



Funk Stiftung

PV-DiStAnS 2.0: Künstliche Intelligenz zur Steigerung der Sicherheit und Zuverlässigkeit von Photovoltaikgroßanlagen – bisherige Ergebnisse

Projektpartner

twingz



Vorwort

Im Jahr 2021 trugen erneuerbare Energien bereits zu rund einem Fünftel des gesamtdeutschen Energieverbrauchs bei – ein Großteil der Gesamtleistung nimmt die Photovoltaik (PV) ein. Die Anlagengrößen sind hier besonders breit gestreut und reichen von Kleinst- und Kleinanlagen der Eigenheimbesitzer und landwirtschaftlichen Unternehmen, bis hin zu mittelgroßen Anlagen auf Industriegebäuden. Betreiber beschäftigen sich üblicherweise nicht umfassend mit der Betriebssicherheit und teilweise ist sogar die Versicherbarkeit von Gebäuden nach Installation einer PV-Anlage gefährdet. Grund sind in den letzten Jahren zunehmende Anlagenschäden und Unfallzahlen.

Um den zunehmenden Schadenfällen technisch entgegenzuwirken, sind Schutzsysteme in die elektrischen Anlagen integriert. Ein entscheidender Nachteil der derzeitigen Schutzvorrichtungen besteht darin, dass diese erst im letzten Stadium des Schadenfalls eingreifen sowie durch reaktive Eingriffe im Bestfall zu einer Notabschaltung der gesamten Anlage führen. Ein Anlagenbrand kann so nicht immer verhindert werden. Sicherer wäre die präventive Erkennung eines sich anbahnenden Fehlerfalls, ohne eine Zerstörung der elektrischen Anlage und des umliegenden Gebäudes in Kauf zu nehmen. Die Differenzstrommessung analysiert die ermittelten Fehlerstrommuster und ein Vergleich mit spezifischen Fehlerfällen lässt Brandursachen und Wartungsbedarf erkennen.

Die Funk Stiftung unterstützt die Entwicklung der KI-gestützten Differenzstromüberwachung für das Risiko- und Versicherungsmanagement von PV-Anlagenbetreibern. Neben einer positiven Wirkung für die Bewertung von mit PV-Anlagen assoziierten Risiken für die Betreiberbilanz unterstützt die Funk Stiftung über ein Netzwerk in der Versicherungswirtschaft das Ziel, in Zusammenarbeit mit geeigneten Risikoträgern die Versicherbarkeit von PV-Anlagen nachhaltig sicherzustellen und so einen Teil zum Gelingen der Energiewende beizutragen.


Ihr
Dr. Alexander Skorna
 Stiftungsberater für die Wissenschaft

Projekt

Das Projekt PV-DiStAnS 2.0 hat sich zum Ziel gesetzt, ein neuartiges Analyseverfahren für Wechselrichtersysteme zu entwickeln. Mit diesem sollen typische Fehler und alterungsbedingte Degradationseffekte während des Anlagenbetriebs detektiert werden können. Dazu werden relevante Anlagenparameter wie z. B. Leistungsdaten und Ableitströme kontinuierlich messtechnisch erfasst und mit Hilfe künstlicher Intelligenz und selbstlernender Algorithmen analysiert. Auf diese Weise lassen sich Abweichungen vom normalen Anlagenbetrieb unmittelbar erkennen und durch typische Muster einem bestimmten Systemverhalten von Wechselrichtern zuordnen. Mit Hilfe der angestrebten Projektergebnisse soll künftig eine verbreiterte und automatisierte Analyse von Photovoltaikanlagen zur präventiven Fehlerfallerkennung erfolgen können, sodass schlussendlich das Risiko eines Anlagenbrandes oder Anlagenausfalls deutlich reduziert werden kann.

AP1 Klassifizierung Fehlerarten FMEA

1. Status Arbeitspaket

Beschreibung	In diesem Arbeitspaket soll in Zusammenarbeit mit Versicherern und Sachverständigen eine Metastudie über Fehler in umrichterbasierten EE-Anlagen und deren Schadenauswirkungen durchgeführt werden, um Fehlerarten zu klassifizieren und zu bewerten (FMEA). Anmerkung: Teile der Arbeiten werden im Rahmen eines Unterauftrags durchgeführt.
Status Arbeitspaket 	Abgeschlossen

2. Zusammenfassung der Ergebnisse innerhalb des Berichtszeitraums

ACHIEVEMENTS

- Literaturrecherchen durchgeführt, relevante Studien analysiert
- FMEA passend strukturiert (System, Hardware, Software, Prozess)
- Sehr gute Gesamtsicht für Verbesserungspotenziale der Ertragskraft durch Einsatz von Risk-Mitigation aus der Perspektive der Finanzierung von erneuerbaren Energien

