

Lichtbogenerkennung und -unterbrechung in PV-Anlagen

© Fronius International GmbH

Version 1.0 05/2023

Business Unit bzw. Organisationseinheit

Fronius behält sich alle Rechte, insbesondere das Recht der Vervielfältigung und Verbreitung sowie der Übersetzung vor. Kein Teil des Werkes darf in irgendeiner Form ohne schriftliche Genehmigung von Fronius reproduziert oder unter Verwendung elektrischer Systeme gespeichert, verarbeitet, vervielfältigt oder verbreitet werden. Es wird darauf hingewiesen, dass alle Angaben in diesem Dokument trotz sorgfältiger Bearbeitung ohne Gewähr erfolgen und eine Haftung des Autors oder von Fronius ausgeschlossen ist.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	5
2	Lichtbögen in PV-Anlagen.....	7
3	DC-Lichtbogenerkennung und -unterbrechung in PV-Anlagen	9
4	Normen für die PV-Lichtbogenerkennung und -unterbrechung	12
5	Fronius Arc Guard	13
6	Erhöhte Sicherheit ohne Kompromisse mit dem Arc Guard	14
7	Referenzen.....	15

1 Einleitung

PV-Anlagen sind heute sicherer denn je. Merkmale wie RCMU (Fehlerstromüberwachungseinheit), DC-Trennschalter und Isolationsüberwachung haben dazu beigetragen, ein sehr hohes Sicherheitsniveau zu erreichen. Dennoch ist die Brandsicherheit von PV-Anlagen immer noch ein viel diskutiertes Thema in der Solarbranche.

Bei der Erörterung dieses Themas muss eine grundlegende Unterscheidung getroffen werden zwischen:

- dem **Brandrisiko** (Wahrscheinlichkeit, dass ein Brand auftritt) und
- dem **Risiko für die Einsatzkräfte** (Wahrscheinlichkeit, dass ein Feuerwehrmann bei einem Brand verletzt wird).

Das **Risiko für Einsatzkräfte ist eine Folge des Brandrisikos**, d. h., das Risiko für die Rettungskräfte besteht erst, wenn ein Brand bereits ausgebrochen ist. Deshalb wird durch die Verringerung des Brandrisikos automatisch auch das Risiko für die Rettungskräfte verringert.

In Deutschland, einem der größten PV-Märkte mit mehr als 2 Millionen installierten PV-Anlagen, kam es in den letzten 20 Jahren bei 0,006 % aller Installationen zu PV-Bränden [1]. Das bedeutet, dass statistisch gesehen **99,994 %** der PV-Anlagen **keine Brände verursachen**. Ähnliche Zahlen wurden vom britischen PV-Markt gemeldet [2].

Wenn wir also über PV-Brandschutz sprechen, sollten wir immer daran denken, dass wir über die 0,006 % PV-Anlagen sprechen, die statistisch gesehen „gefährdet“ sind. Das heißt: 1 von 17.000 Anlagen.

Um das Brandrisiko weiter zu verringern und die Zahl der betroffenen Anlagen noch weiter zu senken, können **zusätzliche Sicherheitsmaßnahmen** ergriffen werden. Diese können sein:

- Installationsmaßnahmen (z. B. Gewährleistung einer angemessenen Belüftung, Vermeidung der Ansammlung brennbarer Materialien und ordnungsgemäße Installation von Leitern und Steckern) [3]) oder
- Maßnahmen auf der Grundlage technischer Einrichtungen, wie Erdschluss- und Lichtbogenerkennung und -unterbrechung.

Da jedoch der Prozentsatz der statistisch sicheren Systeme bereits sehr hoch ist, muss bei der Auswahl zusätzlicher Maßnahmen besonders darauf geachtet werden, dass die gewählte Maßnahme keine

negativen Auswirkungen auf andere Sicherheitsaspekte hat. Die **Lichtbogenerkennung und -unterbrechung** ist ein gutes Beispiel für eine Sicherheitsmaßnahme, die das **Brandrisiko** wirksam **verringert, ohne andere Sicherheitsaspekte zu beeinträchtigen**.

