



[www.schadenprisma.de](http://www.schadenprisma.de)

**Information**

**Dokumentation und Prüfung  
von PV-Anlagen**

**Leitungswasser**

**Leitungswassergroßschaden  
in einer Sparkasse**



## **Brandgefahren durch PV-Anlagen**



**4 | Brandschutz****Brandgefahren durch PV-Anlagen**

Hermann Laukamp, Georg Bopp

**14 | Information****Dokumentation und Prüfung von PV-Anlagen**

Jens Dornbrach

**20 | Leitungswasser****Leitungswassergroßschaden in einer Sparkasse**

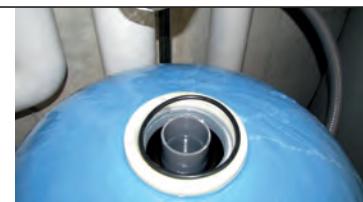
Dr. Rolf Voigtländer

**26 | Aktuelles Schadengeschehen****Brände an thermischen Solaranlagen**

Jürgen Hoyer

**31 | IFS Schadenbeispiel****Gewinde bei Montage abgerissen**

IFS Kiel





# Photovoltaikanlagen

Liebe Leser,

Photovoltaikanlagen sind heute nicht mehr aus dem System der umweltgerechten Energiegewinnung wegzudenken. Gerade durch die gute Verfügbarkeit der Anlagen und der sicheren Energieausbeute spielen sie eine wichtige Rolle bei der Gestaltung einer sinnhaften Energiewende.

Voraussetzungen dafür sind allerdings eine normgerechte Errichtung der Anlage durch Fachfirmen unter Verwendung von technisch sicheren und hochwertigen Produkten und eine regelmäßige Prüfung und Wartung der Anlagen durch Sachverständige.

Aber auch der geübte Laie kann bei regelmäßiger „Sichtprüfung“ seiner Anlage Mängel erkennen und entsprechende schadenverhütende Maßnahmen ergreifen.

Die ersten beiden Artikel im Heft beschäftigen sich mit den möglichen Gefahren, die von PV-Anlagen ausgehen, den Schadenursachen, den schadenauslösenden Bauteilen und geben Empfehlungen zur Planung und Errichtung der Anlagen sowie zur Einhaltung der Schadenverhütungshinweise.

Im Gegensatz zu PV-Anlagen, wo elektrischer Strom gewonnen wird, geht es bei thermischen Solaranlagen um die Nutzung von Wärme. Dass solche Solarthermieanlagen auch eine „Brandursache“ sein können, zeigt ein weiterer Beitrag.

Der Beitrag zum Wasserschaden in der Sparkasse Chemnitz führt deutlich vor Augen, dass durch eine entsprechende risikogerechte Beratung und die Erarbeitung sowie Umsetzung von Präventivmaßnahmen in Form technischer Sicherheitseinrichtungen – ein Leckagedetektor in Verbindung mit einem elektrischen Absperrventil – schadenverhütend wirken können. Dieser Beitrag sollte für ähnliche Unternehmen beispielgebend sein, um durch die Ergreifung geeigneter Sicherungsmaßnahmen solche Schäden, in Verbindung mit den nicht unerheblichen Image- und Betriebsunterbrechungsschäden, zu vermeiden.



Hartmut Heyde  
Redaktionsleiter



## KURZFASSUNG

Dieser Beitrag schildert Ergebnisse aus Recherchen zu Brandfällen und brand-relevanten 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 Wechselspannungs-Installation auf. Auf der Gleichspannungsseite zeigten sich relativ häufig Kontaktprobleme in bauseits errichteten Steckverbindungen und in DC-Schaltern.

Gebäudeintegrierte Anlagen zeigen gegenüber Aufdach-anlagen eine 20-mal höhere Schadenhäufigkeit.

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

# Brandgefahr durch PV-Anlagen

## 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-/Hitze-schaden 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
- Schweren 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**.

