



# Brandgefahr durch PV-Anlagen

## KURZFASSUNG

Dieser Beitrag schildert Ergebnisse aus Recherchen zu Brandfällen und brandrelevanten Schadenfällen in PV-Anlagen. Es wurden etwa 200 Brand- und Überhitzungsfälle ausgewertet.

Als Fehlerursachen gelten zu etwa gleichen Teilen Produktfehler und Installationsfehler. Die Fehlerorte verteilen sich einigermaßen gleichmäßig auf alle verwendeten Komponenten. Erstaunlich viele Fehler traten in der konventionellen Wechsellspannungs-Installation auf. Auf der Gleichspannungsseite zeigten sich relativ häufig Kontaktprobleme in bauseits errichteten Steckverbindungen und in DC-Schaltern.

Gebäudeintegrierte Anlagen zeigen gegenüber Aufdachanlagen eine 20-mal höhere Schadenhäufigkeit.

Eine fachgerechte Erstprüfung und regelmäßige Inspektionen unter Einsatz einer Thermografiekamera reduzieren die Wahrscheinlichkeit eines Brandes erheblich.

## Auswertung von Schadenfällen

### 1 | Statistische Auswertung von Hitzeschäden und Brandfällen in PV-Anlagen

#### 1.1 | Einführung

Im Rahmen eines vom Umweltministerium BMUB geförderten Projektes hat das Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE zusammen mit anderen namhaften Partnern wie dem TÜV Rheinland Brand- und Überhitzungsfälle in PV-Anlagen recherchiert.<sup>1</sup>

Die im Folgenden präsentierten Auswertungen spiegeln den Stand von Dezember 2012 wider. Zur Bewertung der gefundenen Schadenzahlen ist anzumerken, dass es sich nicht um eine umfassende Erhebung handelt, aber vermutlich die derzeit beste Zusammenstellung darstellt.<sup>2</sup>

Folgende Liste gibt eine Übersicht über die ausgewerteten Schadenfälle. Zu diesem Zeitpunkt gab es in Deutschland ca. 1,3 Mio. PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von über 30 GWp. Wir fanden folgende Schäden:

- ca. 420 Fälle von Brand-/Hitzeschäden in PV-Anlagen
- davon etwa 220 Fälle mit externer Brandursache
- etwa 200 Fälle mit Brandursache in der PV-Anlage

Uns ist bewusst, dass es bei den PV-Modulen viel mehr Fälle von lokaler Überhitzung gab (siehe unten). Mehrere Modulhersteller hatten Qualitätsprobleme und führten deswegen umfangreiche Austauschaktionen durch. Nur wenige dieser Fälle sind in den folgenden Auswertungen erfasst.

#### 1.2 | Schadenfallanalyse

Die ca. 200 Schadenfälle mit Ursache in der PV-Anlage wurden weiter ausgewertet. **Grafik 1** schlüsselt diese Fälle nach ihrer Schadenhöhe auf und verdeutlicht diese Zahlen.

#### Schadenhöhe von ca. 200 Fällen

|                       |    |
|-----------------------|----|
| Komponente beschädigt | 57 |
| PV-Anlage beschädigt  | 69 |
| Gebäude beschädigt    | 65 |
| Gebäude abgebrannt    | 11 |



Die 200 Fälle wurden, soweit es die Informationslage zuließ, tiefer analysiert (**Grafik 1**). Dabei interessierten uns folgende Zusammenhänge:

- Anlagentyp
- Schwere des Schadens und Auswirkung auf die Umgebung
- Fehlerursache
- Komponente, die Brand auslöste
- Anlagenalter

Diese Aspekte werden anhand von Auswertungsgrafiken im Folgenden dargestellt.

### 1.2.1 | Einfluss des Anlagentyps auf Schadenhäufigkeit

Hat der Anlagentyp, also die Montageart, einen Einfluss auf das Schadenrisiko? Die Antwort zeigt **Grafik 2**.

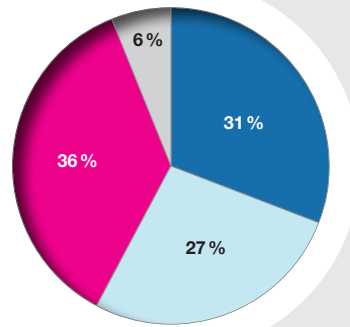
Diese Verteilung entspricht grob den vom Bundesverband Solarwirtschaft BSW geschätzten Marktanteilen mit etwa 70 % Kapazität auf Gebäuden und knapp 30 % im Freiland. Weniger als 1 % der Kapazität wird als gebäudeintegrierte Anlage ausgeführt. Zur Schadenstatistik tragen Anlagen mit gebäudeintegrierten Modulen allerdings zu ca. 20 % bei. In der folgenden **Grafik 3** wird das noch deutlicher. Sie zeigt eine Auswertung derjenigen Schadenfälle, bei denen ein Gebäude beschädigt oder zerstört wurde.

Bei einem Anteil von geschätzt 1 % an der installierten Kapazität beträgt der Anteil bei den beschädigten Gebäuden etwa 20%! Dies lässt sich damit erklären, dass die Schutzwirkung der „harten Bedachung“ der typischen Ziegeldächer entfällt: Wenn ein Brand in der PV-Anlage auftritt, ist das Feuer schon im Gebäude. Das heißt im Umkehrschluss, dass dachintegrierte Anlagen mit besonders hoher Umsicht geplant und errichtet werden müssen. Technische Regeln für diese Anwendung gibt es derzeit noch nicht. Der TÜV Rheinland hat jedoch einige Versuche zu Brandentstehung und -ausbreitung durchgeführt und Hinweise für Verbesserungsmaßnahmen erarbeitet.<sup>3</sup>

### 1.2.2 | Schadenursache

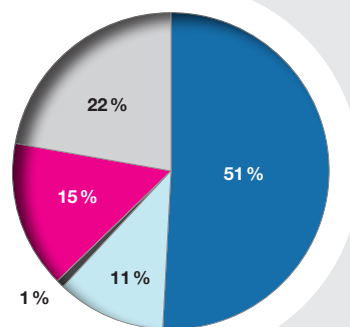
Was sind die Ursachen für die Brandfälle? **Grafik 4** gibt die Antwort. In ca. 110 Fällen war eine Ursachenfindung möglich. Installationsfehler und Produktfehler heben sich als Hauptursachen ab.