2 Lichtbögen in PV-Anlagen

Bei den 0,006 % brandgefährdeten Anlagen wird die Hauptursache auf Lichtbögen auf der Gleichstromseite einer PV-Anlage zurückgeführt.

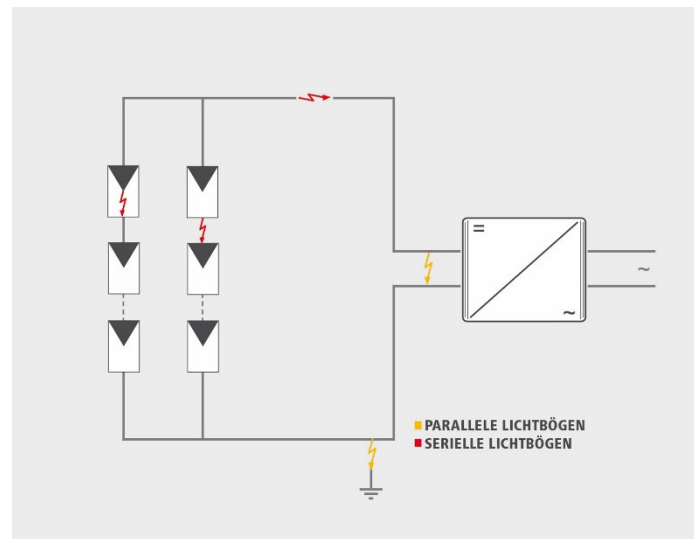


Abbildung 1: Serielle und Parallele Lichtbögen in PV-Anlagen

Es gibt 2 Arten von Gleichstromlichtbögen (Abbildung 1):

1. **Parallele Lichtbögen:** Diese können als Folge einer beschädigten Isolierung der Kabel auftreten, was zu einem Kurzschluss zwischen DC+ und DC- oder zwischen DC+/DC- und Erde führen kann. Parallele Lichtbögen sind jedoch sehr unwahrscheinlich, insbesondere in ungeerdeten PV-Anlagen, wie sie in Europa verwendet werden: Damit ein paralleler Lichtbogen zwischen 2 DC-Kabeln entsteht, müsste die Isolierung an der gleichen Stelle und zur gleichen Zeit beschädigt werden, während im Falle eines doppelten Kurzschlusses gegen Erde die im Wechselrichter integrierte Isolationsüberwachung bereits den ersten Kurzschluss gegen Erde erkennen würde.
2. **Serielle Lichtbögen:** Diese stehen im Zusammenhang mit **Kontaktpunkten** (z. B. in PV-Modulanschlussdosen, DC-Steckverbindern, Combiner-Boxen, Klemmen von DC-Schaltern und Wechselrichtern usw.) und können sich bilden, wenn eine schlechte Verbindung besteht, die schließlich unterbrochen wird. Dies kann verschiedene Ursachen haben, z. B. Alterung oder langfristige Verwitterung von Kontaktstellen und Verbindungen, mechanische Beschädigung von Steckverbindern, mangelhafte Wartung, unzureichend angezogene Schraubklemmen, mangelhafte Installation von Gleichstromsteckern (z. B. unsachgemäßes Einstecken,

schlechtes Crimpen oder Zusammenstecken unterschiedlicher Steckertypen). In solchen Situationen ist die Kontaktfläche der Verbindung reduziert, und es besteht ein höherer Übergangswiderstand. Dies führt zu erhöhten Wärmeverlusten und damit zu einer höheren Temperatur in der Verbindung, was wiederum den Alterungsprozess noch weiter beschleunigt (Abbildung 2). Schließlich wird der Leiterdurchgang unterbrochen, und es bildet sich ein sehr kleiner Luftspalt. Wenn das elektrische Feld stark genug ist ($> 3 \text{ kV/mm}$ [4]), ionisiert die Luft und erzeugt ein leitfähiges Plasma (das, was wir als Lichtbogen bezeichnen), wodurch Strom durch den Luftspalt fließen kann.

