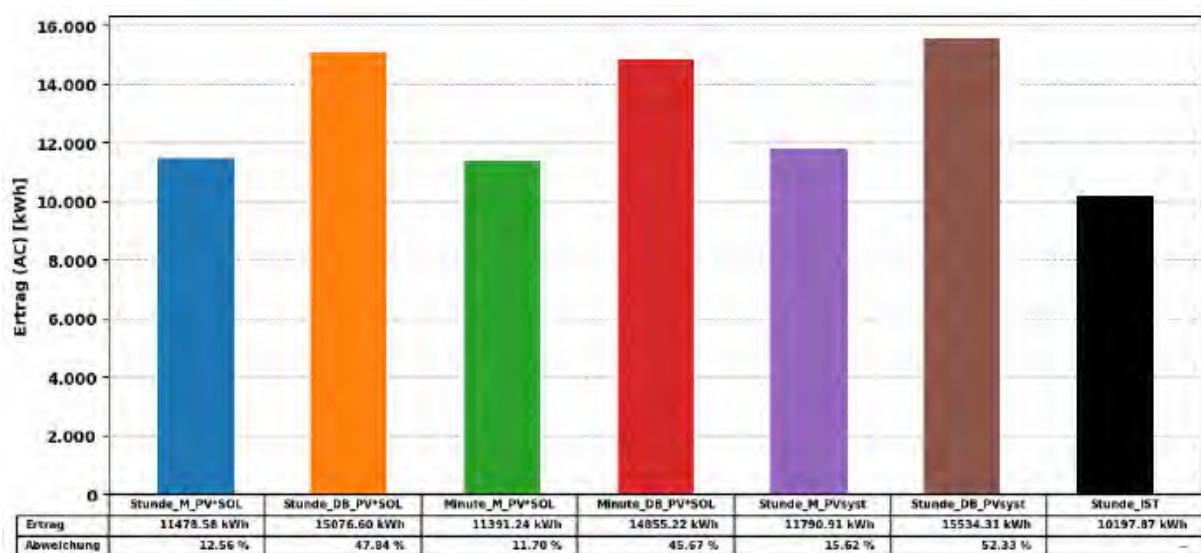


Abbildung 77: jährlicher Ertrag der Simulationsvarianten (alle). Angegebene Abweichung in Bezug auf Realertrag (Stunde_IST) (eigene Darstellung)

11.3.1.3 Monatserträge

In Abbildung 78 sind die AC-Monatserträge der Messungsvarianten dargestellt, wobei der Mai aufgrund der Inbetriebnahme Mitte Mai 2022 zweigeteilt ist. Gleiches ist in Abbildung 79 für die DC-Monatserträge dargestellt. In Bezug auf die eingespeiste monatliche Energie zeigt sich, dass die alle Simulationsvarianten über das Jahr hinweg einen zu hohen Ertrag berechnen. Jedoch ist auch erkennbar, dass die Differenz zum Realertrag von PV*SOL und PVsyst in der ersten Winterhälfte (Oktober bis Jänner) geringer ist als in den Sommermonaten. Für eine Begründung dieser Saisonalität wären weitere Detailanalysen notwendig, wie etwa die Analyse der Modulspezifischen Reflexionsverluste (da hier nur das ASHRAE-Modell

verwendet wurde) oder eine Detailanalyse des Transpositionsmodell (Einstrahlungsberechnung auf die geneigte Fläche) – Analyse von möglichen saisonalen Unterschieden. Da sich dieses Arbeitspaket an die angewandte Simulation im Kontext einer Projektierung einer verkehrsflächenintegrierten PV-Anlage richtet, werden keine tiefergehenden Analysen der Simulationsschritte durchgeführt. Zudem sind diese Schritte nicht immer für eine ausreichende Nachvollziehbarkeit ausreichend dokumentiert.

Die zunehmende Abweichung von Realertrag und Simulationsergebnissen ab Februar 2023 ist kann unter anderem auf nicht berücksichtigte Schneebedeckung der Anlage in den Wintermonaten sowie auf die in Kapitel 10.5.4 festgestellten abnehmenden Leistungen der Strings zurückgeführt werden.

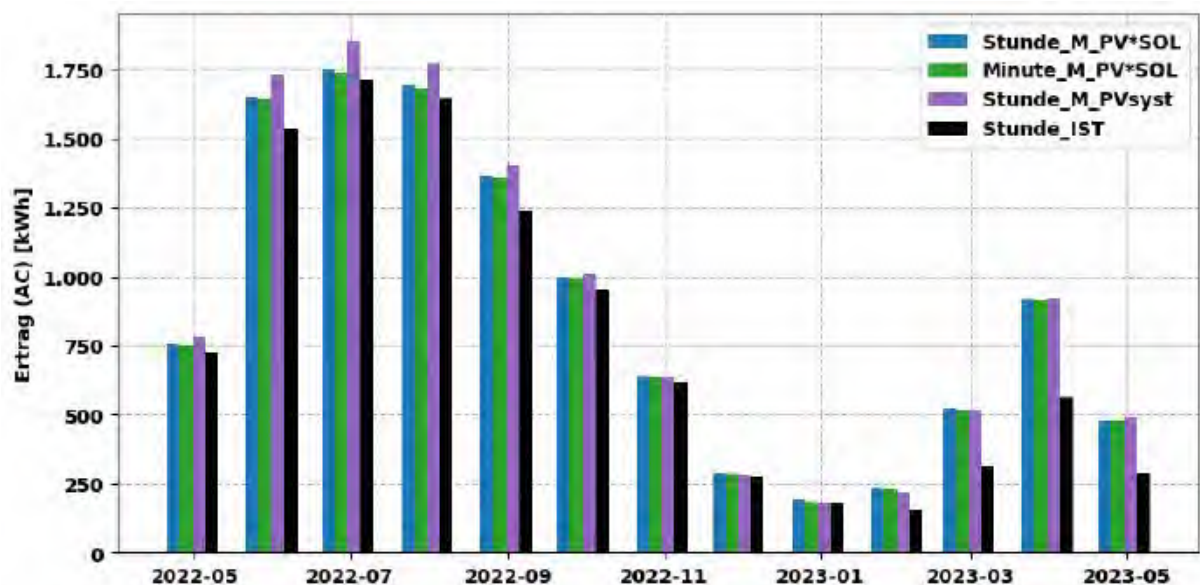


Abbildung 78: Monatserträge (AC) der Simulationsvarianten (nur Messungsvarianten) (eigene Darstellung)

Im Vergleich der monatlichen AC- und DC-Erträge (Abbildung 78 und Abbildung 79) ist weiters ersichtlich, dass die DC-Erträge eine geringere Abweichung zueinander aufweisen als die AC-Erträge und hier die PV*SOL-Varianten die höchsten monatlichen Erträge aufweisen. Dies bedeutet, dass in PVsyst geringere Umwandlungsverluste berechnet werden als in PV*SOL. In Bezug auf die Wechselrichterverluste können sich die Unterschiede dadurch ergeben, dass in PV*SOL die Wechselrichterverluste nur in Abhängigkeit der relativen Auslastung (Verhältnis der DC-Eingangssleistung zur Wechselrichternennleistung) berechnet werden und in PVsyst noch zusätzlich die DC-Eingangsspannung Berücksichtigung findet.

Die Minutensimulation in PV*SOL wird in den weiterführenden Analysen nicht

weiter betrachtet, da die Ergebnisse auf Monats- und Jahresbasis zeigen, dass mit der Stundensimulation bei geringeren zeitlichen Simulationsaufwand annähernd gleiche Ergebnisse (Ertrag um lediglich 0,86 Prozentpunkte höher bei Stundensimulation) erzielt werden können. Zudem ermöglicht der Algorithmus, welcher die Minutenwerte aus den Stundenwerten synthetisiert vor allem beim leicht bzw. bewölkten Tagen keinen Zeitreihenabgleich mit den Realdaten (Leistung, Spannung und Strom).

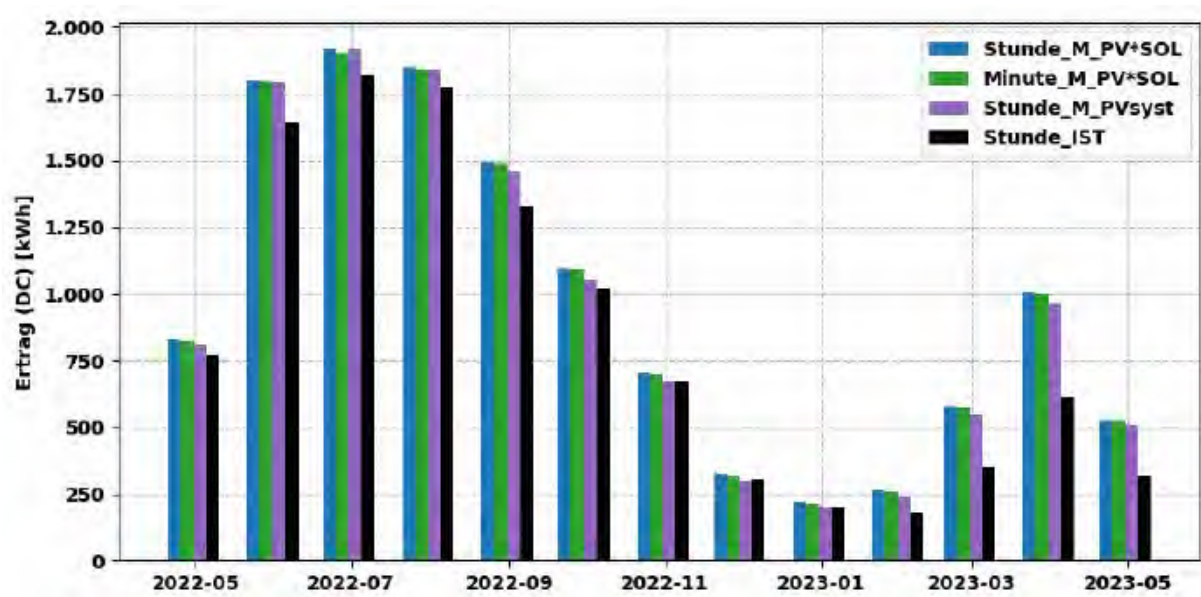


Abbildung 79: Monatserträge (DC) der Simulationsvarianten (nur Messungsvarianten) (eigene Darstellung)

Abbildung 80 veranschaulicht nochmals den Jahresertrag, wobei hier nur der Zeitraum von Inbetriebnahme bis 31.Jänner berücksichtigt wurde, um die Abweichung der Simulationsergebnisse exklusive der Monate mit starker monatlicher Abweichung auszunehmen. Hier zeigt sich für die PV*SOL-Messungsvarianten eine Halbierung der Abweichung zum Realertrag. Die Einschränkung des Betrachtungszeitraumes für die PVsyst-Messungsvariante ergibt eine Verringerung der Abweichung um rund 6 %-Punkte.

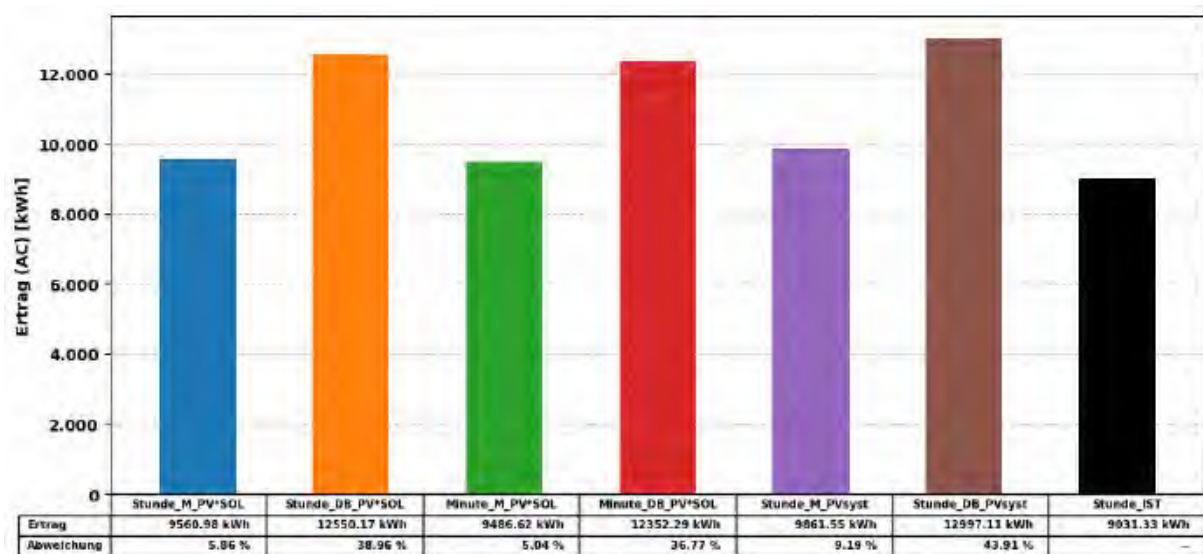


Abbildung 80: Ertrag von Inbetriebnahme bis 31.Jänner der Simulationsvarianten (alle). Angegebene Abweichung in Bezug auf Realertrag (Stunde_IST) (eigene Darstellung)

11.3.1.4 Erträge an Clear-Sky-Tagen

Da die verwendeten Wetterdaten nicht vom Anlagenstandort stammen, sondern von der Wetterstation aus Gumpoldskirchen (ca. 10 km entfernt), werden nachfolgend die Ergebnisse für den gesamten Betrachtungszeitraum und ausgewählter Clear-Sky-Tage analysiert. In Abbildung 81 ist die Verteilung der Clear-Sky-Tage ersichtlich, welche nach der in Kapitel 10.2.3.4 beschriebenen Methodik ermittelt wurden. Hierzu ist noch anzumerken, dass in der visuellen Kontrolle ausschließlich Tage mit ganztägiger Wolkenfreiheit akzeptiert wurden, um Fehlinterpretation zu vermeiden.

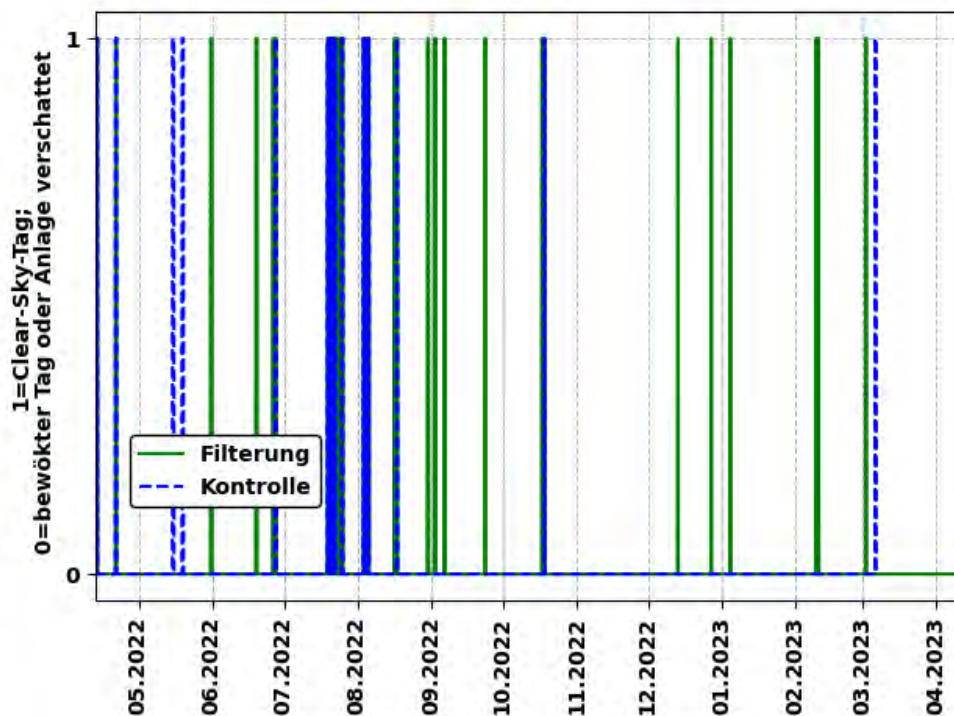


Abbildung 81: gewählte Clear-Sky-Tage für die Simulationsanalyse durch Filterung und anschließender visueller Kontrolle (eigene Darstellung)

In Abbildung 82 und Abbildung 83 sind die AC- und DC-Erträge der gesamten simulierten PV-Anlage sowie der beiden ausgewählten Strings (1.17 und 2.16) für das gesamte Simulationsjahr sowie für die ausgewählten Clear-Sky-Tage dargestellt. Es ist, wie in den vorherigen Betrachtungen zu erkennen, dass PVsyst auch an den Clear-Sky-Tagen den höchsten AC-Ertrag und im Vergleich zu PV*SOL geringere Verluste ermittelt. Zahlenmäßig ergeben sich für PV*SOL Erträge von 1.027,96 kWh (DC) und 940,97 kWh (AC) sowie für PVsyst 1035,82 kWh (DC) und 1.002,72 kWh (AC). Diese liegen im Vergleich zu den Realdaten (DC: 982,05 kWh; AC: 921,04 kWh) bei PV*SOL 4,7 % (DC) bzw. 2,2 % (AC) sowie für PVsyst 5,47 % (DC) bzw. 8,87 % (AC) höher.

Entgegen der vorherigen Erkenntnis, dass in Bezug auf den DC-Ertrag PV*SOL einen höheren Wert simuliert, ist in Abbildung 82 festzustellen, dass für die Clear-Sky-Tage PVsyst einen gering höheren DC-Ertrag als PV*SOL berechnet hat. Auf der Stringebene in Abbildung 83 ist jedoch wieder ersichtlich, dass PV*SOL den höheren DC-Ertrag und PVsyst den höheren AC-Ertrag ermittelt.

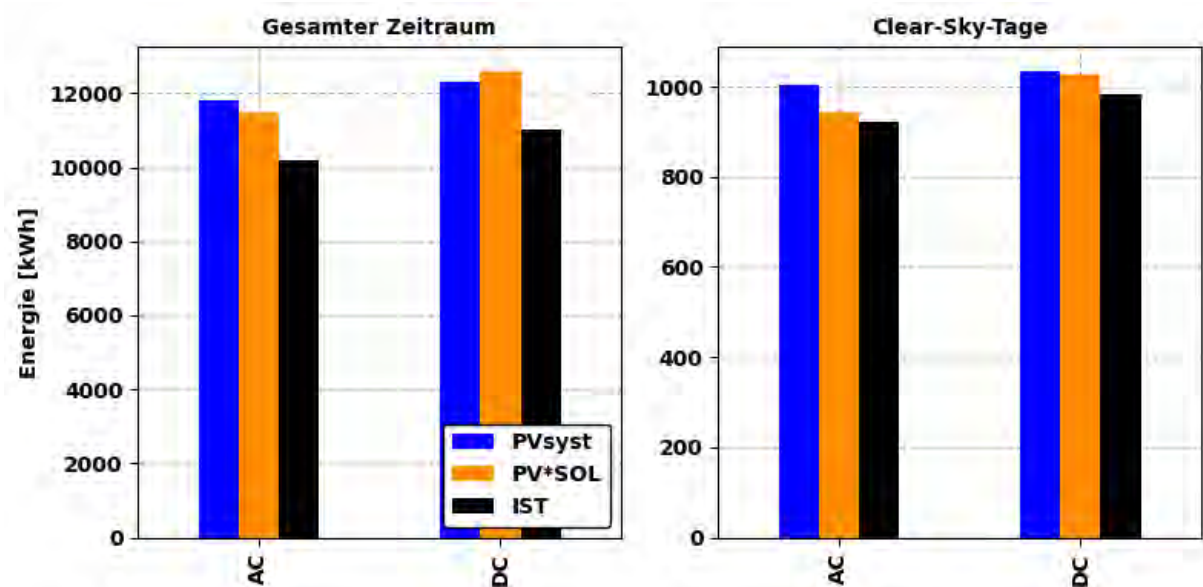


Abbildung 82: Jahresertrag DC- und AC-seitig der gesamten PV-Anlage für das gesamte Simulationsjahr und ausgewählte Clear-Sky-Tage; Simulationsvarianten: Stunde_M_PV*SOL und Stunde_M_PVsyst (eigene Darstellung)

Für String 2.16, welcher einen häufiger verschatteten String repräsentiert, ist jedoch erkennbar, dass die ermittelten DC-Erträge für die Clear-Sky-Tage näher beieinanderliegen, was darauf hindeutet, dass hier Verschattungssituationen in den Programmen unterschiedlich in der Simulation berücksichtigt werden (z.B. gewählter Sonnenwinkel und Zeitpunkt für die Berechnung der Verschattungsverluste sowie Betrachtung eines Einzelzeitpunktes im Stundenintervall oder Mittelung über den Simulationsintervall). In der PVsyst Dokumentation ist beschrieben, dass PVsyst für die Sonnenposition im Simulationsschritt die Mitte des Zeitintervalls (also 10:30 für den Intervall 10:00 bis 11:00) verwendet. Dadurch werden jedoch Verschattungen die kurz vor diesem Zeitpunkt vorhanden sind oder kurz danach auftreten nicht berücksichtigt und somit nur ein „Snapshot“ im jeweiligen Simulationsintervall gemacht. Für PV*SOL konnten keine konkreten Angaben in der Dokumentation gefunden werden, jedoch konnte aufgrund der aufgezeichneten IU-Kennlinien der Simulationsschritte und der Betrachtung des Verschattungsverlaufes in der 3D-Planung (in 10 Minutenschritten) gefolgert werden, dass für die berechnete Kennlinie der Worst Case Verschattungsfall im Zeitintervall des Simulationsschrittes verwendet wird.

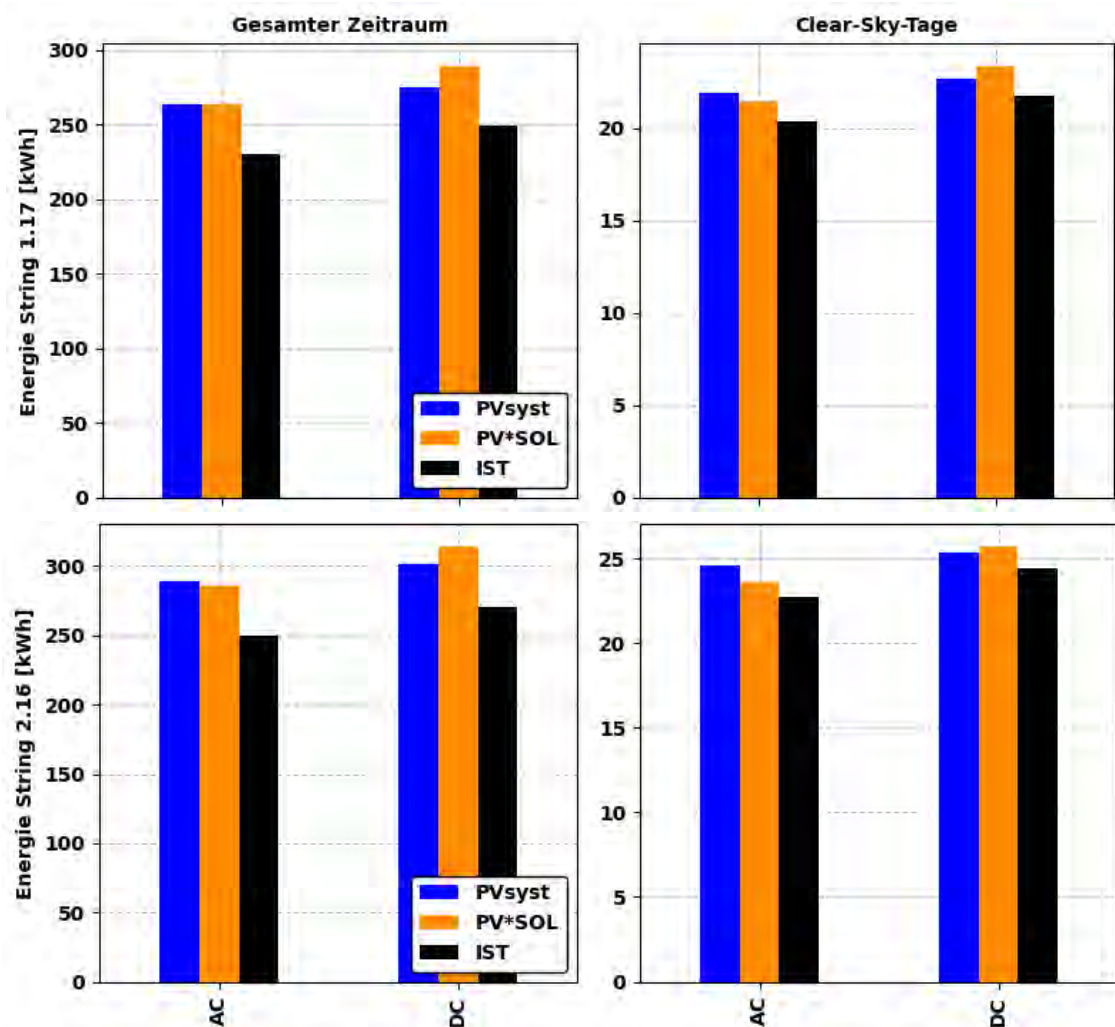


Abbildung 83: Jahresertrag DC- und AC-seitig der zwei Strings (1.17 und 2.16) für das gesamte Simulationsjahr und ausgewählte Clear-Sky-Tage; Simulationsvarianten: Stunde_M_PV*SOL und Stunde_M_PVsyst (eigene Darstellung)

11.3.2 Tagesbilanz und Parameteranalyse

In diesem Kapitel werden detailliertere Analysen auf Basis der Simulationsergebnisse der zwei exemplarischen Strings durchgeführt. Zudem werden Parameteranalysen durchgeführt, um möglichen indikative Ursachen für die Abweichung der Simulationen von den Realdaten zu ermitteln.

11.3.2.1 Auswählte Dreitagesbilanzen der betrachteten Strings

In den nachfolgenden Abbildungen (Abbildung 84 bis Abbildung 89) werden die Simulationsergebnisse der Messungsvarianten (Stundensimulation) von String 1.17 und 2.16 mit den Realdaten verglichen. Hierzu werden jeweils drei Tage an repräsentativen Jahreszeiten (Sommer, Winter, Herbst) im Simulationsjahr

betrachtet. Pro String werden die DC- und AC-Leistung sowie die dazugehörigen DC- und AC-Erträge über die drei Tage, MPP-Strom und MPP-Spannung, die Modultemperaturen und die Lufttemperatur für die Analyse herangezogen.

In Abbildung 84 und Abbildung 85 sind drei Maitage, als Beispiel für Frühlingstage, für die beiden Strings 1.17 und 2.16 dargestellt. Für die Energiesummen zeigt sich die bereits aus dem vorherigen Kapitel festgestellten Erkenntnis hinsichtlich der DC- und AC-Erträge bei beiden Strings. Gleiches zeigt sich in den Leistungsverläufen – PV*SOL berechneten eine zu hohe DC-Leistung, durch die höheren WR-Verluste ergibt sich im Vergleich zu PVsyst eine genauere AC-Leistung. Die Abweichung der Leistungsverläufe von den Realdaten am 17.Mai ist auf die Distanz zwischen dem solaren Parkplatz und der Wetterstation in Gumpoldskirchen zurückzuführen. Auf Grund der morgendlichen Verschattung von Sting 2.16 ergibt sich in Abbildung 85 in den Vormittagsstunden eine verzögerte Leistungserhöhung im Vergleich zu String 1.17, welche nicht in den Simulationsprogramme berücksichtigt wurde.

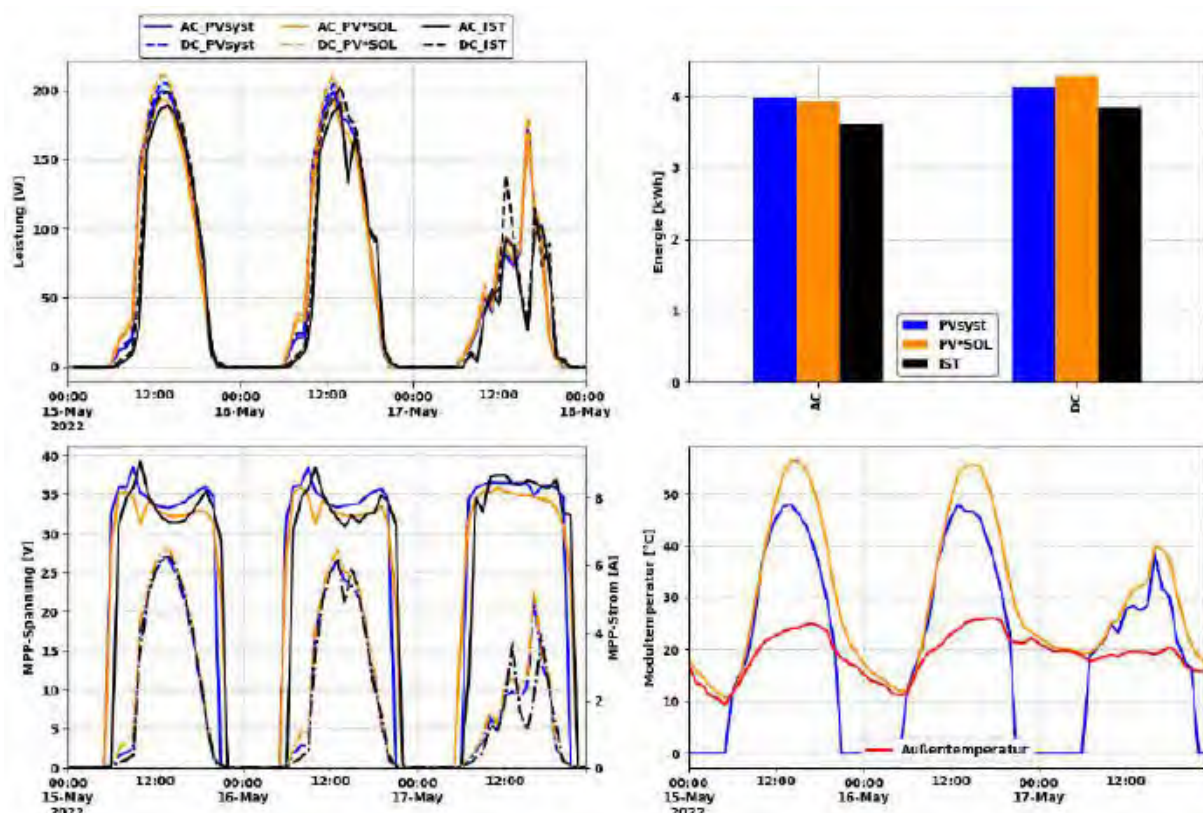


Abbildung 84: Simulationsergebnisse (Simulationsvarianten: Stunde_M_PV*SOL und Stunde_M_PVsyst) und Realdaten von String 1.17 für drei Frühlingstage; links oben: AC- und DC-Leistung; rechts oben: AC- und DC-Ertrag für die drei Tage; links unten: MPP-Spannung und MPP-Strom; rechts unten: Modultemperaturen und Außentemperatur (eigene Darstellung)

In Bezug auf die leistungsbeeinflussenden Parameter (Strom und Spannung) ist ersichtlich, dass in PV*SOL die MPP-Spannung zu niedrig und der MPP-Strom zu hoch simuliert wird. Die zu niedrige MPP-Spannung lässt sich durch den in PV*SOL eingestellten Temperaturparameter (festgelegte Hinterlüftungs- bzw. Einbausituation) begründen. In PVsyst werden wiederum die MPP-Spannung geringfügig zu hoch und der MPP-Strom zu niedrig berechnet. Für die Spannung ist dies wieder auf die Modultemperatur, die hier jedoch geringer als die reale Modultemperatur sein muss. Daraus lässt sich ableiten, dass die reale Modultemperatur und die MPP-Spannung zwischen den PV*SOL- und PVsyst-Werten liegen müssen. Weiters ist im Kontext der berechneten Modultemperaturen ersichtlich, dass sich nachmittags eine höhere Abweichung der Modultemperaturen als vormittags ergibt. Der Unterschied zwischen den MPP-Spannungen zwischen Abbildung 84 und Abbildung 85 lässt sich durch die unterschiedliche Anzahl an „Platio“-Modulen im String erklären.

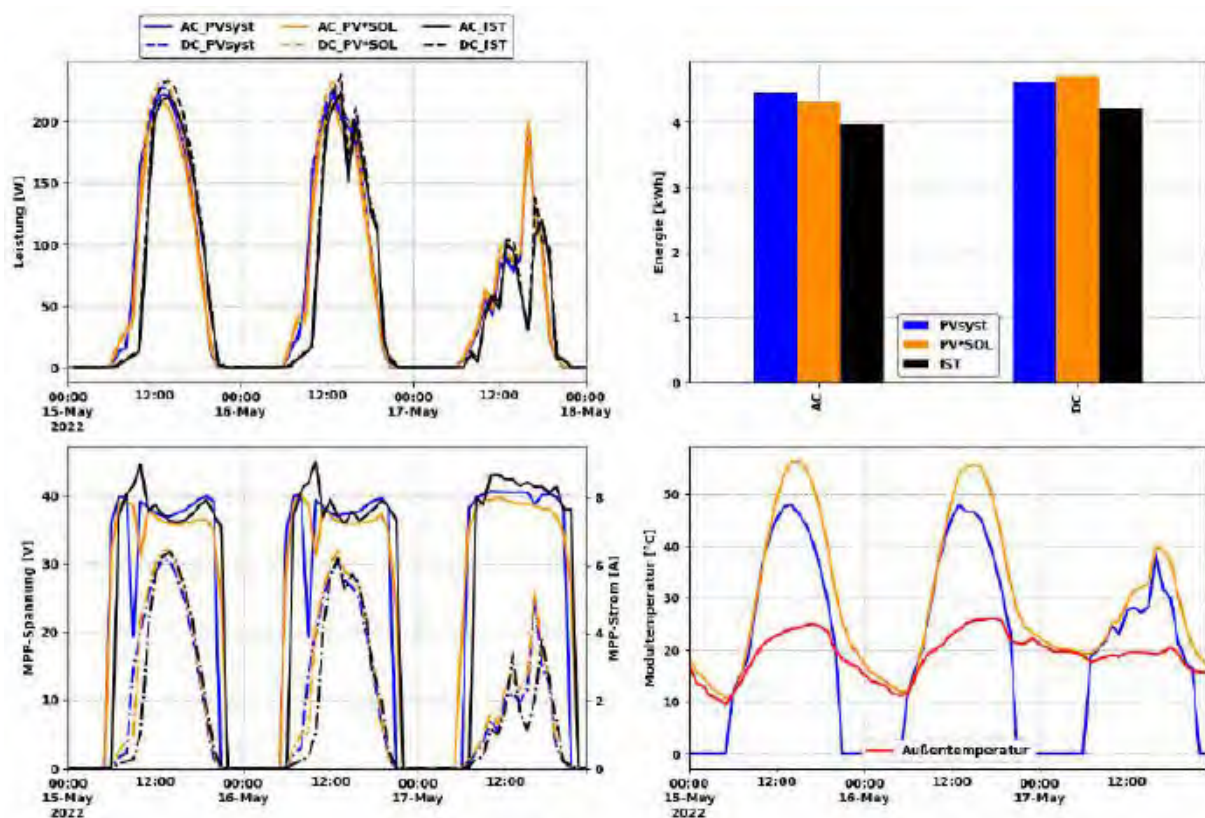


Abbildung 85: Simulationsergebnisse (Simulationsvarianten: Stunde_M_PV*SOL und Stunde_M_PVsyst) und Realdaten von String 2.16 für drei Frühlungstage; links oben: AC- und DC-Leistung; rechts oben: AC- und DC-Ertrag für die drei Tage; links unten: MPP-Spannung und MPP-Strom; rechts unten: Modultemperaturen und Außentemperatur (eigene Darstellung)

In Bezug auf die Berechnung des MPP-Stroms können mehrere Faktoren Einfluss haben. Dies sind unter anderem, wie bereits beschrieben, die Reflexionsverluste, die Umrechnungsmethode der Einstrahlung auf die Modulebene sowie die verwendenden Zeitpunkte oder Mittelungen im Simulationsschritt.