■ **Produktfehler** betreffen vor allem Module und Wechselrichter. Mehrere Modulhersteller waren/sind von Serienfehlern betroffen. Zum Teil hat es Rückruf- und Austauschaktionen gegeben. Auch Wechselrichter scheinen teilweise serienmäßig ausgefallen zu sein. ▶



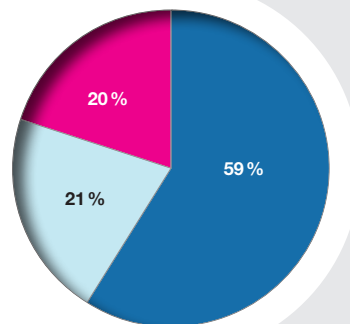
**Grafik 1** | Übersicht zur Schadentiefe der untersuchten Fälle

- Komponente beschädigt
- PV-Anlage beschädigt
- Gebäude beschädigt
- Gebäude abgebrannt



**Grafik 2** | Anteil der Schäden nach Anlagentyp

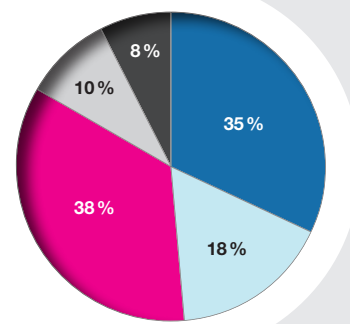
- Aufdach
- Indach
- Fassade
- Flachdach
- Freiland



**Grafik 3** | Schadenverteilung bei Schadenfällen mit beschädigtem Gebäude

(Basis 54 Schadenfälle)

- Aufdach
- Indach
- Flachdach



**Grafik 4** | Anzahl der Schadenursachen für insgesamt ca. 100 Fälle

Fehler mit „Alu-Leitung“ sind Installations- oder Planungsfehler und auch dort jeweils erfasst. Sie werden der Deutlichkeit halber separat aufgeführt.

- Produktfehler
- Planungsfehler
- Installationsfehler
- Äußerer Einfluss
- Alu-Leitung



■ **Planungsfehler** betreffen zum einen den mechanischen Aufbau:

- zu dicht montierte Module, die durch Zwängung brachen und Lichtbogen zündeten
- Scherkräfte auf Modulanschlussdosen durch zu nahe liegende Montageschienen beschädigten die Dosen und führten zu Lichtbögen
- ungeschützte Montage von Generatoranschlusskästen und Wechselrichtern mit daraus folgender Temperatur- und Tauwasserbelastung, Kontaktkorrosion und schließlich Lichtbogenzündung
- fehlende Brandschotts bei Gebäudeeinführung

Zum anderen war auch der elektrische Aufbau von einer Vielzahl von Mängeln betroffen:

- Missachtung von Häufungen bei Kabeln – dadurch Überlastung von Kabeln
- falscher Sicherungstyp auf der DC-Seite
- Verlustwärme von Sicherungen nicht beachtet
- DC-Leitungen in Generatoranschlusskästen scheuern an Metallkanten
- unterdimensionierte Leitungen
- unterdimensionierte DC-Hauptschalter
- ungeeignete Klemmen bei Alu-Leitungen

Planungsfehler können einen großen Einfluss auf die möglichen Folgen eines Brandes haben. Hängt der Wechselrichter an einer Betonwand? Oder auf einer Holzplatte? Fällt eventuell brennend abtropfendes Material auf einen Steinboden? Oder ins Heulager? Gutachter schildern hier zum Teil haarsträubende Bausituationen.<sup>5/6/7</sup> Anforderungen an Elektroinstallationen in feuergefährdeten Betriebsstätten<sup>8</sup> werden eklatant missachtet.

■ **Installationsmängel** sind die häufigste Fehlerursache. Sie sind vermutlich teilweise den schwierigen Installationsbedingun-

gen im Winter geschuldet. Teilweise sind sie aber so massiv, dass man von fehlender Sachkenntnis der Installateure ausgehen muss. Dies waren die häufigsten Fehler:

- Stecker schlecht gesteckt
- Stecker schlecht oder gar nicht gecrimpt
- lose Schraubklemme
- mangelhafte Abisolierung von Leitungen mit Klemmung der Leiterisolierung
- unsachgemäße Verarbeitung von Alu-Leitungen (falsche Klemmen, fehlende Drehmomentkontrolle, fehlende Nachkontrolle nach 200 h)
- fehlende Zugentlastung von Kabeln (führt zu mechanischer Belastung der Klemmen)

Alle diese Mängel führten zu erhöhtem Kontaktwiderstand, einer beschleunigten Kontaktdegradation und schließlich zum Lichtbogen.

■ **Äußerer Einfluss** sind vor allem Tierverbiss, einzelne Blitzschläge und in einem Fall ein Handwerker, der mit zu langen Schrauben das Gleichstromleitungsband traf.

Fehler bzgl. der ■ **Alu-Leitung** sind in den obigen Fehlerkategorien schon mitgezählt. Sie sind in **Grafik 4** getrennt dargestellt, um die Bedeutung besser zu veranschaulichen.

### 1.2.3 | Fehlerauslösende Komponente

Bei den Diskussionen zur Brandgefährdung durch PV-Anlagen stand bisher die

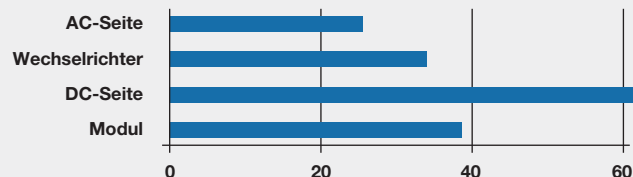
vermeintlich kritischere DC-(Gleichstrom-)Seite im Fokus. Wegen der Vielzahl der elektrischen Verbindungen und der der Witterung ausgesetzten Komponenten und der Selbststabilisierung eines eventuellen Lichtbogens aufgrund der Stromquellencharakteristik der Solarzellen hielten wir das Brandentstehungsrisiko im PV-Generatorbereich für deutlich höher als im Wechselstrombereich.