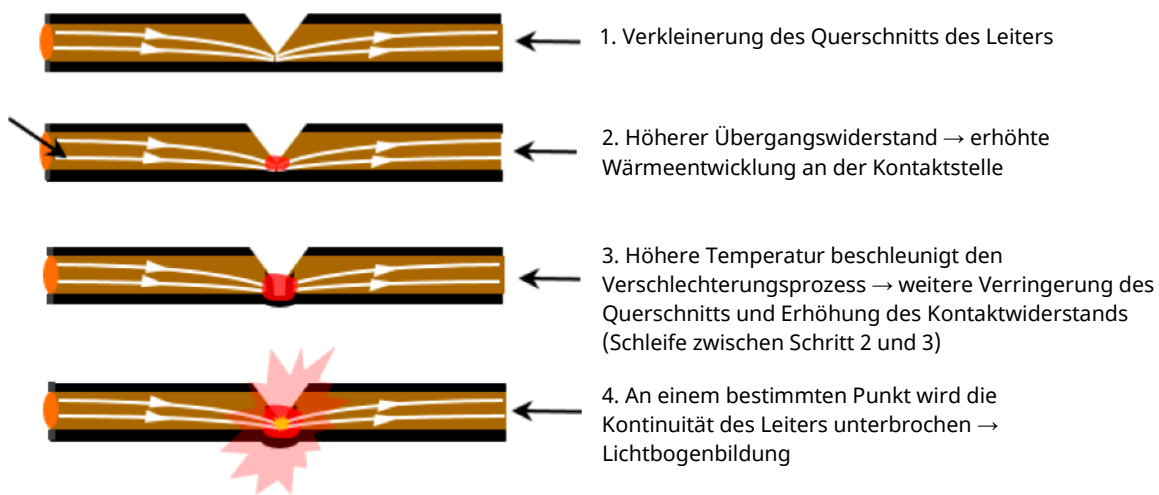


Abbildung 2: Prozess der Lichtbogenbildung in einem Leiter [12]

Ein brennender Lichtbogen kann Temperaturen von über **10.000 K** erreichen [5] (und kann daher brennbares Material in der Nähe entzünden und einen Brand auslösen), und er strahlt sowohl sichtbares als auch UV-Licht aus.

Die erste Stufe des Schutzes gegen Gleichstromlichtbögen, die immer beachtet werden sollte, besteht darin, die **Anzahl der Kontaktpunkte zu minimieren**, um das Risiko von Lichtbögen von vornherein zu minimieren. Dies kann als „passive“ Schutzmaßnahme betrachtet werden, da es sich um eine Maßnahme handelt, die der Art und Weise, wie das System konzipiert und installiert wurde, innewohnt [6]. Erst wenn eine solche Risikominimierungsmaßnahme beobachtet wurde, ist die Implementierung einer zusätzlichen „aktiven“ Risikominderungsmaßnahme sinnvoll.

3 DC-Lichtbogenerkennung und -unterbrechung in PV-Anlagen

Wenn es um die Brandursache geht, haben serielle Lichtbögen bei der (relativ geringen) Anzahl von PV-Bränden einen viel höheren Anteil als parallele Lichtbögen, was auf die große Anzahl von Kontaktpunkten auf der Gleichstromseite von PV-Anlagen zurückzuführen ist. Daher konzentrieren sich die Technologien und Normen für die Lichtbogenerkennung und -unterbrechung auf serielle Lichtbögen. Außerdem können AC-Lichtbogendetektoren aufgrund der unterschiedlichen Eigenschaften (bei DC-Strömen gibt es keinen Nulldurchgang) nicht zur Erkennung von DC-Lichtbögen verwendet werden, weshalb eine spezielle Technologie zur Erkennung von DC-Lichtbögen erforderlich ist.

In den letzten zehn Jahren wurde eine Vielzahl von Techniken zur Erkennung und Unterbrechung von Lichtbögen in PV-Anlagen entwickelt [7, 8, 9]. Die spektrale Lichtbogenerkennung ist jedoch die ausgereifteste und in der Branche am weitesten verbreitete Technik. Sie basiert auf der Analyse der durch den Lichtbogen verursachten Spannungs- und Stromsignale im Frequenzbereich.