Abbildung 86 und Abbildung 87 zeigen die Simulationsergebnisse von String 1.17 und 2.16 für drei Herbsttage. Hierbei ergeben sich für String 1.17 geringere Simulationsabweichungen als für die vorherigen Frühlingstage, wobei die Überschätzungs- bzw. Unterschätzungstendenzen ebenfalls wieder gegeben sind, aber geringer ausfallen. Die MPP-Spannungen liegen für beide Simulationsprogramme näher beieinander, wobei PVsyst höhere Spannungen aufgrund einer geringeren Modultemperatur ermittelt. Die geringere Spannung in PV*SOL werden in Bezug auf die Leistung durch den höheren MPP-Strom kompensiert und führen zu der höheren DC-Leistung im Vergleich zu PVsyst.

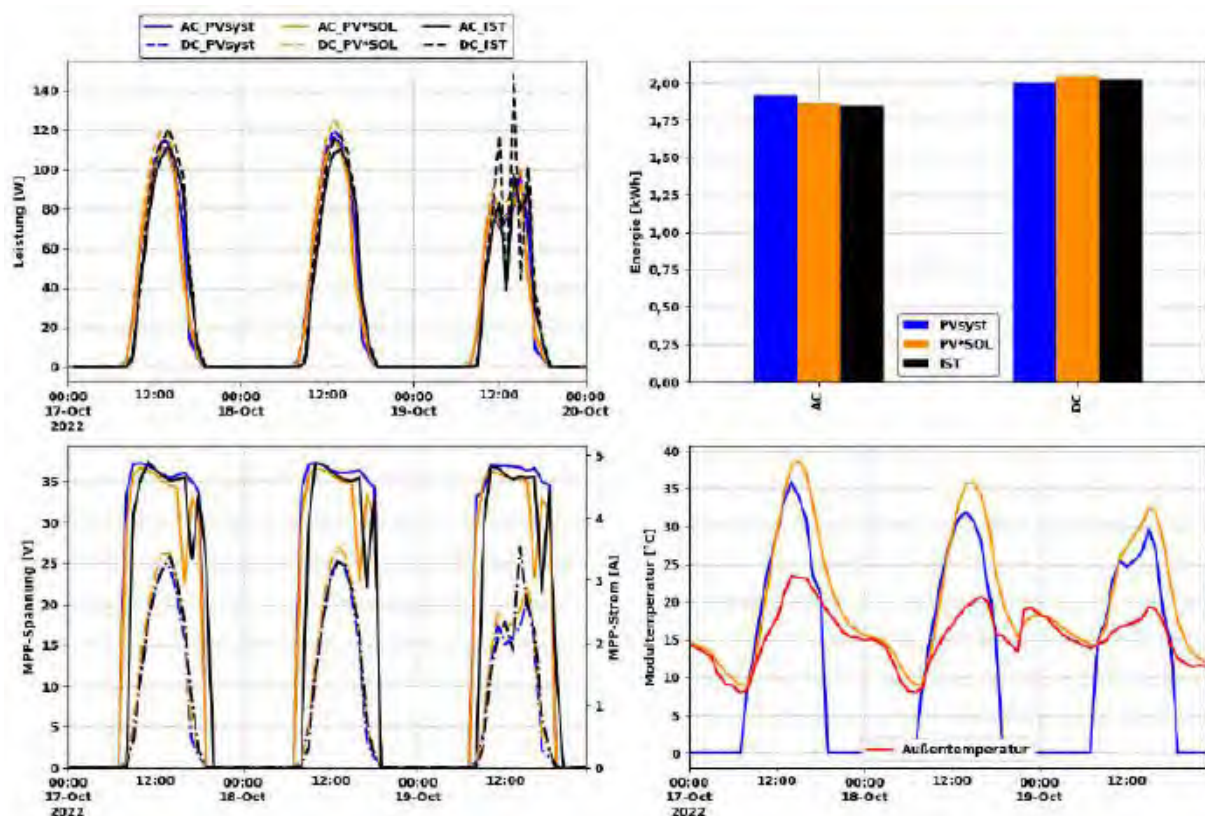


Abbildung 86: Simulationsergebnisse (Simulationsvarianten: Stunde_M_PV*SOL und Stunde_M_PVsyst) und Realdaten von String 1.17 für drei Herbsttage; links oben: AC- und DC-Leistung; rechts oben: AC- und DC-Ertrag für die drei Tage; links unten: MPP-Spannung und MPP-Strom; rechts unten: Modultemperaturen und Außentemperatur (eigene Darstellung)

Die näher beieinanderliegenden Spannungen, begründete durch die geringer abweichenden Modultemperaturen, sind dadurch zu begründen, dass in den

Herbsttagen geringere Einstrahlungen vorhanden sind, was bei den linearen Temperaturmodellen zu geringeren Temperaturabweichungen bei den unterschiedlichen Steigungen der Temperaturkennlinien der Programme führt. Dadurch ergeben sich kleinere Temperaturabweichungen als bei höheren Einstrahlungen an Frühlings- oder Sommertagen. In Abbildung 87 ist für String 2.16 weiters zu erkennen, dass in PVsyst Verschattungen vormittags nicht in der Simulation berücksichtigt werden und dadurch für eine Überschätzung des DC- und damit auch des AC-Ertrages führen. Dies ist auf die Berechnung der zeitlich abhängigen Parameter (z.B. Sonnenstand) im Simulationsschritt und deren zeitliche Berücksichtigung (Mittelwert oder Instantanwert) zurückzuführen. Im Vergleich zu Abbildung 86 liegen die beiden ermittelten MPP-Spannung unter den Realwert, was darauf hindeutet, dass die Module kühler sind, als in den Programmen berechnet, obwohl die gleichen Temperaturparameter je Simulationsprogramm (für die Einbausituation) wie in den vorherigen Abbildungen verwendet wurden.

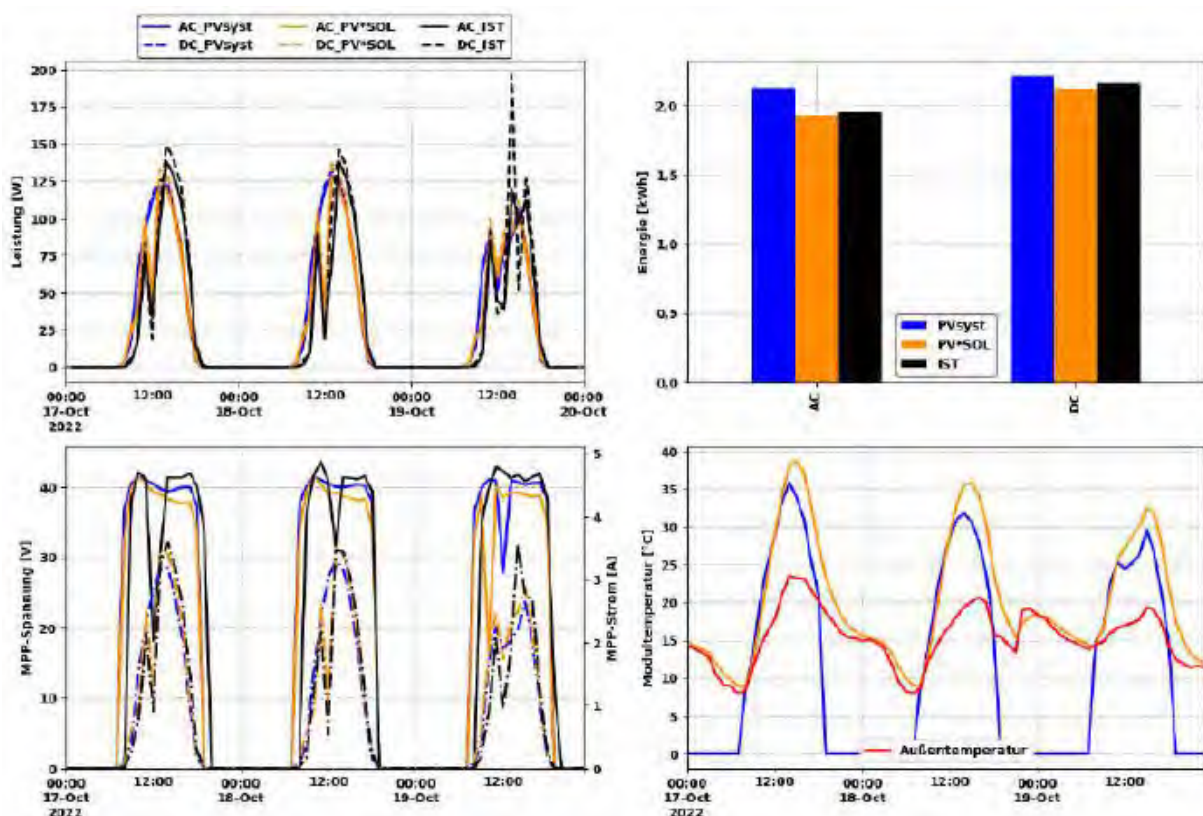


Abbildung 87: Simulationsergebnisse (Simulationsvarianten: Stunde_M_PV*SOL und Stunde_M_PVsyst) und Realdaten von String 2.16 für drei Herbsttage; links oben: AC- und DC-Leistung; rechts oben: AC- und DC-Ertrag für die drei Tage; links unten: MPP-Spannung und MPP-Strom; rechts unten: Modultemperaturen und Außentemperatur (eigene Darstellung)

In Abbildung 88 und Abbildung 89 sind abschließend drei Sommertage für die zwei betrachteten Strings dargestellt. In Bezug auf die Erträge, die Tendenzen bei MPP-Strom und MPP-Spannung sowie den Modultemperaturen ist das Gleiche wie in den bereits zuvor analysierten exemplarischen Tagen festzustellen. Was jedoch noch nicht diskutiert wurde, ist die Ermittlung der zu hohen Leistungen in den Morgenstunden, wo PV*SOL die höchsten Leistungen ermittelt. PVsyst berechnet hier ebenfalls höhere Leistungen als in den Realdaten zu sehen ist. Diese Überschätzung spiegelt sich auch in den Erträgen wider und wird durch einen zu hohen MPP-Strom verursacht und ist auf mehrere mögliche Einflussfaktoren (Berechnung der zeitlich abhängigen Parameter im Simulationsschritt und deren zeitliche Berücksichtigung, Reflexionsverluste, Modellierungsungenauigkeiten in der 3D-Modellierung) zurückzuführen.

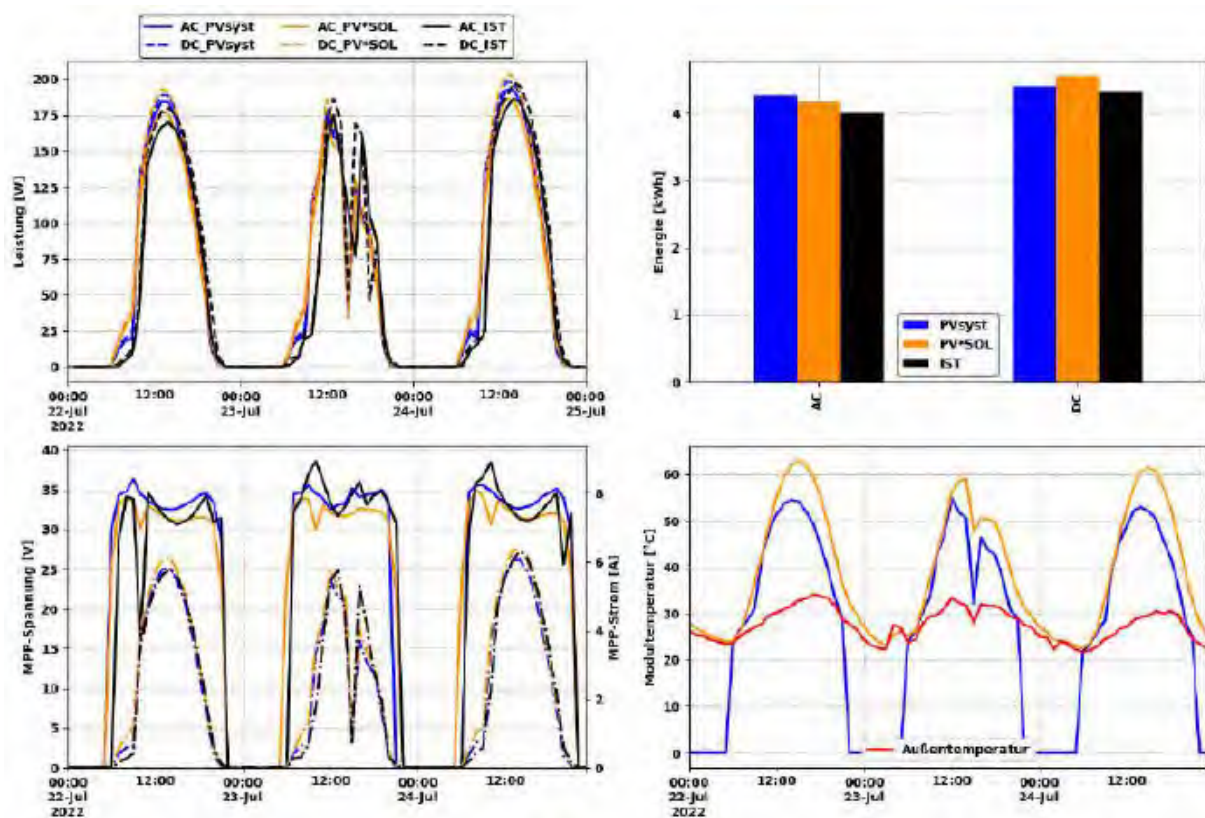


Abbildung 88: Simulationsergebnisse (Simulationsvarianten: Stunde_M_PV*SOL und Stunde_M_PVsyst) und Realdaten von String 1.17 für drei Sommertage; links oben: AC- und DC-Leistung; rechts oben: AC- und DC-Ertrag für die drei Tage; links unten: MPP-Spannung und MPP-Strom; rechts unten: Modultemperaturen und Außentemperatur (eigene Darstellung)

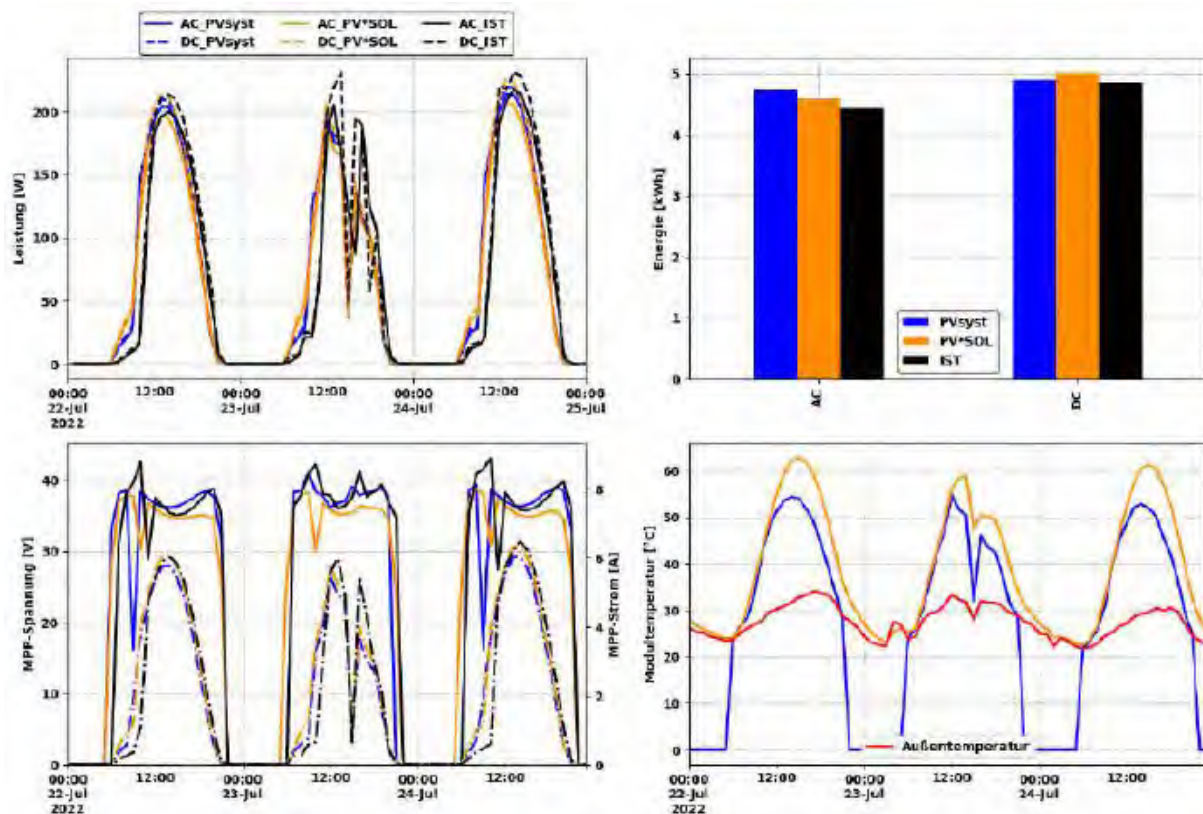


Abbildung 89: Simulationsergebnisse (Simulationsvarianten: Stunde_M_PV*SOL und Stunde_M_PVsyst) und Realdaten von String 2.16 für drei Sommertage; links oben: AC- und DC-Leistung; rechts oben: AC- und DC-Ertrag für die drei Tage; links unten: MPP-Spannung und MPP-Strom; rechts unten: Modultemperaturen und Außentemperatur (eigene Darstellung)

11.3.2.2 Korrelationsplots

Da im vorherigen Kapitel nur auszugsweise Tage für die Analyse herangezogen wurden, werden nachfolgend die Analysen auch für die ermittelten Clear-Sky-Tage sowie den gesamten Betrachtungszeitraum durchgeführt. Dies erfolgt auf Basis von Korrelationsplots.

In Abbildung 90 und Abbildung 91 sind die Korrelationsplots für die beiden exemplarischen Strings an den Clear-Sky-Tagen dargestellt. Es sind hier ebenfalls die Überschätzung der DC-Leistungen durch PV*SOL und PVsyst ersichtlich, wobei bei PVsyst im Bereich von 50 % der maximalen DC-Leistung die Leistung überschätzt wird, wohingegen in PV*SOL dies im Bereich der maximalen Leistung erfolgt. Für die AC-Leistung zeigt sich eine deutlichere Überschätzung von PVsyst im Vergleich zu PV*SOL. Ebenfalls sind die bereits festgestellten höher berechneten MPP-Spannungen im Vergleich zur Realspannung erkennbar. In

Bezug auf den MPP-Strom zeigt sich ebenfalls die bereits angesprochene Überschätzung von PV*SOL, über den gesamten Bereich, im Vergleich zu PVsyst, wo eine geringe Unterschätzung zu erkennen ist.

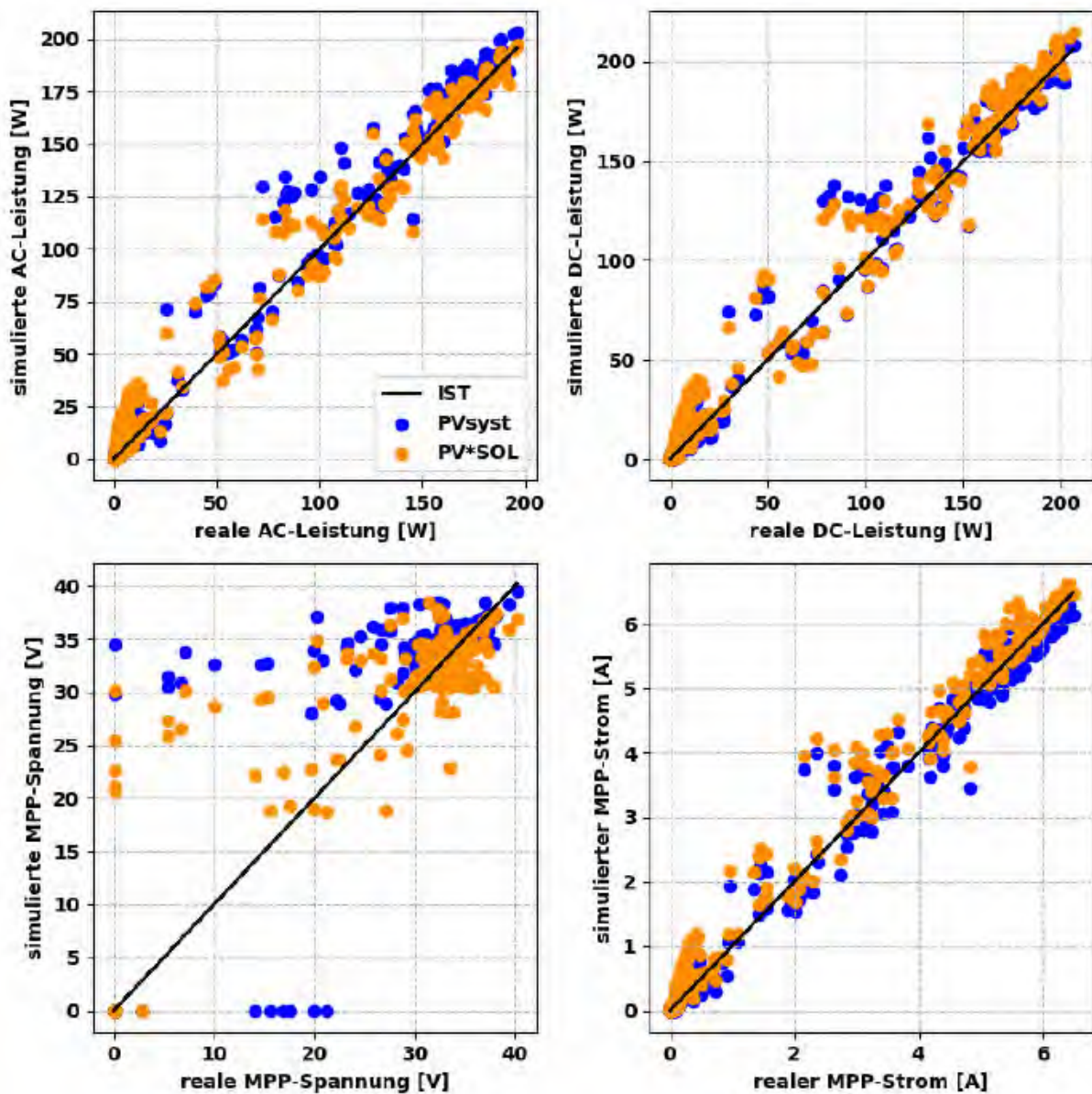


Abbildung 90: Korrelationsplot von berechneter sowie simulierter AC- und DC-Leistung MPP-Spannung und MPP-Strom für String 1.17 über die ermittelten Clear-Sky-Tage (eigene Darstellung)

Die horizontalen und vertikalen Punkte in den MPP-Spannungsplots sind auf Zeitunterschiede im Monitoring bzw. den Simulationsergebnissen zurückzuführen, hier können wieder die bereits genannte Thematik der Berechnung der

zeitabhängigen Parameter im jeweiligen Simulationsschritt als Ursache sowie die Mittelung der Monitoringdaten als Ursache genannt werden.

In Abbildung 91 ist weiters ersichtlich, dass PV*SOL und PVsyst den MPP-Strom und dadurch die DC-Leistung im Bereich von 50 % der Maximalleistung bei einem häufiger verschatteten String tendenziell unterschätzen.

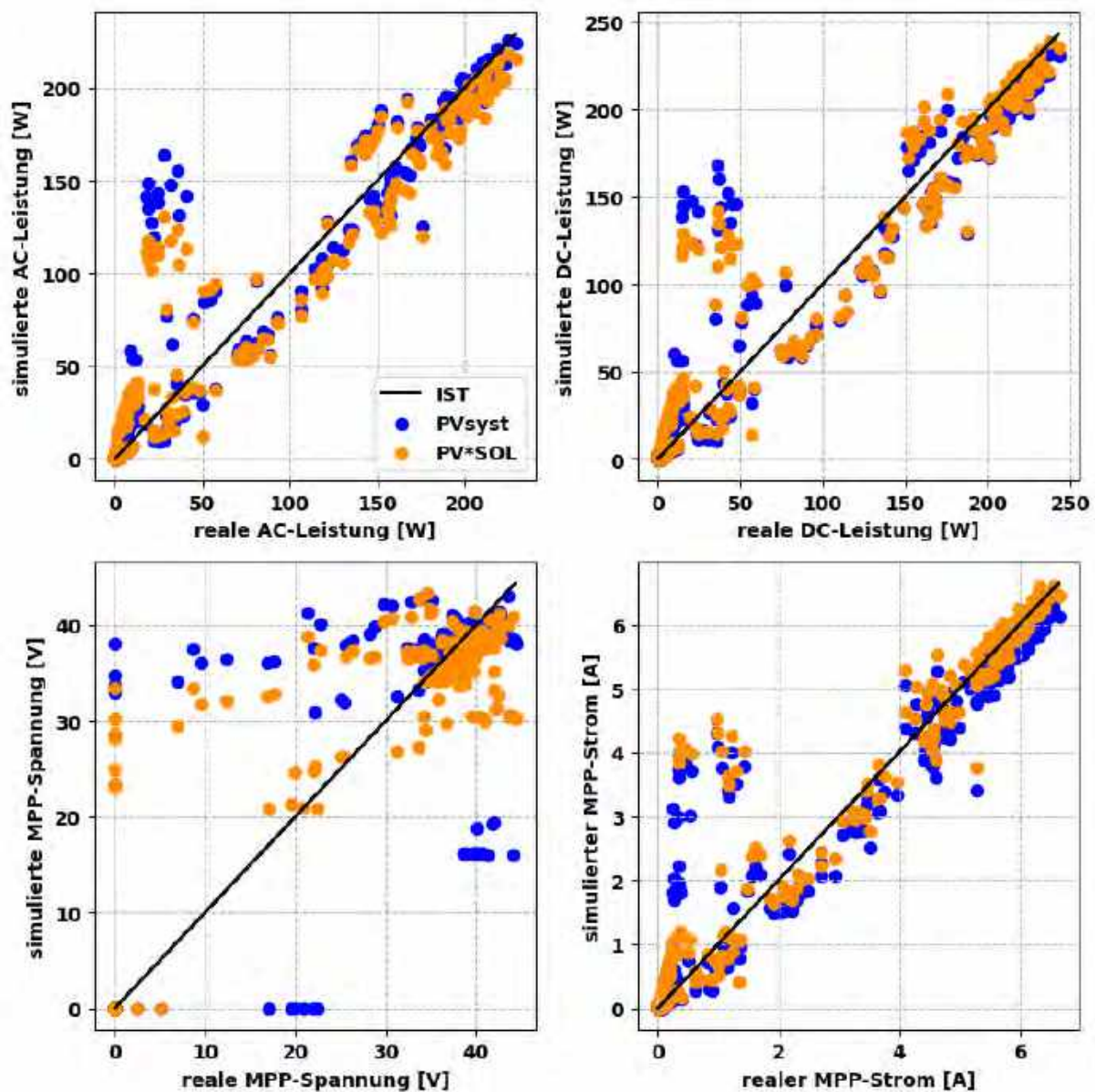


Abbildung 91: Korrelationsplot von berechneter sowie simulierter AC- und DC-Leistung MPP-Spannung und MPP-Strom für String 2.16 über die ermittelten Clear-Sky-Tage (eigene Darstellung)

In Abbildung 92 und Abbildung 93 sind die Korrelationsplots für die beiden exemplarischen Strings für den gesamten Betrachtungszeitraum dargestellt und

bestätigen die in den vorherigen beiden Abbildungen (für die Clear-Sky-Tage) getroffenen Aussagen. Die Korrelationsplots weisen eine höhere Streuung als die Clear-Sky-Tage-Plots auf, welche unter anderem durch die Distanz zwischen Parkplatz und Geosphere Austria Wetterstation verursacht werden kann.

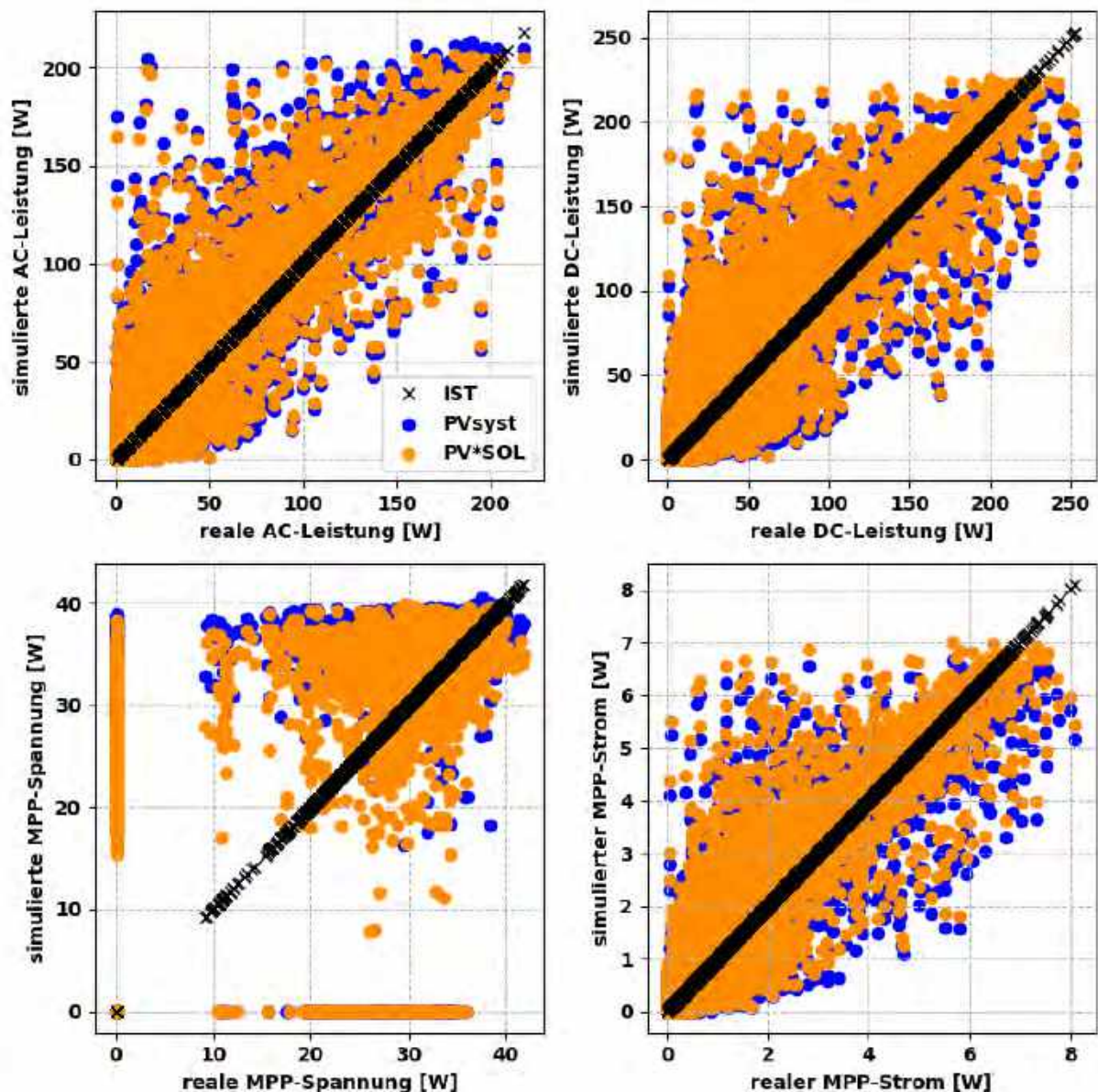


Abbildung 92: Korrelationsplot von berechneter sowie simulierter AC- und DC-Leistung MPP-Spannung und MPP-Strom für String 1.17 über den gesamten Betrachtungszeitraum (eigene Darstellung)

Was in der Gesamtbetrachtung im Vergleich zur Clear-Sky-Betrachtung hervorsticht, ist, dass hohe reale Werte von MPP-Strömen sowie MPP-Spannungen aufgetreten sind, und dadurch auch höhere DC- und AC-Leistungen, als in den

Programmen berechnet. Die höheren MPP-Ströme können durch die bereits genannte geografische Distanz zwischen Parkplatz und der Wetterstation, deren Daten für die Simulation verwendet wurden erklärt werden. Beispiele dafür sind in Abbildung 86 und Abbildung 87 zu finden, wo die realen Werte für Strom und Leistung an bewölkten Tagen über den simulierten Werten liegen. Die höheren MPP-Spannungen (siehe Abbildung 92) wie in Abbildung 85 in Vormittagsstunden zu sehen können möglicherweise auf den Burstmodus der Enphase-Wechselrichter zurückgeführt werden. Dieser ist jedoch in den offiziellen Enphase-Unterlagen hinsichtlich Funktion nicht weiter beschrieben und wird daher nur als mögliche Ursache angeführt.