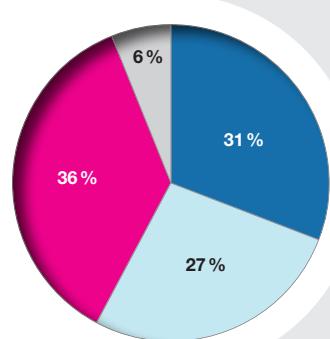
Diese Verteilung entspricht grob den vom Bundesverband Solarwirtschaft BSW geschätzten Marktanteilen mit etwa 70 % Kapazität auf Gebäuden und knapp 30 % im Freiland. Weniger als 1 % der Kapazität wird als gebäudeintegrierte Anlage ausgeführt. Zur Schadenstatistik tragen Anlagen mit gebäudeintegrierten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

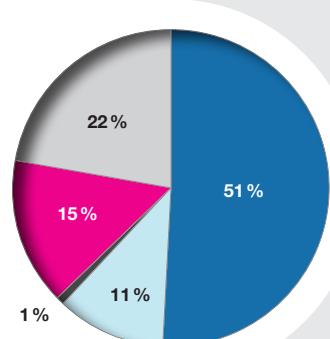
Was sind die Ursachen für die Brandfälle? **Grafik 4** gibt die Antwort. In ca. 110 Fällen war eine Ursachenfindung möglich. Installationsfehler und Produktfehler heben sich als Hauptursachen ab.

■ **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.▶



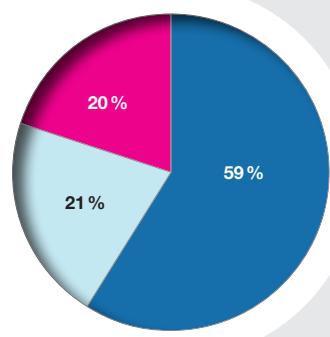
**Grafik 1** | Übersicht zur Schadentiefe der untersuchten Fälle

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



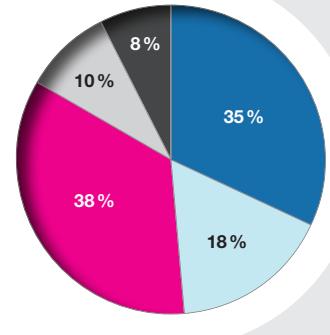
**Grafik 2** | Anteil der Schäden nach Anlagentyp

- Aufdach
- Indach
- Fassade
- Flachdach
- Freiland



**Grafik 3** | Schadverteilung bei Schadefällen mit beschädigtem Gebäude  
(Basis 54 Schadefälle)

- 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 Lichtbögen 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 Gleichstromleitungsbündel 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

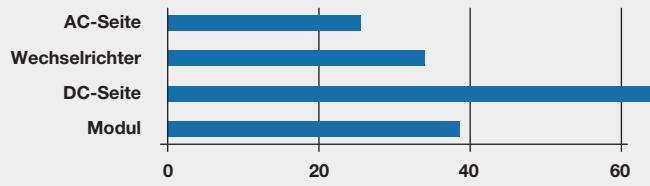
vermeintlich kritischere DC-(Gleichstrom)-Seite im Fokus. Wegen der Vielzahl der elektrischen Verbindungen und der der Witterung ausgesetzten Komponenten und der Selbststabilisierung eines eventuellen Lichtbogens aufgrund der Stromquellencharakteristik der Solarzellen hielten wir das Brandentstehungsrisiko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

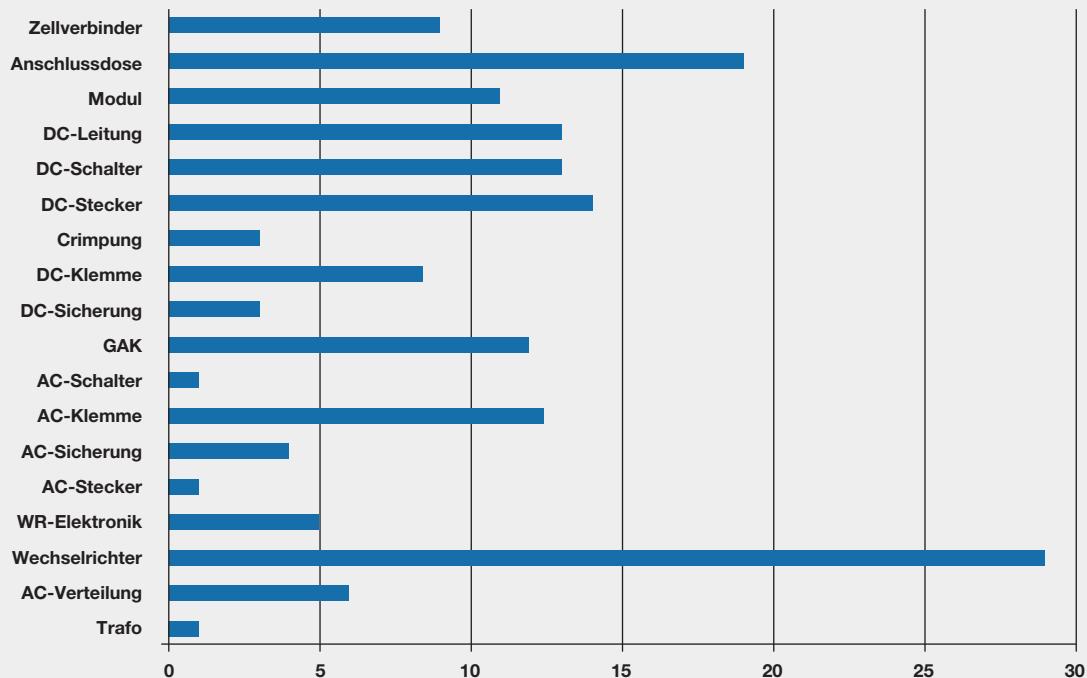
Wenn man die Fehler so detailliert wie möglich den Komponenten zuordnet, zeigt sich eine Verteilung wie in **Grafik 6** dargestellt.