Wenn ein serieller Lichtbogen auftritt, werden die Spannungs- und Stromsignale der PV-Anlage erheblich beeinflusst (Abbildung 3). Bei normalem Betrieb ist die Wechselstromkomponente der Signale im Zeitbereich sehr klein, während die Signale bei einem Lichtbogen sehr instabil sind, Spitzen aufweisen und eine hohe Änderungsrate haben. Durch eine FFT (Fast Fourier Transform) kann das Signal umgewandelt und im Frequenzbereich analysiert werden. Hier ist das durch den Lichtbogen verursachte Rauschen an der höheren Amplitude der Frequenzkomponenten zu erkennen, die das „Gesamtrauschen“ des Systems im Vergleich zu normalen Bedingungen ohne Lichtbogen erhöhen (Abbildung 4). Die grundlegenden Erkennungsverfahren vergleichen die gemessenen Werte des

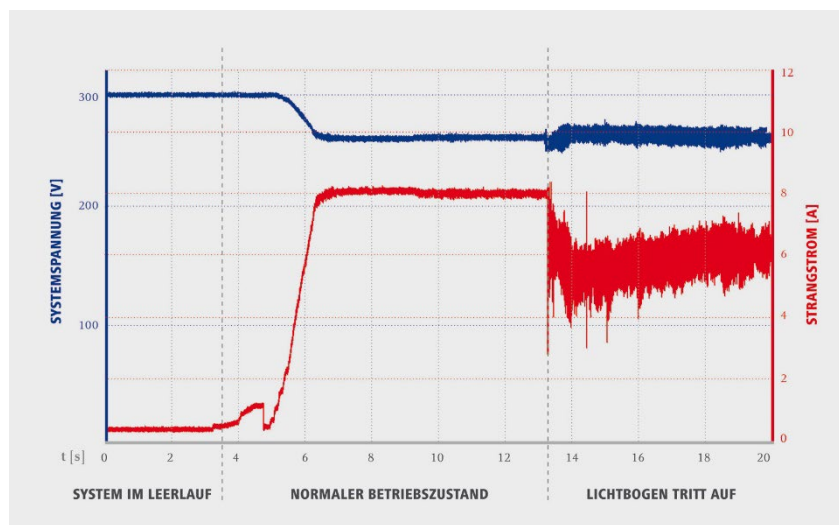


Abbildung 3: Spannungs- und Stromsignal in einer PV-Anlage im Zeitbereich, vor und während eines Lichtbogens

Strom- und Spannungssignals mit definierten Schwellenwerten, um festzustellen, ob sich das System in einem Lichtbogenzustand oder in einem Nicht-Lichtbogenzustand befindet.

Die Bestimmung, wann das System einen Lichtbogen durchläuft, ist jedoch nicht so einfach und birgt mehrere Herausforderungen [7, 9], wie zum Beispiel die folgenden:

- Der Wechselrichter selbst erzeugt bei bestimmten Frequenzen Rauschspitzen (je nach Wechselrichter), die sich mit der Lichtbogensignatur überschneiden können, wie in Abbildung 4 zu sehen.
- Die Schaltfrequenz anderer leistungselektronischer Geräte, wie Laderegler und DC/DC-Wandler, sowie das Vorhandensein anderer elektronischer Geräte (innerhalb oder in der Nähe des PV-Generators) können ebenfalls zusätzliches Rauschen verursachen.
- Lange PV-Kabel können als Antenne fungieren, indem sie im Frequenzband zwischen 100 kHz und 500 MHz Rauschen hinzufügen. PV-Kabel können aufgrund ihrer induktiven Komponente auch als Tiefpassfilter fungieren und somit das Rauschen von Lichtbögen bei hohen Frequenzen dämpfen, so dass ein Lichtbogen schwerer zu erkennen ist.
- Bei Frequenzen unter 1 kHz können auch Stromsprünge und -schwankungen, z. B. durch Abschalten des Wechselrichters, Leistungsanpassungen oder Umgebungsbedingungen (z. B. schnell ziehende Wolken oder durch Wind verursachte Vibrationen), das Stromsignal so beeinflussen, dass es wie ein Lichtbogen aussieht.