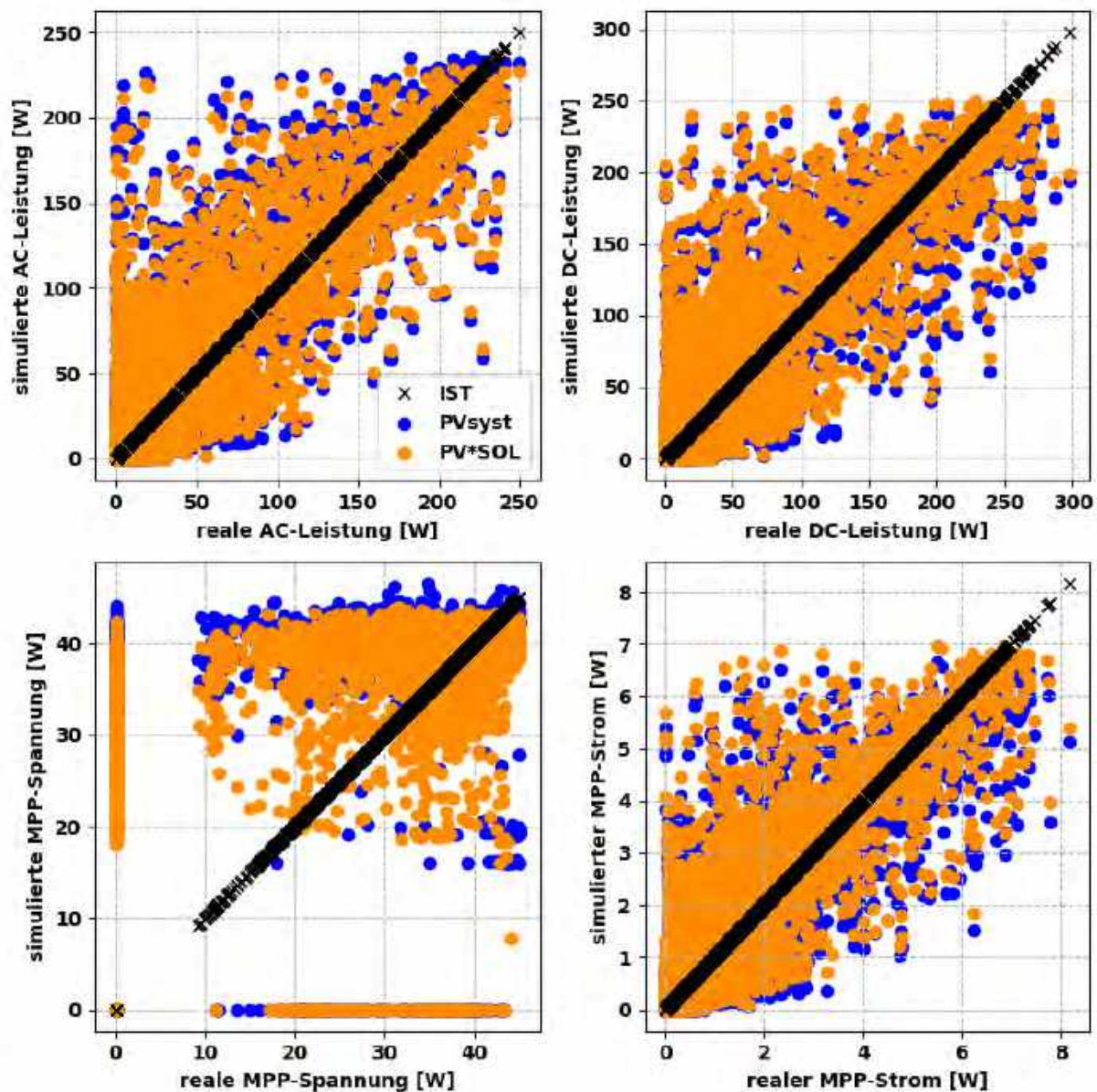


Abbildung 93: Korrelationsplot von berechneter sowie simulierter AC- und DC-Leistung MPP-Spannung und MPP-Strom für String 2.16 über den gesamten Betrachtungszeitraum (eigene Darstellung)

In Abbildung 94 und Abbildung 95 sind die Korrelationsplots für die gesamte Anlage dargestellt, jeweils für die Clear-Sky-Tage und den gesamten Betrachtungszeitraum. Es sind ebenfalls die Überschätzung der AC-Leistung von PVsyst erkennbar, wobei ersichtlich ist, dass die Abweichung mit höherer Leistung steigt. Daher ist davon auszugehen, dass hier die leistungsabhängig Verluste zu niedrig berechnet werden.

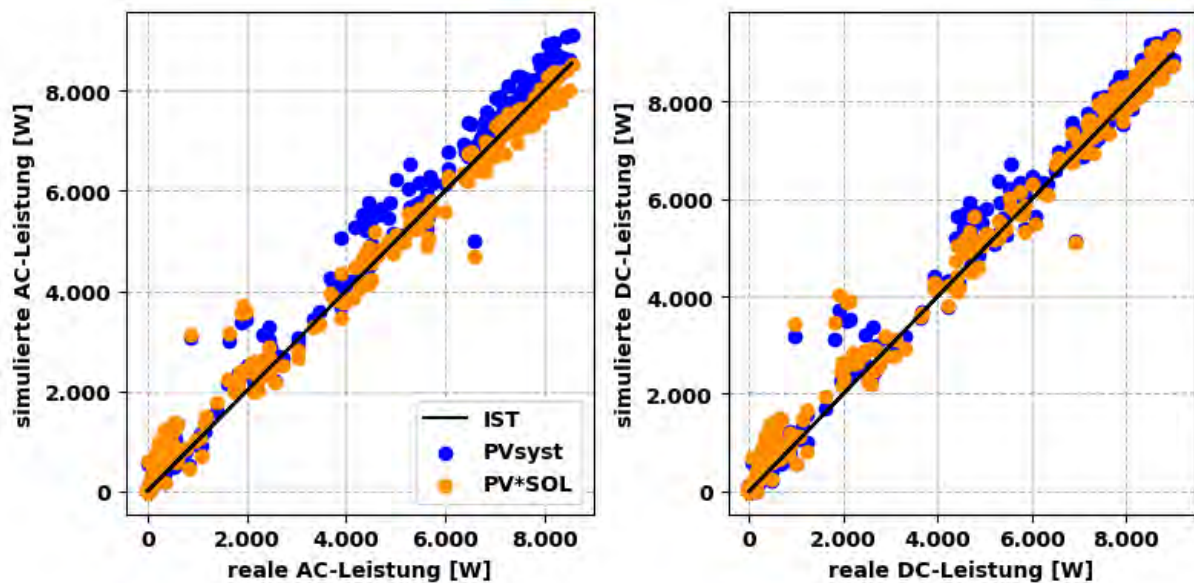


Abbildung 94: Korrelationsplot für die berechnete DC- und AC-Leistung für die gesamte PV-Anlagen an Clear-Sky-Tagen (eigene Darstellung)

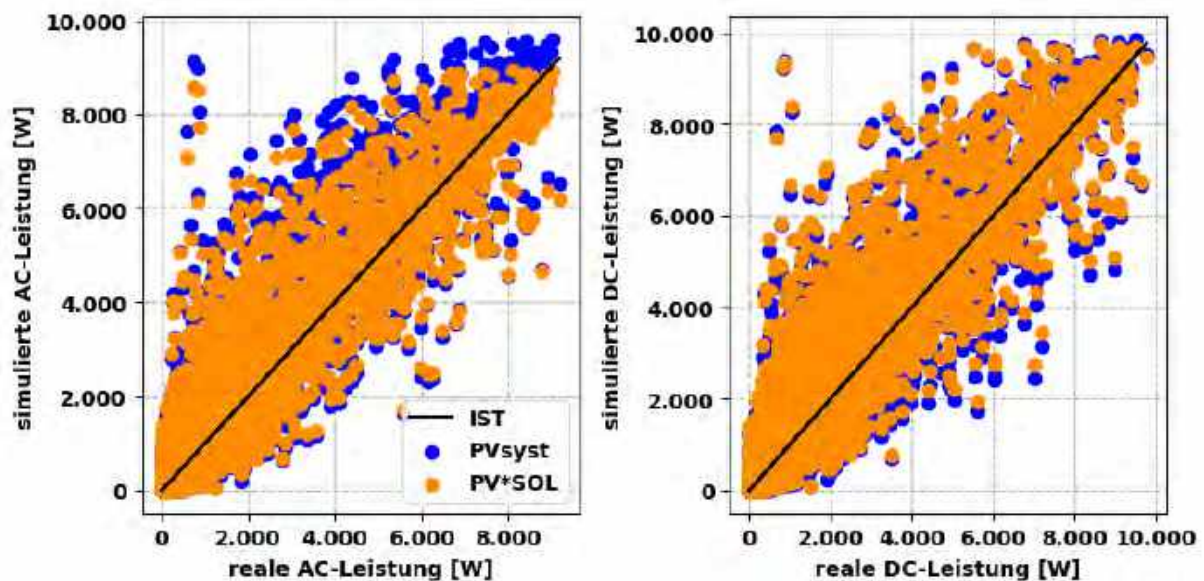


Abbildung 95: Korrelationsplot für die berechnete DC- und AC-Leistung für die gesamte PV-Anlagen im gesamten Betrachtungszeitraum (eigene Darstellung)

11.4 Diskussion der Ergebnisse

Bevor aus den Ergebnissen der Analyse der Simulationsprogramme für den Solaren Parkplatz in Teesdorf Schlussfolgerungen gezogen werden, müssen die Ergebnisse besprochen und Limitierungen dieser aufgezeigt werden.

Als erste Limitierung bzw. erster wichtiger Einflussfaktor auf die Ergebnisse sind die verwendeten Wetterdaten zu nennen, welche nicht direkt vom Anlagenstandort

stammen und dadurch zu gewissen, nicht näher bezifferbaren, Unschärfen führen. Dieser Aspekt wurde jedoch adressiert, in dem die Detailanalysen zuerst für exemplarische Clear-Sky-Tage durchgeführt wurden, anschließend die gefolgerten Erkenntnisse für alle Clear-Sky-Tage validiert wurden und abschließend auf den gesamten Betrachtungszeitraum übertragen werden könnten.

Ein weiterer Einflussfaktor der die Ergebnisse beeinflussen kann, sind die in den Realdaten auftretenden Leistungsdegradationen, welche dazu führen, dass die Simulationsabweichungen weiter erhöht werden. Dieser Aspekt wurde dahingehend adressiert, in dem auch die Jahreserträge exklusive der von den Leistungsdegradationen betroffenen Monaten berechnet wurden. Es lässt sich hierbei jedoch kein genauer Startzeitpunkt für die Leistungsdegradationen festlegen, wodurch auch die eingegrenzten Jahreserträge (siehe Abbildung 80) noch von Leistungsdegradationen – wenn auch geringeren – beeinflusst sein könnten. Ebenfalls ist der Wassereintritt in den Modulen (siehe Kapitel 11.2.2.3.1) als Einflussfaktor festzustellen, da nicht genau bekannt ist, wann die Wassereintritte erstmals auftraten und welchen genauen Einfluss diese auf das Temperaturverhalten der Module haben.

Trotz der beschriebenen Limitierungen der Ergebnisse dieses Arbeitspaketes ermöglichen die Erkenntnisse es Projektentwicklern in der Planungsphase Szenarien für die Erträge und die darauf aufbauende Wirtschaftlichkeitsberechnung zu definieren.

11.5 Schlussfolgerungen und Ausblick

In diesem Arbeitspaket wurden die Simulationsprogramme PV*SOL und PVsyst auf deren Simulation von verkehrsflächenintegrierten PV-Systemen am Beispiel des solaren Parkplatzes Teesdorf analysiert. Die Ergebnisse des Arbeitspaketes zeigen, das beginnend bei der Projektierung von verkehrsflächenintegrierten PV-Systemen valide Moduldaten wichtige sind. Gerade bei Produkten ohne extern validierten Moduldaten ist es ratsam im konkreten Projektfall Moduldaten durch Labormessungen validieren zu lassen.

Die Simulationen mit den realen Messdaten der „Platio“-Module ergeben jährliche Erträge die um 12,56 % (Stundensimulation) bzw. 11,70 % (Minutensimulation) bei PV*SOL und 15,62 % bei PVsyst zu hoch sind. Wobei hier eine Beeinflussung durch auftretende Leistungsdegradationen am solaren Parkplatz festgestellt wurde. Wird der durch die Leistungsdegradationen betroffene Zeitraum aus der Betrachtung ausgenommen, ergeben sich Erträge die um 5,86 % bzw. 5,04 % (PV*SOL) sowie 9,19 % (PVsyst) zu hoch sind. Dies bedeutet für Projektentwickler, dass basierend auf den Annahmen – dies inkludiert auch gleiche

Parametereingaben – und Erkenntnissen dieser Arbeit im ersten Schritt der Planung von verkehrsflächenintegrierten PV-Systemen die simulierten Erträge in PV*SOL um 5,5 % und in PVsyst um 8,4 % reduziert werden sollten.

Weiters wurde festgestellt, dass in PV*SOL der DC-Ertrag zu hoch berechnet wird, jedoch durch die höheren ermittelten Wechselrichterverluste der AC-Erträge näher an den Realertrag liegt als bei PVsyst. Zudem ergaben sich in Bezug auf den MPP-Strom und die MPP-Spannung ebenfalls Unterschiede zwischen den Simulationsprogrammen. Jener für die MPP-Spannung ist auf die in den Programmen verschieden festgelegten Temperaturparameter zurückzuführen. Für den MPP-Strom wurden mögliche Einflussfaktoren identifiziert (Reflexionsverluste, Berechnung der Einstrahlung auf die Modulebene), da jedoch hier die gleichen Modelle und Parameter in beiden Programmen festgelegt wurden, müssen diese adaptiert worden sein oder weitere Einflussfaktoren bestehen. Ebenfalls haben die Berechnung der zeitlich abhängigen Parameter (z.B. den Sonnenstand) im Simulationsschritt und deren zeitliche Berücksichtigung (Mittelwert oder Instantanwert) einen Einfluss auf die Simulationsergebnisse. Es wurde festgestellt, dass diese Berechnung im jeweiligen Simulationsschritt in den beiden Programmen unterschiedlich durchgeführt wird. Am Beispiel von exemplarischen Verschattungsszenarien wurde festgestellt, dass in PVsyst Instantanwerte in der Mitte des Simulationsschrittes verwendet werden, wohingegen im PV*SOL der Worst Case Verschattungsfall im Simulationsschritt für die Berechnung der Strom-Spannungs-Kennlinie verwendet wird. Eine genaue Beschreibung dazu wäre in der Dokumentation der Programme wünschenswert.

Die beschriebenen Ertragsabweichungen der Simulationsprogramme vom Realertrag lassen keine Quantifizierung der Simulationsgenauigkeit von PV*SOL und PVsyst zu, da erstens unterschiedliche Parameter in den Programmen (etwa die Variablen für die Berechnung der Modultemperatur) festgelegt wurden. Zweitens sind nicht in jedem der Programme alle Parameter frei einstellbar – hierzu zählt beispielsweise die Festlegung der Parameter für die Modultemperatur in PV*SOL, welche nur über festgelegte Einbausituationen gewählt werden kann. Im Vergleich dazu ist es in PVsyst möglich beliebige Parameterwerte für die Berechnung der Modultemperatur einzugeben.

Verallgemeinerungen für die Simulation von verkehrsflächenintegrierten PV-System können auf Basis der Analysen dieser Arbeit nicht formuliert werden, da der Einfluss von Simulationsparametern nicht quantifiziert werden konnte. Sie werden zudem für die vorliegende Datenbasis durch die Komplexität des Zusammenspiels der Einflussfaktoren als nicht valide durchführbar erachtet.

Weiters müssten für allgemeine Aussagen mehrere verkehrsflächenintegrierte Systeme analysiert werden.

Für belastbare Ergebnisse ist für zukünftige Analysen zu empfehlen, dass die Untersuchungen an geprüft fehlerfreien (ohne auftretende Leistungsdegradationen im Betrieb) PV-Modulen durchgeführt werden. Weiters sollte zur Reduzierung der Komplexität die Testanlage im ersten Schritt an einem verschattungsfreien Montageort erfolgen. In Bezug auf die Modellierung und Simulation wäre zu empfehlen, eine freie konfigurier- und parametrierbare Umgebung (bspw. pvlib) aus Gründen der besseren Nachvollziehbarkeit zu wählen. Sind die wichtigsten Einflussfaktoren für die Simulation von verkehrsflächenintegrierten PV-Systemen bekannt und durch mehrere weitere analysierte Systeme validiert, sollten die auf den Markt verfügbaren Simulationsprogramme erneut analysiert werden.

Abschließend ist zu erwähnen, dass die Simulation von verkehrsflächenintegrierten für die Entwickler von Simulationsprogrammen für den breiten PV-Markt nachrangig von Interesse sein werden. Grund dafür ist, dass der Markt der verkehrsflächenintegrierten PV sehr klein ist und sich daher die Entwicklungsressourcen sehr wahrscheinlich auf größere PV-Marktsegmente (Floating PV, BIPV, Agri PV, etc.) konzentrieren werden.

12 Arbeitspaket Hitzeinseln

Im letzten Arbeitspaket des Begleitforschungsprojektes liegt der Fokus auf den möglichen Zusatznutzen in Form des Beitrages zur Reduktion von urbanen Hitzeinseln im städtischen Raum durch die Verwendung von verkehrsflächenintegrierter Photovoltaik.

12.1 Einleitung und Relevanz

Die zunehmende Flächenverdichtung in Städten führt in den Sommermonaten vermehrt zu hohen Lufttemperaturen, welche die Behaglichkeit und Lebensqualität beeinträchtigen. Durch die hohe Speichermasse von Beton und Asphalt kommt es in Hitzeperioden zu einer kaskadischen Erwärmung an stark verdichteten Orten, welche auch durch kühlere Temperaturen in der Nacht nicht unterbunden werden kann. Man spricht hierbei von urbanen Hitzeinseln.

Neben Begrünungen können Systeme, welche die eingestrahlte Sonnenenergie anderweitig nutzbar machen, einen Beitrag zur Reduktion von Hitzeinseln leisten (vgl. Kousis und Pisello 2023). Auf Basis einer Energiebilanz-Überlegung stellen PV-Systeme durch die Umwandlung von im Schnitt 10 % bis 20 % der eingestrahlten Solarenergie in elektrische Energie eine in Betracht zu ziehende Technologie dar. Erste experimentelle Untersuchungen konnten einen kühlenden Effekt nachweisen (Efthymiou et al. 2016). Allerdings erfolgte dies auf Basis eines hybriden Forschungsansatzes (Vermessung eines Modulprototypen und anschließende Simulation).

In diesem Arbeitspaket soll am solaren Parkplatz untersucht werden, inwiefern verkehrsflächenintegrierte PV-Systeme zur Reduktion von urbanen Hitzeinseln beitragen können.

12.2 Methodik

In diesem Kapitel wird die Methodik des Arbeitspaketes Hitzeinseln beschrieben. Grundsätzlich wird eine messtechnische Methode gewählt, in welcher basierend auf gemessenen Temperaturen an den verbauten PV-Modulen und zweier Vergleichsflächen (Asphalt und Pflasterung) das Temperaturverhalten im Kontext des Hitzeinselaspektes analysiert wird. Die Schritte der angewandten Methodik sind in Abbildung 96 dargestellt und in die Abschnitte Datenerfassung (und Speicherung), Datenverarbeitung und Datenanalyse gegliedert. Die jeweiligen Abschnitte werden in den nachfolgenden Unterkapiteln näher beschrieben.

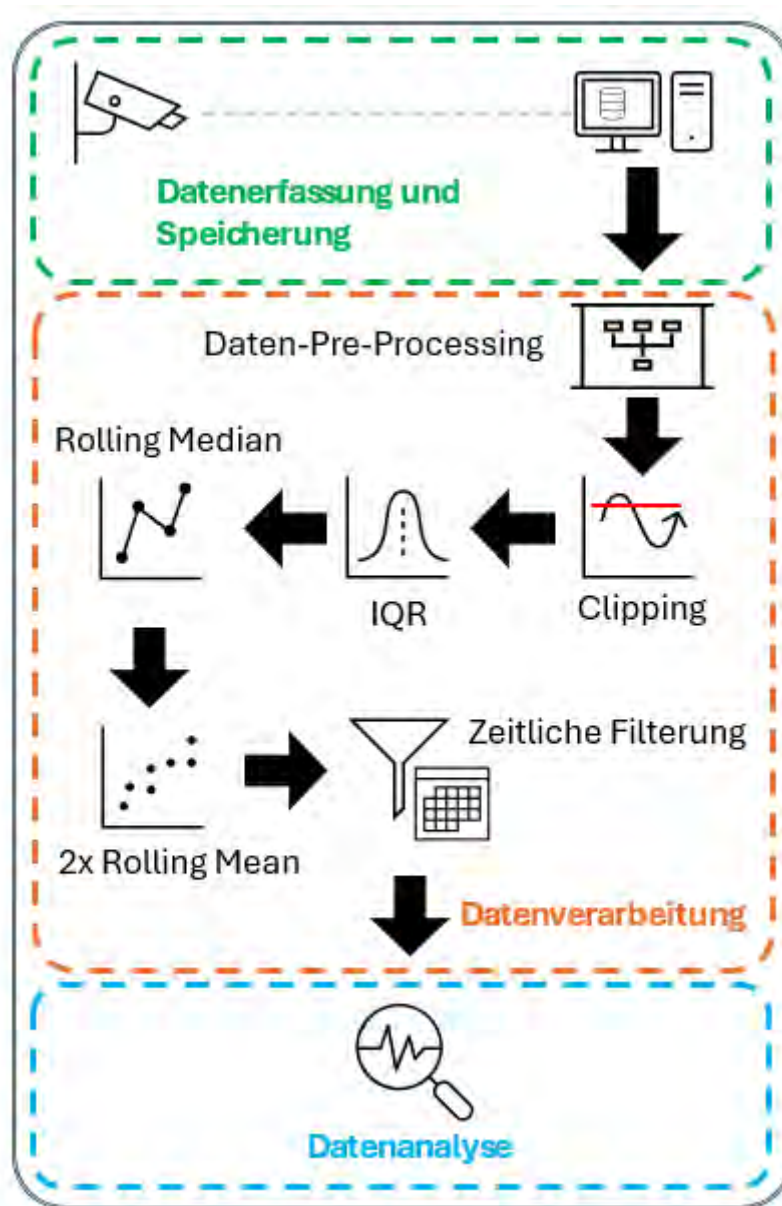


Abbildung 96: Methodik der Datenauswertung, Datenverarbeitung und Datenanalyse des Arbeitspaketes Hitzeinseln (eigene Darstellung)

12.2.1 Datenerfassung

Die Datenerfassung der Temperaturdaten erfolgt mittels einer indirekten Temperaturmessung durch eine Wärmebildkamera. Diese Erfassungsmethode wurde entgegen der Juryempfehlung (Anbringung von Modulfühlern an ausgewählten Modulen mit und ohne Verschattung durch Fahrzeuge) gewählt, da einerseits bei einer Anbringung von Temperaturfühlern auf der Moduloberfläche von einer häufigen Beschädigung der Fühler ausgegangen wurden. Andererseits hätte die Anbringung von Modulfühlern im Modulaufbau hinter den Zellen bereits im Produktionsprozess der verwendeten Fabrikate erfolgen müssen. Eine

Nachträgliche Anbringung von Temperaturfühlern, wie im Arbeitspaket Simulationsprogramme am Vergleichsstring erfolgte, wäre grundsätzlich möglich, bringt jedoch Probleme mit der korrekten Anbringung der Temperaturfühler mit sich. Weiters würde aus Sicht der Autoren die Temperaturmessung mittels Temperaturfühler an den gewählten Vergleichsflächen (Asphalt und Pflasterung) die Anbringung der Fühler komplex gestalten. Zudem ist dadurch keine Anpassung der Bereiche von Interesse (Areas of interest – AOI) nach der Anlagenerrichtung und während der Umsetzung des Arbeitspaketes möglich. Auf Basis der in Erwägung gezogenen Gründe wird die Temperaturmessung mittels Thermografie durchgeführt.

Hierfür wird die Wärmebildkamera „ThermoView TV40“ von Fluke Process Instruments (Fluke Process Instruments s.a.) mit einem für die Thermografie modifizierten temperaturkonditionierten Schwenkkopf „Ulisse2“ (Videotec s.a.) verwendet.

Der Montageort der Wärmebildkamera ist in Abbildung 98 ersichtlich. Unterhalb der Wärmebildkamera ist auch eine normale Überwachungskamera ersichtlich, die erstens dazu verwendet wird, um mögliche Ursachen für festgestellte Anomalien in den Erzeugungsdaten zu analysieren. Zweitens werden mit den Daten der Überwachungskamera, die Zeiten ermittelt, wo die Messbereiche der Wärmebildkamera durch Fahrzeuge verstellt sind und nicht für die Auswertung genutzt werden können.

Die Montage der Wärmebildkamera sowie der Überwachungskamera erfolgte im Oktober 2023. Da jedoch in den Wintermonaten festgestellt wurde, dass die Wärmebildkamera während windstarken Tagen Schwingungen ausgesetzt war, welche zu Verschiebungen der Messbereiche führten, musste die Montageplattform im Februar 2024 überarbeitet werden.

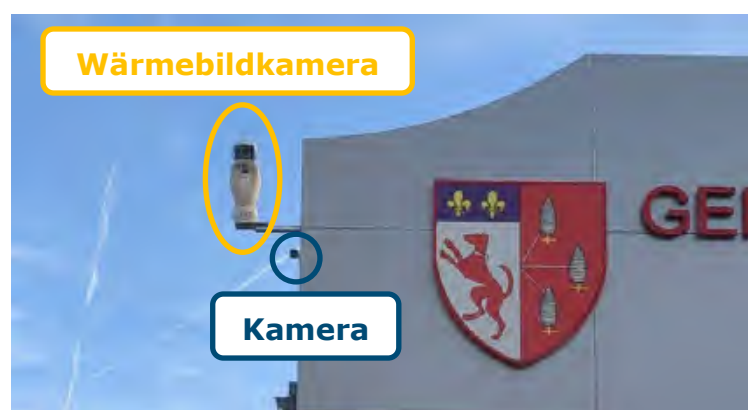


Abbildung 97: Montageort der Wärmebildkamera und normalen Überwachungskamera (eigene Darstellung)

Die Messbereiche für die Temperaturerfassung sind in Abbildung 98 ersichtlich. Für die Bereiche auf der gepflasterten und asphaltierten Fläche erfolgt die Temperaturmessung über eine Mittelwertbildung (Gitter von 3x3 Messpunkten) in der festgelegten Fläche. Für die Photovoltaiktemperaturen werden jeweils zwei unterschiedliche Fläche ausgewählt, wo jeweils die Temperaturerfassung über die Fläche und einen ausgewählten Punkt erfolgt. Die Zuordnung der für die Temperaturerfassung gewählten Module zu den Strings der Anlage sind in Abbildung 99 dargestellt.

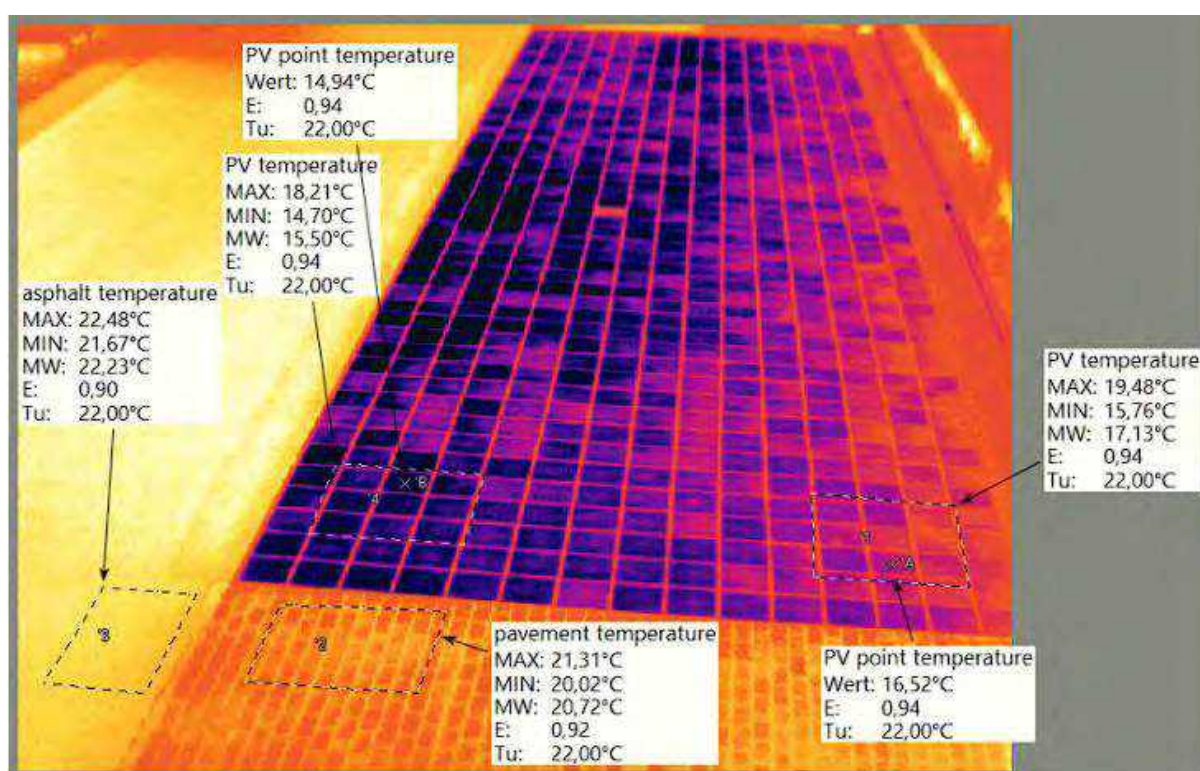


Abbildung 98: Wärmebild des solaren Parkplatzes Teesdorf mit den Messbereichen und den gewählten Emissionskoeffizienten (eigene Darstellung)

Die in Abbildung 98 ersichtlichen und in Tabelle 14 aufgelisteten Emissionswerte wurden anhand der Datenbank des Kameraherstellers bzw. auf Basis von Literaturwerten festgelegt.

Tabelle 14: gewählte Emissionskoeffizienten für die jeweiligen Materialien

Bereiche	Emissionskoeffizient
Asphalt	0,90
Pflasterung (pavement)	0,92
PV	0,94 (Glas)

Die Emissionskoeffizienten wurden nicht mittels Temperaturmessung an den Flächen (iterative Anpassung der Emissionskoeffizient bis die gemessene Oberflächentemperatur und durch die Wärmebildkamera gemessene Temperatur übereinstimmen) bestimmt, da zu diesen Zeitpunkt bereits bekannt war, dass moduleseitig Fehler vorhanden sind (Zellrisse und Wassereintritt im Modul), die Einfluss auf die Temperatur haben.

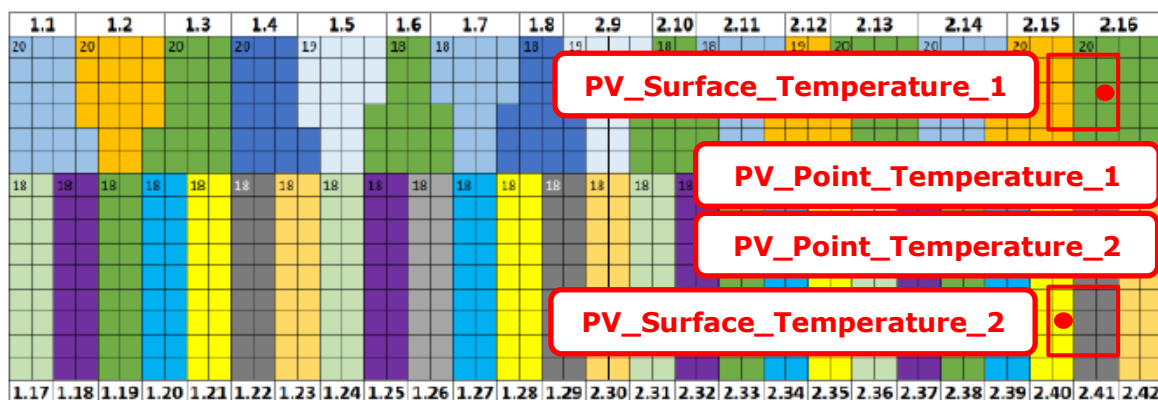


Abbildung 99: Zuordnung der Messpunkte und Messbereich zum Stringplan des solaren Parkplatzes (eigene Darstellung)

Die Temperaturen werden in einem Intervall von einer Minute aufgezeichnet und auf einem Rechner vor Ort als CSV-Dateien gespeichert. Pro Tag wird eine CSV-Datei abgespeichert. Für die weitere Auswertung werden bei den Flächenmessungen die aufgezeichneten Mittelwerte verwendet.

12.2.2 Datenverarbeitung

Im ersten Schritt der Datenverarbeitung werden die einzelnen CSV-Dateien in Python zusammengeführt (Daten-Pre-Processing in Abbildung 96). Das es nach der Überarbeitung der Montageplattform für die Wärmebildkamera zu Problemen bei der Datenaufzeichnung gekommen ist, beschränkt sich der Zeitraum für welchen Temperaturdaten vorliegen auf den 25.Mai 2024 bis 19.September 2024. Im Juni ist zudem festgestellt worden, dass an unregelmäßigen Zeitpunkten zu hohe und unplausible Temperaturdaten erfasst wurden. Dieses Probleme konnte zum Teil durch einen Neustart des PCs, auf welchem die Software für die Erfassung der Wärmebilddaten installiert ist, behoben werden. Dennoch war es erforderlich die erfassten Temperaturdaten von diesen unplausiblen Werten zu bereinigen. Dazu werden im ersten Schritt die Daten auf plausible und validierte Temperaturbereiche begrenzt (siehe Abbildung 96). Im nächsten Schritt werden Ausreißer mittels Interquartilsabstand (IQR- Interquartile range) bestimmt und

aus der Zeitreihe entfernt. In den beiden folgenden Schritt werden verbliebene Datenausreißer mittels gleitenden Medians (Fenster von 60 min) und zweifachen gleitenden Mittelwerts (jeweils Fenster von 120 min) korrigiert. Abschließend wird der durch die gleitenden Funktionen verursachte Zeitversatz korrigiert und die Zeiten an denen die Messbereiche von Fahrzeugen verstellt sind aus der Zeitreihe entfernt.

12.2.3 Datenanalyse

Im letzten Schritt der Methodik des Arbeitspaketes Hitzeinseln werden die korrigierten Temperaturdaten ausgewertet. Die Daten werden im ersten Schritt statisch ausgewertet um saisonale, monatliche und wöchentliche Trends aufzuzeigen. Anschließend wird die Zeitreihe für eine ausgewählte repräsentative Woche im Detail analysiert.

Zudem werden für die Analyse meteorologische Daten (Messstation Gumpoldskirchen), wie in den beiden vorherigen Arbeitspaketen, vom Data Hub der GeoSphere Austria verwendet (GeoSphere Austria s.a.).

12.3 Durchführung der Datenkorrektur in der Datenverarbeitung

Abbildung 100 veranschaulicht, wie bereits in Kapitel 12.2.2 thematisiert, die Notwendigkeit der durchgeführten Datenkorrektur anhand der Temperaturdaten vom 24. Juni 2024. Es ist zudem ersichtlich, dass die angewandte Methodik die Temperaturwerte auf valide Werte korrigieren kann.