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 Generatoranschlusskästen. 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.

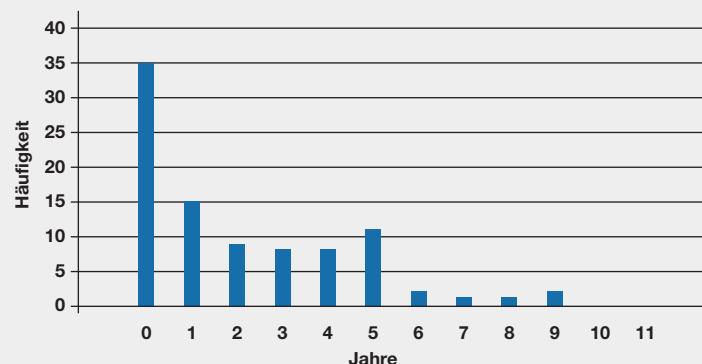
Arbeitsbedingungen bei der Installation zurückzuführen sein. So wurden 2011 nach Zahlen des BMU etwa 40 % der neu installierten Kapazität im Dezember – wegen der

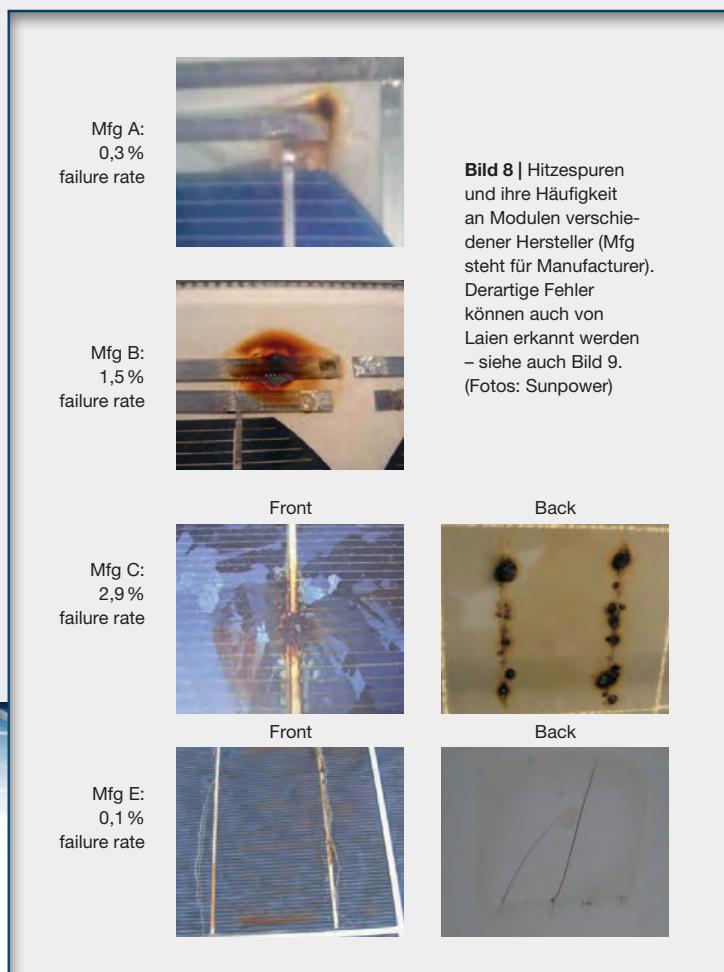
zum Jahreswechsel erfolgenden Absenkung der EEG-Vergütung – errichtet, also unter enormem Zeitdruck und widrigen Arbeitsbedingungen. ▶