All diese Störquellen können **2 Arten von Problemen** für die Lichtbogenerkennung verursachen:

- Das zusätzliche Rauschen kann sich mit dem Lichtbogensignal überlagern („**Maskierung**“), so dass der Lichtbogen unentdeckt bleiben kann.
- Es könnte sein, dass das zusätzliche Rauschen als echter Lichtbogen interpretiert wird („**Fehlauslösung**“), so dass der Wechselrichter auch dann auslöst, wenn kein echter Lichtbogen auftritt, und somit die Stromerzeugung unterbricht.

Das Problem der Maskierung ist ein sicherheitsrelevantes Problem, während Fehlauslösungen aufgrund der unerwünschten Systemausfallzeiten eher mit den Kosten zusammenhängen. Ein geeigneter und robuster Lichtbogendetektor sollte in der Lage sein, diese Herausforderungen zu meistern und Lichtbögen mit hoher Zuverlässigkeit und Genauigkeit zu erkennen, während gleichzeitig das Risiko von Fehlauslösungen minimiert wird [10].

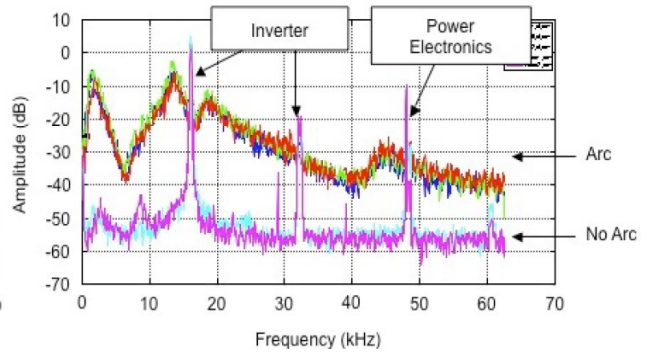
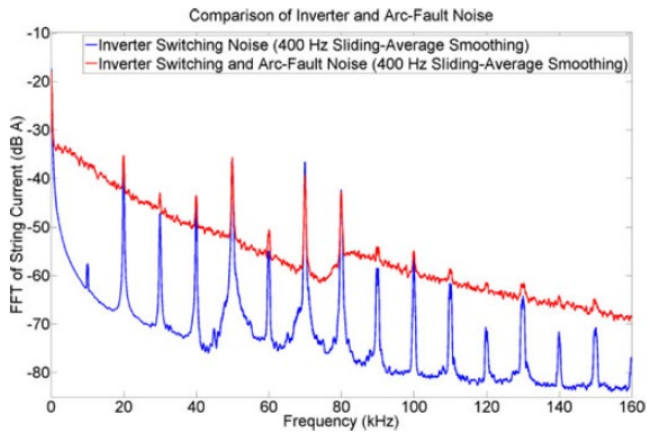


Abbildung 4: Beispiele für Frequenzspektren mit (rote Kurven) und ohne (blaue/violette Kurven) einen Lichtbogen [8, 10]

4 Normen für die PV-Lichtbogenerkennung und -unterbrechung

Die erste Normung erfolgte 2011 in den USA mit der **UL1699B**, die erstmals den Namen „AFCI“ (Arc-Fault Circuit Interrupter) einführte, mit dem die Technologie gemeinhin bezeichnet wird. Auf internationaler Ebene wurde auch eine IEC-Norm (**IEC 63027**) veröffentlicht, in der eine etwas andere Terminologie verwendet wird: Ein „AFD“ (Arc-Fault Detector) ist das Gerät, das die Wechselstromsignale in der Gleichstromverkabelung überwacht und Lichtbögen erkennt, während ein „AFI“ (Arc-Fault Interrupter) das Gerät ist, das den Stromkreis tatsächlich unterbricht, nachdem es bei Erkennung eines Lichtbogens den Befehl vom AFD erhalten hat. Die Kombination aus AFD und AFI bildet die so genannte „**AFPE**“ (**Arc-Fault Protection Equipment**). Diese kann entweder ein separates Gerät sein oder in den Wechselrichter integriert werden.