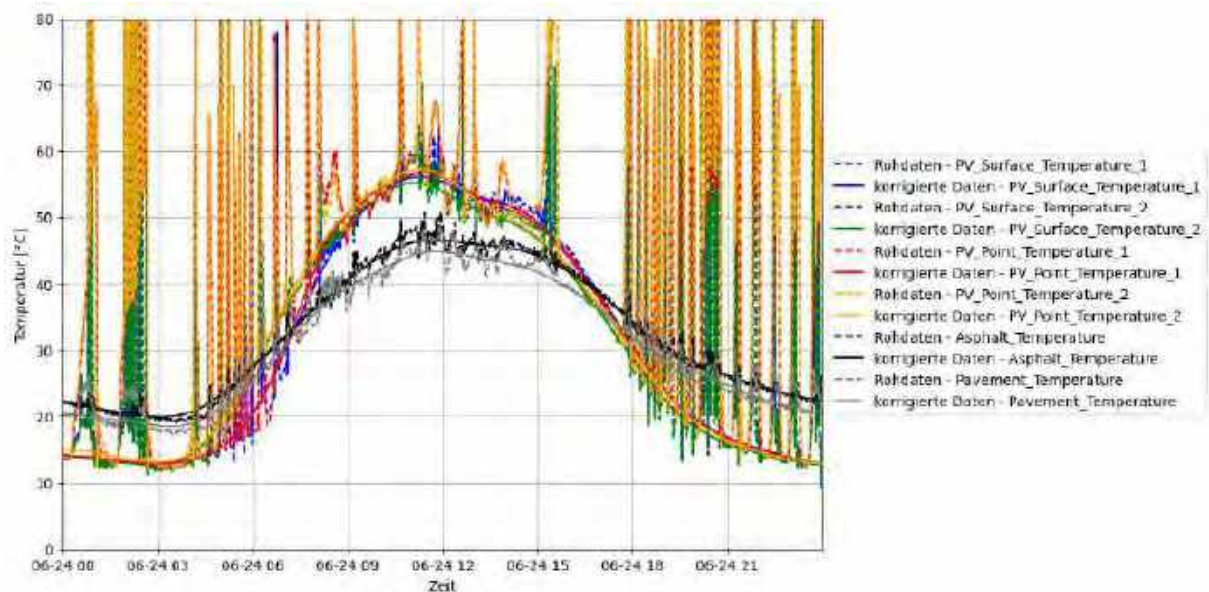


Abbildung 100: Vergleich der Rohdaten und korrigierten Daten für die Temperaturen am 24. Juni 2024 (eigene Darstellung)

In Abbildung 101 und Abbildung 102 sind die Rohdaten sowie die korrigierten Temperaturwerte in Boxplots auf Monatsbasis dargestellt. Wie in der vorherigen Darstellung ist ersichtlich, dass für den gesamten vorliegenden Datensatz die Ausreißer nahezu entfernt werden.

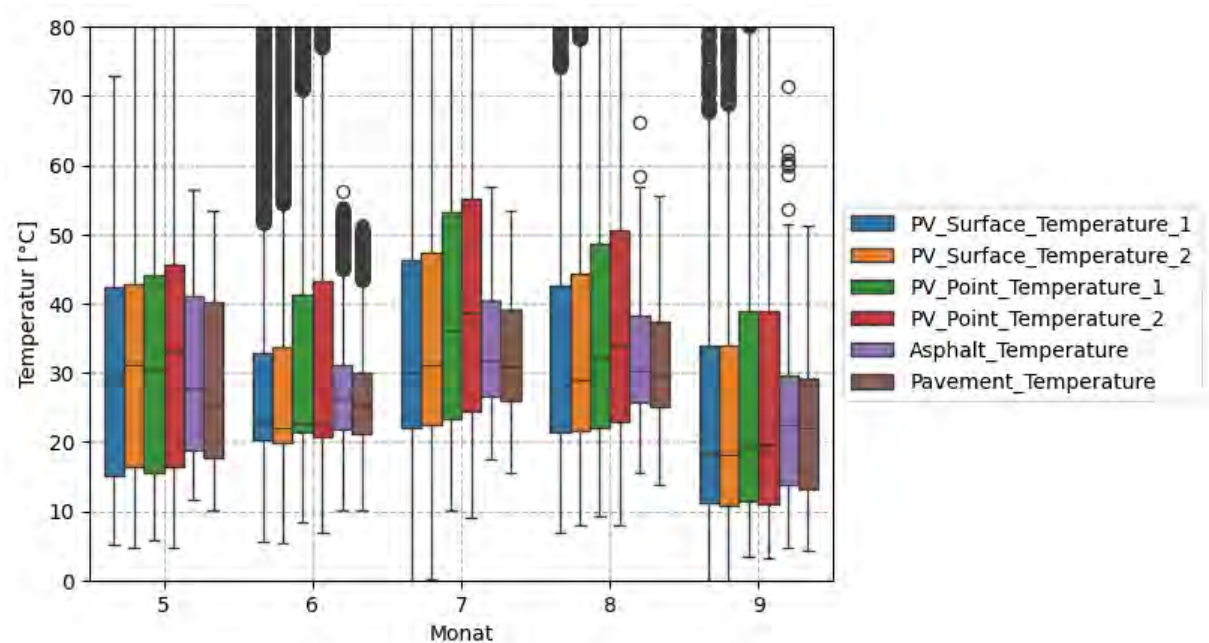


Abbildung 101: Boxplots der Temperaturrohwerte auf Monatsbasis (eigene Darstellung)

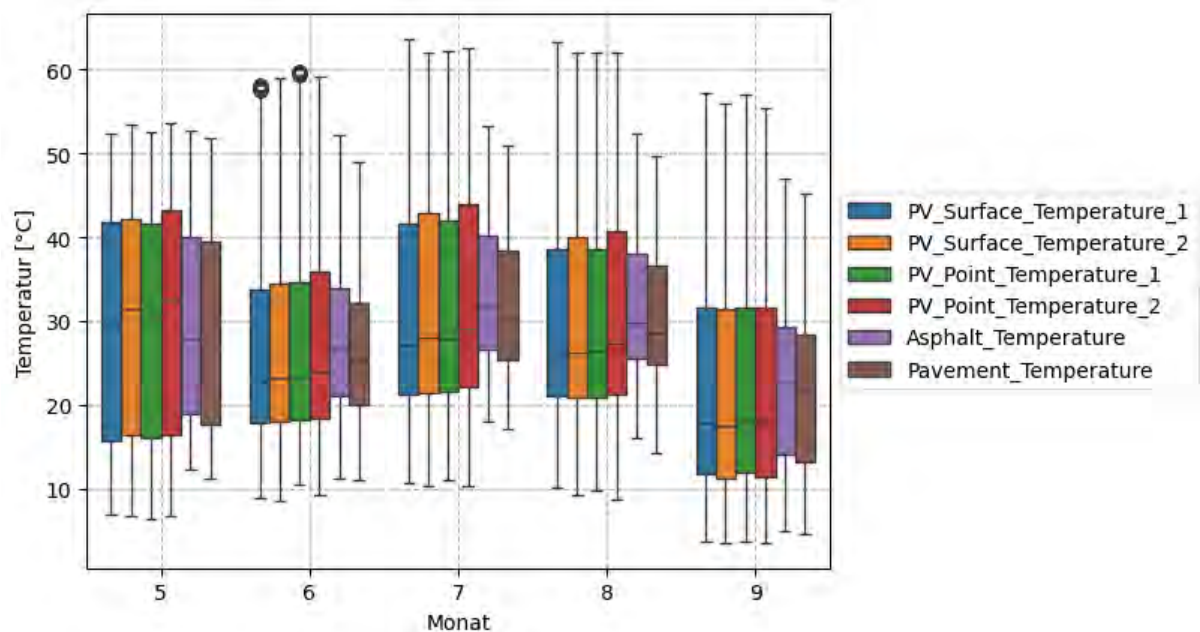


Abbildung 102: Boxplots der korrigierten Temperaturwerte auf Monatsbasis
(eigene Darstellung)

12.4 Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse des Arbeitspaketes Hitzeinseln beschrieben. Die Ergebnisse der Auswertung der Temperaturwerte werden im ersten Schritt auf Basis der statischer Auswertung auf Monats- und Wochenbasis erläutert. Anschließend wird die Analyse der Zeitreihe einer repräsentativen Wochen beschrieben und im Kontext des Hitzeinselaspektes analysiert.

12.4.1 Ergebnisse auf Monatsbasis

Die Boxplot-Darstellung in Abbildung 103 vergleicht die Temperaturverteilungen der Messbereiche und Messpunkte für die Monate Mai bis September 2024. Dargestellt sind die Oberflächentemperaturen der PV-Module sowie angrenzender Straßenbeläge (Asphalt und Pflaster). Zusätzlich ist der jeweilige Monatsmittelwert als weißer Punkt mit numerischer Beschriftung hervorgehoben.

In allen Monaten zeigt sich eine hohe Variabilität der Temperaturen, wobei die Spannweite zwischen ca. 10 °C und über 60 °C liegt.

Die höchsten Mittelwerte werden im Juli erreicht (zwischen 31.8 °C und 33.4 °C), gefolgt von August und Mai. Im September sinken die Mittelwerte deutlich auf etwa 22 °C, was dem saisonalen Temperaturverlauf entspricht.

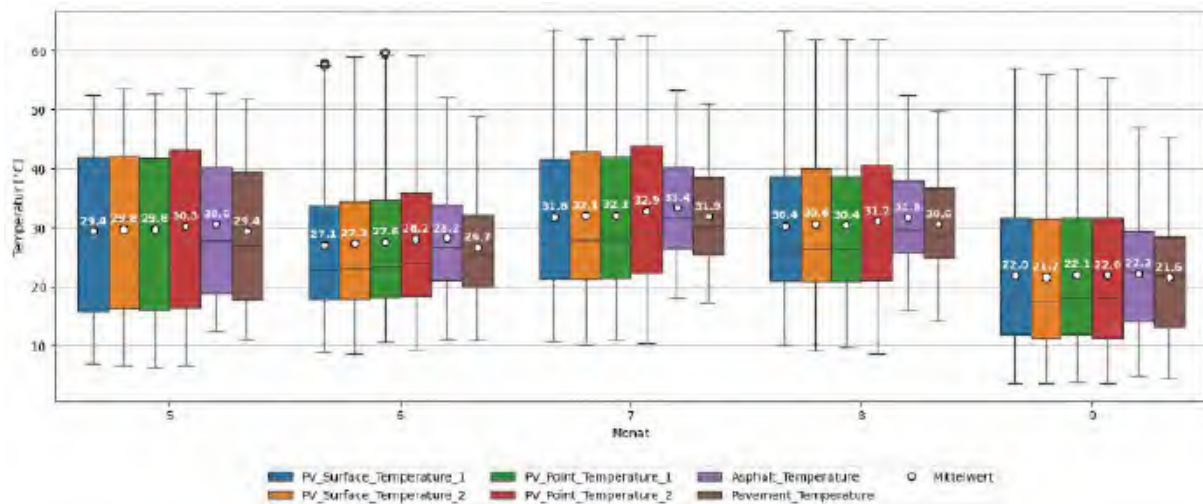


Abbildung 103: Boxplots der Temperaturwerte auf Monatsbasis (eigene Darstellung)

Die Temperaturunterschiede zwischen den einzelnen Messgrößen bewegen sich im Bereich von 1–2 °C innerhalb eines Monats. In den Monaten Juli und August ist der Asphalt durchgehend unter den wärmsten Oberflächen, was auf seine thermische Trägheit und hohe Absorptionseigenschaften hinweist. Die PV-Punktmessungen liegen tendenziell etwas über den Flächenmesswerten, was auf lokale Hotspots durch konzentrierte Einstrahlung hinweisen könnte oder durch die festgestellten Zellrisse hervorgerufen wurden (siehe Kapitel 10.5.5). Pflasterflächen (Pavement) zeigen durchgehend die niedrigsten Mittelwerte, was auf eine günstigere thermische Performance in Bezug auf den Hitzeinselaspekt hindeutet.

12.4.2 Ergebnisse der wöchentlichen Temperaturverteilungen (Mai bis September 2024)

Die grafische Auswertung der Oberflächentemperaturen von PV-Modulen, Asphalt- und Pflasterflächen in Abbildung 104 auf Wochenbasis zeigt einen ausgeprägten saisonalen Verlauf im Zeitraum von Mai bis September 2024. Während die Temperaturen in den Frühlings- und Herbstmonaten (Mai und September) noch vergleichsweise moderat ausfallen, erreichen sie in den Sommermonaten – insbesondere im Juli und August – deutlich höhere Mittel- und Maximalwerte. Im Mittel liegen die wöchentlichen Oberflächentemperaturen in Mai und September zwischen ca. 20 °C und 30 °C, wobei die Streuung meist moderat bleibt. In den Kalenderwochen 27 bis 34 (Juli bis Mitte August) hingegen treten regelmäßig Mittelwerte von über 30 °C bis 37 °C auf. Diese Wochen sind durch eine ausgeprägte tägliche Temperaturschwankung gekennzeichnet, was sich in den breiten Boxen und Whiskern widerspiegelt. Hier zeigt sich der typische Einfluss

solarer Einstrahlung, welche die Oberflächen tagsüber stark aufheizt und nachts eine entsprechende Abkühlung zulässt. Unter den untersuchten Materialien zeigen sich die Punktmessungen der PV-Module (PV_Point_Temperature_1/2) häufig als die wärmsten Bereiche, gefolgt von der Asphaltoberfläche (Asphalt_Temperature). Pflasterflächen (Pavement_Temperature) weisen hingegen systematisch niedrigere Mittelwerte auf, was auf deren bessere thermische Eigenschaften hinsichtlich Wärmespeicherung und -emission hinweist.

Auffällig ist die Kalenderwoche 37 (Mitte September), die sich deutlich vom übrigen Verlauf abhebt. Trotz des bereits fortgeschrittenen Jahreszeitpunkts treten in dieser Woche unerwartet hohe Maximalwerte auf. Besonders bei den Punktmessungen der PV-Module und der Asphalttemperatur sind zahlreiche Ausreißer erkennbar, wobei die Temperaturen lokal über 50 °C erreichen. Diese Werte stehen im starken Kontrast zu den vergleichsweisen kühlen Mittelwerten der Wochen davor (KW 35–36) und danach (KW 38). Als mögliche Ursache kommt ein spätsommerliches Hitzeereignis in Frage, etwa infolge einer Hochdruckwetterlage mit wolkenfreiem Himmel und geringer Luftzirkulation. Alternativ könnten einzelne Messungen fehlerhaft oder nicht repräsentativ gewesen sein – etwa durch technische Artefakte, direkte Reflexion oder punktuelle Verschmutzung der Sensorflächen.

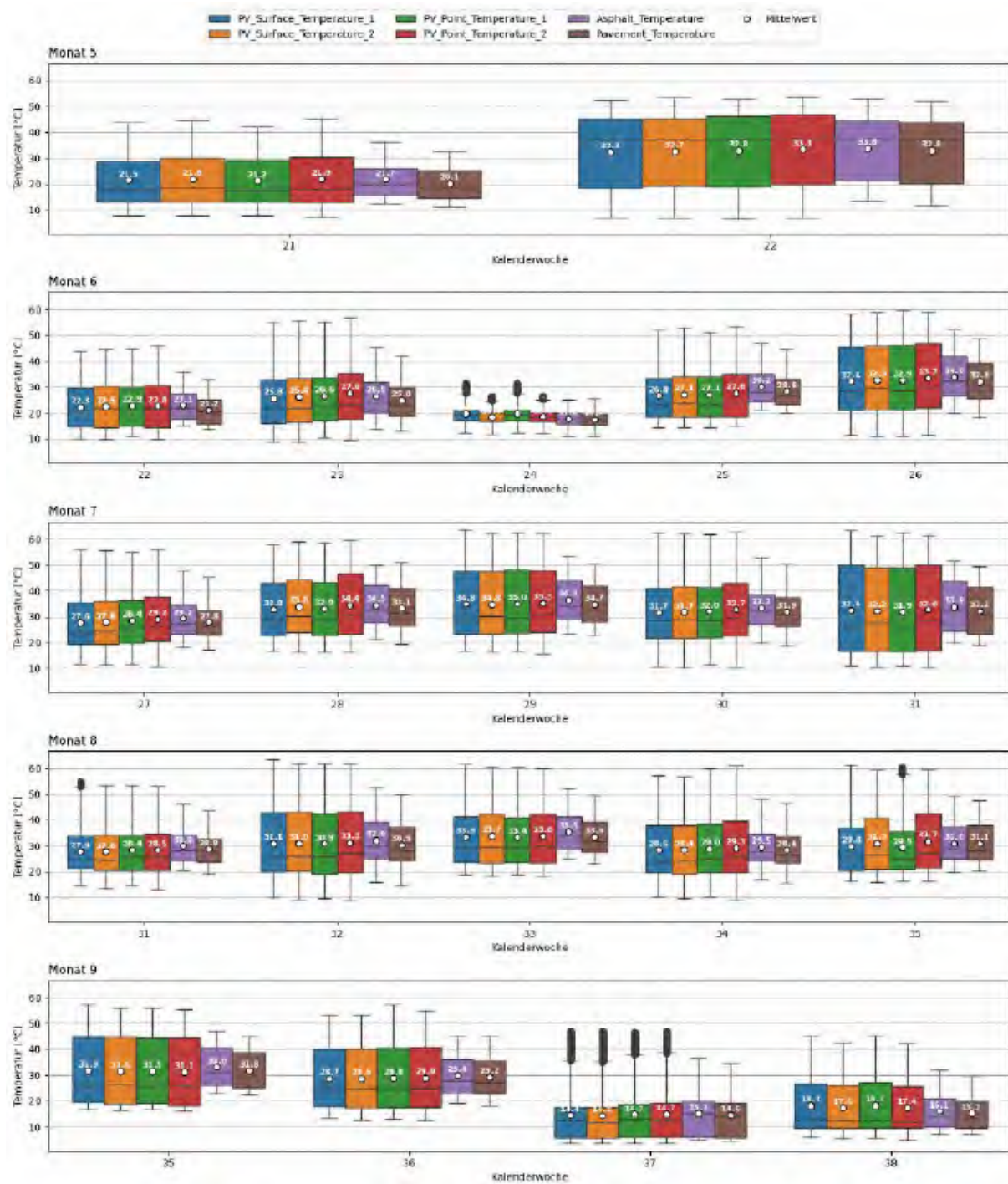


Abbildung 104: Boxplots der Temperaturwerte auf Wochenbasis (eigene Darstellung)

12.4.3 Ergebnisse der gemessenen PV-Oberflächentemperaturen im Kontext meteorologischer Einflussgrößen

Die grafische Auswertung der Zeitreihen für Juli 2024 zeigt deutlich die tageszeitliche Dynamik der PV-Oberflächentemperatur im Zusammenspiel mit der Lufttemperatur in 2 m Höhe, der Globalstrahlung sowie der Windgeschwindigkeit. Die PV-Oberflächentemperatur folgt dabei mit hoher zeitlicher Übereinstimmung dem Verlauf der Globalstrahlung, was den direkten Einfluss der solaren Einstrahlung auf die thermische Belastung der Moduloberfläche unterstreicht.

An Tagen mit hoher Globalstrahlung ($>800 \text{ W/m}^2$) steigen die PV-Temperaturen regelmäßig auf Werte von über 60°C . In diesen Phasen beträgt die Differenz zur Lufttemperatur häufig 25–30 K, was sowohl auf die direkte solare Erwärmung als auch auf die vergleichsweise geringe Wärmekapazität und Wärmeabfuhr der Module zurückzuführen ist. Während der Nacht gleichen sich PV- und Lufttemperatur weitgehend an, was auf das Fehlen eines eigenen Energieeintrags und die thermische Kopplung an die Umgebung hinweist.

Besonders hervorzuheben ist der Einfluss der Windgeschwindigkeit auf die thermische Entlastung der Module. An mehreren Tagen mit vergleichbarer Globalstrahlung, jedoch erhöhter Windgeschwindigkeit ($>10 \text{ m/s}$), bleiben die PV-Oberflächentemperaturen teils deutlich unterhalb der Maxima von windstillen Tagen. Dies deutet auf eine effektive konvektive Kühlung der Moduloberfläche hin. Umgekehrt ist in Perioden mit schwacher Luftbewegung ($<2 \text{ m/s}$) eine verstärkte Aufheizung der Module zu beobachten, selbst bei nur moderater Einstrahlung.

Die Analyse verdeutlicht, dass die PV-Oberflächentemperatur in erster Linie durch die Globalstrahlung bestimmt wird, während die Windgeschwindigkeit eine modulierende bzw. dämpfende Einflussgröße darstellt.

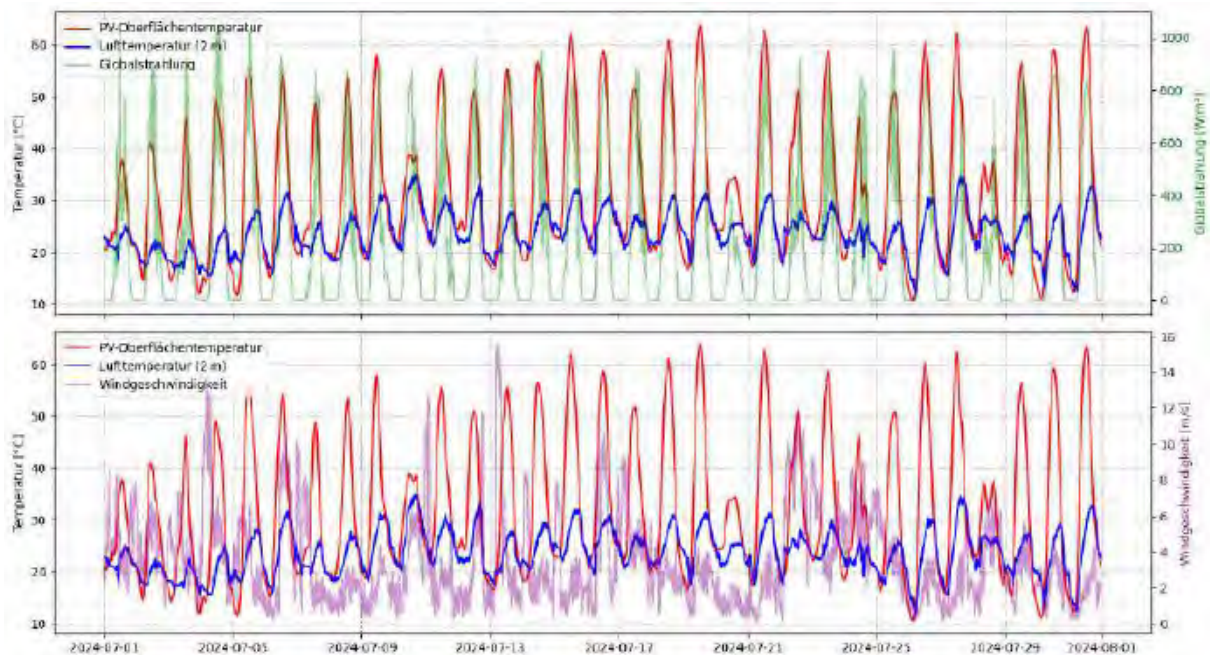


Abbildung 105: PV-Temperatur, Lufttemperatur, Globalstrahlung und Windgeschwindigkeit für den Juli 2024 (eigene Darstellung)

12.4.4 Ergebnisse einer ausgewählten Woche vom 6. bis 12. Juli 2024

Die ausgewertete Woche (6. Bis 12. Julie 2024) zeigt eine typische sommerliche Wetterlage mit wechselnden solaren und meteorologischen Bedingungen (siehe Abbildung 106). An mehreren Tagen (z.B. 6., 8. und 11. Juli) ist eine hohe Globalstrahlung mit Tagesmaxima von über 800 W/m² zu beobachten, was zu einem deutlichen Anstieg der PV-Oberflächentemperatur auf über 55 °C führt. Die Lufttemperatur steigt im Tagesverlauf typischerweise auf 30–35 °C, bleibt jedoch durchgehend deutlich unterhalb der PV-Modultemperatur, was auf die zusätzliche solare Aufheizung der Moduloberfläche zurückzuführen ist.

Am 9. und insbesondere am 10. Juli tritt eine markante Veränderung auf: Trotz ähnlicher Einstrahlungsbedingungen wie an den Vortagen bleiben die PV-Temperaturen deutlich unterhalb der sonstigen Maxima. Parallel dazu ist eine ausgeprägte Zunahme der Windgeschwindigkeit auf über 10 m/s zu erkennen. Dieser Zusammenhang verdeutlicht den kühlenden Effekt des Windes, der über konvektive Wärmeabfuhr zu einer Reduktion der thermischen Belastung der Module führt. Auch am 12. Juli zeigt sich ein ähnliches Muster mit moderater Einstrahlung und gleichzeitig erhöhtem Windniveau, wodurch die PV-Oberflächentemperatur relativ niedrig bleibt.

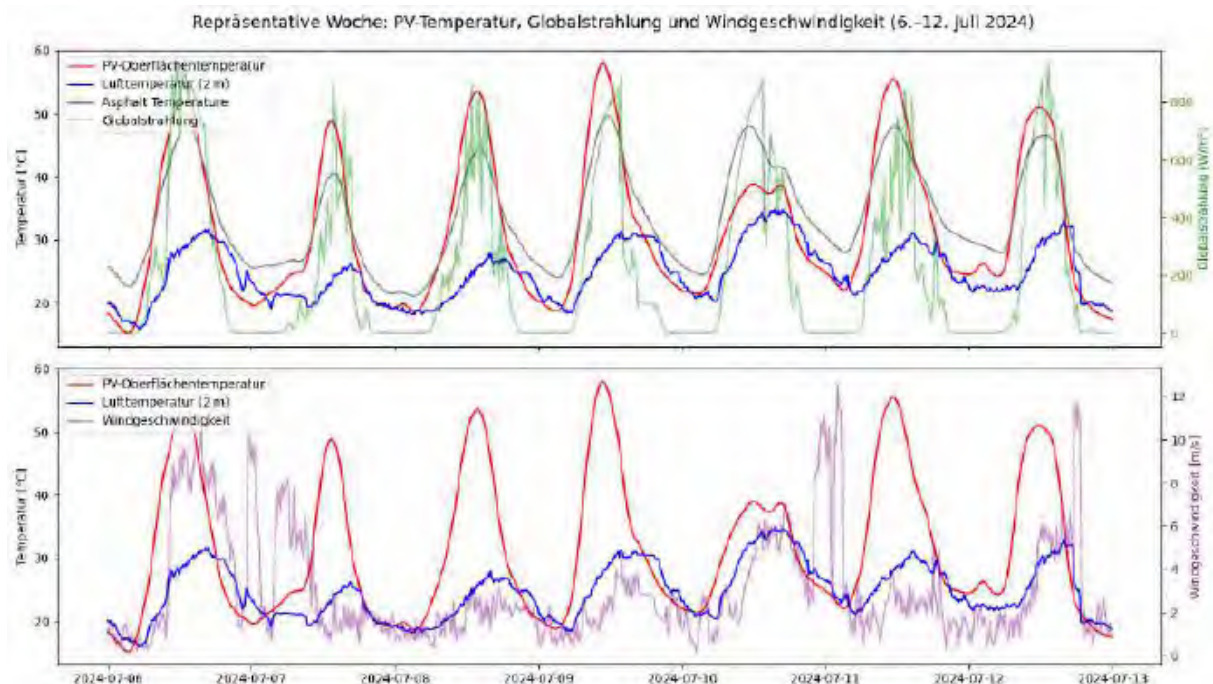


Abbildung 106: PV-Temperatur, Asphalttemperatur, Lufttemperatur, Globalstrahlung und Windgeschwindigkeit für eine Juliwoche (6. bis 12. Juli 2024) (eigene Darstellung)

12.4.4.1 Ergebnisse der thermischen Wirkung road-integrierter PV-Module im Vergleich zu Asphaltflächen

Die absoluten Temperaturverläufe während der Sommerwoche vom 6. bis 12. Juli 2024 zeigt deutliche Unterschiede im thermischen Verhalten zwischen PV-Modulen, Asphaltflächen und der Umgebungsluft (siehe Abbildung 106). Während die Lufttemperatur tagsüber auf etwa 30–35 °C ansteigt, erreichen die Oberflächen von PV-Modulen und Asphalt deutlich höhere Maxima. Die PV-Module überschreiten bei direkter Einstrahlung regelmäßig die 55 °C-Marke, während die Asphalttemperatur etwas darunter liegt, aber eine vergleichbare Tagesgangdynamik aufweist.

Auffällig ist das unterschiedliche Abkühlverhalten nach Sonnenuntergang: Die PV-Module zeigen eine schnelle Temperaturabnahme, während Asphaltflächen ihre Wärme deutlich langsamer abgeben. Diese Differenz lässt sich physikalisch durch das geringere thermische Speichervermögen und die höhere Wärmeleitfähigkeit der PV-Module erklären. Asphalt hingegen speichert die aufgenommene Wärme über längere Zeit und bleibt auch in den Nachtstunden signifikant wärmer. Diese Beobachtung ist insbesondere im Kontext städtischer Wärmeinseln (urbaner Hitzeinseln – engl. Urban Heat Islands) relevant, da wärmespeichernde Oberflächen die nächtliche Überwärmung urbaner Räume fördern können.

12.4.5 Ergebnisse der Temperaturdifferenzen zur PV-Oberfläche (6.–12. Juli 2024)

Die grafische Auswertung der Temperaturdifferenzen in Abbildung 107 bezieht sich auf die Differenz der Oberflächentemperatur des Messbereichs „PV_Surface_Temperature_1“ zu den drei Referenzflächen: Asphalt, Pflasterbelag (Pavement) und den Punktmessstellen auf der PV-Modulfläche selbst. Diese differenzielle Betrachtung erlaubt Rückschlüsse auf das relative thermische Verhalten der Oberflächen in Abhängigkeit von Tageszeit und meteorologischen Bedingungen.

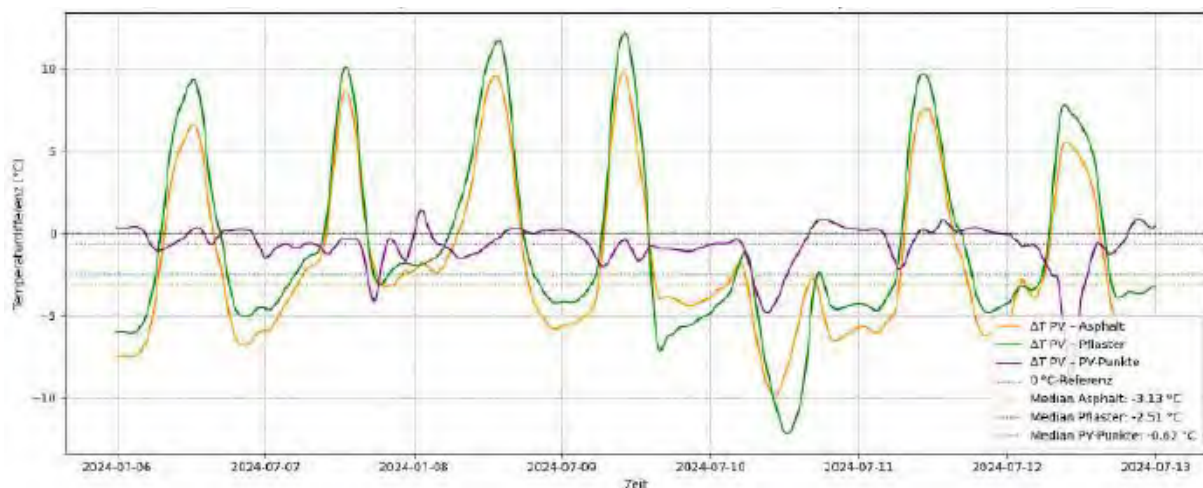


Abbildung 107: Temperaturdifferenzen der Messbereiche zueinander in einer repräsentativen Woche (6. bis 12. Juli 2024) (eigene Darstellung)

Während der Woche zeigt sich ein konsistenter tageszeitlicher Rhythmus: In den Mittagsstunden steigen die Differenzen zwischen der PV-Oberfläche und den Vergleichsflächen deutlich an, gefolgt von einem Rückgang und teils negativen Werten in den Nachtstunden. Besonders in den Mittagsstunden sind Differenzwerte von über +10 °C gegenüber Pflaster- und Asphaltflächen zu beobachten. Dies ist auf die direkte solare Einstrahlung zurückzuführen, die bei geringer Wärmeträgheit der PV-Oberfläche zu schnellen Temperaturanstiegen führt.

In den Nachtstunden hingegen fällt die PV-Temperatur im Vergleich zur Umgebung rasch ab. Die Differenzen sind dann deutlich negativ (bis -12 °C gegenüber Pflaster), was auf die rasche Abkühlung der PV-Oberfläche hinweist, während Asphalt und insbesondere Pflaster aufgrund ihrer höheren Wärmespeicherfähigkeit länger Wärme abstrahlen.

Die über die Woche gemittelten Temperaturdifferenzen verdeutlichen die thermische Charakteristik der PV-Oberfläche im Vergleich zu den Referenzflächen:

- **PV – Asphalt:** $-1,75\text{ °C}$
- **PV – Pflaster:** $-0,68\text{ °C}$
- **PV – PV-Punkt:** $-0,79\text{ °C}$

Die negativen Mittelwerte deuten darauf hin, dass die PV-Oberfläche im Mittel kühler ist als die Referenzflächen, obwohl sie tagsüber deutlich heißer wird. Dieses Verhalten bestätigt die Hypothese, dass PV-Module zwar kurzzeitig hohe Temperaturen aufweisen, aber keine nachhaltige nächtliche Wärmequelle darstellen. Dies steht im Kontrast zu Asphaltflächen, die aufgrund ihrer thermischen Trägheit eine längere Wärmeabgabe in den Nachtstunden zeigen und somit potenziell stärker zur nächtlichen städtischen Wärmebelastung beitragen.

Auf den gesamten Datenzeitraum bezogen bestätigen sich die vorherigen Erkenntnisse der repräsentativen Woche für die gemittelte Temperaturdifferenz zur Asphaltfläche und punktuellen PV-Temperatur mit jedoch reduzierten Zahlenwerten. Einzig die der gemittelte Temperaturdifferenz zur Pflasterung nimmt einen positiven Zahlenwert an.

- **PV – Asphalt:** $-1,19\text{ °C}$
- **PV – Pflaster:** $0,06\text{ °C}$
- **PV – PV-Punkt (PV_Point_Temperature_1):** $-0,52\text{ °C}$

12.5 Diskussion der Ergebnisse

Die vorliegenden Ergebnisse zeigen ein konsistentes Bild der thermischen Dynamik verschiedener Straßenoberflächen im Zeitraum von Mai bis September 2024. Sowohl die monatliche als auch die wöchentliche Auswertung der Oberflächentemperaturen verdeutlicht den starken Einfluss der solaren Einstrahlung auf die Temperaturentwicklung von Asphalt, Pflaster und PV-Modulen. Insbesondere in den Sommermonaten Juli und August sind regelmäßige Oberflächentemperaturen von über 55 °C zu beobachten, wobei Punktmessungen auf PV-Modulen vereinzelt noch höhere Maxima zeigen. Diese Werte spiegeln die typischen Bedingungen stark versiegelter Flächen bei direkter Sonneneinstrahlung wider.

Im saisonalen Verlauf zeigt sich eine klare Hierarchie der Oberflächentemperaturen: Während Pflasterflächen über den gesamten Zeitraum

hinweg die niedrigsten Mittelwerte aufweisen, befinden sich PV-Module und Asphaltflächen auf einem vergleichbar hohen Temperaturniveau. Die geringen Differenzen zwischen Asphalt und PV-Modulen lassen sich durch ähnliche thermische Eigenschaften (Absorption, Wärmekapazität, Materialverhalten) erklären. Dennoch zeigen die detaillierten Analysen, dass die PV-Module – trotz höherer Tagestemperaturen – über Nacht schneller abkühlen als Asphalt. Diese Eigenschaft lässt sich auf die geringere Wärmespeicherfähigkeit der PV-Materialien zurückführen. Im Hinblick auf urbane Wärmebelastung stellt dies einen wichtigen Unterschied dar, da insbesondere die nächtliche Überwärmung ein zentrales Merkmal urbaner Wärmeinseln darstellt.