IN PROGRESS

- Aufbauend auf den Ergebnissen: Erstellung einer Produkt-Roadmap „Advanced Monitoring mit RCM“
- Aufbauende Verfeinerung der technischen Umsetzungsschritte im Rahmen der Arbeitspakete (AP) 2 und 3

NEXT STEPS

- Übertragen der Ergebnisse auf die Mess- und Prüfaufbauten in AP2
- Übertragen der Ergebnisse auf die Labortests in AP3

CHALLENGES

- Inhaltlich gute aggregierende Quellen zu finden. Mit „Solar Bankability“ und „TÜV Rheinland Sonderprogramm“ aber gelungen

3. Die Top 20 der technischen Ausfallursachen von PV-Anlagen nach Kosten

In der dargestellten Auswertung haben wir die Schlusskette: „kostentechnisch wirksamste Ausfallursachen“ => „Vermeidung solcher Ausfälle durch Überwachung/Management/technologische Verbesserungen“ mit Grundlagen versehen und beleuchtet. Die hier gezeigte Zusammenfassung beruht auf einer für ein Horizon-2020-Projekt zusammengestellten Übersicht zu Risiken in Komponenten (Hardware), Aufbau (Design) und Nutzung (Prozess).

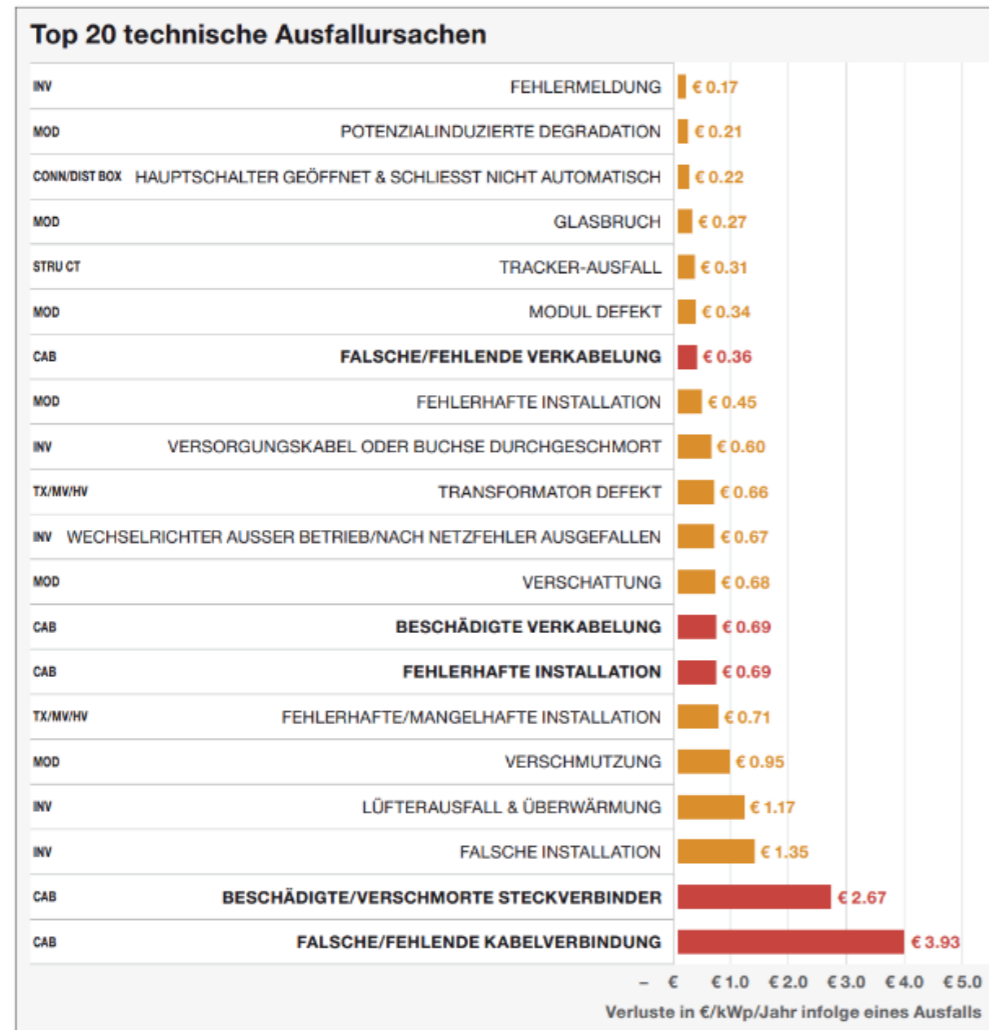


Abbildung 1: Kalkulation der wirtschaftlichen Auswirkungen: Solar Bankability ist ein vom Horizon-2020-Programm der Europäischen Kommission finanziertes Projekt (www.solarbankability.org)