Die IEC 63027 verlangt die Prüfung des AFPE unter verschiedenen Lichtbogenbedingungen, einschließlich verschiedener Lichtbogenströme, Leerlaufspannungen und MPP-Spannungen, verschiedener Lichtbogenabstände und Trennungsraten der Elektroden des Lichtbogengenerators. Der Lichtbogen muss innerhalb von 2,5 Sekunden oder vor dem Überschreiten von 750 J bei der Lichtbogenenergie erkannt werden, je nachdem, was zuerst eintritt (Abbildung 5).

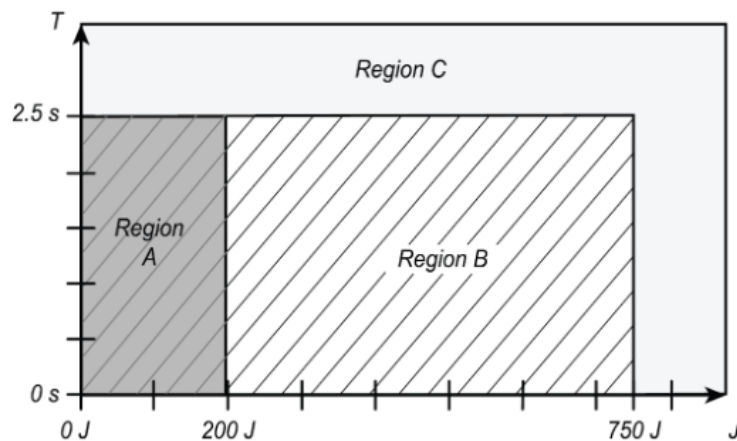


Abbildung 5: Abbildung der Zeit- und Energieanforderungen aus UL1699B, die auch von IEC 63027 für die Erkennung von Lichtbogenfehlern festgelegt wurden [11]

5 Fronius Arc Guard

Das Fronius Sicherheitskonzept ist auf 2 Ebenen ausgerichtet:

- Die erste und grundlegende Ebene ist die Risikominimierung (passiv): Das Risiko für Gleichstromlichtbögen sollte durch eine ordnungsgemäße Systemauslegung, Installation und Wartung so weit wie möglich reduziert werden. Zu den bewährten Verfahren gehören die **Minimierung der Anzahl der Kontaktpunkte**, die Sicherstellung, dass alle Anschlüsse ordnungsgemäß ausgeführt werden, sowie die Qualitätssicherung durch Installateurschulungen, regelmäßige Wartung und Inspektionen. Durch solche Maßnahmen wird die Zahl der potenziellen Störlichtbögen, die behoben werden müssen, verringert.
- Die zweite Ebene ist die tatsächliche Löschung der Lichtbögen (aktiv): Wenn die Anzahl der möglichen Lichtbögen auf ein Minimum reduziert wurde, kann die PV-Anlage mit einer AFPE noch sicherer gemacht werden.

Um diese zweite Schutzstufe zu gewährleisten, hat Fronius eine hochmoderne Technologie zur Erkennung und Unterbrechung von Lichtbögen entwickelt, den Fronius Arc Guard.

Bei der Entwicklung konnte Fronius auf umfangreiches Know-how und langjährige Erfahrung im Bereich Lichtbogenschweißen aus der Sparte Perfect Welding zurückgreifen. Das Ergebnis ist eine robuste Technologie, die auf der klassischen FFT-basierten spektralen Lichtbogenerkennung aufbaut und mit fortschrittlichen Techniken zur Mustererkennung weiterentwickelt wurde. Der Arc Guard nutzt auch einen trainierten Lichtbogenerkennungsalgorithmus, der von Fronius F&E regelmäßig verbessert wird, um die Erkennungsgenauigkeit im Laufe der Zeit stetig zu erhöhen.

6 Erhöhte Sicherheit ohne Kompromisse mit dem Arc Guard

PV-Anlagen sind bereits sehr sicher, und statistisch gesehen kommt es bei mehr als 99,994 % der installierten Anlagen nicht zu einem Brand, so dass die Zahl der „sicheren Anlagen“ bereits extrem hoch ist. Das bedeutet, dass jeder Versuch, diesen Prozentsatz noch weiter zu erhöhen, zu einem relativ geringen Anstieg führen könnte (z. B. um 0,001 %). Daher **sollte jede zusätzliche Sicherheitsmaßnahme sorgfältig geprüft werden**, um sicherzustellen, dass der gewonnene (geringe) Nutzen keine Nebenwirkungen hat, die den Einsatz einer solchen Maßnahme fragwürdig machen würden.