Die Analyse der Temperaturdifferenzen zwischen PV-Modulen und Vergleichsflächen unterstreicht diese Beobachtung: Über den Zeitraum vom 6. bis 12. Juli 2024 ist die PV-Oberfläche im Mittel kühler als sowohl Asphalt ($-1,75^{\circ}\text{C}$) als auch Pflaster ($-0,68^{\circ}\text{C}$) und sogar die punktuell gemessenen eigenen Modultemperaturen ($-0,79^{\circ}\text{C}$). Diese Differenzen sind gering, jedoch systematisch vorhanden und weisen auf ein differenziertes thermisches Verhalten innerhalb derselben Einbauumgebung hin. Besonders auffällig ist, dass sich die Differenzverläufe tageszeitabhängig sind: Hohe positive Werte treten tagsüber auf, während nachts regelmäßig negative Differenzen dominieren. Dies bestätigt die Annahme, dass PV-Module vor allem während direkter Einstrahlung wärmer als Asphalt und Pflasterungen sind, aber nicht zur nächtlichen Wärmeakkumulation beitragen.

Ein weiterer relevanter Einflussfaktor ist die Windgeschwindigkeit, die sich in mehreren Zeitabschnitten als wirksamer Modulator der Oberflächentemperaturen erweist. An Tagen mit vergleichbarer Globalstrahlung, jedoch unterschiedlichem Windaufkommen, zeigen sich signifikante Unterschiede in der Maximaltemperatur der PV-Module. Dies belegt die Bedeutung konvektiver Wärmeabfuhr und verdeutlicht, dass lokale mikroklimatische Bedingungen die thermische Belastung urbaner Flächen erheblich mitbestimmen.

Da im Zuge dieser Arbeit gewisse Annahmen getroffen und Korrekturen der Daten durchgeführt wurden, sind deren Einflüsse auf die Endergebnisse zu thematisieren. Als erster Einflussfaktor sind die gewählten Emissionskoeffizienten zu nennen, welche einen direkten Einfluss auf die Temperaturwerte haben. In einer zukünftigen Arbeit wäre es ratsam die angenommenen Emissionskoeffizienten messtechnisch zu validieren und gegebenenfalls anzupassen. Weiters hat das durchgeführte Korrekturverfahren Einfluss auf die Ergebnisse. Als weiterer Einflussfaktor auf die erfassten Temperaturen ist der Zustand der PV-Module am

solaren Parkplatz in Teesdorf zum Zeitpunkt der Messung zu nennen. Einerseits wurden im Arbeitspaket Moduldegradationen (siehe Kapitel 10) Zellrisse als primäre Ursache für die Leistungsverluste identifiziert, die wiederum in Form von möglichen Hotspots Einfluss auf die erfassten PV-Temperaturen gehabt haben könnten. Weiters waren bis zum Ende des Messzeitraumes nicht mehr alle in den Messbereich befindlichen Strings in Betrieb (siehe Tabelle 23) und haben durch den Leerlaufzustand der Module zu höheren erfassten PV-Modultemperaturen geführt, als bei einem Betrieb im MPP vorhanden sind. Ein Kurzschluss der Module durch die ebenfalls detektierten Wassereintritte hätte durch die Entstehung von Hotspots ebenfalls Einfluss auf die Ergebnisse gehabt. Im Kontext der Wassereintritte in die PV-Module ist zudem der mögliche „kühlende“ Einfluss auf die Module, durch eine bessere Kühlung der Module mit einer Erhöhung der Wärmekapazität des Modulaufbaus, zu berücksichtigen. Die angesprochenen Einflussfaktoren haben sowohl einen erhöhenden und reduzierenden Einfluss auf die PV-Temperaturen. Inwiefern sich diese aufgehoben bzw. die erfassten Temperaturen beeinflusst haben konnte nicht ermittelt werden.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass PV-Module auf Straßenflächen im Sommerbetrieb zwar temporär hohe Temperaturen aufweisen, jedoch durch ihre nächtliche Abkühlung potenziell einen geringeren Beitrag zur langfristigen Wärmebelastung leisten im Vergleich zu klassischen Asphaltflächen. Gleichzeitig zeigen Pflasterflächen über den gesamten Untersuchungszeitraum eine günstige thermische Performance mit moderaten Maxima und geringer nächtlicher Wärmespeicherung. Die Ergebnisse liefern damit eine belastbare Grundlage für die weitere Bewertung thermischer Auswirkungen alternativer Straßenbeläge im Kontext der Klimaanpassung städtischer Infrastrukturen.

12.6 Schlussfolgerung

Die durchgeführte Analyse liefert detaillierte Einblicke in das thermische Verhalten unterschiedlicher Straßenoberflächen und PV-Komponenten im urbanen Kontext. Über den Beobachtungszeitraum von Mai bis September 2024 konnten saisonale Muster, materialbedingte Unterschiede und meteorologisch bedingte Einflussgrößen auf die Oberflächentemperaturen systematisch dargestellt und interpretiert werden.

Zentrale Erkenntnis ist, dass PV-Module – insbesondere in straßenintegrierter Ausführung – zwar während direkter Sonneneinstrahlung hohe Temperaturen erreichen, jedoch aufgrund ihrer geringen thermischen Trägheit rasch abkühlen und dadurch nachts eine geringere Wärmebelastung verursachen als

konventionelle Asphaltflächen. Dieses Verhalten lässt sich durch physikalische Materialeigenschaften wie reduzierte Wärmespeicherung und verbesserte Wärmeabgabe erklären. Der Vergleich mit benachbarten Pflasterflächen zeigt zudem, dass diese durchgängig die niedrigsten Oberflächentemperaturen aufweisen und somit hinsichtlich mikroklimatischer Resilienz als besonders vorteilhaft einzustufen sind.

Besonders relevant im Kontext der urbanen Hitzeanpassung ist die Feststellung, dass sich Asphaltflächen durch eine langsame nächtliche Abkühlung auszeichnen und somit einen signifikanten Beitrag zur nächtlichen Überwärmung leisten können – ein zentrales Merkmal städtischer Wärmeinseln. Demgegenüber könnte die Integration von PV-Modulen in Verkehrsflächen – trotz temporär hoher Tagestemperaturen – einen mikroklimatisch vorteilhaften Effekt haben.

Die Ergebnisse unterstreichen darüber hinaus die Bedeutung von meteorologischen Einflussfaktoren, insbesondere der Globalstrahlung und der Windgeschwindigkeit, die als modulierte Parameter die thermische Belastung von Oberflächen entscheidend mitbestimmen. In der praktischen Anwendung bedeutet dies, dass neben der Materialwahl auch Standortbedingungen und Mikroklima in Planungsprozesse integrierter PV-Infrastrukturen einbezogen werden sollten.

Insgesamt bestätigen die erhobenen Daten und Analysen, dass straßenintegrierte PV-Anlagen nicht nur zur Energiegewinnung beitragen, sondern bei geeigneter Auslegung auch Potenziale für eine klimafreundlichere und hitzeresilientere Stadtentwicklung eröffnen. Weitere Untersuchungen – etwa im Hinblick auf Langzeitverhalten, sommerliche Extremereignisse und unterschiedliche Einbausituationen – sind empfehlenswert, um die mikroklimatischen Effekte solcher Systeme noch fundierter bewerten zu können.

Literaturverzeichnis

Adolf Thies GmbH & Co. KG, s. a., Hygro-Thermogeber-compact - Bedienungsanleitung.

Agentur für Erneuerbare Energien e.V., 2018, Erster Solar-Radweg Deutschlands.; <https://www.unendlich-viel-energie.de/erneuerbare-energie/sonne/photovoltaik/erster-solar-radweg-deutschlands>; 14.11.2020

Álvaro Valverde, 2021, Questions about the Onyx PV Floor, Onys Solar, schriftliche Mitteilung, 08.02.

Apollo Power, s.a. a, Apollo "PANDA" Datasheet.; <https://apollo-power.com/wp-content/uploads/2023/06/AL1206-DS-B3.pdf>; 17.12.2023

Apollo Power, s.a. b, Apollo Solar Roll Datasheet.; <https://apollo-power.com/wp-content/uploads/2023/06/Apollo-Roll-Data-sheet-1.pdf>; 17.12.2023

Apollo Power, 2021, Investors Presentation November 2021.; <https://apollo-power.com/wp-content/uploads/2021/11/Apollo-Investor-Prez-ENG-Nov21-final.pdf>; 17.12.2023

Apollo Power, s.a. c, World's 1st commercial solar-powered pavement made of recycled tires.; <https://apollo-power.com/wp-content/uploads/2023/06/Solar-Pavement-Datasheet.pdf>; 17.12.2023

ASFINAG, s. a., Photovoltaik in der ASFINAG: Lärmschutzwände werden zu Energieanlagen.; <https://blog.asfinag.at/ganz-schon-grun/photovoltaik-in-der-asfinag-larmschutzwande-als-energieanlagen/>; 10.12.2023

Bae, J.-H., Kim, D.-Y., Shin, J.-W., Lee, S.-E., Kim, K.-C., 2020, Analysis on the Features of NOCT and NMOT Tests With Photovoltaic Module. IEEE Access, Band 8, Nummer; 151546–151554

Brändle, S., 2017, Frankreichs erste Solarstraße im Härtetest. Der Standard; Onlineartikel vom 12.12., <https://www.derstandard.at/story/2000070013195/frankreichs-erste-solarstrasse-im-haertetest>; 17.11.2020

CIOB, 2019, France's solar road dream may be over after test fails. Global Construction Review; <https://www.globalconstructionreview.com/frances-solar-road-dream-may-be-over-after-test-fa/>; 19.12.2023

Coutu, R.A., Newman, D., Munna, M., Tschida, J.H., Brusaw, S., 2020, Engineering Tests to Evaluate the Feasibility of an Emerging Solar Pavement Technology for Public Roads and Highways. Technologies, Band 8, Nummer 1; 9

Dai, Y., Yin, Y., Lu, Y., 2021, Strategies to Facilitate Photovoltaic Applications in Road Structures for Energy Harvesting. Energies, Band 14, Nummer; 7097

Delta-T Devices Ltd, 2019, User Manual for the Sunshine Pyranometer type SPN1.; <https://delta-t.co.uk/product/spn1/>; 1.2.2023

DEWESoft, 2022, Datasheet -MonoDAQ-U-X.; https://www.monodaq.com/shop/media/uploads/UX/DataSheet_MonoDAQ-U-X_v1.6_2022-06-01.pdf; 31.1.2024

Dierks, S., 2020, Solmove nimmt verbesserte Solarstraße in Betrieb. Energate Messenger; Onlineartikel vom 16.06., <https://www.energate-messenger.de/news/203229/solmove-nimmt-verbesserte-solarstrasse-in-betrieb>; 15.11.2020

DIN SPEC 91434, 2021, Agri-Photovoltaik-Anlagen - Anforderungen an die landwirtschaftliche Hauptnutzung, Berlin

Donald Müller-Judex, 2021, Auskunft zum Solmove-Produkt, Solmove, mündliche Mitteilung. 04.02.

Efthymiou, C., Santamouris, M., Kolokotsa, D., Koras, A., 2016, Development and testing of photovoltaic pavement for heat island mitigation. Solar Energy, Band 130, Nummer; 148–160

Enkhardt, S., 2019, Warum Deutschlands erster Solarradweg vornehmlich nur noch Anwälte bewegt. pv magazine Deutschland; Onlineartikel vom 19.11., <https://www.pv-magazine.de/2019/11/19/warum-deutschlands-erster-solarradweg-vornehmlich-nur-noch-anwaelte-bewegt/>; 14.11.2020

Enphase Energy, 2022, Technisches Datenblatt - Enphase Mikrowechselrichter IQ 7, IQ 7+, IQ 7A und IQ 7X.; <https://enphase.com/de-de/download/iq7-iq7-iq7x-iq7a-microinverter-datenblatt>; 4.1.2023

Erber, A., 2021, Analyse der wirtschaftlichen Machbarkeit und Ermittlung der gesetzlichen Rahmenbedingungen von solaren Plätzen in Niederösterreich, Wien, FH Technikum Wien

Erber, A., 2024, Fehleranalyse von verkehrsflächenintegrierten Photovoltaikelementen am Beispiel des solaren Parkplatzes in Teesdorf, Master's thesis, Wien, FH Technikum Wien

Erber, A., Savic, S., 2022, Solarer Platz Teesdorf - erster Bericht.; https://www.klimafonds.gv.at/wp-content/uploads/sites/16/C174654_1.-publ.-ZwiBi.pdf; 22.12.2023

Erbs, D.G., Klein, S.A., Duffie, J.A., 1982, Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. Solar Energy, Band 28, Nummer 4; 293–302

Ertex Solar ertex solar, endlose Lösungen für die Integration von Photovoltaik in Gebäuden. Ertexsolar; <https://www.ertex-solar.at/>; 17.12.2023.a

Ertext Solar, s.a., Sun Monument „greeting to the sun“. Ertexsolar; <https://www.ertex-solar.at/our-references/sun-monument-greeting-to-the-sun/>; 16.12.2023.b

Fluke Process Instruments ThermoView TV40 Thermal Imager.; <https://www.flukeprocessinstruments.com/en-us/products/infrared-temperature-solutions/thermal-imaging-solutions/thermoview-tv40>; 18.4.2025

Frank Treiber Photovoltaische Lärmschutzwände.; <https://www.xn--lrmschutzplaner-0kb.de/photovoltaische-laermschutzwaende/>; 10.12.2023

Fraunhofer ISE, 2020, Photovoltaik in Verkehrswegen. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE; <https://www.ise.fraunhofer.de/de/leitthemen/integrierte-photovoltaik/verkehrswege-photovoltaik-ripv.html>; 10.12.2023

Gassner, A., 2024, Mikroskopbilder der Querschliffe der Platio-Elemente, Österreichisches Forschungsinstitut für Chemie und Technik (OFI), schriftliche Mitteilung, 12.01.

Gassner, A., 2023, Zuordnung von Einkapselungs- und Rückseitenfolienmaterial eines Platio-Moduls, Österreichisches Forschungsinstitut für Chemie und Technik (OFI), schriftliche Mitteilung, 20.12.

GeoSphere Austria GeoSphere Austria Data Hub.; <https://data.hub.geosphere.at/>; 27.1.2024

Google LLC, s.a., Google Maps. Google Maps; <https://www.google.at/maps/place/Tullner+Donaubr%C3%BCcke/@48.3374276,16.058827,88m/data=!3m1!1e3!4m5!3m4!1s0x476d73582c8a50b1:0x42199fc5e85725c6!8m2!3d48.3354852!4d16.0590774>; 3.9.2022

Harris, C.R., Millman, K.J., van der Walt, S.J., Gommers, R., Virtanen, P., Cournapeau, D., Wieser, E., Taylor, J., Berg, S., Smith, N.J., Kern, R., Picus, M., Hoyer, S., van Kerkwijk, M.H., Brett, M., Haldane, A., del Río, J.F., Wiebe, M., Peterson, P., Gérard-Marchant, P., Sheppard, K., Reddy, T., Weckesser, W., Abbasi, H., Gohlke, C., Oliphant, T.E., 2020, Array programming with NumPy. Nature, Band 585, Nummer 7825; 357–362

Hauber & Graf GmbH, s.a., Referenzprojekte und Installationshinweise zum Wattway Modul.; https://www.wattwaybycolas.com/media/documents/documents-en-allemand/220301-wattway-hauber-graf_web-all.pdf; 12.12.2023

Heimsoeth, B., 2018, Sonnenenergie unter den Füßen. Verlagsanstalt Handwerk GmbH; <https://www.handwerksblatt.de/betriebsfuehrung/sonnenenergie-unter-den-fuessen>; 15.11.2020

HT Instruments, 2009a, HT304 - Doppel-Referenzzelle Bedienungsanleitung.

HT Instruments, 2009b, I-V 400 - I-U Kennlinien-Analysator Benutzer-Handbuch.

Hu, H., Vizzari, D., Zha, X., Roberts, R., 2021, Solar pavements: A critical review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Band 152, Nummer; 111712

Hu, H., Zha, X., Niu, C., Wang, Z., Lv, R., 2024, Structural optimization and performance testing of concentrated photovoltaic panels for pavement. Applied Energy, Band 356, Nummer; 122362

Hunter, J.D., 2007, Matplotlib: A 2D Graphics Environment. Computing in Science & Engineering, Band 9, Nummer 3; 90–95

IEC 60891, 2021, Photovoltaic devices - Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics

IEC TS 60904-13, 2018, Photovoltaic devices – Part 13: Electroluminescence of photovoltaic modules

Innovatív Térburkolatfejlesztő, s.a., PLATIO Solar - CERTIFICATIONS. PLATIO SOLAR; <https://platosolar.com/ressourcen/?lang=de>; 15.1.2024

Innovatív Térburkolatfejlesztő, 2019, Platio Solar Pavement - Brochure 2019 April edition.; <https://platosolar.com/>; 15.11.2020

Innovatív Térburkolatfejlesztő, 2020, Platio Solar Pavement Datasheet 2020-Q2.

Innovatív Térburkolatfejlesztő, 2022, Platio Solar Paver - Datasheet.

Innovatív Térburkolatfejlesztő, 2021, Platio Solar Tiles - Datasheet.

Karl Sewalt, 2020, Inspectie SolaRoad kits Haaksbergen en Blauwestad.; https://www.solaroad.nl/blog/bfd_download/5801/; 19.12.2023

Khan, F., Kim, J.H., 2019, Performance Degradation Analysis of c-Si PV Modules Mounted on a Concrete Slab under Hot-Humid Conditions Using Electroluminescence Scanning Technique for Potential Utilization in Future Solar Roadways. Materials, Band 12, Nummer 24; 4047

Khan, F., Rezgui, B.D., Kim, J.H., 2020, Reliability Study of c-Si PV Module Mounted on a Concrete Slab by Thermal Cycling Using Electroluminescence Scanning: Application in Future Solar Roadways. Materials, Band 13, Nummer 2; 470

Kiprim, s. a., Kiprim DC605S Variable DC Programmable Power Supply.; <https://www.kiprim.com/de/produkt/kiprim-dc605s-variable-dc-programmable-power-supply/>; 1.2.2024

Kohlhauer GmbH, s. a., KOHLHAUER - Referenzen. KOHLHAUER; <https://www.kohlhauer.com/referenzen/>; 10.12.2023

Köntges, M., Kurtz, S., Packard, C., Jahn, U., Berger, K.A., Kato, K., Friesen, T., Liu, H., Van Iseghem, M., 2014, Review of failures of photovoltaic modules. International Energy Agency, ISBN 978-3-906042-16-9

Köntges, M., Morlier, A., Eder, G., Fleiß, E., Kubicek, B., Lin, J., 2020, Review: Ultraviolet Fluorescence as Assessment Tool for Photovoltaic Modules. IEEE Journal of Photovoltaics, Band 10, Nummer 2; 616–633

Kousis, I., Pisello, A.L., 2023, Evaluating the performance of cool pavements for urban heat island mitigation under realistic conditions: A systematic review and meta-analysis. Urban Climate, Band 49, Nummer; 101470

Krametz, T., 2023, Messdaten Platio-Module, Austrian Institute of Technology (AIT), schriftliche Mitteilung. 07.06.

LEM International SA, 2022a, Datasheet - Current transducer CKSR.; https://www.lem.com/sites/default/files/products_datasheets/cksr_xx-np_v14.pdf; 31.1.2024

LEM International SA, 2022b, Datasheet - Voltage Transducer DVC 1000-P.; https://www.lem.com/sites/default/files/products_datasheets/dvc_1000-p.pdf; 31.1.2024

Li, S., Ma, T., Wang, D., 2023, Photovoltaic pavement and solar road: A review and perspectives. Sustainable Energy Technologies and Assessments, Band 55, Nummer; 102933

Ma, T., Yang, H., Gu, W., Li, Z., Yan, S., 2019, Development of walkable photovoltaic floor tiles used for pavement. Energy Conversion and Management, Band 183, Nummer; 764–771

Manfred Haider, Dominik Prammer, Alois Vorwagner, Christoph Mayr, Marcus Rennhofer, Karl A. Berger, Rita Ebner, Martin Heinrich, Felix Basler, Andreas J. Beinert, Jonas D. Huyeng, Markus Fehringer, Tobias Beck, 2021, PV-Straßenüberdachung - Konzept PV - SÜD - K.; <https://projekte.ffg.at/projekt/3725909>; 10.12.2023

MBJ Solutions GmbH, 2021, MBJ Mobile EL - Flyer.; <https://www.mbj-solutions.com/en/products/mobile-equipment/mbj-mobile-el>; 4.4.2022

Northmore, A., Tighe, S., 2012, Innovative Pavement Design: Are Solar Roads Feasible? in: 2012 Conference of the Transportation Association of Canada. Fredericton

Onyx Solar PHOTOVOLTAIC OUTDOOR - TECHNICAL PAVEMENT.; <https://onyxsolar.com/product-services/photovoltaic-glass-solutions/pv-floor>; 16.12.2023

Onyx Solar, 2011, Technical Guide.; https://onyxsolardownloads.com/docs/ALL-YOU-NEED/Technical_Guide.pdf; 17.12.2023

Oreski, G., Ottersböck, B., Omazic, A., 2019, Degradation Processes and Mechanisms of Encapsulants. in: Durability and Reliability of Polymers and Other Materials in Photovoltaic Modules. Elsevier; 135–152

ÖROK, 2023, Flächeninanspruchnahme und Versiegelung in Österreich - Kontextinformationen und Beschreibung der Daten für das Referenzjahr 2022 Österreichische Raumordnungskonferenz (hrsg.),,; <https://www.oerok.gv.at/monitoring-flaecheninanspruchnahme/daten/>; 9.12.2023

OVE E 8101, 2019, Elektrische Niederspannungsanlagen, Wien

OVE EN 50583-1, 2016, Photovoltaik im Bauwesen - Teil 1: BIPV-Module, Wien

Perez, R., Seals, R., Ineichen, P., Stewart, R., Menicucci, D., 1987, A new simplified version of the perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. Solar Energy, Band 39, Nummer 3; 221-231

Phoenix Contact, 2023a, Datenblatt Axioline Smart Elements, Analogeingabemodul AXL SE AI4 U 0-10.; <https://www.phoenixcontact.com/de-at/produkte/io-komponente-axl-se-ai4-u-0-10-1088104>; 31.1.2024

Phoenix Contact, 2023b, Datenblatt Axioline Smart Elements, Temperaturerfassungsmodul AXL SE RTD4 PT100.; <https://www.phoenixcontact.com/de-at/produkte/io-komponente-axl-se-rtd4-pt100-1088106>; 31.1.2024

photovoltaikbuero pvTector-Measuring device for detecting line interruptions on solar generators. Transmitter and receiver. pvBuero; <https://photovoltaikbuero.de/product/pvtector/>; 29.6.2024

Pingel, S., Zemen, Y.-B., Frank, O., Geipel, T., Berghold, J., 2009, Mechanical Stability of Solar Cells within Solar Panels. Proc. 24th European Photovoltaic Energy Conf.

Pluta, W., 2018, Solarmodule als Straßenbelag: Strom aus der Straße ist noch kein Erfolgsmodell. Handelsblatt GmbH; Onlineartikel vom 24.09., <https://www.handelsblatt.com/technik/energie-umwelt/solarmodule-als-strassenbelag-strom-aus-der-strasse-ist-noch-kein-erfolgsmodell/23106794.html>; 17.11.2020

PVsyst SA, s.a., Array Thermal losses - PVsyst documentation.; <https://www.pvsyst.com/help/project-design/array-and-system-losses/array-thermal-losses/index.html?h=thermal#thermal-model>; 17.11.2024.a

PVsyst SA Custom weather data files - PVsyst documentation.; <https://www.pvsyst.com/help/meteo-database/import-meteo-data/custom-meteo-files/index.html>; 17.11.2024.b

Rahman, M., Mabrouk, G., Dessouky, S., 2023, Development of a Photovoltaic-Based Module for Harvesting Solar Energy from Pavement: A Lab and Field Assessment. Energies, Band 16, Nummer 8; 3338

Reuters, 2022, Israel's Apollo Power says Amazon to try out its solar energy sidewalk. Reuters; <https://www.reuters.com/world/middle-east/israels-apollo->

power-says-amazon-try-out-its-solar-powered-sidewalk-2022-02-13/;
16.12.2023

Rolling Solar, 2022, Rolling Solar - Final Report.;
<https://rollingsolar.eu/u/files/Final%20report%20Rolling%20Solar.pdf>;
19.12.2023

Savic, S., 2021, Technical analysis of solar pavements and feasibility study for potential applications of solar-pavement-systems in Austria, Wien, FH Technikum Wien

Shandong Guangshi Energy, 2017a, China's first photovoltaic pavement officially opened.;
<http://www.pavenergy.com/a/mt/news/2017/0929/39.html>;
17.12.2023

Shandong Guangshi Energy, 2017b, The birth of the world's first highway photovoltaic pavement.;
<http://www.pavenergy.com/a/mt/news/2017/1228/59.html>; 17.12.2023

Shekhar, A., Kumaravel, V.K., Klerks, S., de Wit, S., Venugopal, P., Narayan, N., Bauer, P., Isabella, O., Zeman, M., 2018, Harvesting Roadway Solar Energy—Performance of the Installed Infrastructure Integrated PV Bike Path. IEEE Journal of Photovoltaics, Band 8, Nummer 4; 1066–1073

Solar Roadways, s.a. b, Electrical – Solar Roadways.;
<https://solarroadways.com/specifics/electrical/>; 18.11.2020

Solar Roadways, s.a. c, Glass – Solar Roadways.;
<https://solarroadways.com/specifics/glass/>; 18.11.2020

Solar Roadways, 2016, Grand Opening Ceremony: Sandpoint, Idaho.;
<https://solarroadways.com/grand-opening-ceremony/>; 18.11.2020

Solar Roadways, 2019, Overview – SR3 to SR4.;
<https://solarroadways.com/overview-sr3-to-sr4/>; 18.11.2020

Solar Roadways, s.a. d, Solar – Solar Roadways.;
<https://solarroadways.com/specifics/solar/>; 18.11.2020

Solar Roadways, s.a. a, SR1 – Solar Roadways.; <https://solarroadways.com/our-journey/sr1/>; 18.11.2020

SolaRoad, 2020, About SolaRoad – SolaRoad.; <https://www.solaroad.nl/about/>;
14.11.2020

SolaRoad, 2023, County of North Holland discontinues Solaroad after joint decision by shareholders. SolaRoad – SolaRoad combineert weg met zonnepaneel;
<https://www.solaroad.nl/press/>; 28.12.2024

SolaRoad Erste inzichten uit de pilot projecten in provincies Noord- en Zuid-Holland.; <https://www.solaroad.nl/eerste-inzichten-uit-de-pilot-projecten-in-provincies-noord-en-zuid-holland/>; 19.12.2023

SolaRoad, s. a. a, Pilot projects – SolaRoad.; <https://www.solaroad.nl/portfolio/>; 25.12.2023

Solmove GmbH, 2020, Technologie – Solmove.; <https://www.solmove.com/technologie/>; 15.11.2020

Stan Klerks, Wim van der Poel, Sten de Wit, 2017, PV SolaRoad Infrastructuur (PV-SIN).; <https://projecten.topsectorenergie.nl/storage/app/uploads/public/5c8/651/e44/5c8651e443f95650098993.pdf>; 19.12.2023

SUPSI/ISAAC, 2013, Greeting to the Sun.; <https://www.bipv.ch/index.php/de/infrastrukturelle-elemente/item/1143-greetingtothesun-deu>; 16.12.2023

Sziszák, I., 2023, Used bypassdiodes in the Platio modules, schriftliche Mitteilung 03.10.

Texas Instruments, 2016, Datasheet -SM74611 Smart Bypass Diode.; <https://www.ti.com/lit/ds/symlink/sm74611.pdf?ts=1707158513189>; 31.12.2023

The Colas Group, 2020a, Die Solarstrasse - Das Konzept.; <https://www.wattwaybycolas.com/de/die-solarstrasse.html>; 17.11.2020

The Colas Group, s.a., Pressemappe - Wattway.; <https://wattway-by-colas.lianacms.com/media/documents/documents-en-allemand/dp-wattway-pack-allemand.pdf>; 17.11.2020.a

The Colas Group, 2020b, Wattway - Eine Bahnbrechende Innovation.; <https://www.wattwaybycolas.com/de/wer-sind-wir.html>; 17.11.2020

The Colas Group, 2020c, Wattway macht einen neuen Schritt für den Pilotstandort Tourouvre-au-Perche (Normandie, Frankreich).; <https://www.wattwaybycolas.com/de/aktuelles/2020/wattway-macht-einen-neuen-schritt-fur-den-pilotstandort-tourouvre-au-perche-normandie-franckreich.html?p292=2>; 19.12.2023

The Colas Group Wattway Pack, eigenständige Energielösung für elektrische Anlagen an Straßenrändern (Pressemappe).

The Colas Group, 2019, Wattway-Modul Datenblatt.; https://www.wattwaybycolas.com/media/documents/documents-en-allemand/2019_all_fiche-commerciale-ww-pack.pdf; 19.12.2023

The pandas development team, 2023, pandas-dev/pandas: Pandas.; <https://zenodo.org/records/10426137>; 7.1.2024

TNO, 2019, PV4ROADS- Endbericht.;
<https://projecten.topsectorenergie.nl/storage/app/uploads/public/5ca/7a3/8f8/5ca7a38f8dc8a666876856.pdf>; 19.12.2023

Ujvari, G., 2023, Prüfbericht - Kennlinienmessung von 19 PV-Modulen gemäß IEC 60904-1 Ed.3.0 (Projektnummer: 2.00.80593.1.0a).

Ujvari, G., 2022, Prüfbericht - Leistungsmessung von 40 PV-Modulen gemäß IEC 60904-1 Ed.3.0 (Projektnummer 2.00.80593.1.0).

Valentin Software GmbH MeteoSyn :: PV*SOL® Hilfe.; <https://help.valentin-software.com/pvsol/de/navigationseiten/anlagenart-klima-und-netz/meteosyn/>; 17.11.2024.a

Valentin Software GmbH Modultemperatur (Berechnungsgrundlagen) :: PV*SOL® Hilfe.; <https://help.valentin-software.com/pvsol/de/berechnungsgrundlagen/pv-module/modultemperatur/>; 17.11.2024.b

Videotec ULISSE2 - Universelles PTZ Full IP für IP-Kameras.;
<https://www.videotec.com/cat/de/products/ptz-kameras-und-einheiten/ulisse-ptz-kameras-und-einheiten/ulisse2/>; 18.4.2025

Virtanen, P., Gommers, R., Oliphant, T.E., Haberland, M., Reddy, T., Cournapeau, D., Burovski, E., Peterson, P., Weckesser, W., Bright, J., Van Der Walt, S.J., Brett, M., Wilson, J., Millman, K.J., Mayorov, N., Nelson, A.R.J., Jones, E., Kern, R., Larson, E., Carey, C.J., Vázquez-Baeza, Y. et al., 2020, SciPy 1.0: fundamental algorithms for scientific computing in Python. Nature Methods, Band 17, Nummer 3; 261–272

Vishay Intertechnology Inc., 2023, Datasheet -VBT3045BP-E3 - Trench MOS Barrier Schottky Rectifier for PV Solar Cell Bypass Protection.;
<https://www.vishay.com/docs/89449/vbt3045bp.pdf>; 31.12.2023

Waskom, M., 2021, seaborn: statistical data visualization. Journal of Open Source Software, Band 6, Nummer 60; 3021

Werner, H., Eder, G., Boris Farnung, Gabi Friesen, Marc Köntges, Bernhard Kubicek, Oliver Kunz, Haitao Liu, David Parlevliet, Ioannis Tsanakas, Jan Vedde, 2021, Qualification of Photovoltaic (PV) Power Plants using Mobile Test Equipment. International Energy Agency

Windisch, H., 2023, Aufstellung der am 07.02.2023 aufgenommenen schadhafte Solarfliesen, schriftliche Mitteilung. 13.06.