**Grafik 5** zeigt überraschenderweise, dass Fehler auf der AC-Seite eines PV-Systems fast genauso oft aufgetreten sind wie auf der DC-Seite. Dies ist umso erstaunlicher, da auf der AC-Seite (Wechselstromseite) die Zahl der Komponenten um mindestens eine 10er-Potenz kleiner als auf der DC-Seite ist, bewährte Betriebsmittel mit langer Entwicklungszeit zur Verfügung stehen und die AC-Installation meist in witterungsgeschützten Räumen errichtet wird.

Wenn man die Fehler so detailliert wie möglich den Komponenten zuordnet, zeigt sich eine Verteilung wie in **Grafik 6** dargestellt.

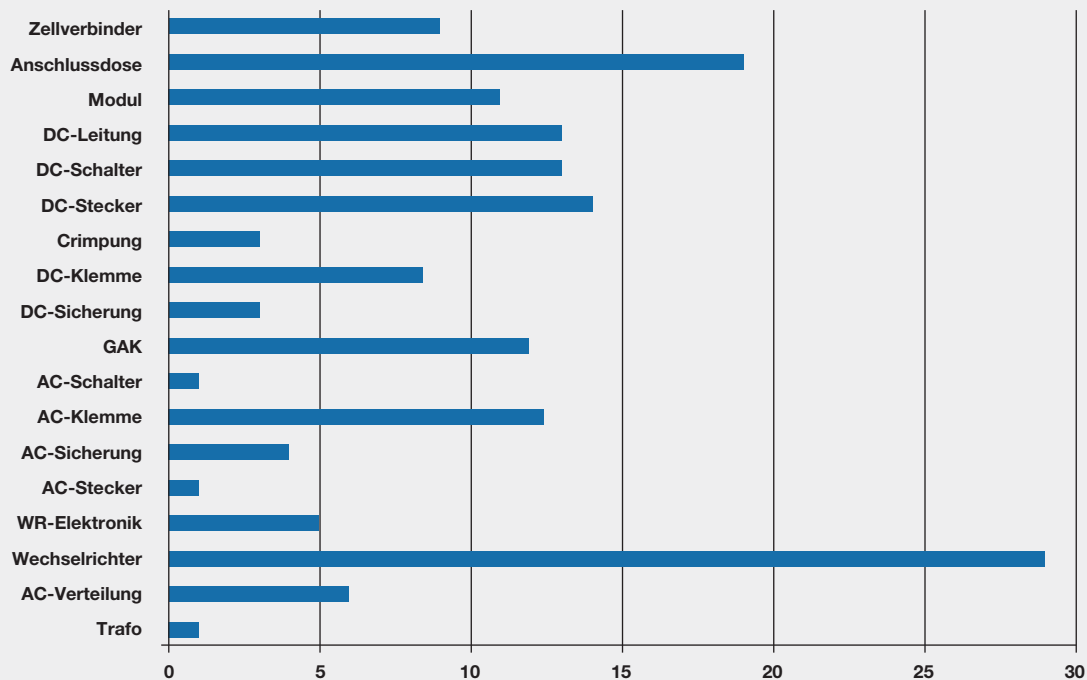
Die meisten Fehler treten bei Modulen und Wechselrichtern auf. Das Ergebnis ist nicht überraschend: Das Modul ist die Komponente, die mit der größten Stückzahl eingesetzt wird, und der Wechselrichter ist die komplexeste Komponente.

Fehlerorte im Generatoranschlusskasten (GAK) und in der AC-Verteilung ließen sich häufig nicht genauer identifizieren. Wir vermuten jedoch, dass in vielen Fällen Verbindungsstellen ursächlich waren.



**Grafik 5** | Grobe Einteilung des Bereichs, wo der Fehler auftrat. DC (Direct Current) bezeichnet die Gleichstromseite ohne Module, AC (Alternating Current) bezeichnet die Wechselstromseite ohne Wechselrichter.





**Grafik 6** | Anzahl Fehler pro Komponente. GAK steht für Generatoranschlusskasten. Angegeben sind die Fehlerorte, die mit der in jedem Einzelfall möglichen Auflösung bestimmt werden konnten. Das heißt, wenn ein Modulschaden gemeldet wurde, steht der unter „Modul“, wenn ein Schaden an einer Modulanschlussdose gemeldet wurde, steht der unter „Anschlussdose“. Um die Gesamtzahl der Fehler an Modulen zu erhalten, muss man „Module“, „Anschlussdosen“ und „Zellverbinder“ zusammenzählen.

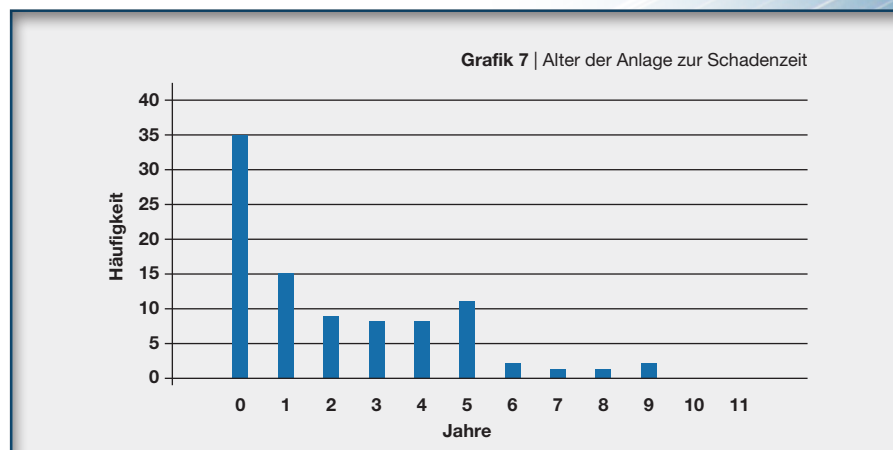
Schadenmeldungen und Aussagen von Sachverständigen deuten darauf hin, dass Schraubklemmen gegenüber anderen Verbindungstechniken ein erhöhtes Risiko haben, eine Überhitzung auszulösen.