#### 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 Überheizungsfehlern 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 „Blitz-einschlag“ 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. Dieses führen zum Überhitzen der Steckver-

bindung mit dem Risiko, auf Dauer einen Lichtbogen auszulösen.

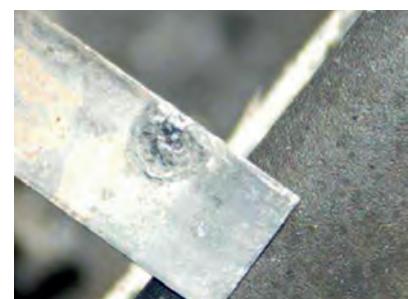
## 2.3 | DC-Schalter

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 Generatoranschlusskästen. 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 Verteilkästen erhöhte Temperaturen auf – geschätzt über 60 °C. Die entsprechende Produkt-norm 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 Anlagen-teile 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 Teilsys-temen. 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 ( $I_{MPP}$ ) ausreichend, aber ohne Reserven für kurzzeitige Über-ströme, wie sie durch Strahlungsreflexio-nen an Cumuluswolken regelmäßig auftre-ten, und erhöhte Umgebungstemperaturen dimensioniert worden.

Alle Schalter der Anlage waren wie im zu-vor geschilderten Fall einer deutlich erhö-hten Wärmebelastung ausgesetzt:

- Die Wechselrichter waren enger montiert als in der Montagean-leitung vorgegeben.
- Die DC-Hauptschalter waren dicht zwischen den Wechselrichtern montiert.
- Der Betriebsraum lag direkt unter der nur schwach gedämmten Dachhaut. Im Hochsommer herr-schen 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 Be-triebstemperatur der Schalter lag bei 40 °C.

Man muss also davon ausgehen, dass der zulässige Temperaturbereich des Schal ters regelmäßig deutlich überschritten wor-den war. Sechs der Schalter hatten den



Bild 15 | Technikraum einer PV-Anlage nach einem Brand

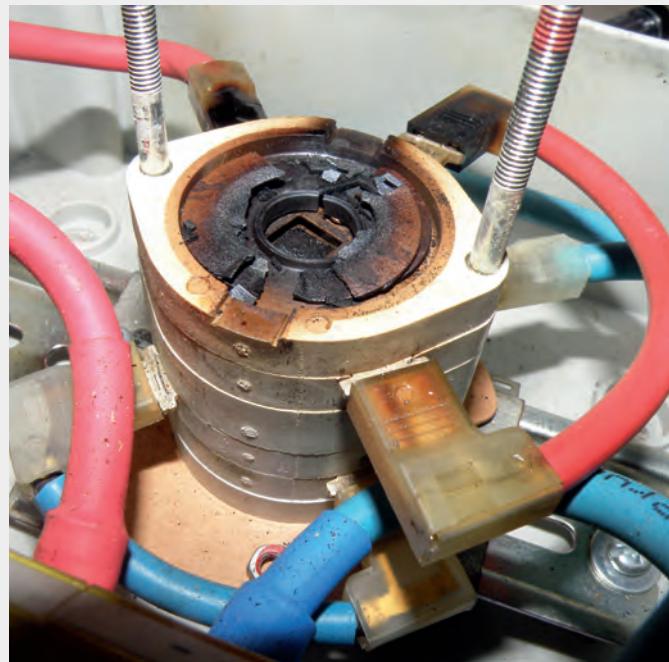


Bild 16 | Ein „überlebender“ Schalter zeigt deutliche Überhitzungsspuren an den Anschlüssen. Die Achse ist geschrumpft und karbonisiert.

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 Löscheinsatz 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 Leitungsanschlüsse

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.