Risiken priorisieren

Zur Kalkulation der wirtschaftlichen Auswirkungen wurde ein spezieller Koeffizient, die Cost Priority Number (CPN), eingeführt. Sie ist das Pendant zur Risikoprioritätszahl (RPN) in der klassischen FMEA und Teil eines kostenorientierten Ansatzes. Bei der Auswertung der gesammelten Fehlerdaten wird allen Risiken und deren wirtschaftlichen Auswirkungen eine CPN zugeordnet und so ein Risiko-Ranking erstellt.

Erfahrung aus dem Feld

Die Daten basieren auf den vom Eigentümer ausgestellten Fehlertickets und bei Inspektionen vor Ort erfassten Fehlern. Dabei werden mehrere Parameter berücksichtigt (z. B. Anlagentyp, Ausfall- und Reparaturkosten, Auftreten bestimmter Fehler usw.).

Die wirtschaftlichen Auswirkungen eines spezifischen Fehlers lassen sich in zwei Kategorien unterteilen:

- Wirtschaftliche Auswirkungen aufgrund von Ausfällen und/oder Stromverlust (kWh in Euro)
- Wirtschaftliche Auswirkungen aufgrund von Reparatur-/Ersatzteilkosten (Euro)

4. Welche Aktivitäten können angewendet werden um diese Risiken zu bekämpfen?

Beruhend auf der Kategorisierung nach den Komponenten Prüfung, Planung der Anlagen, Design und Review der Konstruktion, Einführung von grundlegendem (basic) und fortgeschrittenem (advanced) Monitoring sowie Einstrahlungsoptimierung wurde der Teil von Dämpfungsmaßnahmen herausgearbeitet, der mit Einsatz innovativer Technologien (RCM-Sensoren und ML-basierten Auswertungen) verbessert werden kann bzw. es wurden Bereiche herausgearbeitet, welche erstmals mit einem solchen System erschlossen und überwacht werden können. Die beiden Stufen von Monitoring Systemen sind dabei wie folgt gegliedert:

- Basic Monitoring System: Ein Basic Monitoring System ermöglicht in der Regel die Überwachung auf Anlagenebene einschließlich der Erfassung von Gerätealarmen und Benachrichtigungen. Außerdem stellen die meisten Systeme Aggregationsfunktionen auf Anlagenebene für Energie, Einstrahlung und Leistungskennzahl bereit.
- Advanced Monitoring System: Ein Advanced Monitoring System ermöglicht die frühzeitige Erkennung und Diagnose von Fehlern. Diese ist während des Betriebs von PV-Anlagen für die Erzielung und Aufrechterhaltung eines hohen Energieertrags unerlässlich. Durch die frühzeitige Behebung von Fehlern wird nicht nur die Stromerzeugung umgehend wiederhergestellt, sondern es werden auch das Auftreten weiterer Komponentenausfälle vermieden und die Betriebskosten gesenkt. Der Nutzen eines Advanced Monitoring System ergibt sich somit zum einen aus der Senkung der Betriebskosten und zum anderen aus den zusätzlichen Einnahmen, die sich aus einem höheren Leistungsgrad und einer höheren Verfügbarkeit ergeben.

In weiterer Folge hat das Konsortium herausgearbeitet, wie ein derzeitiges fortgeschrittenes Monitoringsystem durch den Einsatz von RCM-Sensoren und ML-basierten Auswertungen verbessert werden kann und welche blinden Flecken wahrscheinlich beseitigt werden können. Tabelle 1 zeigt eine Auflistung der Fehlerszenarien und die Erkennungswahrscheinlichkeit mit einem fortgeschrittenen Monitoringsystem. Bei den gelb markierten Bereichen sieht das Konsortium Verbesserungspotenzial gegenüber dem Stand der Technik bzw. neue Erkennungsmethoden (mit NEW bezeichnet) durch den Einsatz der in diesem Projekt untersuchten Technologie.