Arbeitsbedingungen bei der Installation zurückzuführen sein. So wurden 2011 nach Zahlen des BMU etwa 40 % der neu installierten Kapazität im Dezember – wegen der

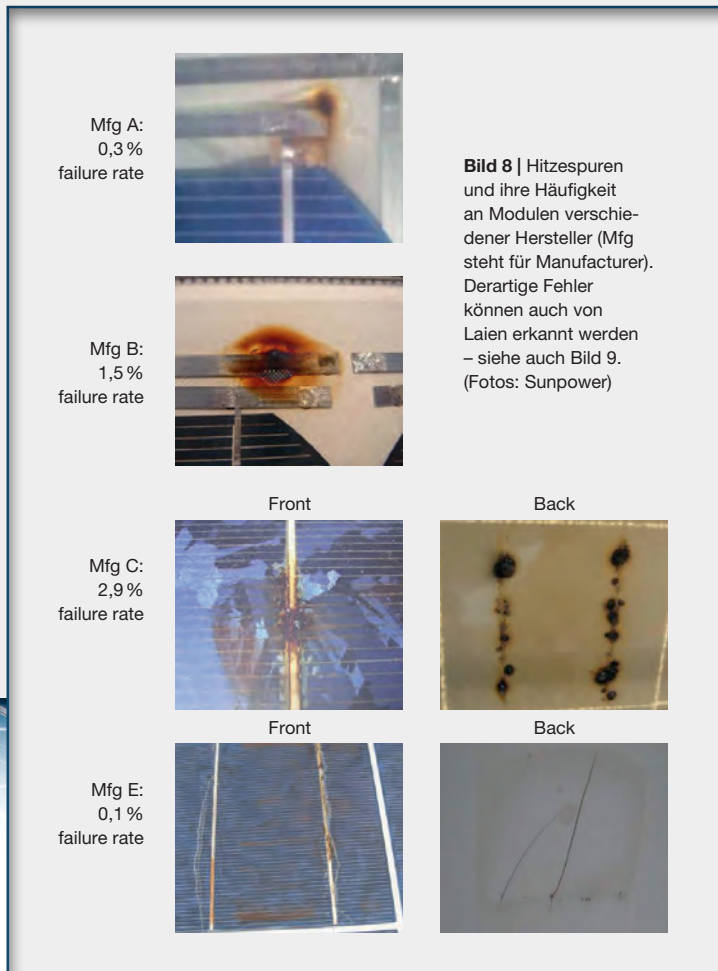
zum Jahreswechsel erfolgenden Absenkung der EEG-Vergütung – errichtet, also unter enormem Zeitdruck und widrigen Arbeitsbedingungen. ▶

### 1.2.4 | Alter der Anlagen

**Grafik 7** zeigt die Verteilung des Anlagenalters bei Schadeneintritt. Die Fehler häufen sich im ersten Betriebsjahr. Teilweise traten Schäden schon in der Bauphase auf. Die hohe Zahl der frühen Schäden spiegelt nach Meinung der Autoren einerseits Komponentenversagen – besonders von Wechselrichtern – wider, andererseits die zahlreichen Installationsmängel, die dann nach wenigen Vollast-Wochen zu Bränden führen. Die hohe Zahl von frühen Schäden dürfte teilweise auch auf die schlechten



**Grafik 7** | Alter der Anlage zur Schadenzeit



**Bild 8** | Hitzespuren und ihre Häufigkeit an Modulen verschiedener Hersteller (Mfg steht für Manufacturer). Derartige Fehler können auch von Laien erkannt werden – siehe auch Bild 9. (Fotos: Sunpower)



**Bild 9** | Heiße Lötverbindung in einem PV-Modul



**Bild 10** | Die gleiche Lötverbindung im Infrarotbild

## 2 | Fallbeispiele

Um die oben geschilderten Beobachtungen zu illustrieren, werden im Folgenden einige Fehlermechanismen ausführlicher beleuchtet.

### 2.1 | Module

Es wurde schon erwähnt, dass einige Modulhersteller Rückrufaktionen wegen kritischer Qualitätsmängel durchführen mussten. Eine US-amerikanische Untersuchung fand bei einigen Modulserien Fehlerraten mit Überhitzungsfehlern von bis zu 3%.<sup>9</sup> Das Erscheinungsbild dieser Fehler und die jeweilige Fehlerrate zeigt **Bild 8**.

Aus Sicht eines Schadenregulierers ist anzumerken, dass wir derartige Schäden in einigen Fällen unter der Rubrik „Blitzeinschlag“ gefunden haben. Produktfehler

sind also irrtümlich der Kategorie „Äußerer Einfluss“ zugeschrieben worden.

Um die Häufigkeit solcher Fehler zu überprüfen, wurden PV-Anlagen mit etwa 7.100 Modulen verschiedener Hersteller und einer Gesamtleistung von etwa 1 MWp inspiziert. Dabei wurden sechs Module, also etwa 0,8%, mit einer heißen Lötstelle zwischen Zellverbinder und Modulquerverbinder gefunden. Zum Teil waren die Fehler mit bloßem Auge kaum zu erkennen (**Bild 9**). Finden kann man diese Stellen jedoch gut mithilfe einer Thermografiekamera (**Bild 10**). Kritisch werden diese Fehler erst, wenn weitere Fehler dazukommen: Wenn dann noch das parallele Kontaktbändchen und die zugehörige Bypassdiode unterbrochen sind, kann sich die Lötstelle öffnen und ein Lichtbogen entstehen.

**Bild 11** zeigt einen brandgeschädigten PV-

Generator. Im Brandschutt fand der Gutachter mehrere Lötverbindungen aus den Modulen, die schwere Mängel in Form von mangelnder Verbindungsfläche aufwiesen (**Bild 12**). Die Vermutung liegt nahe, dass eine derart schlechte Lötverbindung sich wegen Überhitzung öffnete und einen Lichtbogen auslöste.