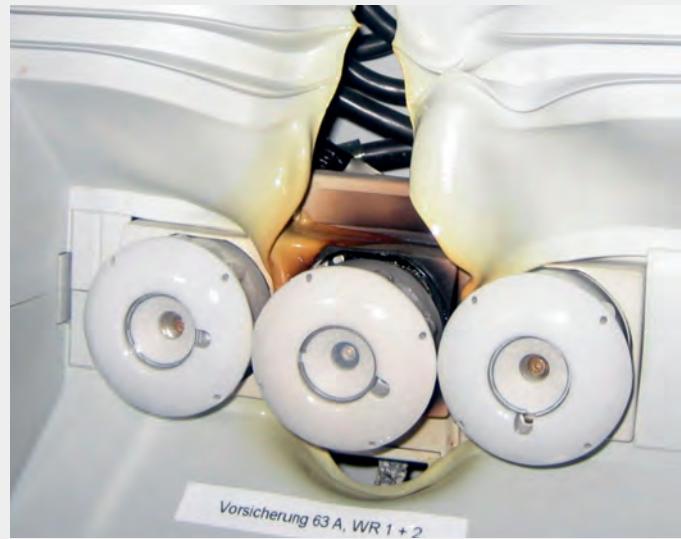
Das Bild lässt erkennen, dass der linke Anschluss gegenüber dem rechten etwas nach unten gerutscht ist. Wir vermuten, dass dies aufgrund der oben geschilderten ▶



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 Verteilerkästen 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 Bezeichnung 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 Umgebungs-temperaturen 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, Verkohlung 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

- <sup>1</sup> <http://www.pv-brandsicherheit.de>
  - <sup>2</sup> Internetbasierte Umfrage zu Brandfällen, <http://www.pv-brandsicherheit.de/9/>
  - <sup>3</sup> 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)
  - <sup>4</sup> Photovoltaikanlagen, Technischer Leitfaden, VdS 3145 : 2011-07 (01) 3.; [http://www.vds.de/fileadmin/vds\\_publikationen/vds\\_3145\\_web.pdf](http://www.vds.de/fileadmin/vds_publikationen/vds_3145_web.pdf)
  - <sup>5</sup> 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)
  - <sup>6</sup> Chr. Bendel, Qualitätsmängel in Photovoltaikanlagen, ep Photovoltaik – 3/4-2011
  - <sup>7</sup> M. Schmitt, Mängel bei der Errichtung von Photovoltaikanlagen, Tagungsband 26. nationales Symposium Photovoltaik, Bad Staffelstein, 2011
  - <sup>8</sup> „Elektrische Anlagen in feuergefährdeten Betriebsstätten und diesen gleichzustellende Risiken“, VdS 2033, [http://vds.de/fileadmin/vds\\_publikationen/vds\\_2033\\_web.pdf](http://vds.de/fileadmin/vds_publikationen/vds_2033_web.pdf)
  - <sup>9</sup> David DeGraaff, Ryan Lacerda, Zach Campeau, Zhiqiang 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/ipvmpqa.../10-ipvmpqa\\_degraaff\\_sunpower.pdf](http://www.nrel.gov/ce/ipvmpqa.../10-ipvmpqa_degraaff_sunpower.pdf)
  - <sup>10</sup> 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)
  - <sup>11</sup> 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)
  - <sup>12</sup> M. Berginski, Multi-Contact; Sichere Steckverbindungen: Paarung von Fremdprodukten/Crimpen
  - <sup>13</sup> Siemens, Grundlagen der Niederspannungs-Schalttechnik, Kap 21J; 2008, [http://support.automation.siemens.com/WW/lisapi.dll/csfetch/34973099/Grundlagen\\_der\\_Niederspannungs\\_Schalttechnik.pdf](http://support.automation.siemens.com/WW/lisapi.dll/csfetch/34973099/Grundlagen_der_Niederspannungs_Schalttechnik.pdf)
  - <sup>14</sup> Santon Katalog „Santon switches Catalogue“ (P-Type Switch Disconnect 10IS1UKB.pdf)
  - <sup>15</sup> Siemens, Grundlagen der Niederspannungs-Schalttechnik, Kap 21J; 2008, [http://support.automation.siemens.com/WW/lisapi.dll/csfetch/34973099/Grundlagen\\_der\\_Niederspannungs\\_Schalttechnik.pdf](http://support.automation.siemens.com/WW/lisapi.dll/csfetch/34973099/Grundlagen_der_Niederspannungs_Schalttechnik.pdf)
  - <sup>16</sup> M. Bächle, Allianz Stuttgart, Einsatz von Aluminiumkabeln in der Photovoltaik, ep Photovoltaik – 5/6 -2012
  - <sup>17</sup> Siemens AG, Sicherungssysteme - BETA Niederspannungs-Schutzschalttechnik, Technik-Fibel, 2010, Bestell-Nr.: E10003-E38-10T-G3021
- DANKSAGUNG** dem Bundesumweltministerium BMUB für die Förderung des Projektes FKZ: 0325259