Ying Tian, Ania Nussbaum, Jie Ma, 2018, China's Built a Road So Smart It Will Be Able to Charge Your Car. Bloomberg.com,

Zhang, Y., Ma, T., Yang, H., Li, Z., Wang, Y., 2023, Simulation and experimental study on the energy performance of a pre-fabricated photovoltaic pavement. Applied Energy, Band 342, Nummer; 121122

Zhou, B., Pei, J., Hughes, B.R., Nasir, D.S., Zhang, J., 2020, Analysis of mechanical properties for two different structures of photovoltaic pavement unit block. Construction and Building Materials, Band 239, Nummer; 117864

Zhou, B., Pei, J., Xue, B., Guo, F., Wen, Y., Zhang, J., Li, R., 2019, Solar/road from 'forced coexistence' to 'harmonious symbiosis'. Applied Energy, Band 255, Nummer; 113808

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Parkplatz vor dem Teesdorf Gemeindezentrum (Gebäude rechts unten) mit den umliegenden Gebäuden; Satellitenbild genordet (Google LLC s.a.)	18
Abbildung 2: Errichtungsschritte des solaren Parkplatzes in Teesdorf; a) Parkplatzfläche vor dem Teesdorfer Gemeindezentrum vor der PV-Integration, b) weitere Parkplatzfläche vor dem Gemeindezentrum mit angrenzenden Gebäuden, c) Betonfundament des PV-Parkplatzes, d) Verlegung der Kunststofffundamente und PV-Module, e) Fertigstellung der Installation der PV-Module, f) fertiggestellter PV-Parkplatz (eigene Darstellungen)	19
Abbildung 3: Verzahnung der PV-Module ineinander (Innovatív Térburkolatfejlesztő 2021)	20
Abbildung 4: Abmessungen des solaren Parkplatzes und Dicke der jeweiligen Schichten (eigene Darstellung)	21
Abbildung 5: Wechselrichterkästen am solaren Parkplatz in Teesdorf (eigene Darstellung)	22
Abbildung 6: Verfüllung der Zwischenräume der PV-Module mit Basaltsplitt (eigene Darstellung)	22
Abbildung 7: Abmessungen eines „Platio“ PV-Modules mit eingezeichneten Klebe- und Auflagepunkten, Maße in mm (Innovatív Térburkolatfejlesztő 2021)	24
Abbildung 8: Mikroskopbild des Modulquerschliffes mit Benennung der Schichten sowie deren Schichtdicken (Gassner 2024)	25
Abbildung 9: Verbinder („Scotchlok MGC“ der Fa. 3M) zur Verbindung der „Platio“-Module (eigene Darstellung).....	27
Abbildung 10: Anordnung der Strings sowie Wechselrichterzuordnung und Verkabelungsplan der PV-Module (Lage wie in Abbildung 4) (eigene Darstellung)	30
Abbildung 11: PV-Erzeugung des solaren Parkplatzes und Verbrauch des Teesdorfer Gemeindezentrums in den Betriebsjahren (eigene Darstellung).....	33
Abbildung 12: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad in den Betreibjahren (eigene Darstellung)	34
Abbildung 13: PV-Erzeugung des solaren Parkplatzes und Verwendung der Erzeugung (Eigenverbrauch und Netzeinspeisung) sowie Verbrauch des	

Teesdorfer Gemeindezentrums und des Verbrauchdeckung (Eigenverbrauch und Netzbezug) im ersten Betriebsjahr auf Monatsbasis (eigene Darstellung)	34
Abbildung 14: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad im ersten Betriebsjahr auf Monatsbasis (eigene Darstellung)	35
Abbildung 15: PV-Erzeugung des solaren Parkplatzes und Verwendung der Erzeugung (Eigenverbrauch und Netzeinspeisung) sowie Verbrauch des Teesdorfer Gemeindezentrums und des Verbrauchdeckung (Eigenverbrauch und Netzbezug) im gesamten Zeitraum des Monitorings auf Monatsbasis (eigene Darstellung)	35
Abbildung 16: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad im gesamten Zeitraum des Monitorings auf Monatsbasis (eigene Darstellung)	36
Abbildung 17: Zeitplan für die Errichtung des solaren Parkplatzes Teesdorf inklusive Monitoringzeitraum mit Berichtslegung (eigene Darstellung)	37
Abbildung 18: Zeitplan für das Begleitforschungsprojekt (eigene Darstellung) ..	37
Abbildung 19: Ablaufdiagramm der Auswertung der Kennlinienmessungen (eigene Darstellung)	49
Abbildung 20: Ablaufdiagramm der Auswertung des Anlagenmonitoring (eigene Darstellung)	53
Abbildung 21: Messaufbau für die Erstellung des stationären Ein-Parameter-Temperaturmodells (eigene Darstellung)	55
Abbildung 22: Aufbau der „MBJ Mobilen EL“ von MBJ (adaptiert aus (MBJ Solutions GmbH 2021))	57
Abbildung 23: Aufbau der Dunkelkennlinienmessung mit verwendeten Sensoren, Messhardware und Anschluss des Netzteils und des Modulstrings (eigene Darstellung)	59
Abbildung 24: Erträge der Produktversionen im Feldtest (solarer Radweg Krommenie) (eigene Darstellung nach (Stan Klerks et al. 2017)).....	73
Abbildung 25: Validierung der STC-Korrektur der Stringkennlinienmessung von String 2.40 mit den Modulkennlinienmessungen am AIT (errechnete Stringkennlinie) (eigene Darstellung).....	82
Abbildung 26: gewählte Clear-Sky-Tage durch Filterung und anschließender visueller Kontrolle (eigene Darstellung)	83

Abbildung 27: Temperaturverhalten eines „Platio“- und Standard-Moduls von 09:40 bis 16:00 Uhr, Regressionskurven für beide Module und Parameter des Temperaturmodells (eigene Darstellung)	84
Abbildung 28: Validierung der STC-korrigierten Monitoringdaten mit den STC-korrigierten Stringkennlinienmessungen und der AIT-Messung (eigene Darstellung)	85
Abbildung 29: zeitlicher Verlauf der MPP-Leistung von String 1.1, STC-Korrektur berechnet mit Einstrahlung bei Leistungs- und Einstrahlungsmaximum, Unterschied der Lufttemperatur bei Leistungs- und Einstrahlungsmaximum und Regenmenge an den Clear-Sky-Tagen (inklusive zwei Vortage) (eigene Darstellung)	86
Abbildung 30: zeitlicher Verlauf des MPP-Stromes und der MPP-Spannung von String 1.1 beim Leistungsmaximum am jeweiligen Clear-Sky-Tag (eigene Darstellung)	87
Abbildung 31: Ablösung des Moduls am Rand (22.07.2022) (eigene Darstellung)	92
Abbildung 32: Ablösung des Moduls über die gesamte Randfläche (22.07.2022) (eigene Darstellung)	92
Abbildung 33: Ablösung des Moduls über die gesamte Randfläche (22.07.2022) (eigene Darstellung)	92
Abbildung 34: Ablösung des Moduls und ausbrechender Rand (22.07.2022) (eigene Darstellung)	92
Abbildung 35: Delamination an den Modulrändern (09.08.2022) (eigene Darstellung)	92
Abbildung 36: Ablösung des Moduls an der Modulecke (09.08.2022) (eigene Darstellung)	92
Abbildung 37: gequetschte Stringkabel (09.08.2022) (eigene Darstellung)	93
Abbildung 38: Delaminationen an den Modulrändern (07.02.2023) (eigene Darstellung)	93
Abbildung 39: Delaminationen an den Modulrändern und neben einer Busbar (07.02.2023) (eigene Darstellung)	93
Abbildung 40: Module mit Glasbruch (festgestellt durch Mitarbeiter*innen der Gemeinde Teesdorf) (07.02.2023) (eigene Darstellung)	94

Abbildung 41: Delaminationen an den Modulrändern bis über die PV-Zellen (02.10.2023) (eigene Darstellung)	94
Abbildung 42: Delamination an der Modulecke zwischen Glas und Einkapselungsfolie (02.10.2023) (eigene Darstellung)	94
Abbildung 43: austretendes Wasser bei Belastung (30.10.2023) (eigene Darstellung)	95
Abbildung 44: beginnender ausbrechender Modulrand (30.10.2023) (eigene Darstellung)	95
Abbildung 45: Delaminationen an den Modulrändern sowie in der Modulmitte (siehe Markierung) (30.10.2023) (eigene Darstellung).....	95
Abbildung 46: größerer Abstände zwischen den Modulen am Anlagenrand (eigene Darstellung)	96
Abbildung 47: Ablösung des Moduls von der Unterkonstruktion sowie ausgebrochene Modulränder (eigene Darstellung)	96
Abbildung 48: fortschreitende Delamination und ausbrechende Modulränder (eigene Darstellung)	97
Abbildung 49: vermehrte Anzahl von Modulen mit Delamination und ausbrechenden Modulrändern (in Rot) (eigene Darstellung).....	97
Abbildung 50: vollständig abgelöstes Modul von der Unterkonstruktion sowie ersichtliche Bypassdioden-Leiterplatte und abgebrochener Modulrand (eigene Darstellung)	98
Abbildung 51: festgestellte visuelle Fehler am 09.08.2022 und ausgetauschte Module (x=Ablösung des Glas-Folien-Moduls und ausgebrochener Modulrand; d=Delamination) (eigene Darstellung)	98
Abbildung 52: festgestellte visuelle Fehler am 07.02.2023 (x=Ablösung des Glas- Folien-Moduls, Delamination oder ausgebrochener Modulrand; rote ausgefülltes Quadrat=Glasbruch) und Position der Moduls mit Glasbruch im Jänner 2024 (orange ausgefülltes Quadrat) (eigene Darstellung nach (Windisch 2023)).....	99
Abbildung 53: Lokalisierte Kabelunterbrechungen im String 2.42 (links) und Strang 2.41 (rechts) mit der Signalübertragungsmethode (eigene Darstellung)	99
Abbildung 54: MPP-Leistung der Module des String 2.40 (T_2022 und T_2023) sowie der Referenzmodule der Dachanlage (FH_2022) und Datenblattwert der MPP-Leistung (Leistungswerte mit Schwankungsbreite der Messunsicherheit) (eigene Darstellung)	101

Abbildung 55: Modulkennlinien der Module von String 2.40 und der Referenzanlage am AIT im Jahr 2022 (eigene Darstellung)	103
Abbildung 56: Modulkennlinien der Module von String 2.40 am AIT im Jahr 2023 (eigene Darstellung)	104
Abbildung 57: Stringkennlinien von String 2.40 (berechnet aus den Modulkennlinien) für die Messungen im Jahr 2022 und 2023 (eigene Darstellung)	105
Abbildung 58: Stringkennlinien des Referenzstrings (berechnet aus den Modulkennlinien) für die Messungen im Jahr 2022 und 2024 (eigene Darstellung)	105
Abbildung 59: gemessene Stringkennlinien am Wechselrichterkasten 1 (Strings 1.1 bis 1.29) (eigene Darstellung)	106
Abbildung 60: gemessene Stringkennlinien am Wechselrichterkasten 2 (Strings 2.9 bis 2.42) (eigene Darstellung)	107
Abbildung 61: STC-korrigierte Stringleistungen (dargestellt als Leistung pro Modulanzahl im String) und Abweichung zur durchschnittlichen Modulleistung der ersten AIT-Messung (eigene Darstellung)	108
Abbildung 62: AC-Leistung des solaren Parkplatzes, Globalstrahlung der Wetterstation in Gumpoldskirchen sowie markierte zeitliche Ereignisse (Grün=Betriebsdauer, Rot=Ausfälle, Schwarz= Messungen) (eigene Darstellung)	109
Abbildung 63: zeitlicher Verlauf der STC-korrigierten Stringleistungen (dargestellt als modulnormierte Leistung) an den ausgewählten Clear-Sky-Tagen (eigene Darstellung)	110
Abbildung 64: zeitlicher Verlauf der Stringströme und modulnormierten Stringspannungen (=Modulspannung) (STC-korrigiert) an den ausgewählten Clear-Sky-Tagen(eigene Darstellung).....	111
Abbildung 65: EL-Aufnahmen des solaren Parkplatzes im Mai 2022 (oben), Mai 2023 (Mitte) und Oktober 2023 (unten) mit Kennzeichnung der Strings (eigene Darstellung)	113
Abbildung 66: EL-Aufnahmen von String 2.40 im Mai 2022 (oben), Mai 2023 (Mitte) und Oktober 2023 (unten). Nummerierung entspricht den Modulnummern aus Kapitel 10.5.3.1; ausgetauschte Module sind rot markiert (siehe Abbildung 51) (eigene Darstellung).....	115

Abbildung 67: EL-Aufnahmen von String 1.3 im Mai 2022 (links), Mai 2023 (Mitte) und Oktober 2023 (rechts). Ausgetauschtes Modul ist rot markiert (siehe Abbildung 51) (eigene Darstellung)	116
Abbildung 68: Dunkelkennlinien aller gemessenen Strings am solaren Parkplatz sowie der Modulstring der Referenzanlagen (20 x Platio) (eigene Darstellung)	118
Abbildung 69: Dunkelkennlinien aller gemessenen Strings mit 18 Modulen (eigene Darstellung)	119
Abbildung 70: SketchUp 3D-Modell in PVsyst (eigene Darstellung).....	131
Abbildung 71: SketchUp 3D-Modell in PV*SOL premium (eigene Darstellung).	131
Abbildung 72: Wetterstation und Referenzstring am Dach des Teesdorf Gemeindezentrums (eigene Darstellung)	134
Abbildung 73: Position der Temperaturmessung an der Rückseitenfolie des „Platio“-Moduls (eigene Darstellung).....	135
Abbildung 74: Temperaturverhalten der Module des Referenzstringes (Modul 1-2024 bis 3-2024) sowie Modul während der Validierungsphase (Modul 2023) und die dazugehörigen Regressionskurven (eigene Darstellung)	135
Abbildung 75: spezifische Globalstrahlungssumme der Simulationsvarianten (alle) und der Wetterdaten (Stunde_IST) (eigene Darstellung).....	138
Abbildung 76: spezifische Einstrahlungssumme auf die Modulebene (Plane of array=POA) der Simulationsvarianten (alle) (eigene Darstellung)	138
Abbildung 77: jährlicher Ertrag der Simulationsvarianten (alle). Angegebene Abweichung in Bezug auf Realertrag (Stunde_IST) (eigene Darstellung)	139
Abbildung 78: Monatserträge (AC) der Simulationsvarianten (nur Messungsvarianten) (eigene Darstellung)	140
Abbildung 79: Monatserträge (DC) der Simulationsvarianten (nur Messungsvarianten) (eigene Darstellung)	141
Abbildung 80: Ertrag von Inbetriebnahme bis 31.Jänner der Simulationsvarianten (alle). Angegebene Abweichung in Bezug auf Realertrag (Stunde_IST) (eigene Darstellung)	142
Abbildung 81: gewählte Clear-Sky-Tage für die Simulationsanalyse durch Filterung und anschließender visueller Kontrolle (eigene Darstellung).....	143
Abbildung 82: Jahresertrag DC- und AC-seitig der gesamten PV-Anlage für das gesamte Simulationsjahr und ausgewählte Clear-Sky-Tage;	

Simulationsvarianten: Stunde_M_PV*SOL und Stunde_M_PVsyst (eigene Darstellung)	144
Abbildung 83: Jahresertrag DC- und AC-seitig der zwei Strings (1.17 und 2.16) für das gesamte Simulationsjahr und ausgewählte Clear-Sky-Tage; Simulationsvarianten: Stunde_M_PV*SOL und Stunde_M_PVsyst (eigene Darstellung)	145
Abbildung 84: Simulationsergebnisse (Simulationsvarianten: Stunde_M_PV*SOL und Stunde_M_PVsyst) und Realdaten von String 1.17 für drei Frühlingstage; links oben: AC- und DC-Leistung; rechts oben: AC- und DC-Ertrag für die drei Tage; links unten: MPP-Spannung und MPP-Strom; rechts unten: Modultemperaturen und Außentemperatur (eigene Darstellung)	146
Abbildung 85: Simulationsergebnisse (Simulationsvarianten: Stunde_M_PV*SOL und Stunde_M_PVsyst) und Realdaten von String 2.16 für drei Frühlingstage; links oben: AC- und DC-Leistung; rechts oben: AC- und DC-Ertrag für die drei Tage; links unten: MPP-Spannung und MPP-Strom; rechts unten: Modultemperaturen und Außentemperatur (eigene Darstellung)	147
Abbildung 86: Simulationsergebnisse (Simulationsvarianten: Stunde_M_PV*SOL und Stunde_M_PVsyst) und Realdaten von String 1.17 für drei Herbsttage; links oben: AC- und DC-Leistung; rechts oben: AC- und DC-Ertrag für die drei Tage; links unten: MPP-Spannung und MPP-Strom; rechts unten: Modultemperaturen und Außentemperatur (eigene Darstellung).....	148
Abbildung 87: Simulationsergebnisse (Simulationsvarianten: Stunde_M_PV*SOL und Stunde_M_PVsyst) und Realdaten von String 2.16 für drei Herbsttage; links oben: AC- und DC-Leistung; rechts oben: AC- und DC-Ertrag für die drei Tage; links unten: MPP-Spannung und MPP-Strom; rechts unten: Modultemperaturen und Außentemperatur (eigene Darstellung).....	149
Abbildung 88: Simulationsergebnisse (Simulationsvarianten: Stunde_M_PV*SOL und Stunde_M_PVsyst) und Realdaten von String 1.17 für drei Sommertage; links oben: AC- und DC-Leistung; rechts oben: AC- und DC-Ertrag für die drei Tage; links unten: MPP-Spannung und MPP-Strom; rechts unten: Modultemperaturen und Außentemperatur (eigene Darstellung)	150
Abbildung 89: Simulationsergebnisse (Simulationsvarianten: Stunde_M_PV*SOL und Stunde_M_PVsyst) und Realdaten von String 2.16 für drei Sommertage; links oben: AC- und DC-Leistung; rechts oben: AC- und DC-Ertrag für die drei Tage; links unten: MPP-Spannung und MPP-Strom; rechts unten: Modultemperaturen und Außentemperatur (eigene Darstellung)	151

Abbildung 90: Korrelationsplot von berechneter sowie simulierter AC- und DC-Leistung MPP-Spannung und MPP-Strom für String 1.17 über die ermittelten Clear-Sky-Tage (eigene Darstellung)	152
Abbildung 91: Korrelationsplot von berechneter sowie simulierter AC- und DC-Leistung MPP-Spannung und MPP-Strom für String 2.16 über die ermittelten Clear-Sky-Tage (eigene Darstellung)	153
Abbildung 92: Korrelationsplot von berechneter sowie simulierter AC- und DC-Leistung MPP-Spannung und MPP-Strom für String 1.17 über den gesamten Betrachtungszeitraum (eigene Darstellung).....	154
Abbildung 93: Korrelationsplot von berechneter sowie simulierter AC- und DC-Leistung MPP-Spannung und MPP-Strom für String 2.16 über den gesamten Betrachtungszeitraum (eigene Darstellung).....	156
Abbildung 94: Korrelationsplot für die berechnete DC- und AC-Leistung für die gesamte PV-Anlagen an Clear-Sky-Tagen (eigene Darstellung)	157
Abbildung 95: Korrelationsplot für die berechnete DC- und AC-Leistung für die gesamte PV-Anlagen im gesamten Betrachtungszeitraum (eigene Darstellung)	157
Abbildung 96: Methodik der Datenauswertung, Datenverarbeitung und Datenanalyse des Arbeitspaketes Hitzeinseln (eigene Darstellung).....	162
Abbildung 97: Montageort der Wärmebildkamera und normalen Überwachungskamera (eigene Darstellung)	163
Abbildung 98: Wärmebild des solaren Parkplatzes Teesdorf mit den Messbereichen und den gewählten Emissionskoeffizienten (eigene Darstellung)	164
Abbildung 99: Zuordnung der Messpunkte und Messbereich zum Stringplan des solaren Parkplatzes (eigene Darstellung)	165
Abbildung 100: Vergleich der Rohdaten und korrigierten Daten für die Temperaturen am 24.Juni 2024 (eigene Darstellung)	167
Abbildung 101: Boxplots der Temperaturrohwerte auf Monatsbasis (eigene Darstellung)	167
Abbildung 102: Boxplots der korrigierten Temperaturwerte auf Monatsbasis (eigene Darstellung)	168
Abbildung 103: Boxplots der Temperaturwerte auf Monatsbasis (eigene Darstellung)	169

Abbildung 104: Boxplots der Temperaturwerte auf Wochenbasis (eigene Darstellung)	171
Abbildung 105: PV-Temperatur, Lufttemperatur, Globalstrahlung und Windgeschwindigkeit für den Juli 2024 (eigene Darstellung)	173
Abbildung 106: PV-Temperatur, Asphalttemperatur, Lufttemperatur, Globalstrahlung und Windgeschwindigkeit für eine Juliwoche (6. bis 12. Juli 2024) (eigene Darstellung)	174
Abbildung 107: Temperaturdifferenzen der Messbereiche zueinander in einer repräsentativen Woche (6. bis 12. Juli 2024) (eigene Darstellung)	175
Abbildung 108: Leerlaufspannung der Module des String 2.40 (T_2022 und T_2023) sowie der Referenzmodule der Dachanlage (FH_2022 und FH_2024) und Datenblattwert der Leerlaufspannung (eigene Darstellung)	207
Abbildung 109: MPP-Spannung der Module des String 2.40 (T_2022 und T_2023) sowie der Referenzmodule der Dachanlage (FH_2022 und FH_2024) und Datenblattwert der MPP-Spannung (eigene Darstellung)	208
Abbildung 110: Kurzschlussstrom der Module des String 2.40 (T_2022 und T_2023) sowie der Referenzmodule der Dachanlage (FH_2022 und FH_2024) und Datenblattwert des Kurzschlussstromes (eigene Darstellung)	208
Abbildung 111: MPP-Strom der Module des String 2.40 (T_2022 und T_2023) sowie der Referenzmodule der Dachanlage (FH_2022 und FH_2024) und Datenblattwert des MPP-Stromes (eigene Darstellung)	209
Abbildung 112: Kennlinien der Module des Referenzstrings im Jahr 2022 (eigene Darstellung)	217
Abbildung 113: Kennlinien der Module der von String 2.40 im Jahr 2022 (eigene Darstellung)	218
Abbildung 114: Kennlinien der Module der Referenzanlage im Jahr 2024. Modul 21 ist Ersatz für Modul 7 und entspricht TR01 in Tabelle 16 und Tabelle 17 (eigene Darstellung)	219
Abbildung 115: Vergleich von Temperatur und Globalstrahlung bei Leistungsmaximum (P_{\max}) oder Einstrahlungsmaximum (E_{\max}) (eigene Darstellung)	224
Abbildung 116: EL-Aufnahmen von String 2.37 im Mai 2022 (oben), Mai 2023 (Mitte) und Oktober 2023 (unten) (eigene Darstellung)	227

Abbildung 117: EL-Aufnahmen des solaren Parkplatzes im Mai 2022 (oben), Mai 2023 (Mitte) und Oktober 2023 (unten) ohne Kennzeichnung der Strings (eigene Darstellung)	229
---	-----

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Modulparameter der verwendeten „Platio“-Module (Innovatív Térburkolatfejlesztő 2021)	26
Tabelle 2: Wechselrichterdaten des IQ7 Plus (Enphase Energy 2022)	28
Tabelle 3: Auflistung der Kosten für Anlagenerrichtung und Monitoring sowie Kosten der Begleitforschung (eigene Darstellung)	31
Tabelle 4: erfasste Anlagendaten im Anlagenmonitoring (eigene Darstellung) ...	32
Tabelle 5: Messwertbereiche, Auflösung und Genauigkeit des I-V-400 und der Referenzzelle HT304 (HT Instruments 2009b; HT Instruments 2009a).....	50
Tabelle 6: Messbereich und Genauigkeit der verwendeten Sensoren und Messgeräte für die Dunkelkennlinienmessung (LEM International SA 2022a; LEM International SA 2022b; DEWESoft 2022)	58
Tabelle 7: Modulparameter eines „Platio“-Modul (Innovatív Térburkolatfejlesztő 2022)	62
Tabelle 8: Parameter des Wattway-Moduls (The Colas Group 2019)	63
Tabelle 9: Standardmodulprodukte für die begehbare Anwendung von Onyx Solar (Onyx Solar 2011)	70
Tabelle 10: Messzeitraum und Lufttemperaturen während der EL-Messungen (eigene Darstellung)	87
Tabelle 11: Durchschnitts-, Median-, Maximal- und Minimalwerte der STC-korrigierten Stringleistungen (pro Modul) an drei ausgewählten Clear-Sky-Tagen sowie der Reduktion zum ersten gewählten Clear-Sky-Tag (eigene Darstellung)	110
Tabelle 12: Simulationsvarianten und die ausgewerteten Simulationsergebnisse (eigene Darstellung)	129
Tabelle 13: Verwendete Simulationsprogramme (PV*SOL premium und PVsyst), deren Versionen und weitere geänderte Simulationsparameter (eigene Darstellung)	132
Tabelle 14: gewählte Emissionskoeffizienten für die jeweiligen Materialien	164
Tabelle 15: Modulparameter (U_{OC} , U_{MPP} , I_{SC} , I_{MPP} , P_{MPP} , FF) und Messbedingungen (Einstrahlung und Temperatur) der AIT-Kennlinienmessung der Module der Referenzanlage im Jahr 2022 und Abweichung von den Datenblattangaben (eigene Darstellung)	210

Tabelle 16: Modulparameter (U_{OC} , U_{MPP} , I_{SC} , I_{MPP} , $P_{MPP,FF}$) und Messbedingungen (Einstrahlung und Temperatur) der AIT-Kennlinienmessung der Module der Referenzanlage im Jahr 2024 und Abweichung von den Datenblattangaben (eigene Darstellung)	211
Tabelle 17: MPP-Leistungen der beiden AIT-Messungen (2022 und 2024) sowie Degradationsraten der Module der Referenzanlage. Weiters sind Module mit Wassereintritt im September 2024 und die Module mit der Temperaturmessung gekennzeichnet. Anmerkung: Modul T07 wurde den Arbeiten zur Anbringung der Temperatursensoren beschädigt und musste dadurch mit Modul TR01 ersetzt werden. (eigene Darstellung)	212
Tabelle 18: Modulparameter (U_{OC} , U_{MPP} , I_{SC} , I_{MPP} , $P_{MPP,FF}$) und Messbedingungen (Einstrahlung und Temperatur) der AIT-Kennlinienmessung der Module von String 2.40 im Jahr 2022 und Abweichung von den Datenblattangaben (eigene Darstellung)	213
Tabelle 19: Modulparameter (U_{OC} , U_{MPP} , I_{SC} , I_{MPP} , $P_{MPP,FF}$) und Messbedingungen (Einstrahlung und Temperatur) der AIT-Kennlinienmessung der Module von String 2.40 im Jahr 2023 und Abweichung von den Datenblattangaben (eigene Darstellung)	214
Tabelle 20: MPP-Leistungen der beiden AIT-Messungen (2022 und 2023) sowie Degradationsraten der Module von String 2.40; Anmerkung: Die Module T14 und T19 wurden im August 2022 ausgetauscht, wodurch deren Degradationsraten mit Bedacht zu verwenden sind. (eigene Darstellung)	215
Tabelle 21: Messergebnisse der Stringkennlinienmessung: Modulparameter (U_{OC} , U_{MPP} , I_{SC} , I_{MPP} , $P_{MPP,FF}$), Messbedingungen (Einstrahlung und Temperatur), STC-korrigierte MPP-Leistungen sowie deren die Abweichung zum Datenblattwert und den MPP-Leistungs-Mittelwert der AIT-Messungen im Jahr 2022 (eigene Darstellung)	220
Tabelle 22: Validierung der STC-korrigierten Monitoringdaten mit den STC-Leistungen der Kennlinien(KL)- und AIT-Messung (eigene Darstellung).....	222
Tabelle 23: STC-korrigierte Modul-MPP-Leistungen (Stringleistung dividiert durch Modulanzahl pro String) an Clear-Sky-Tagen zur Berechnung der Leistungsverluste und ermittelte Leistungsverluste für das erste und zweite Betriebsjahr (eigene Darstellung)	225
Tabelle 24: Parameter der EL-Aufnahmen (Belichtungszeit, Rückstrom und Spannung) sowie vermessene Module der Dunkelkennlinien(DKL)-Messung (eigene Darstellung)	230

Abkürzungsverzeichnis

Ablsg.	Ablesung (des Messwertes)
AC	Wechselstrom (engl. alternating current)
AIT	Austrian Institute Of Technology
AM	Air mass (dt. Luftmasse)
AR	Antireflexionsbeschichtung
BIPV	bauwerksintegrierte Photovoltaik
CIGS	Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid
DC	Gleichstrom (engl. direct current)
EAG	Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz
EL	Elektrolumineszenz
EVA	Ethylen-Vinylacetat
HDPE	Hart-Polyethylen (engl. High Density Polyethylen)
IEA	Internationale Energieagentur (engl. International Energy Agency)
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
I-U-Kennlinie	Strom-Spannungs-Kennlinie
KL	Kennlinie
KL	Kennlinie(n)
LDPE	Leicht-Polyethylen (engl. Low Density Polyethylen)
LKW	Lastkraftwagen
MPP	Maximum Power Point
p. a.	pro Jahr (engl. per annum)
PET	Polyethylenterephthalat
PID	potenzialinduzierte Degradation (engl. potential-induced degradation)

PKW	Personenkraftwagen
P-U-Kennlinie	Leistungs-Spannungs-Kennlinie
PV	Photovoltaik
PVDF	Polyvinylidenfluorid
PVF	Polyvinylfluorid
PVPS	Photovoltaic Power Systems Programme
Si	Silizium
SRH	Shockley-Read-Hall
STC	Standard- Standardtestbedingungen (engl. Standard Test Conditions)
SÜG	Signalübertragungsgerät(e)
UV	Ultraviolett

Formelverzeichnis

(10-1) Berechnung der Leistungsverluste oder Degradationsrate eines Moduls bzw. Strings.....	48
(10-2) STC-Korrektur der Spannungswerte.....	51
(10-3) STC-Korrektur der Stromwerte.....	51
(10-4) Berechnung der Modultemperatur.....	54
(10-5) STC-Korrektur der Monitoringdaten.....	54
(11-1) Berechnung der Modultemperatur in PV*SOL.....	136
(11-2) Berechnung der Zelltemperatur in PVsyst.....	136

Verwendete Software

Microsoft, 2023, Microsoft Excel, Version 2312

GIMP, 2023, GIMP (GIMP - GNU Image Manipulation Program), Version 2.10.36

Project Jupyter, 2023, JupyterLab, Version 3.6.3

Python Software Foundation, 2023, Python, Version 3.11.5

Python-Bibliotheken:

The pandas development team, 2022, Pandas, Version 2.0.3

Harris et al., 2020, Numpy, Version 1.24.3

Virtanen et al., 2020, Scipy, Version 1.11.

Hunter, 2007, Matplotlib, Version 3.7.2

Waskom, 2021, Seaborn, Version 0.12.2

Dewesoft, 2023, DewesoftX, Version 2022.1

Anhang A: Ergebnisse und Daten der Kennlinienmessungen

Anhang A1: Ergebnisse der Kennlinienmessung der „Platio“-Module von String 2.40 am AIT

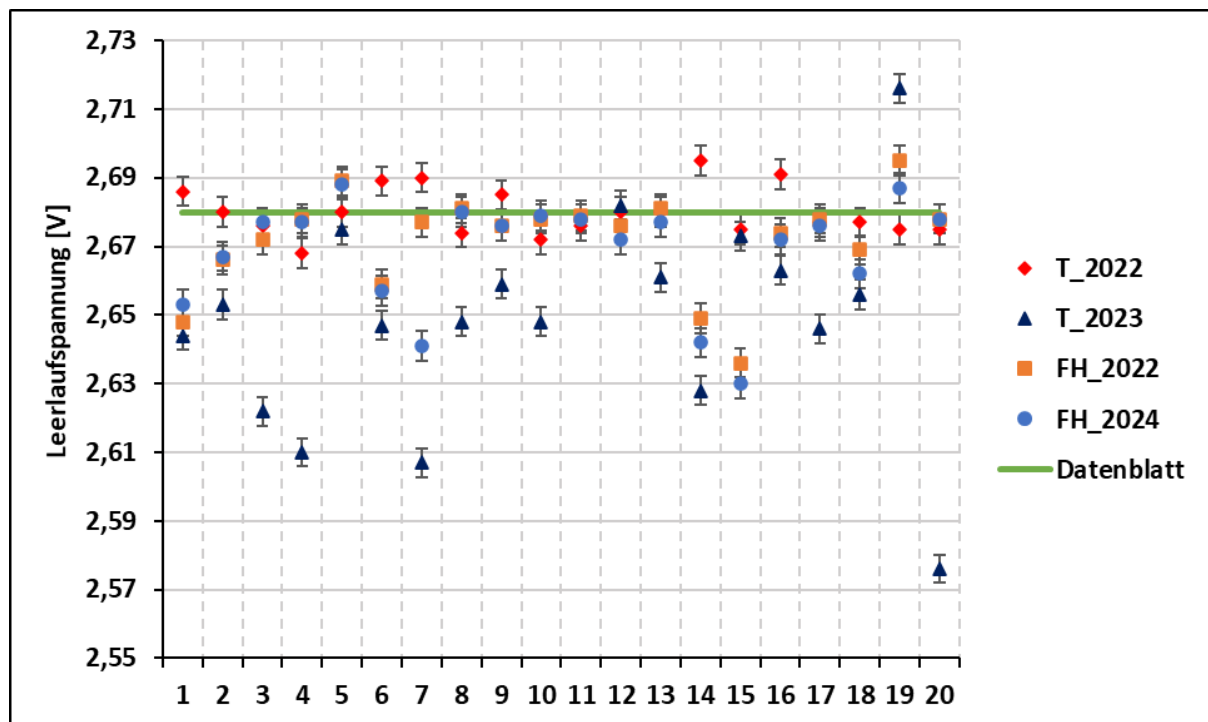


Abbildung 108: Leerlaufspannung der Module des String 2.40 (T_2022 und T_2023) sowie der Referenzmodule der Dachanlage (FH_2022 und FH_2024) und Datenblattwert der Leerlaufspannung (eigene Darstellung)

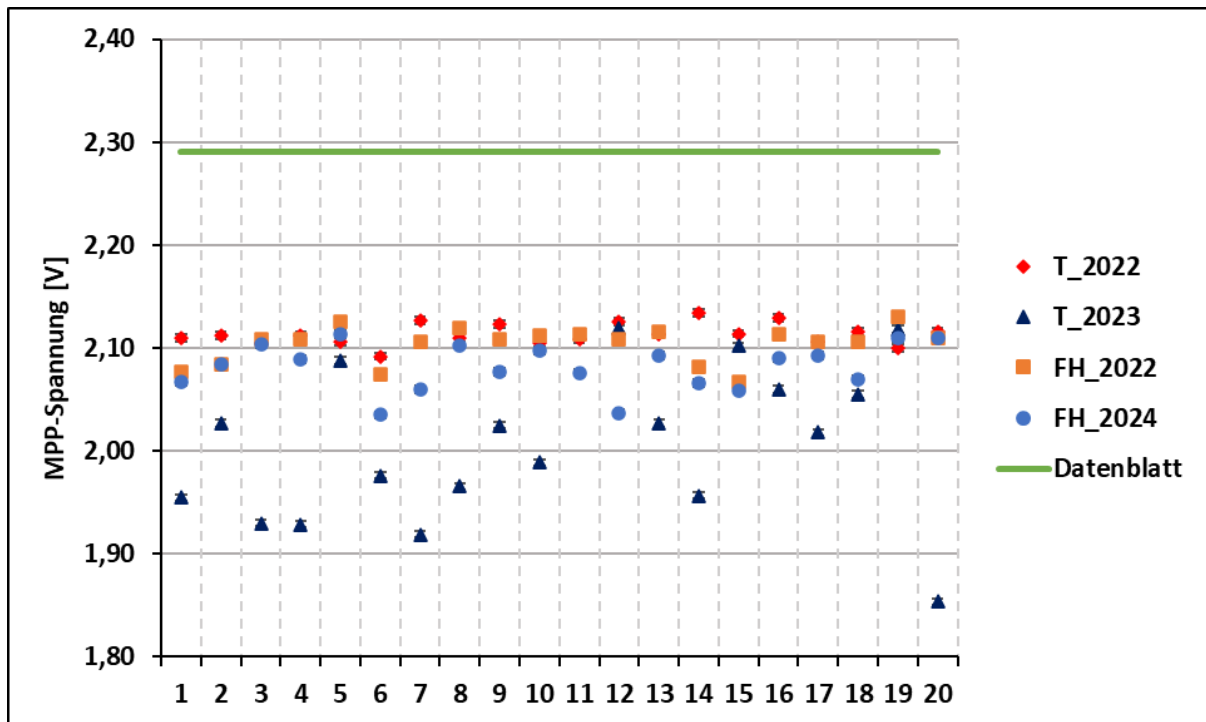


Abbildung 109: MPP-Spannung der Module des String 2.40 (T_2022 und T_2023) sowie der Referenzmodule der Dachanlage (FH_2022 und FH_2024) und Datenblattwert der MPP-Spannung (eigene Darstellung)