### 2.2 | DC-Steckverbinder

DC-Steckverbinder tauchen als zweithäufigster Fehler der DC-Seite in der Fehlerstatistik in **Grafik 6** auf. Folgende Mängel wurden als brandursächlich identifiziert:

- schlechte Crimpung – z. B. mit Kombizange
- schlechte Steckung
- Kombination von Stecker und Buchse verschiedener Hersteller





Hier ein Schadenbeispiel.

### 2.2.1 | Stecker nicht sauber gesteckt

Am hellen Mittag entstand in einer dach-integrierten PV-Anlage ein Brand.<sup>10</sup> Der Brand zerstörte den ganzen Dachstuhl. Im Schutt fand der Brandsachverständige Reste von verschiedenen Steckverbindern (**Bild 13**). Der Gutachter kam zu dem Schluss: „Die Schadenursache war die beschädigte Steckverbindung oder deren nicht fachgerechte Montage.“<sup>10</sup>

### 2.2.2 | Kreuzpaarung Steckverbinder

Manche Hersteller von Steckverbindern werben für ihre Produkte mit der Behauptung, sie seien „kompatibel“ zu den Produkten anderer Hersteller. Prüfungen beim TÜV Rheinland<sup>7</sup> und beim Stecker-Hersteller Multi-Contact<sup>11</sup> zeigen, dass diesen Aussagen nicht zu trauen ist. Bei beschleunigten Alterungstests traten teilweise stark überhöhte Kontaktwiderstände auf. Diese führen zum Überhitzen der Steckver-

bindung mit dem Risiko, auf Dauer einen Lichtbogen auszulösen.

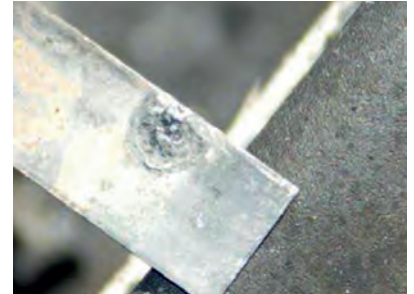
### 2.3 | DC-Schalter

DC-Hauptschalter wurden als dritthäufigste Fehlerquelle auf der DC-Seite gefunden. Aus den Schadenfällen ließ sich eine einzelne Ursache nicht eindeutig feststellen. Es gab sowohl Hinweise auf Produktschwächen als auch auf Überlastung der Bauteile aufgrund von Missachtung des zulässigen Temperaturbereiches oder Missachtung des Bemessungsstroms der Schalter.

Zu einem Brand in einer 1-MWp-Anlage auf einem Industriedach veröffentlichte das IFS folgenden Bericht:

„... Ein IFS-Gutachter stellte bei der Untersuchung fest, dass es eine Überhitzung am Gleichstrom-Hauptschalter in dem Vorsammlergehäuse gegeben hatte. Baugleiche Schalter befanden sich in jedem der fast 130 Vorsammler. Eine Überprüfung ergab, dass es bei mehreren Schaltern bereits zu Schmorschäden gekommen war ...“.<sup>13</sup>

Der Gutachter fand im entsprechenden Produktkatalog der Fa. Santon folgenden Hinweis: „Betätigen Sie Schalter, die selten betätigt werden, mindestens einmal jährlich einige Male (10 x), um die Kontakte zu reinigen“.<sup>14</sup> ▶



**Bild 12** | Rest einer mangelhaften Lötverbindung (Foto: W. Rütz)



**Bild 13** | Reste zweier Steckverbinder aus dem Schutt eines Wohnhauses. Der rechte Stecker war in Ordnung, der linke ist durch einen Lichtbogen stark beschädigt worden. Der Kontaktstift ist verdampft, die Crimpung ist noch teilweise erhalten. (Foto: IFS)

**Bild 11** | Brand einer PV-Anlage auf einem Flachdach. Der Gutachter fand Modulreste, die schlechte Lötverbindungen als Ursache sehr wahrscheinlich machen. (Foto: W. Rütz)







Bild 14 | Brand Generatoranschlusskasten. Exponierter DC-Verteiler; Überhitzung, Schalter versagte und löste Lichtbogen aus! (Foto: Freiwillige Feuerwehr Bühl)

Er sah daraufhin die Brandursache in der fehlenden Wartung der Schalter. Eine Untersuchung der übrigen Generatoranschlusskästen ergab weitere Schalter mit Hitzespuren. Insgesamt waren etwa 10% der Kästen betroffen. Der Wartungshinweis war übrigens im Kleingedruckten auf der letzten Katalogseite angeordnet.

Mindestens zwei Hersteller von derartigen Schaltern hatten allerdings auch Probleme mit Flachsteckverbindern an diesen Schaltern und änderten die Kontaktierungsart.

Die Schalter vom obigen Brandfall waren ohne ein schattenspendendes Schutzdach in Generatoranschlusskästen installiert, die auf dem Dach montiert waren (Bild 14). Damit traten in den Verteilerkästen erhöhte Temperaturen auf – geschätzt über 60 °C. Die entsprechende Produktnorm für die Schalter, DIN IEC 60947-3, erlaubt als höchste Umgebungstemperatur kurzzeitig 40 °C.<sup>15</sup> Die Schalter waren also vermutlich weit außerhalb ihres zulässigen Temperaturbereiches betrieben worden.

### 2.3.1 | Umgebungstemperaturen für Komponenten

Folgendes Beispiel zeigt die Schwierigkeiten bei der exakten Ursachenbestimmung eines Brandschadens und die Verantwortung des Planers der Anlage, die (zukünftigen) Betriebsbedingungen der Anlagenteile zu berücksichtigen. Im folgenden Fall wurde die sommerliche Wärmebelastung offenbar unterschätzt.

Es kam zu einem Brand im Technikraum einer PV-Anlage. Es handelte sich um eine Anlage mit mehreren gleichartigen Teilsystemen. Die Anlage war zu diesem Zeitpunkt etwa sechs Jahre in Betrieb. Bild 15 zeigt einen Blick in diesen Raum. Der Gutachter identifizierte einen überlasteten DC-Hauptschalter als Auslöser für das Feuer.