Tabelle 1: Fehlerszenarien und deren Erkennungsmöglichkeiten basierend auf fortgeschrittenen Monitoringsystemen

Component	Risk	Advanced Monitoring
Modules	Snail track	No
Modules	Improperly installed	Low
Modules	Glass breakage	No
Modules	Broken module	Medium
Modules	Theft of modules	High
Modules	Module damaged due to fire	High
Modules	Failure bypass diode and junction box	High
Modules	Shading	High
Modules	Soiling	High
Modules	Cell cracks	No
Modules	Delamination	No
Modules	Defective backsheet	No
Modules	Hotspot	No
Modules	Missing modules	High
Modules	EVA discoloration	No
Modules	Corrosion in the junction box	No
Modules	Corrosion of cell connectors	No
Modules	Overheating junction box	No
Modules	PID = Potential Induced degradation	No
Modules	DC arc fault to PE / serial arc fault	New
Modules + DC cabling	DC arc fault to PE / serial arc fault	New
module baseline	Baseline / fingerprinting of „normal condition“. Lernumgebung und Parameter für Simulationsumgebung	New
Inverter	Wrong installation	Medium
Inverter	Inverter Not operating (Inverter failure or don't working after grid fault)	High
Inverter	Wrong connection (positioning and numbering)	No
Inverter	Inverter theft or vandalism	High
Inverter	Inverter pollution	No
Inverter	Burned supply cable and/or socket	High
Inverter	Display off (broken or moisture inside of it)	No
Inverter	Fault due to grounding issues, e.g. High humidity inside	High
Inverter	Inverter firmware issue	No
Inverter	Data entry broken	No
Inverter	Slow reaction time for warranty claims, Vague or inappropriate definition of procedure for warranty claims	No
Inverter	Fan failure and overheating	High
Inverter	Switch failure/damage	High
Inverter	DC entry fuse failure causing or caused by array disconnection	High
Inverter	Inverter damage due to lightning strike	High
Inverter	Inverter wrongly sized	Medium
Inverter	Error message	High

Inverter	Polluted air filter - derating	High
inverter baseline	harmonics and subharmonics fingerprint	New
Mounting structure	Not proper installation	Medium
Mounting structure	Wind damage	No
Mounting structure	Tracker failure	High
Mounting structure	Corrosion	No
Mounting structure	Disalignment caused by ground instability	No
Mounting structure	Tracker maintenance	No
Mounting structure	Oil leakage	No
Mounting structure	Corrosion of module clamps	No
Connection & Distribution boxes	Incorrect installation	No
Connection & Distribution boxes	Main switch open and does Not reclose again automatically	High
Connection & Distribution boxes	IP failure	No
Connection & Distribution boxes	Broken/Wrong general switch	High
Connection & Distribution boxes	General switch off	High
Connection & Distribution boxes	Wrong wiring	No
Connection & Distribution boxes	Cable gland missing or Not installed correctly	No
Connection & Distribution boxes	Missing protection	No
Connection & Distribution boxes	Broken, missing or corroded cover	No
Connection & Distribution boxes	Overcurrent protection	No
Connection & Distribution boxes	UPS off/broken	No
Connection & Distribution boxes	Wrong/Missing labeling	No
Connection & Distribution boxes	AC side arc fault	New
Connection & Distribution boxes	Schiefast am Inverter: verschobener Sternpkt (können bestehende auch schon!)	New
Connection & Distribution boxes	unterschiedliche Einspeisung am AC Combiner (z.b. Morgen-Start mit 100W einphasig)	New
Connection & Distribution boxes	parasitärer Blindleistungsfaktor	New
Connection & Distribution boxes	Ausfall eines Moduls bewirkt Leistungsverlust am Wechselrichter => mindert auch Leistung umgebender Wechselrichter	New
Connection & Distribution boxes	Ersetzen Isolationmessung durch kontinuierliche Differenzstrom-Messung	New
Cabling	improper installation	No
Cabling	Wrong/Absent cables connection	High
Cabling	Broken/Burned connectors	High
Cabling	Wrong/absent cables	High
Cabling	Damaged cable	High
Cabling	Broken cable ties	No
Cabling	Conduit failure	No
Cabling	Wrong connection, isolation and/or setting of strings	High
Cabling	UV Aging	No
Cabling	Cables undersized	No
Cabling	Wrong wiring	No
Cabling	Theft cables	High

Ihr Kontakt:



Diana Lumnitz
Funk Stiftung
d.lumnitz@funk-stiftung.org



Dr. Alexander Skorna
Funk Stiftung
a.skorna@funk-stiftung.org



Holger Behrends
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.
holger.behrends@dlr.de



Werner Weihs-Sedivy
Twingz development GmbH
contact@twingz.com