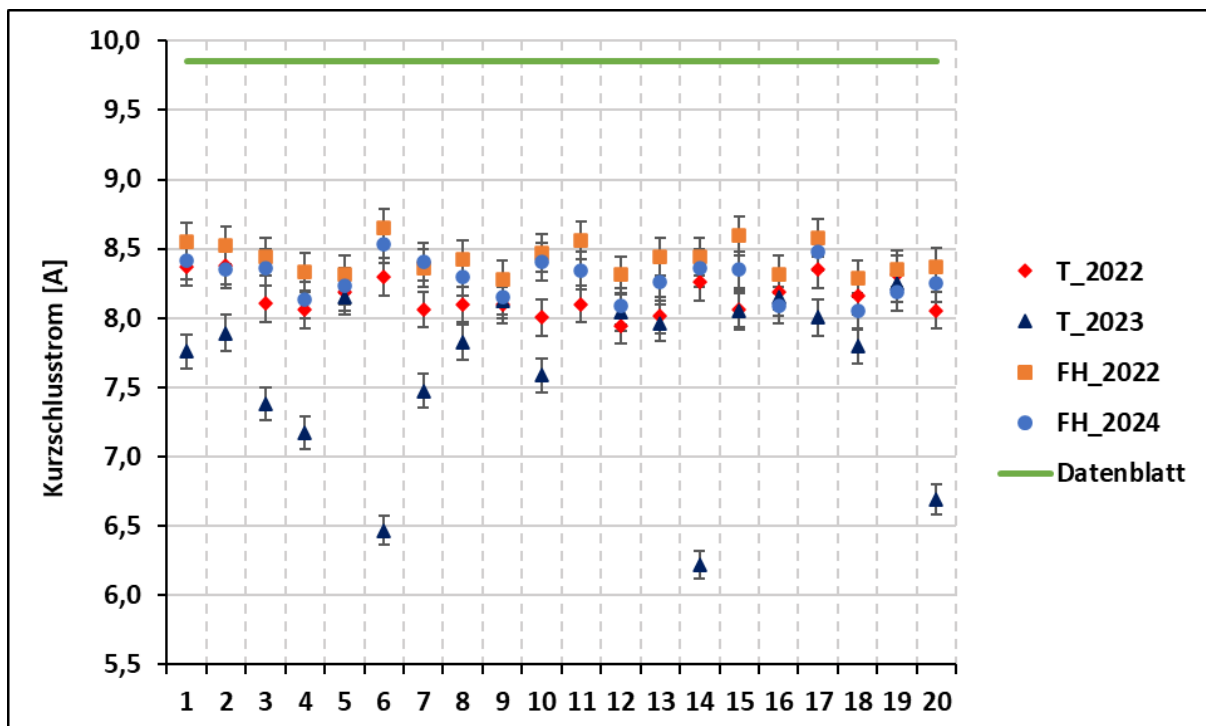


Abbildung 110: Kurzschlussstrom der Module des String 2.40 (T_2022 und T_2023) sowie der Referenzmodule der Dachanlage (FH_2022 und FH_2024) und Datenblattwert des Kurzschlussstromes (eigene Darstellung)

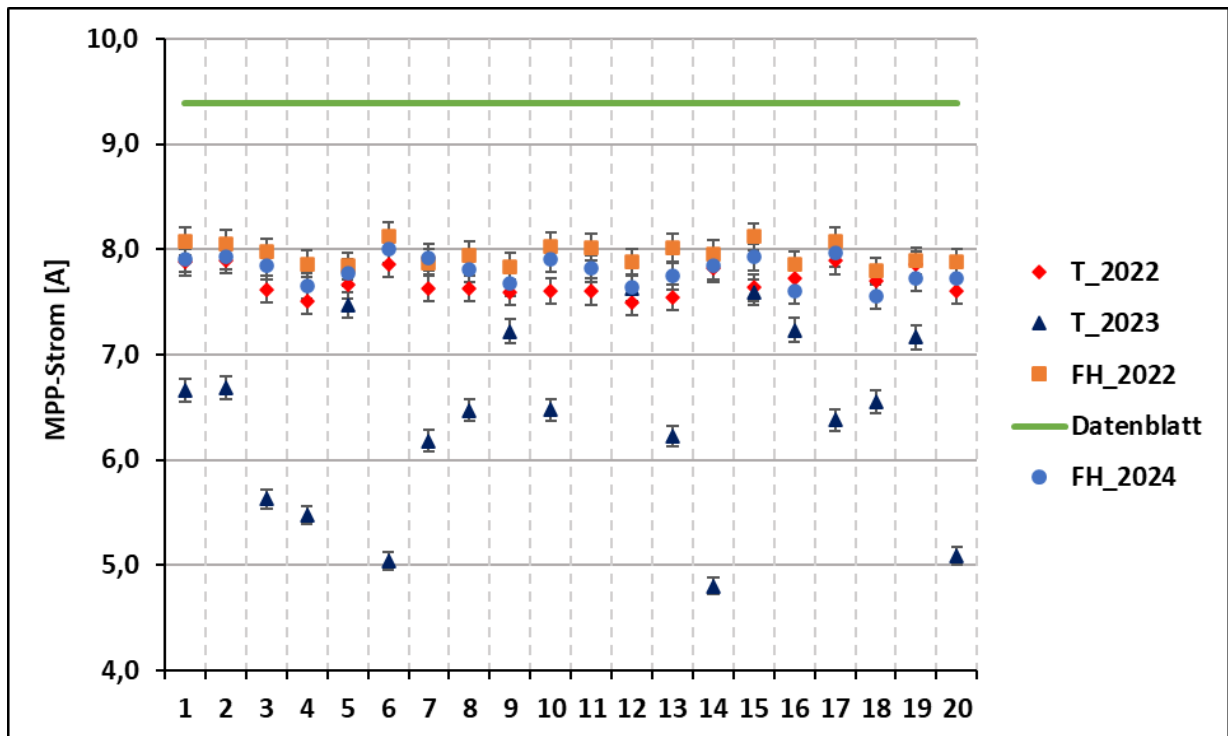


Abbildung 111: MPP-Strom der Module des String 2.40 (T_2022 und T_2023) sowie der Referenzmodule der Dachanlage (FH_2022 und FH_2024) und Datenblattwert des MPP-Stromes (eigene Darstellung)

Tabelle 15: Modulparameter (U_{OC} , U_{MPP} , I_{SC} , I_{MPP} , P_{MPP} , FF) und Messbedingungen (Einstrahlung und Temperatur) der AIT-Kennlinienmessung der Module der Referenzanlage im Jahr 2022 und Abweichung von den Datenblattangaben (eigene Darstellung)

Seriennummer	U_{OC} [V]	Abw. [-]	U_{MPP} [V]	Abw. [-]	I_{SC} [A]	Abw. [-]	I_{MPP} [A]	Abw. [-]	P_{MPP} [W]	Abw. [-]	FF [%]	E [W/m ²]	T [°C]
FH01	2,65	-1,2%	2,08	-9,3%	8,55	-13,2%	8,08	-14,0%	16,78	-22,0%	74,1	996,7	25,2
FH02	2,67	-0,5%	2,08	-9,0%	8,53	-13,4%	8,05	-14,3%	16,78	-22,0%	73,8	995,5	25,1
FH03	2,67	-0,3%	2,11	-7,9%	8,45	-14,3%	7,97	-15,1%	16,82	-21,8%	74,5	995,5	25,0
FH04	2,68	-0,1%	2,11	-7,9%	8,33	-15,4%	7,86	-16,3%	16,58	-23,0%	74,3	995,5	25,0
FH05	2,69	0,3%	2,13	-7,2%	8,32	-15,6%	7,85	-16,4%	16,67	-22,5%	74,5	996,0	24,8
FH06	2,66	-0,8%	2,07	-9,4%	8,65	-12,2%	8,13	-13,5%	16,85	-21,7%	73,3	996,0	25,0
FH07	2,68	-0,1%	2,11	-8,0%	8,36	-15,1%	7,87	-16,2%	16,58	-23,0%	74,1	996,0	24,8
FH08	2,68	0,0%	2,12	-7,5%	8,43	-14,4%	7,94	-15,4%	16,83	-21,8%	74,5	995,6	25,1
FH09	2,68	-0,1%	2,11	-7,9%	8,28	-15,9%	7,84	-16,6%	16,52	-23,2%	74,6	996,0	24,8
FH10	2,68	-0,1%	2,11	-7,8%	8,47	-14,0%	8,03	-14,5%	16,96	-21,2%	74,7	995,9	24,5
FH11	2,68	0,0%	2,11	-7,7%	8,56	-13,1%	8,02	-14,6%	16,95	-21,2%	73,9	995,6	25,0
FH12	2,68	-0,1%	2,11	-7,9%	8,31	-15,6%	7,88	-16,1%	16,61	-22,8%	74,7	995,5	25,1
FH13	2,68	0,0%	2,12	-7,6%	8,44	-14,3%	8,01	-14,7%	16,96	-21,2%	74,9	995,7	25,1
FH14	2,65	-1,2%	2,08	-9,1%	8,44	-14,3%	7,96	-15,2%	16,57	-23,0%	74,1	996,0	25,2
FH15	2,64	-1,6%	2,07	-9,7%	8,59	-12,8%	8,12	-13,5%	16,78	-22,0%	74,1	996,0	24,6
FH16	2,67	-0,2%	2,11	-7,7%	8,32	-15,6%	7,85	-16,4%	16,6	-22,9%	74,6	996,0	24,7
FH17	2,68	-0,1%	2,11	-8,0%	8,58	-12,9%	8,08	-13,9%	17,02	-20,9%	74,1	996,2	25,1
FH18	2,67	-0,4%	2,11	-8,0%	8,29	-15,9%	7,80	-17,0%	16,42	-23,7%	74,3	996,4	25,1
FH19	2,70	0,6%	2,13	-6,9%	8,36	-15,2%	7,89	-16,0%	16,81	-21,9%	74,6	996,0	25,1
FH20	2,68	-0,1%	2,11	-7,9%	8,37	-15,0%	7,88	-16,1%	16,62	-22,8%	74,1	995,5	25,1
Durchschnitt	2,67	-0,3%	2,10	-8,1%	8,43	-14,4%	7,96	-15,3%	16,74	-22,2%			
Median	2,68	-0,1%	2,11	-7,9%	8,43	-14,4%	7,95	-15,3%	16,78	-22,0%			
Min	2,64	-1,6%	2,07	-9,7%	8,28	-15,9%	7,80	-17,0%	16,42	-23,7%			
Max	2,70	0,6%	2,13	-6,9%	8,65	-12,2%	8,13	-13,5%	17,02	-20,9%			

Tabelle 16: Modulparameter (U_{OC} , U_{MPP} , I_{SC} , I_{MPP} , P_{MPP} , FF) und Messbedingungen (Einstrahlung und Temperatur) der AIT-Kennlinienmessung der Module der Referenzanlage im Jahr 2024 und Abweichung von den Datenblattangaben (eigene Darstellung)

Seriennummer	U_{OC} [V]	Abw. [-]	U_{MPP} [V]	Abw. [-]	I_{SC} [A]	Abw. [-]	I_{MPP} [A]	Abw. [-]	P_{MPP} [W]	Abw. [-]	FF [%]	E [W/m ²]	T [°C]
FH01	2,65	-1,0%	2,07	-9,7%	8,42	-14,5%	7,91	-15,8%	16,30	-24,3%	73,2	998,2	24,7
FH02	2,67	-0,5%	2,08	-9,0%	8,35	-15,2%	7,94	-15,5%	16,50	-23,3%	74,3	998,1	24,8
FH03	2,68	-0,1%	2,10	-8,1%	8,37	-15,1%	7,84	-16,5%	16,50	-23,3%	73,7	998,0	25,0
FH04	2,68	-0,1%	2,09	-8,8%	8,13	-17,5%	7,65	-18,5%	16,00	-25,7%	73,4	998,1	24,8
FH05	2,69	0,3%	2,11	-7,7%	8,23	-16,4%	7,78	-17,2%	16,40	-23,8%	74,3	998,3	24,8
FH06	2,66	-0,9%	2,04	-11,1%	8,53	-13,4%	8,00	-14,8%	16,30	-24,3%	71,8	998,3	25,0
TR01	2,64	-1,5%	2,06	-10,0%	8,41	-14,6%	7,93	-15,6%	16,30	-24,3%	73,5	998,4	24,7
FH08	2,68	0,0%	2,10	-8,2%	8,30	-15,8%	7,82	-16,8%	16,40	-23,8%	73,9	998,0	24,7
FH09	2,68	-0,1%	2,08	-9,3%	8,16	-17,2%	7,68	-18,2%	16,00	-25,7%	73,1	998,3	24,9
FH10	2,68	0,0%	2,10	-8,4%	8,41	-14,6%	7,91	-15,7%	16,60	-22,9%	73,6	998,2	24,8
FH11	2,68	-0,1%	2,08	-9,3%	8,34	-15,3%	7,82	-16,7%	16,20	-24,7%	72,7	998,0	24,8
FH12	2,67	-0,3%	2,04	-11,0%	8,09	-17,9%	7,64	-18,7%	15,60	-27,5%	72	998,4	24,7
FH13	2,68	-0,1%	2,09	-8,6%	8,26	-16,2%	7,75	-17,5%	16,20	-24,7%	73,3	998,0	24,7
FH14	2,64	-1,4%	2,07	-9,8%	8,36	-15,1%	7,84	-16,5%	16,20	-24,7%	73,4	998,1	24,8
FH15	2,63	-1,9%	2,06	-10,1%	8,35	-15,2%	7,93	-15,6%	16,30	-24,3%	74,3	998,1	24,8
FH16	2,67	-0,3%	2,09	-8,7%	8,09	-17,8%	7,61	-19,0%	15,90	-26,1%	73,5	997,9	24,7
FH17	2,68	-0,1%	2,09	-8,6%	8,48	-13,9%	7,97	-15,2%	16,70	-22,4%	73,5	998,2	24,7
FH18	2,66	-0,7%	2,07	-9,6%	8,05	-18,3%	7,56	-19,5%	15,70	-27,0%	73	998,1	24,6
FH19	2,69	0,3%	2,11	-7,9%	8,19	-16,9%	7,73	-17,7%	16,30	-24,3%	74,1	998,3	24,8
FH20	2,68	-0,1%	2,11	-7,9%	8,25	-16,2%	7,73	-17,7%	16,30	-24,3%	73,8	998,2	24,8
Durchschnitt	2,67	-0,4%	2,08	-9,1%	8,29	-15,9%	7,80	-16,9%	16,24	-24,6%			
Median	2,68	-0,1%	2,09	-8,9%	8,32	-15,5%	7,82	-16,7%	16,30	-24,3%			
Min	2,63	-1,9%	2,04	-11,1%	8,05	-18,3%	7,56	-19,5%	15,60	-27,5%			
Max	2,69	0,3%	2,11	-7,7%	8,53	-13,4%	8,00	-14,8%	16,70	-22,4%			

Tabelle 17: MPP-Leistungen der beiden AIT-Messungen (2022 und 2024) sowie Degradationsraten der Module der Referenzanlage. Weiters sind Module mit Wassereintritt im September 2024 und die Module mit der Temperaturmessung gekennzeichnet. Anmerkung: Modul T07 wurde den Arbeiten zur Anbringung der Temperatursensoren beschädigt und musste dadurch mit Modul TR01 ersetzt werden.

(eigene Darstellung)

Seriennummer	P _{MPP,2022} [W]	P _{MPP,2024} [W]	Degradationsrate [%/p. a.]	Wassereintritt 2024 [j=ja, n=nein]	Temperaturmessung auf Modulrückseite [j=ja, n=nein]
T01	16,78	16,3	-2,9%	n	n
T02	16,78	16,5	-1,7%	n	n
T03	16,82	16,5	-1,9%	j	n
T04	16,58	16	-3,5%	j	n
T05	16,67	16,4	-1,6%	j	n
T06	16,85	16,3	-3,3%	n	n
T07	16,58	-	-	n	n
T08	16,83	16,4	-2,6%	j	n
T09	16,52	16	-3,1%	j	n
T10	16,96	16,6	-2,1%	j	n
T11	16,95	16,2	-4,4%	n	n
T12	16,61	15,6	-6,1%	j	n
T13	16,96	16,2	-4,5%	j	j
T14	16,57	16,2	-2,2%	n	n
T15	16,78	16,3	-2,9%	j	n
T16	16,6	15,9	-4,2%	j	n
T17	17,02	16,7	-1,9%	n	n
T18	16,42	15,7	-4,4%	j	j
T19	16,81	16,3	-3,0%	j	j
T20	16,62	16,3	-1,9%	j	n
TR01	-	16,3	-	n	n

Durchschnitt	16,74	16,24	-3,1%	13xj (65%), 7xn
Median	16,78	16,30	-2,9%	
Min	16,42	15,60	-6,1%	
Max	17,02	16,70	-1,6%	

Tabelle 18: Modulparameter (U_{OC} , U_{MPP} , I_{SC} , I_{MPP} , P_{MPP} , FF) und Messbedingungen (Einstrahlung und Temperatur) der AIT-Kennlinienmessung der Module von String 2.40 im Jahr 2022 und Abweichung von den Datenblattangaben (eigene Darstellung)

Seriennummer	U_{OC} [V]	Abw. [-]	U_{MPP} [V]	Abw. [-]	I_{SC} [A]	Abw. [-]	I_{MPP} [A]	Abw. [-]	P_{MPP} [W]	Abw. [-]	FF [%]	E [W/m ²]	T [°C]
T01	2,69	0,2%	2,11	-7,9%	8,37	-15,0%	7,88	-16,1%	16,63	-22,7%	74,0	996,0	25,1
T02	2,68	0,0%	2,11	-7,8%	8,38	-15,0%	7,90	-15,9%	16,68	-22,5%	74,3	996,1	25,1
T03	2,68	-0,1%	2,11	-8,1%	8,11	-17,7%	7,62	-18,8%	16,04	-25,5%	74,0	995,6	25,0
T04	2,67	-0,4%	2,11	-7,8%	8,06	-18,2%	7,51	-20,0%	15,86	-26,3%	73,8	996,0	25,2
T05	2,68	0,0%	2,11	-8,0%	8,19	-16,9%	7,66	-18,4%	16,13	-25,0%	73,6	996,1	25,2
T06	2,69	0,3%	2,09	-8,6%	8,30	-15,8%	7,86	-16,3%	16,45	-23,6%	73,7	995,5	25,0
T07	2,69	0,4%	2,13	-7,1%	8,06	-18,2%	7,63	-18,7%	16,24	-24,5%	74,9	995,8	25,1
T08	2,67	-0,2%	2,11	-7,9%	8,10	-17,8%	7,63	-18,8%	16,10	-25,2%	74,3	995,6	25,2
T09	2,69	0,2%	2,12	-7,3%	8,10	-17,8%	7,59	-19,1%	16,12	-25,1%	74,1	995,9	25,1
T10	2,67	-0,3%	2,11	-8,1%	8,00	-18,7%	7,61	-19,0%	16,01	-25,6%	74,9	996,0	25,1
T11	2,68	-0,1%	2,11	-7,9%	8,10	-17,8%	7,60	-19,1%	16,02	-25,6%	73,9	995,6	25,1
T12	2,68	0,0%	2,13	-7,2%	7,94	-19,4%	7,50	-20,1%	15,95	-25,9%	74,9	995,6	25,0
T13	2,68	0,0%	2,11	-7,7%	8,02	-18,6%	7,55	-19,6%	15,95	-25,9%	74,2	995,7	25,1
T14	2,70	0,6%	2,13	-6,8%	8,26	-16,2%	7,82	-16,7%	16,69	-22,4%	75,0	995,7	25,1
T15	2,68	-0,2%	2,11	-7,7%	8,06	-18,1%	7,64	-18,7%	16,14	-25,0%	74,8	995,7	25,1
T16	2,69	0,4%	2,13	-7,0%	8,19	-16,8%	7,73	-17,7%	16,45	-23,6%	74,6	995,8	25,1
T17	2,68	-0,1%	2,11	-8,0%	8,35	-15,2%	7,89	-15,9%	16,62	-22,8%	74,3	995,8	25,1
T18	2,68	-0,1%	2,12	-7,6%	8,16	-17,2%	7,70	-18,0%	16,29	-24,3%	74,6	995,7	25,1
T19	2,68	-0,2%	2,10	-8,3%	8,31	-15,6%	7,86	-16,3%	16,49	-23,4%	74,2	995,7	25,2

T20	2,68	-0,2%	2,12	-7,6%	8,06	-18,2%	7,61	-19,0%	16,09	-25,2%	74,7	995,5	25,0
Durchschnitt	2,68	0,0%	2,11	-7,7%	8,16	-17,2%	7,69	-18,1%	16,25	-24,5%			
Median	2,68	-0,1%	2,11	-7,8%	8,10	-17,7%	7,64	-18,7%	16,14	-25,0%			
Min	2,67	-0,4%	2,09	-8,6%	7,94	-19,4%	7,50	-20,1%	15,86	-26,3%			
Max	2,70	0,6%	2,13	-6,8%	8,38	-15,0%	7,90	-15,9%	16,69	-22,4%			

Tabelle 19: Modulparameter (U_{OC} , U_{MPP} , I_{SC} , I_{MPP} , P_{MPP} , FF) und Messbedingungen (Einstrahlung und Temperatur) der AIT-Kennlinienmessung der Module von String 2.40 im Jahr 2023 und Abweichung von den Datenblattangaben (eigene Darstellung)

Seriennummer	U_{OC} [V]	Abw. [-]	U_{MPP} [V]	Abw. [-]	I_{SC} [A]	Abw. [-]	I_{MPP} [A]	Abw. [-]	P_{MPP} [W]	Abw. [-]	FF [%]	E [W/m ²]	T [°C]
T01	2,64	-1,3%	1,96	-14,6%	7,76	-21,2%	6,66	-17,4%	13,00	-39,6%	63,4	999,6	25,2
T02	2,65	-1,0%	2,03	-11,5%	7,89	-19,9%	6,69	-15,9%	13,60	-36,8%	64,8	999,6	25,3
T03	2,62	-2,2%	1,93	-15,7%	7,38	-25,1%	5,63	-21,4%	10,90	-49,3%	56,1	999,5	25,3
T04	2,61	-2,6%	1,93	-15,8%	7,17	-27,2%	5,48	-23,6%	10,60	-50,7%	56,4	999,2	25,3
T05	2,68	-0,2%	2,09	-8,8%	8,16	-17,2%	7,47	-13,2%	15,60	-27,5%	71,5	999,0	25,4
T06	2,65	-1,2%	1,98	-13,7%	6,47	-34,3%	5,04	-31,1%	10,00	-53,5%	58,2	999,2	25,4
T07	2,61	-2,7%	1,92	-16,2%	7,48	-24,1%	6,18	-20,4%	11,90	-44,7%	60,9	999,3	25,3
T08	2,65	-1,2%	1,97	-14,1%	7,83	-20,6%	6,47	-16,7%	12,70	-41,0%	61,4	1000,2	25,3
T09	2,66	-0,8%	2,03	-11,6%	8,13	-17,5%	7,22	-13,4%	14,60	-32,2%	67,7	999,2	25,4
T10	2,65	-1,2%	1,99	-13,1%	7,59	-23,0%	6,48	-19,2%	12,90	-40,1%	64,1	999,1	25,3
T11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T12	2,68	0,1%	2,12	-7,5%	8,04	-18,4%	7,63	-14,4%	16,20	-24,7%	74,9	999,2	25,3
T13	2,66	-0,7%	2,03	-11,5%	7,97	-19,1%	6,23	-15,2%	12,60	-41,4%	59,5	999,6	25,3
T14	2,63	-1,9%	1,96	-14,5%	6,22	-36,9%	4,80	-33,8%	9,40	-56,3%	57,5	999,8	25,3
T15	2,67	-0,3%	2,10	-8,2%	8,05	-18,3%	7,59	-14,3%	16,00	-25,7%	74,2	999,8	25,2
T16	2,66	-0,6%	2,06	-10,0%	8,15	-17,3%	7,23	-13,2%	14,90	-30,8%	68,7	999,4	25,3
T17	2,65	-1,3%	2,02	-11,9%	8,00	-18,7%	6,38	-14,8%	12,90	-40,1%	60,8	999,5	25,2

T18	2,66	-0,9%	2,06	-10,3%	7,80	-20,9%	6,55	-17,0%	13,50	-37,3%	65	999,6	25,3
T19	2,72	1,3%	2,12	-7,5%	8,25	-16,2%	7,16	-12,1%	15,20	-29,4%	67,7	999,5	25,2
T20	2,58	-3,9%	1,85	-19,0%	6,69	-32,1%	5,09	-28,7%	9,40	-56,3%	54,8	999,5	25,3
Durchschnitt	2,65	-1,2%	2,01	-12,4%	7,63	-22,5%	6,42	-18,7%	12,94	-39,9%			
Median	2,65	-1,2%	2,02	-11,9%	7,83	-20,6%	6,48	-16,7%	12,90	-40,1%			
Min	2,58	-3,9%	1,85	-19,0%	6,22	-36,9%	4,80	-33,8%	9,40	-56,3%			
Max	2,72	1,3%	2,12	-7,5%	8,25	-16,2%	7,63	-12,1%	16,20	-24,7%			

Tabelle 20: MPP-Leistungen der beiden AIT-Messungen (2022 und 2023) sowie Degradationsraten der Module von String 2.40; Anmerkung: Die Module T14 und T19 wurden im August 2022 ausgetauscht, wodurch deren Degradationsraten mit Bedacht zu verwenden sind.
(eigene Darstellung)

Seriennummer	P _{MPP,2022} [W]	P _{MPP,2023} [W]	Degradationsrate [%/p. a.]
T01	16,63	13,00	-21,8%
T02	16,68	13,60	-18,5%
T03	16,04	10,90	-32,0%
T04	15,86	10,60	-33,2%
T05	16,13	15,60	-3,3%
T06	16,45	10,00	-39,2%
T07	16,24	11,90	-26,7%
T08	16,10	12,70	-21,1%
T09	16,12	14,60	-9,4%
T10	16,01	12,90	-19,4%
T11	16,02	-	-
T12	15,95	16,20	1,6%
T13	15,95	12,60	-21,0%
T14	16,69	9,40	-43,7%

T15	16,14	16,00	-0,9%
T16	16,45	14,90	-9,4%
T17	16,62	12,90	-22,4%
T18	16,29	13,50	-17,1%
T19	16,49	15,20	-7,8%
T20	16,09	9,40	-41,6%
Durchschnitt	16,25	12,94	-20,4%
Median	16,135	12,90	-21,0%
Min	15,86	9,40	-43,7%
Max	16,69	16,20	1,6%

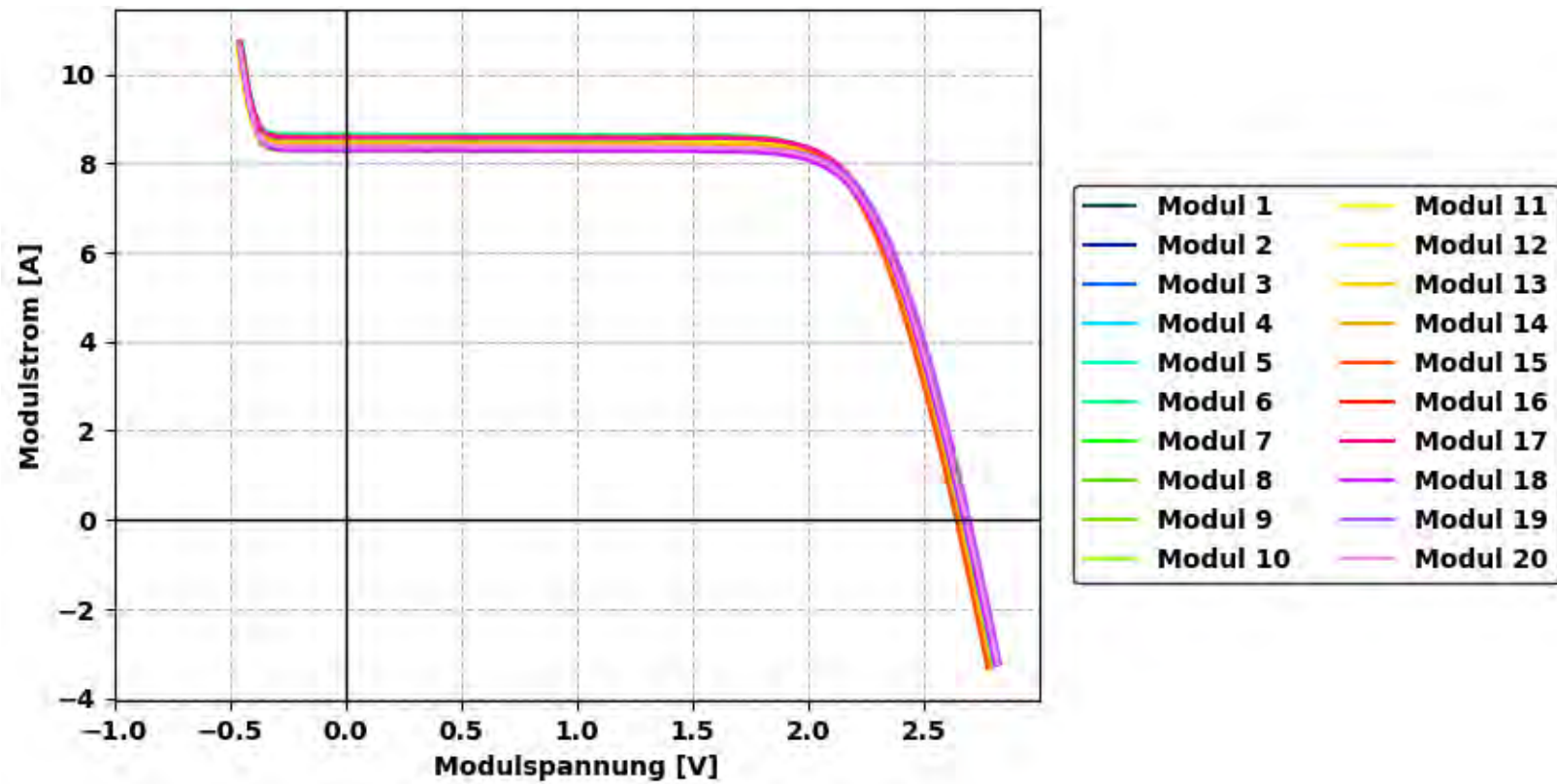


Abbildung 112: Kennlinien der Module des Referenzstrings im Jahr 2022 (eigene Darstellung)

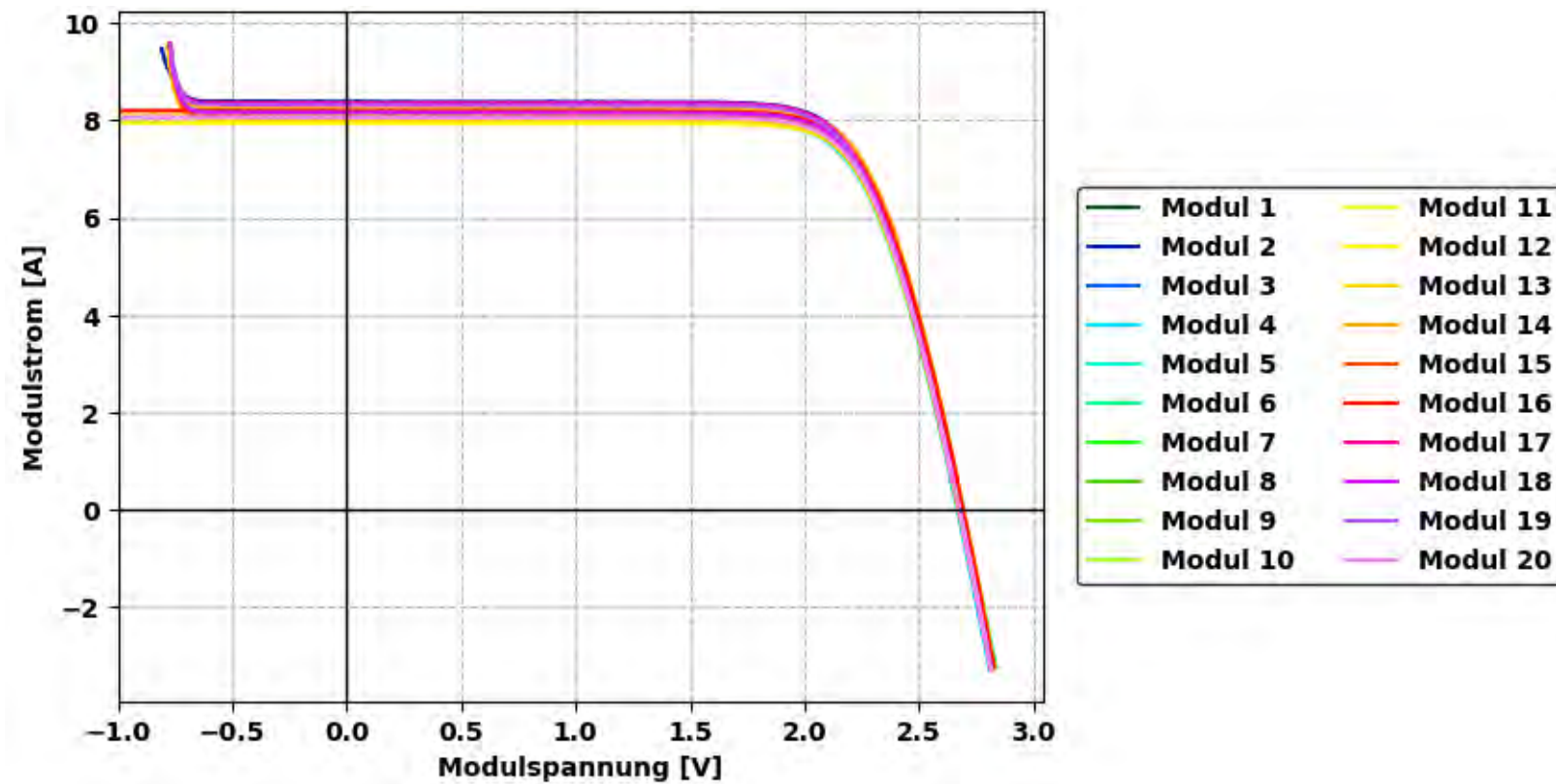


Abbildung 113: Kennlinien der Module der von String 2.40 im Jahr 2022 (eigene Darstellung)