Der Schalter war mit 16 A Nennstrom für 14,0 A Nennstrom (I<sub>MPP</sub>) ausreichend, aber ohne Reserven für kurzzeitige Überströme, wie sie durch Strahlungsreflexionen an Cumuluswolken regelmäßig auftreten, und erhöhte Umgebungstemperaturen dimensioniert worden.

Alle Schalter der Anlage waren wie im zuvor geschilderten Fall einer deutlich erhöhten Wärmebelastung ausgesetzt:

- Die Wechselrichter waren enger montiert als in der Montageanleitung vorgegeben.
- Die DC-Hauptschalter waren dicht zwischen den Wechselrichtern montiert.
- Der Betriebsraum lag direkt unter der nur schwach gedämmten Dachhaut. Im Hochsommer herrschen hier schon von vorneherein regelmäßig Lufttemperaturen von über 40 °C.
- Durch die PV-Wechselrichter wurden zusätzlich bis zu 5 kW Verlustwärme eingetragen.

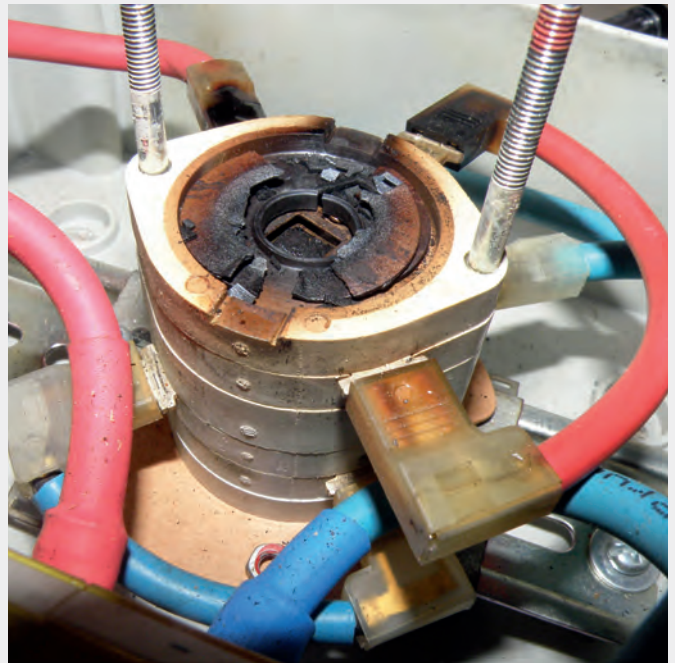
Die laut Datenblatt zulässige maximale Betriebstemperatur der Schalter lag bei 40 °C.

Man muss also davon ausgehen, dass der zulässige Temperaturbereich des Schalters regelmäßig deutlich überschritten worden war. Sechs der Schalter hatten den





**Bild 15** | Technikraum einer PV-Anlage nach einem Brand



**Bild 16** | Ein „überlebender“ Schalter zeigt deutliche Überhitzungsspuren an den Anschlüssen. Die Achse ist geschrumpft und karbonisiert.

Brand nahezu unversehrt überstanden. Zwei dieser Schalter zeigten Vorschäden in Form von beginnender Verkohlung an den Anschlussfahnen.

Beim Zerlegen zeigten sich starke Überhitzungsspuren im Inneren des Schalters (**Bild 16**). Isoliermaterial, Scheiben und die Achse waren verkohlt. Die Wärme kam offensichtlich von den Schaltkontakten und nicht, wie ursprünglich vermutet, von den schwächer gewordenen Flachsteckverbindern. Die Schalterachse war in der Mitte gebrochen. Vermutlich brach sie genau in dem Moment, als der Schalter benötigt wurde, als die Feuerwehr beim Löscheintritt die Anlage freischalten wollte.

Anzumerken ist, dass Wechselrichter und Schalter auf einer Ziegelwand montiert waren. Dadurch fand der Brand keine zusätzliche Nahrung.

Um den Effekt der angesprochenen Hersteller-Wartungsempfehlung zu prüfen, wurden die erhaltenen Schalter aus der beschädigten PV-Anlage im Labor geprüft.

Der Kontaktwiderstand nahm durch 10-maliges Betätigen stark ab, im Mittel auf etwa 1/3 des Anfangswertes. Entsprechend nehmen auch die ohmschen Verluste und die Selbsterwärmung ab. Die Wartungsempfehlung ist also sehr sinnvoll.

#### 2.4 | „Misshandlung“ von Modulanschlussleitungen

In einem weiteren Fall beobachtet der Anlagenbetreiber, dass die Leitungsanschlüs-

se eines Moduls als „Transportgriff“ missbraucht wurden. Dadurch wurde offenbar die Zugentlastung überlastet und die Kontakte in der Modulanschlussdose etwas auseinandergezogen. Im folgenden Sommer brach die Leistung des Teilgenerators ein. **Bild 17** zeigt, warum.

Das Bild lässt erkennen, dass der linke Anschluss gegenüber dem rechten etwas nach unten gerutscht ist. Wir vermuten, dass dies aufgrund der oben geschilderten ▶

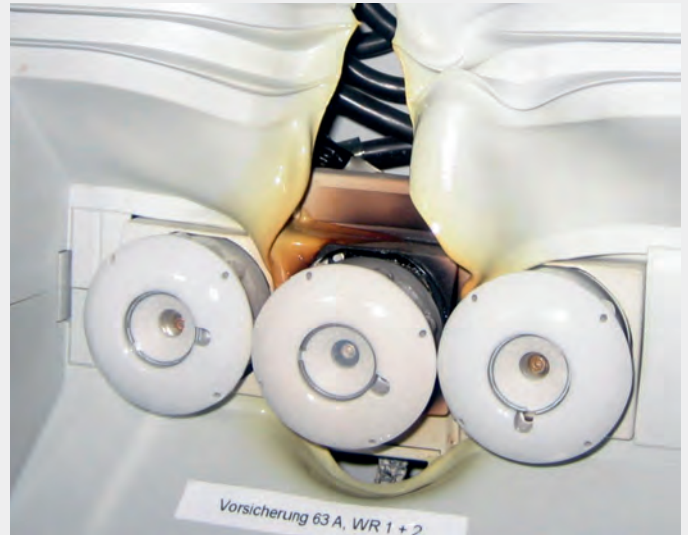


**Bild 17** | Nach Strangausfall fand der Installateur zwei Module mit je einem zerstörten Kontakt in der Modulanschlussdose. Der Lichtbogen blieb jeweils auf das Innere der Dose beschränkt. Glück gehabt (oder/und gutes Material)!