Ein Beispiel ist die Verwendung von Leistungselektronik auf Modulebene. Ihre Abschaltfunktion soll die Sicherheit für Feuerwehrleute erhöhen, aber gleichzeitig führt der Einsatz solcher Elektronikboxen unter jedem PV-Modul zu einer enormen Anzahl von Gleichstromanschlüssen in der PV-Anlage (während diese als grundlegender Schutz der ersten Stufe von vornherein minimiert werden sollten). Das Risiko für elektrische Lichtbögen wird dadurch erhöht, ebenso wie das Brandrisiko, wie die IEC TR 63226 hervorhebt, ein technischer Bericht der IEC, der Richtlinien zur Verringerung des Brandrisikos für PV-Anlagen auf Gebäuden enthält [3].

Andererseits wird die **zusätzliche Sicherheit**, die der Arc Guard bietet, durch die Verwendung von Software und Hardware erreicht, die in den Wechselrichter **integriert ist**, so dass keine zusätzlichen externen Geräte oder Boxen benötigt werden und **keine zusätzlichen Anschlusspunkte** in das System eingeführt werden. Das bedeutet auch, dass es keinen zusätzlichen Aufwand bei der Installation gibt.

Außerdem basiert der Arc Guard als AFPE auf dem Vorsorgeprinzip, d. h., er erkennt und **löscht Lichtbögen, bevor sie zu einem Brand führen können**. Wenn der Arc Guard ein „Lichtbogenereignis“ erkennt, unterbrechen die Leistungsstufen des Wechselrichters die Stromübertragung und stoppen die Stromeinspeisung ins Netz. Auf diese Weise wird der Stromfluss unterbrochen, und der Lichtbogen erlischt.

Da der **Arc Guard die Wahrscheinlichkeit eines Brandes weiter reduziert**, ist er auch der beste Schutz für die Einsatzkräfte, denn **kein Feuer bedeutet kein Risiko für die Feuerwehr**.

7 Referenzen

- [1] Fraunhofer ISE, "Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland", Fraunhofer ISE, Bereich Photovoltaische Module und Kraftwerke, Freiburg, 2021.
- [2] BRE National Solar Centre, "Fire and Solar PV Systems - Investigations and Evidence", 2017.
- [3] IEC TR 63226, "Managing fire risk related to photovoltaic (PV) systems on buildings", 2021.
- [4] Shibo Lu, et al., "Study on DC Series Arc Fault in Photovoltaic Systems for Condition Monitoring Purpose," in *Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, 2017.
- [5] TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH, "Bewertung des Brandrisikos in Photovoltaik-Anlagen und Erstellung von Sicherheitskonzepten zur Risikominimierung", Köln, 2015.
- [6] L. E. Norum und F. Schimpf, "Recognition of electric arcing in the DC-wiring of photovoltaic systems," in *INTELEC 2009 - 31st International Telecommunications Energy Conference*, 2009.
- [7] Shibo Lu, et al., "A comprehensive review on DC arc faults and their diagnosis methods," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 89, S. 88-89, 2018.
- [8] M. K. Alam, et al., "A Comprehensive Review of Catastrophic Faults in PV Arrays: Types, Detection, and Mitigation Techniques," *IEEE JOURNAL OF PHOTOVOLTAICS*, Bd. 5, Nr. 3, S. 982-997, 2015.
- [9] G. Artale, et al., "DC series arc faults in PV systems. Detection methods and experimental characterization," in *22nd International Workshop on ADC and DAC Modelling and Testing*, 2020.
- [10] NREL, National Renewable Energy Laboratory, "Low Cost Arc Fault Detection and Protection for PV Systems", 2013.
- [11] UL 1699B: 2018, "Standard for Photovoltaic (PV) DC Arc-Fault Circuit Protection".
- [12] K. Yang, et al., "A Novel Arc Fault Detector for Early Detection of Electrical Fires", *Sensors*, Bd. 16, Nr. 4, S. 500, 2016.