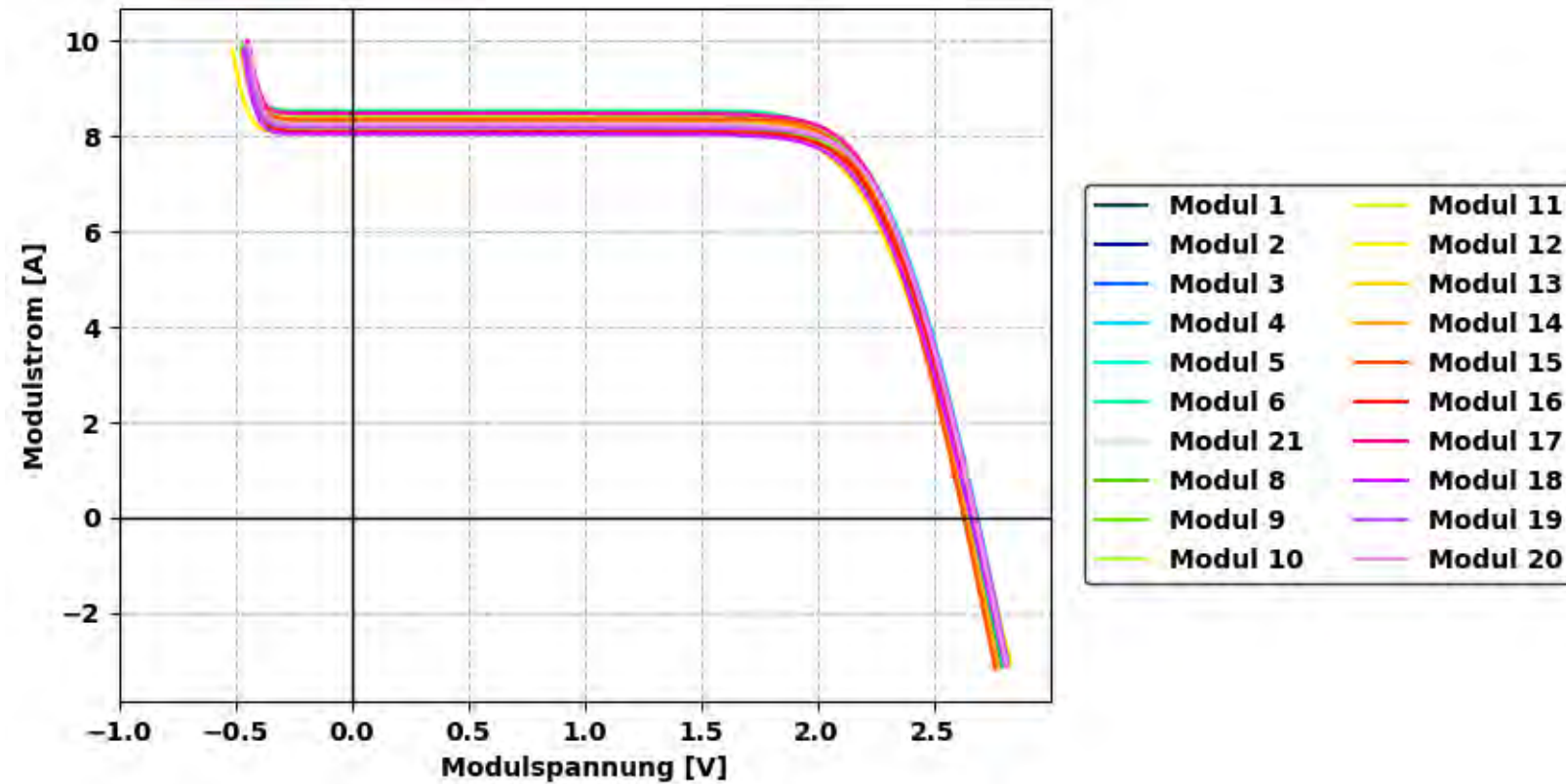


Abbildung 114: Kennlinien der Module der Referenzanlage im Jahr 2024. Modul 21 ist Ersatz für Modul 7 und entspricht TR01 in Tabelle 16 und Tabelle 17 (eigene Darstellung)

Anhang A2: Kennlinienmessung der Strings am solaren Parkplatz in Teesdorf

Tabelle 21: Messergebnisse der Stringkennlinienmessung: Modulparameter (U_{OC} , U_{MPP} , I_{SC} , I_{MPP} , $P_{MPP,FF}$), Messbedingungen (Einstrahlung und Temperatur), STC-korrigierte MPP-Leistungen sowie deren die Abweichung zum Datenblattwert und den MPP-Leistungs-Mittelwert der AIT-Messungen im Jahr 2022 (eigene Darstellung)

String	U_{OC} [V]	U_{MPP} [V]	I_{SC} [A]	I_{MPP} [A]	P_{MPP} [W]	E [W/m ²]	T [°C]	FF [%]	P_{MPP} @STC [W]	Abw. $P_{MPP,AIT2022_Mittelwert}$ * n_{Module} [-]	Abw. $P_{MPP,Datenblatt}$ * n_{Module} [-]
1.1	48,22	35,65	6,18	5,23	186,30	783,9	35,1	63%	256,06	-21%	-41%
1.2	47,93	35,15	6,15	5,04	177,30	786,5	35,1	60%	245,00	-25%	-43%
1.3	48,08	35,65	6,25	5,25	187,16	785,3	35,5	62%	257,88	-21%	-40%
1.4	46,93	34,79	6,41	4,49	156,11	812,6	39,7	52%	218,16	-33%	-49%
1.5	44,79	32,15	6,59	4,86	156,32	807,0	39,6	53%	219,19	-29%	-46%
1.6	42,22	31,07	6,58	4,81	149,32	823,2	40,1	54%	203,05	-31%	-48%
1.7	42,07	30,00	6,49	4,81	144,45	811,4	39,4	53%	200,54	-31%	-48%
1.8	42,15	29,79	6,56	5,15	153,34	812,5	39,4	55%	209,82	-28%	-46%
1.17	41,93	30,15	6,13	4,31	130,07	809,5	39,5	51%	183,55	-37%	-53%
1.18	42,22	30,65	6,27	4,83	148,10	802,9	39,8	56%	205,92	-30%	-47%
1.19	42,00	30,50	6,12	4,50	137,34	806,1	39,9	53%	192,06	-34%	-50%
1.20	41,86	30,79	5,86	4,21	129,49	808,7	39,9	53%	181,88	-38%	-53%
1.21	41,79	31,15	5,98	4,27	133,07	814,9	39,9	53%	184,22	-37%	-52%
1.22	41,79	30,50	6,26	4,55	138,82	812,1	40,2	53%	193,55	-34%	-50%
1.23	41,86	28,22	6,38	4,33	122,26	813,8	40,3	46%	174,07	-40%	-55%
1.24	42,29	31,86	6,21	3,80	121,07	783,5	35,2	46%	181,90	-38%	-53%
1.25	42,00	30,57	5,66	3,86	118,04	782,5	35,2	50%	172,63	-41%	-55%
1.26	42,22	30,72	5,95	4,19	128,82	781,0	35,4	51%	187,12	-36%	-52%
1.27	42,43	31,22	5,92	4,21	131,48	775,5	34,9	52%	192,27	-34%	-50%

1.28	42,57	31,79	6,25	3,90	124,07	774,1	34,5	47%	189,48	-35%	-51%
1.29	39,65	29,29	5,66	3,68	107,75	774,8	34,4	48%	163,95	-44%	-58%
2.9	41,93	28,22	6,02	4,53	127,73	760,7	40,9	51%	192,39	-34%	-50%
2.10	41,50	28,43	5,99	4,22	119,92	758,3	40,9	48%	184,08	-37%	-52%
2.11	41,65	29,22	5,76	4,28	125,09	757,0	41,0	52%	191,65	-34%	-51%
2.12	44,36	31,07	5,84	4,30	133,61	754,1	41,0	52%	206,33	-33%	-50%
2.13	47,08	34,57	5,87	4,31	148,87	753,2	40,9	54%	228,90	-30%	-47%
2.14	47,79	35,72	5,93	4,55	162,44	752,0	40,5	57%	246,18	-24%	-43%
2.15	47,58	35,79	5,83	4,22	151,06	752,3	38,7	54%	231,37	-29%	-46%
2.16	47,58	35,57	5,88	4,20	149,30	750,9	37,5	53%	229,58	-29%	-47%
2.30	39,72	29,36	5,58	3,55	104,10	748,0	40,4	47%	171,77	-41%	-56%
2.31	42,22	31,72	5,47	3,28	103,91	746,5	40,6	45%	173,85	-41%	-55%
2.32	42,36	31,57	5,55	3,57	112,72	742,7	40,9	48%	185,20	-37%	-52%
2.33	41,93	31,15	4,95	3,22	100,44	741,3	41,0	48%	164,08	-44%	-58%
2.34	42,43	31,43	5,10	3,69	116,02	737,8	41,6	54%	184,71	-37%	-52%
2.35	42,15	31,15	5,16	3,36	104,59	738,0	41,7	48%	173,23	-41%	-55%
2.36	41,86	29,57	5,34	3,38	100,03	736,4	41,2	45%	167,00	-43%	-57%
2.37	42,22	30,93	5,64	3,80	117,54	734,1	40,3	49%	192,34	-34%	-50%
2.38	42,79	31,79	5,61	4,16	132,25	730,0	38,4	55%	209,54	-28%	-46%
2.39	43,15	31,93	5,58	4,28	136,52	724,0	36,4	57%	215,03	-26%	-44%
2.40	48,36	36,79	5,35	3,99	146,93	700,2	23,9 (39)	57%	244,10	-25%	-43%
2.41	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Durschnitt	43,39	31,69	5,91	4,23	134,34		38,89		200,09	-34%	-50%
Median	42,22	31,15	5,93	4,25	131,87		39,87		192,31	-34%	-50%
Max	48,36	36,79	6,59	5,25	187,16		41,66		257,88	-21%	-40%
Min	39,65	28,22	4,95	3,22	100,03		34,42		163,95	-44%	-58%

Anhang B: Auswertung des Anlagenmonitoring

Tabelle 22: Validierung der STC-korrigierten Monitoringdaten mit den STC-Leistungen der Kennlinien(KL)- und AIT-Messung (eigene Darstellung)

String	KL-Messung	Monitoring		AIT-Kennlinie	Abweichung von KL-Messung		AIT-KL
		21.05.2023	25.05.2023		21.05.2023	25.05.2023	
1.1	256,06	263,00	268,04	-	-2,7%	-4,7%	-
1.2	245,00	256,83	254,85	-	-4,8%	-4,0%	-
1.3	257,88	269,61	269,26	-	-4,5%	-4,4%	-
1.4	218,16	221,54	221,86	-	-1,6%	-1,7%	-
1.5	219,19	226,65	225,10	-	-3,4%	-2,7%	-
1.6	203,05	210,45	211,12	-	-3,6%	-4,0%	-
1.7	200,54	204,06	201,64	-	-1,8%	-0,6%	-
1.8	209,82	213,82	211,07	-	-1,9%	-0,6%	-
1.17	183,55	179,33	184,74	-	2,3%	-0,6%	-
1.18	205,92	207,32	212,80	-	-0,7%	-3,3%	-
1.19	192,06	192,40	196,01	-	-0,2%	-2,1%	-
1.20	181,88	184,14	185,33	-	-1,2%	-1,9%	-
1.21	184,22	190,62	192,16	-	-3,5%	-4,3%	-
1.22	193,55	197,67	200,76	-	-2,1%	-3,7%	-
1.23	174,07	173,85	180,03	-	0,1%	-3,4%	-
1.24	181,90	171,11	172,73	-	5,9%	5,0%	-
1.25	172,63	168,88	170,84	-	2,2%	1,0%	-
1.26	187,12	179,79	181,33	-	3,9%	3,1%	-
1.27	192,27	186,33	190,51	-	3,1%	0,9%	-
1.28	189,48	177,02	175,09	-	6,6%	7,6%	-
1.29	163,95	155,77	157,19	-	5,0%	4,1%	-

2.9	192,39	196,54	194,38	-	-2,2%	-1,0%	-
2.10	184,08	183,16	178,89	-	0,5%	2,8%	-
2.11	191,65	187,63	187,52	-	2,1%	2,2%	-
2.12	206,33	199,26	203,90	-	3,4%	1,2%	-
2.13	228,90	224,65	218,86	-	1,9%	4,4%	-
2.14	246,18	238,75	246,37	-	3,0%	-0,1%	-
2.15	231,37	228,34	227,59	-	1,3%	1,6%	-
2.16	229,58	226,44	224,75	-	1,4%	2,1%	-
2.30	171,77	158,30	161,88	-	7,8%	5,8%	-
2.31	173,85	157,34	160,29	-	9,5%	7,8%	-
2.32	185,20	170,03	175,53	-	8,2%	5,2%	-
2.33	164,08	149,89	151,48	-	8,7%	7,7%	-
2.34	184,71	174,61	176,25	-	5,5%	4,6%	-
2.35	173,23	159,26	158,28	-	8,1%	8,6%	-
2.36	167,00	153,93	155,67	-	7,8%	6,8%	-
2.37	192,34	176,16	174,62	-	8,4%	9,2%	-
2.38	209,54	200,77	202,00	-	4,2%	3,6%	-
2.39	215,03	207,21	198,61	-	3,6%	7,6%	-
2.40	232,34	221,49	-	237,12	4,7%	-	-2,1%
Durchschnitt	199,8	196,1	196,4		2,1%	1,5%	
Median	192,3	191,5	192,2		2,1%	1,2%	
Max	164,0	149,9	151,5		-4,8%	-4,7%	
Min	257,9	269,6	269,3		9,5%	9,2%	

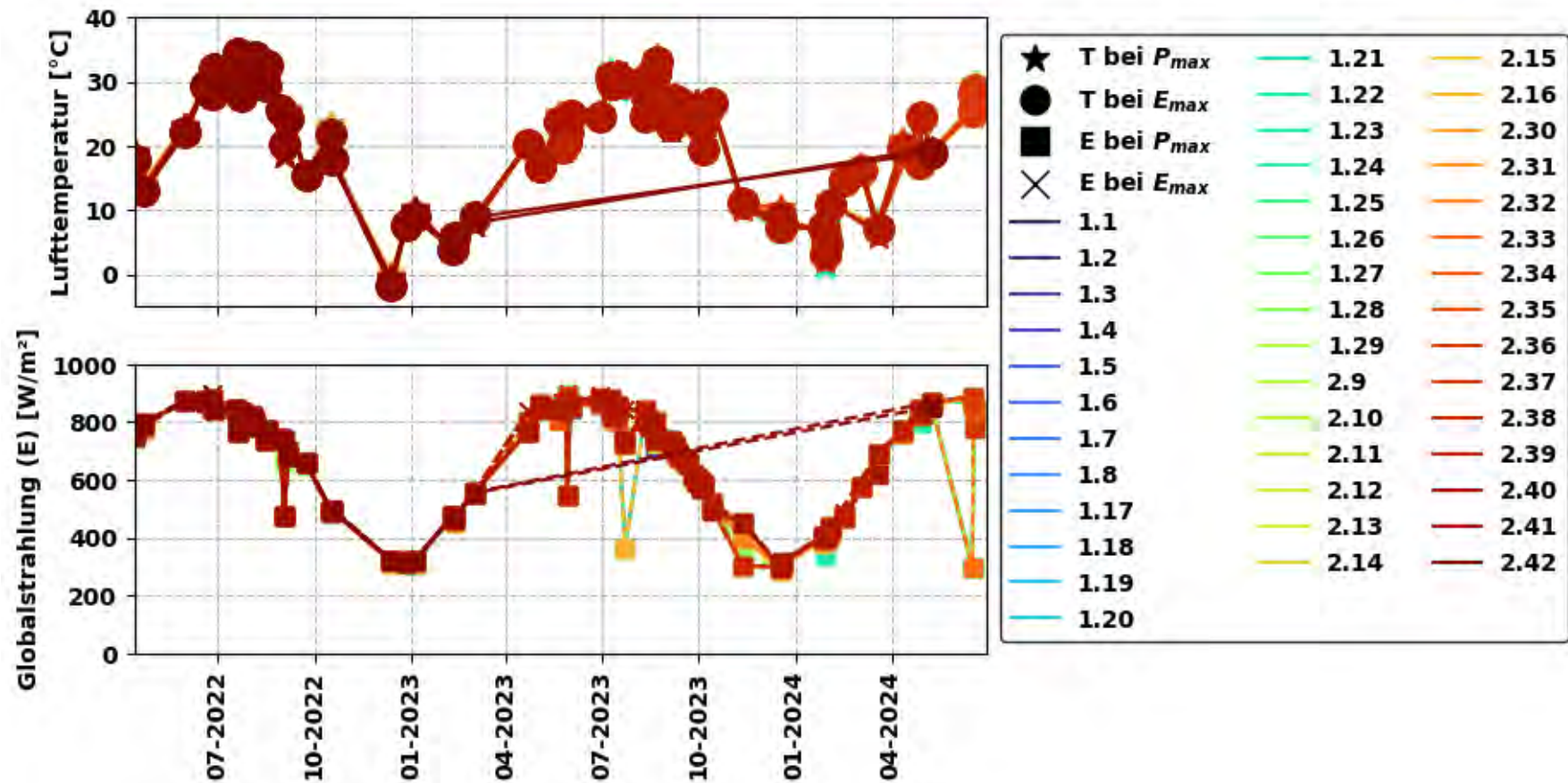


Abbildung 115: Vergleich von Temperatur und Globalstrahlung bei Leistungsmaximum (P_{max}) oder Einstrahlungsmaximum (E_{max}) (eigene Darstellung)

Tabelle 23: STC-korrigierte Modul-MPP-Leistungen (Stringleistung dividiert durch Modulanzahl pro String) an Clear-Sky-Tagen zur Berechnung der Leistungsverluste und ermittelte Leistungsverluste für das erste und zweite Betriebsjahr (eigene Darstellung)

String	STC-korrigierte MPP-Leistung der Clear-Sky-Tage bei (E _{max})				Leistungsreduktion im Vergleich zu 31.05.2022		
	31.05.2022	28.05.2023	09.05.2024	17.06.2024	28.05.2023 \triangle Degradationsrate im ersten Jahr	09.05.2024	17.06.2024 \triangle Degradationsrate im zweiten Jahr
1.1	14,99	12,77	11,18	10,62	-14,8%	-25,4%	-29,2%
1.2	15,16	12,33	9,29	8,83	-18,7%	-37,2%	-40,3%
1.3	15,19	13,09	10,91	10,45	-13,8%	-28,2%	-31,2%
1.4	15,26	10,67	7,44	6,55	-30,1%	-51,2%	-57,1%
1.5	14,80	11,49	8,61	7,98	-22,3%	-43,3%	-47,5%
1.6	15,51	11,34	7,93	6,88	-26,9%	-48,4%	-55,2%
1.7	15,55	10,97	7,45	7,11	-29,5%	-51,8%	-54,0%
1.8	15,39	11,48	7,54	6,55	-25,4%	-51,2%	-57,6%
1.17	14,94	9,79	-	-	-34,5%	-	-
1.18	14,95	11,35	8,80	7,57	-24,1%	-42,1%	-50,2%
1.19	15,08	10,54	-	-	-30,1%	-	-
1.20	15,06	9,93	7,71	6,88	-34,1%	-50,3%	-55,7%
1.21	15,07	10,27	7,69	6,68	-31,9%	-50,6%	-57,1%
1.22	15,12	10,71	-	-	-29,2%	-	-
1.23	15,12	9,22	6,66	6,22	-39,0%	-55,4%	-58,3%
1.24	15,19	9,10	4,25	5,01	-40,1%	-71,6%	-66,5%
1.25	15,26	9,07	-	-	-40,6%	-	-
1.26	15,20	9,71	5,85	4,99	-36,1%	-61,1%	-66,8%
1.27	15,37	9,99	6,97	6,64	-35,0%	-53,8%	-56,0%
1.28	15,45	9,34	6,41	4,90	-39,5%	-57,6%	-67,6%
1.29	15,45	8,48	-	-	-45,1%	-	-

2.9	15,43	10,62	8,84	8,09	-31,2%	-42,7%	-47,6%
2.10	15,52	9,86	7,70	7,43	-36,5%	-50,4%	-52,2%
2.11	15,51	9,99	7,40	7,29	-35,6%	-52,2%	-53,0%
2.12	15,50	9,94	6,61	6,31	-35,9%	-57,4%	-59,3%
2.13	15,61	10,79	-	-	-30,9%	-	-
2.14	15,64	11,75	-	-	-24,8%	-	-
2.15	15,87	11,17	-	-	-29,6%	-	-
2.16	15,93	10,90	7,04	6,97	-31,6%	-55,8%	-56,2%
2.30	15,28	8,50	-	-	-44,4%	-	-
2.31	15,43	8,55	-	-	-44,6%	-	-
2.32	15,43	9,18	5,22	4,28	-40,5%	-66,2%	-72,3%
2.33	15,32	8,00	3,91	3,94	-47,8%	-74,4%	-74,3%
2.34	15,36	9,49	4,10	3,45	-38,2%	-73,3%	-77,5%
2.35	15,50	8,48	5,10	-	-45,3%	-67,1%	-
2.36	15,60	8,37	-	-	-46,3%	-	-
2.37	15,49	9,31	6,00	5,86	-39,9%	-61,2%	-62,2%
2.38	15,56	10,89	5,53	-	-30,0%	-64,4%	-
2.39	15,58	10,69	7,37	-	-31,4%	-52,7%	-
2.40	15,79	-	-	-	-	-	-
2.41	15,65	-	-	-	-	-	-
2.42	15,62	-	4,64	-	-	-70,3%	-
Durchschnitt	15,4	10,2	7,0	6,7	-33,5%	-54,1%	-56,2%
Median	15,4	10,0	7,4	6,7	-34,1%	-52,7%	-56,2%
Max	14,8	8,0	3,9	3,5	-47,8%	-74,4%	-77,5%
Min	15,9	13,1	11,2	10,6	-13,8%	-25,4%	-29,2%

Anhang C: Elektrolumineszenz- und Dunkelkennliniennmessung

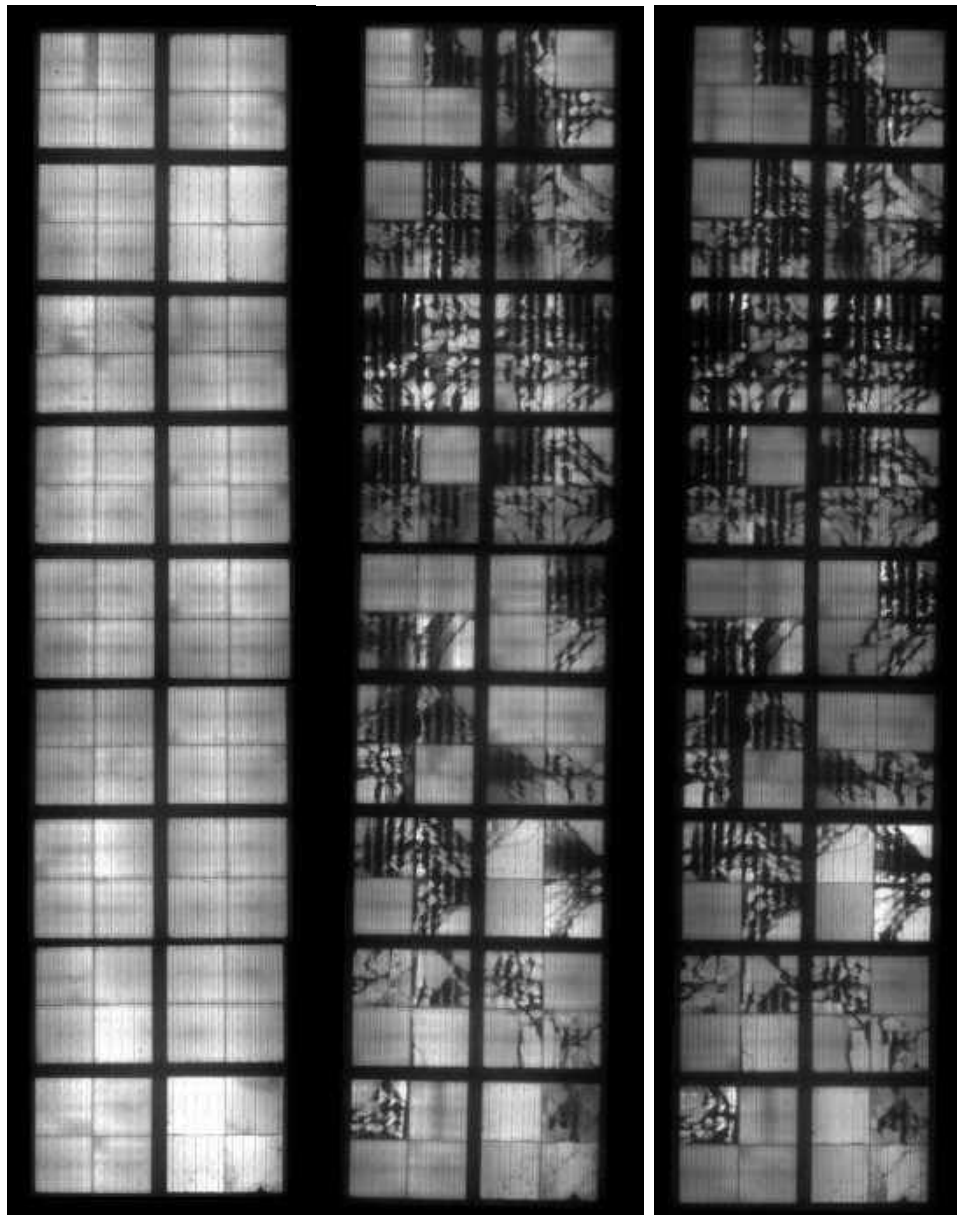
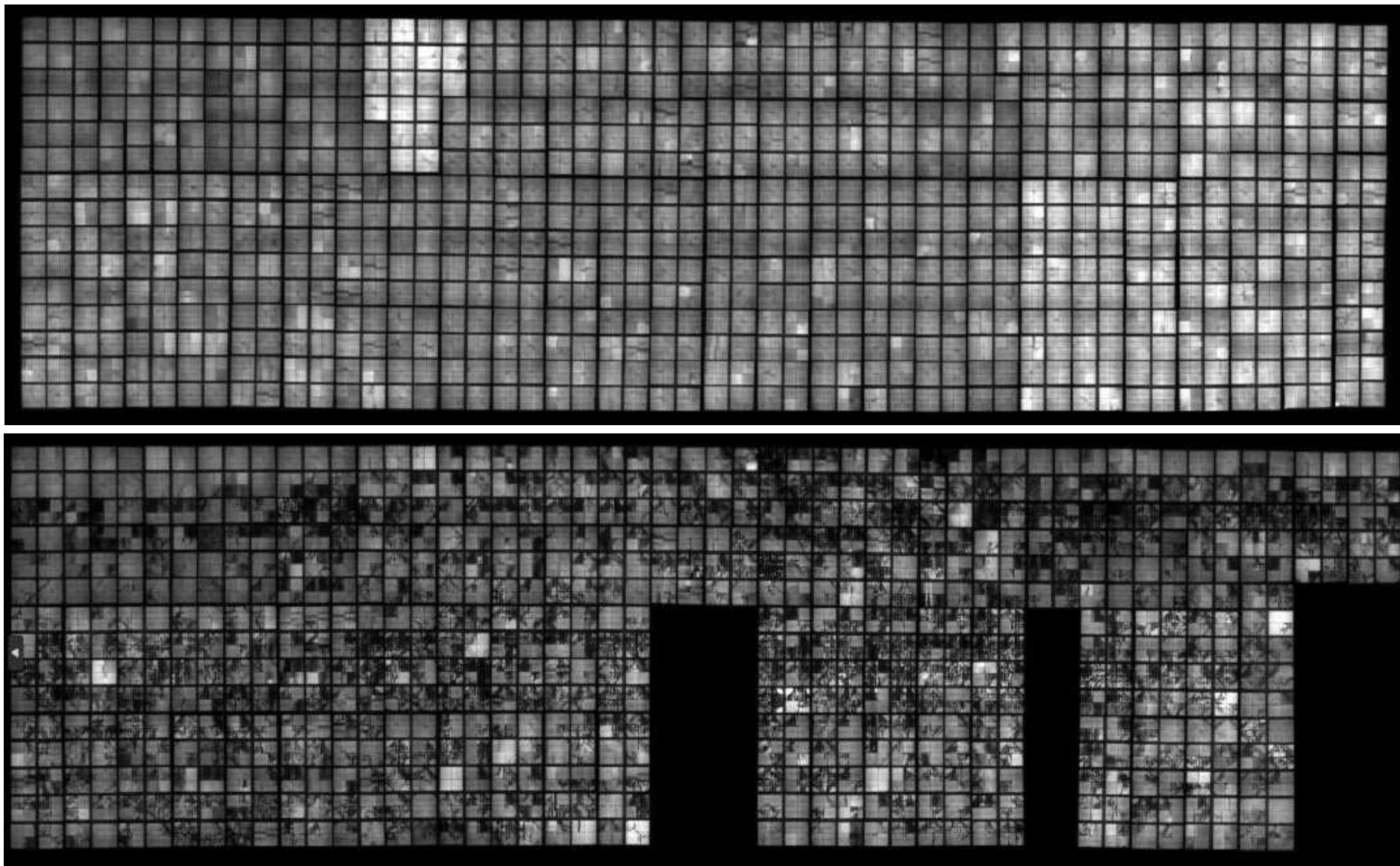


Abbildung 116: EL-Aufnahmen von String 2.37 im Mai 2022 (oben), Mai 2023 (Mitte) und Oktober 2023 (unten) (eigene Darstellung)



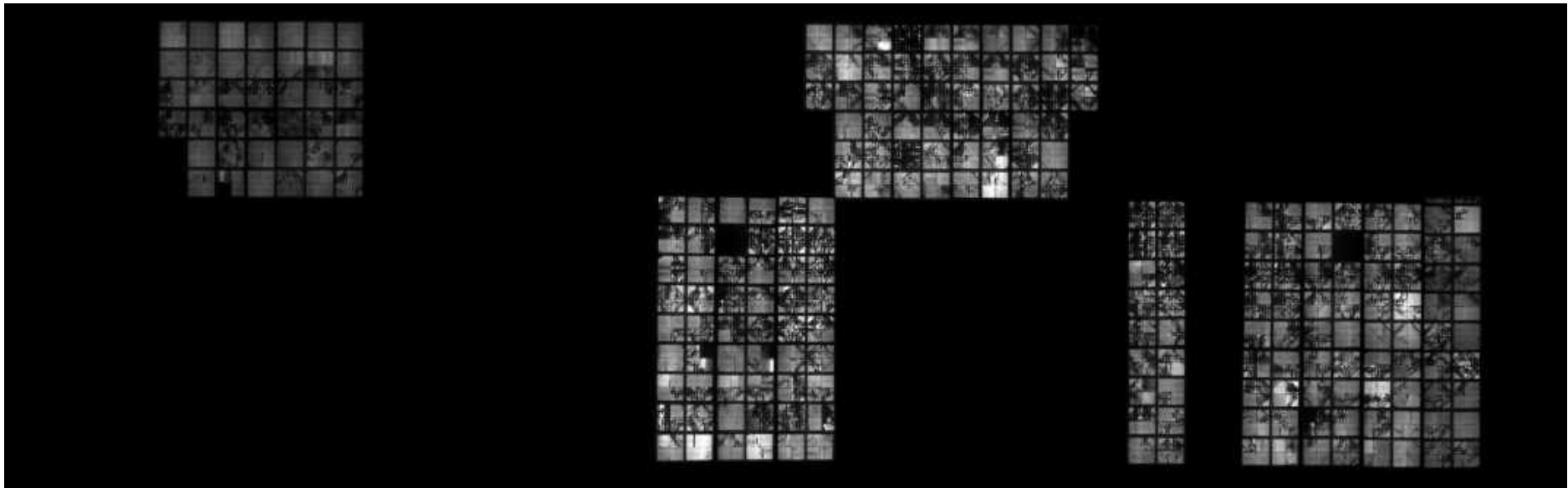


Abbildung 117: EL-Aufnahmen des solaren Parkplatzes im Mai 2022 (oben), Mai 2023 (Mitte) und Oktober 2023 (unten) ohne Kennzeichnung der Strings (eigene Darstellung)

Tabelle 24: Parameter der EL-Aufnahmen (Belichtungszeit, Rückstrom und Spannung) sowie vermessene Module der Dunkelkennlinien(DKL)-Messung (eigene Darstellung)

String	Mai 2022			EL Mai 2023			Oktober 2023			DKL Oktober 2023
	Belichtungs- zeit [ms]	Strom [A]	Spannung [V]	Belichtungs- zeit [ms]	Strom [A]	Spannung [V]	Belichtungs- zeit [ms]	Strom [A]	Spannung [V]	DKL gemessen [j=ja, n=nein]
1.1	700	5,34	60,00	600	5,69	60,07	-	-	-	j
1.2	700	5,23	60,00	600	5,88	60,07	400	6,23	60,07	j
1.3	700	5,39	60,00	600	5,96	60,07	400	6,31	60,00	j
1.4	700	5,28	60,00	600	6,01	60,00	-	-	-	n
1.5	1000	7,53	60,00	500	8,53	60,00	-	-	-	n
1.6	450	10,21	60,00	400	11,43	60,00	-	-	-	n
1.7	450	10,37	60,00	400	11,59	60,00	-	-	-	n
1.8	450	10,40	60,00	400	11,65	60,00	-	-	-	n
1.17	450	9,40	60,00	400	9,89	60,00	-	-	-	n
1.18	450	9,62	60,00	400	10,35	60,00	-	-	-	n
1.19	450	9,70	60,00	400	10,32	60,00	-	-	-	n
1.20	450	9,72	60,00	400	10,43	60,00	-	-	-	n
1.21	450	9,70	60,00	400	10,54	60,07	-	-	-	n
1.22	450	9,78	60,00	400	10,83	60,00	-	-	-	n
1.23	450	9,70	60,00	400	10,13	60,00	-	-	-	n
1.24	450	9,62	60,00	400	9,91	60,00	-	-	-	n
1.25	450	9,94	60,00	400	10,37	60,00	-	-	-	n
1.26	450	10,05	60,00	450	10,92	60,00	-	-	-	n
1.27	450	10,05	60,00	450	11	60,00	600	8,40	57,39	j
1.28	450	10,27	60,00	450	11,19	60,07	600	6,85	55,46	j
1.29	450	10,13	60,00	kein EL-Bild			600	8,37	57,70	j
2.9	450	10,24	60,00	400	11,19	60,00	600	8,37	57,46	j

2.10	450	10,29	60,00	400	10,92	60,00	600	8,37	58,57	j
2.11	450	10,56	60,00	400	11,89	60,00	500	8,40	56,99	j
2.12	500	7,91	60,00	500	8,99	60,00	-	-	-	n
2.13	700	6,99	60,07	600	6,53	60,00	-	-	-	n
2.14	700	7,10	60,07	600	6,39	60,00	-	-	-	n
2.15	700	7,40	60,07	600	6,64	60,07	-	-	-	n
2.16	700	7,45	60,07	600	6,85	60,07	-	-	-	n
2.30	450	10,08	60,00		kein EL-Bild		-	-	-	j
2.31	450	10,13	60,00	450	10,67	60,00	-	-	-	n
2.32	450	10,43	60,00	450	11,21	60,00	-	-	-	n
2.33	450	10,40	60,00	450	11,05	60,00	-	-	-	n
2.34	450	10,51	60,00	450	11,21	60,00	-	-	-	n
2.35	450	10,43	60,00	450	11,38	60,07	500	8,40	57,62	j
2.36	450	12,62	59,60		kein EL-Bild		-	-	-	j
2.37	450	12,62	59,44	450	11,81	60,00	500	8,40	57,31	j
2.38	450	12,59	59,20	450	11,46	60,00	500	8,40	55,65	j
2.39	450	12,62	59,13	450	11,67	60,07	500	8,40	57,23	j
2.40	450	7,29	60,07	600	6,58	60,07	500	5,83	60,07	j
2.41	700	7,34	60,07		kein EL-Bild		-	-	-	n
2.42	700	7,42	60,07		kein EL-Bild		-	-	-	n