**Bild 18** | Geschmolzenes Aluminium aus einer losen Klemmstelle. Da Aluminium bei niedrigen Temperaturen schmilzt, führen Kontaktwiderstände früher als bei Kupfer zum Auftrennen des Leiters und damit zum Lichtbogen. (Foto: Uli Motzer, Württembergische Versicherung)



**Bild 19** | Dieser Sicherungseinsatz ist sehr heiß geworden. Am Kontakt zur Fassung trat ein hoher Übergangswiderstand auf. (Foto: H. Godard, Energossa)

mechanischen „Misshandlung“ passierte. Der Fehler wurde aufgrund des reduzierten Ertrages entdeckt.

## 2.5 | AC-Seite

Unerwartet viele Brandschäden haben ihren Ursprung auf der AC-Seite von PV-Anlagen. Als Ursache wurde in vielen Fällen eine mangelnde Qualität der Ausführung identifiziert.

### 2.5.1 | Aluminiumleiter

Aluminiumleiter werden wegen ihres Kostenvorteils zunehmend in PV-Anlagen verwendet. Dabei scheinen manche Installateure die besonderen Anforderungen bei Arbeiten mit Alu-Leitungen nicht zu kennen.

Aluminium hat einen geringeren spezifischen Leitwert und geringere Schmelztemperaturen als Kupfer. Aluminium oxidiert sehr schnell. Deswegen muss das Material vor dem Verarbeiten gereinigt und gegen Oxidation geschützt werden. Aluminium „kriecht“. Deswegen müssen die Klemmstellen mit definiertem Drehmoment ange-

zogen und nach etwa 200 Betriebsstunden nachgezogen werden.

Verbindungen von Aluminiumkabel und Kupferschienen/-klemmen sind mit Spezial-Kabelschuhen zu realisieren, um Elektrokorrosion zu vermeiden.

Hier ein Beispiel, wo der Sachverständige eine fehlerhafte Aluminiumverbindung fand.

Die AC-Verteilung eines Wechselrichters war ausgebrannt. Die Brandursache wurde in einer losen Klemmstelle gefunden. Dadurch entwickelte sich ein Übergangswiderstand, der zur Erhitzung der Klemmstelle bis über die Schmelztemperatur von Aluminium führte, siehe **Bild 18**.

Da Schäden durch fehlerhafte Verarbeitung von Alu-Leitungen gehäuft aufgetreten sind, hat die Allianz Versicherung dazu einen Fachartikel veröffentlicht.<sup>16</sup>

### 2.5.2 | Sicherungen

Es gibt Hinweise, dass die typischen Lastzyklen in Photovoltaikanlagen zu einer besonderen Belastung von Kontakten führen. Tägliche Wechsel zwischen Leerlauf und

Nennlast und lange anhaltender Betrieb mit Nennlast scheinen für Kontakte und Sicherungen eine beschleunigte Alterung mit erhöhtem Kontaktwiderstand zu bewirken (**Bild 19**). Bei Anlagen mit mehreren Wechselrichtern kommt eine zusätzliche Wärmebelastung durch die Häufung dazu.

Die Wahrscheinlichkeit einer Überhitzung des Sicherungskontaktes wird verringert, wenn man folgende Punkte beachtet:

- **Sicherungen vor externer Aufheizung schützen und erhöhte Umgebungstemperaturen berücksichtigen, also**
  - direkte Sonneneinstrahlung auf Verteilerkasten vermeiden,
  - Reduktionsfaktor für erhöhte Umgebungstemperatur beachten,
  - Reduktionsfaktor für Häufung beachten und
  - Abstände zur Kühlung zwischen Sicherungen lassen.
- **Verlustarme Sicherungen wählen!**

Eine Siemens-Veröffentlichung<sup>17</sup> gibt eine gründliche Information zu Auswahl und Bemessung von Sicherungen.



### 3 | Empfehlungen

#### 3.1 | Planung und Errichtung

**Folgende Empfehlungen geben wir für die Planung und Errichtung:**

- Dachintegrierte Anlagen müssen mit besonders hoher Umsicht geplant und errichtet werden.
- Die zu erwartenden Umgebungstemperaturen aller Anlagenkomponenten im Sommer bei Volllast sollten für die jeweilige Komponente abgeschätzt und berücksichtigt werden.
- Komponenten, in denen Verlustleistung anfällt – Sicherungen, Kontakte, Schalter –, sollten mindestens 25 % überdimensioniert werden.
- Für die bauseits errichteten Verbindungen sollten werkzeuglose Verbindungstechniken oder Käfigzug-Federklemmen eingesetzt werden.
- Geräteabdeckungen und Gehäusedeckel sollten aus durchsichtigem Material bestehen. Sie lassen eine Sichtprüfung von Verbindungen ohne Aufwand zu.

Lichtbögen können „wandern“ und folgen dem Leitungsverlauf. Am besten hält man einen eventuellen Lichtbogen aus dem Gebäude und verlegt die DC-Leitungen außerhalb des Gebäudes. Falls sich diese Leitungsführung nicht realisieren lässt, sollten beim Gebäudeeintritt „Plus“- und „Minus“-Potentiale etwas voneinander abgesetzt und durch jeweilige Brandschotts ins Gebäude geführt werden.

#### 3.2 | Inspizieren und Prüfen

Das Brandrisiko lässt sich durch Wartungsmaßnahmen stark reduzieren. Regelmäßige Ertragskontrolle hilft, Ertragseinbrüche zu erkennen, wie sie durch elektrische Fehler verursacht werden.

Regelmäßige Inspektionen und elektrische Prüfungen können Fehler aufdecken, die auf Dauer einen Brand auslösen könnten. Vorschäden, wie braune Stellen in Modulen, Verfärbung oder Verformung von Isoliermaterial, Verkohlungen von Klemmen, Anlassfarben an Sammelschienen, lassen sich teilweise auch von elektrotechnischen

Laien mit bloßem Auge erkennen. Daher empfehlen die Autoren, die Anlagen regelmäßig zu inspizieren. Hilfestellung für die Prüfungen gibt die Norm IEC 62446 (VDE 0126-23).

**Normativ vorgegebene Fristen für Wiederholungsprüfungen gibt es derzeit nicht. Folgende Inspektionsfristen scheinen nach den Projektergebnissen sinnvoll zu sein:**

- nach erster Sommersaison, um Anfangsfehler zu entdecken,
- nach knapp zwei Jahren, um gewährleistungsrelevante Probleme zu erfassen,
- ggf. eine Prüfung nach knapp fünf Jahren vor Ablauf der VOB-Gewährleistungsfrist und
- danach alle vier Jahre (in Anlehnung an BGV A3 für gewerbliche, stationäre Anlagen).

Alle bauseits errichteten Kontaktstellen in leicht zugänglichen Betriebsmitteln sollten jährlich inspiziert werden. Wartungsanforderungen des Herstellers für DC-Hauptschalter sind zu beachten. ■

Hermann Laukamp, Georg Bopp, Fraunhofer ISE

#### LITERATUR

- <http://www.pv-brandsicherheit.de>
- Internetbasierte Umfrage zu Brandfällen, <http://www.pv-brandsicherheit.de/9/>
- F. Reil, Technische Brandrisikominimierung bei Gebäudeintegrierter Photovoltaik (GIPV), Vortrag 2. PV-Brandschutzworkshop, Freiburg, 30.01.2013, [http://www.pv-brandsicherheit.de/fileadmin/WS\\_24-01-13/10\\_Reil\\_Brandrisiko-minimierung\\_bei\\_BIPV.pdf](http://www.pv-brandsicherheit.de/fileadmin/WS_24-01-13/10_Reil_Brandrisiko-minimierung_bei_BIPV.pdf)
- Photovoltaikanlagen, Technischer Leitfaden, VdS 3145 : 2011-07 (01) 3.; [http://www.vds.de/fileadmin/vds\\_publicationen/vds\\_3145\\_web.pdf](http://www.vds.de/fileadmin/vds_publicationen/vds_3145_web.pdf)
- L. Erbe, Typische Mängel an Photovoltaikanlagen, Schadenprisma 3/2011, [http://www.schadenprisma.de/pdf/sp\\_2011\\_3\\_4.pdf](http://www.schadenprisma.de/pdf/sp_2011_3_4.pdf)
- Chr. Bendel, Qualitätsmängel in Photovoltaikanlagen, ep Photovoltaik – 3/4-2011
- M. Schmitt, Mängel bei der Errichtung von Photovoltaikanlagen, Tagungsband 26. nationales Symposium Photovoltaik, Bad Staffelstein, 2011
- „Elektrische Anlagen in feuergefährdeten Betriebsstätten und diesen gleichzustellende Risiken“, VdS 2033, [http://vds.de/fileadmin/vds\\_publicationen/vds\\_2033\\_web.pdf](http://vds.de/fileadmin/vds_publicationen/vds_2033_web.pdf)
- David DeGraaff, Ryan Lacerda, Zach Campeau, Zhigang Xie, How do Qualified Modules Fail – What is the root cause?, SunPower Corp, NREL 2011 International PV Module Quality Assurance Forum San Francisco, 15 July 2011, [http://www.nrel.gov/ce/ipvmqa.../10-ipvmqaf\\_degraaff\\_sunpower.pdf](http://www.nrel.gov/ce/ipvmqa.../10-ipvmqaf_degraaff_sunpower.pdf)
- IFS Kiel, Kurzschluss an einer Photovoltaikanlage, IFS SCHADENBEISPIEL, Schadenprisma Heft 2/2010, [http://www.schadenprisma.de/pdf/sp\\_2010\\_2\\_6.pdf](http://www.schadenprisma.de/pdf/sp_2010_2_6.pdf)
- R. Brück, TÜV Rheinland LGA Products GmbH, Anforderungen an die Interoperabilität von Steckverbindern, [http://www.tuv.com/media/germany/10\\_industrialservices/pv\\_modulworkshop\\_2012/5-4\\_Brueck\\_Anforderungen\\_an\\_die\\_Interoperabilitaet\\_von\\_Steckverbindern.pdf](http://www.tuv.com/media/germany/10_industrialservices/pv_modulworkshop_2012/5-4_Brueck_Anforderungen_an_die_Interoperabilitaet_von_Steckverbindern.pdf)
- M. Berginski, Multi-Contact; Sichere Steckverbindungen: Paarung von Fremdprodukten/Crimpen im Feld, 2.ter Workshop PV Brandsicherheit, Köln, 24.1.2013, [http://www.pv-brandsicherheit.de/fileadmin/WS\\_24-01-13/09\\_Berginski\\_Sichere\\_Steckverbindungen.pdf](http://www.pv-brandsicherheit.de/fileadmin/WS_24-01-13/09_Berginski_Sichere_Steckverbindungen.pdf)
- IFS report, Brandgefährliche Mängel und Versäumnisse, IFS Report März 2012
- Santon Katalog „Santon switches Catalogue“ (P-Type Switch Disconnect 10IS1UKB.pdf)
- Siemens, Grundlagen der Niederspannungsschalttechnik, Kap 21J; 2008, [http://support.automation.siemens.com/WW/llisapi.dll/csfetch/34973099/Grundlagen\\_der\\_Niederspannungsschalttechnik.pdf](http://support.automation.siemens.com/WW/llisapi.dll/csfetch/34973099/Grundlagen_der_Niederspannungsschalttechnik.pdf)
- M. Bächle, Allianz Stuttgart, Einsatz von Aluminiumkabeln in der Photovoltaik, ep Photovoltaik – 5/6-2012
- Siemens AG, Sicherungssysteme - BETA Niederspannungsschutzschalttechnik, Technik-Fibel, 2010, Bestell-Nr.: E10003-E38-10T-G3021

**DANKSAGUNG** dem Bundesumweltministerium BMUB für die Förderung des Projektes FKZ: 0325259