## Dokumentation und Prüfung von PV-Anlagen

Der Anteil der durch Photovoltaikanlagen erzeugten Energie am Bruttostromverbrauch in Deutschland ist in den zehn Jahren von 2003 bis 2012 von 0,057 % auf 4,7 % gestiegen. Die Solarstromerzeugung stieg in diesem Zeitraum von 313 GWh auf 28.000 GWh, also fast auf das 90-Fache. Zwischen 2010 und 2012 hat sich der Anteil des Solarstroms am Bruttostromverbrauch von 1,9 % auf 4,7 % mehr als verdoppelt.

Laut einer Analyse der „Renewables International“ lag der Anteil der durch Photovoltaikanlagen erzeugten Elektroenergie in Deutschland in den Monaten Mai bis August 2013 jeweils über 10 %, wobei im Juli 2013 der Spitzenwert von 14,4 % erreicht wurde. Diese Erträge werden allerdings durch die geringe Produktion in den Wintermonaten (Januar 2013: 0,8 %) im Jahresdurchschnitt relativiert.<sup>1</sup> Die positive Ent-

wicklung in der Solarstromerzeugung wird sich voraussichtlich auch in den kommenden Jahren fortsetzen, denn die erneuerbaren Energien gewinnen durch die Verknappung der fossilen Brennstoffe und durch den Atomausstieg in Deutschland immer weiter an Bedeutung. Die Bundesregierung plant, den Ökostromanteil, zu dem auch der Solarstrom zählt, von derzeit etwa 25 % auf 45 % im Jahr 2025 zu erhöhen.

### Aufbau einer Photovoltaikanlage

Das hervorstechende Merkmal von Photovoltaikanlagen sind die Solarmodule. Sie können separat auf Dächern von Gebäuden oder in sogenannten Solarparks installiert sein. Als gebäudeintegrierte Anlage ersetzen Solarmodule Teile der Fassade oder der Dacheindeckung. Aber zu einer Photovoltaikanlage gehören weitaus mehr Komponenten. Neben den Solarmodulen zählen dazu die Wechselrichter, die die von

<sup>1</sup> Quelle: <http://www.renewablesinternational.net/power-production-data-updated-for-august/150/537/72620/>

den Modulen erzeugte Gleichspannung in eine Wechselspannung umwandeln, die Messeinrichtungen, die Verkabelung, die Schutzeinrichtungen, der Übergabepunkt an das Stromnetz und nicht zuletzt das Montagesystem.

Die Solarmodule werden in der Regel in Gruppen, sogenannten Strängen (englisch: strings), zusammengefasst. Die Module eines Stranges sind in den meisten Fällen, wie in **Bild 1** dargestellt, in Reihe geschaltet. Eine Parallelschaltung der Module wird selten und nur unter besonderen Bedingungen, z. B. bei unvermeidlicher Verschattung, angewandt.

Für den Anschluss der Stränge an die Wechselrichter gibt es ebenfalls unterschiedliche Konzepte. Die einfachste Lösung ist der in **Bild 1** dargestellte Einsatz eines Wechselrichters je Strang. Durch die Massenfertigung und die dadurch gesunkenen Kosten für Wechselrichter ist dies heutzutage als eine gängige Allround-Lösung anzusehen, die gegenüber dem Multi-Strang-Wechselrichter- oder dem Zentral-Wechselrichter-Konzept viele Vorteile bietet. Dazu zählen z. B. eine einfache Überwachungsmöglichkeit der Anlage durch Vergleich der Kennwerte der Wechselrichter, die Toleranz gegenüber unterschiedlichen Einstrahlungsbedingungen in den verschiedenen Strängen oder auch die Möglichkeit, diese unterschiedlich zu konfigurieren. Dabei müssen die Spannungs-, Strom- und Leistungswerte des Wechselrichters und die entsprechenden Werte des Stranges aufeinander abgestimmt werden.

Bei der Planung und Installation einer Photovoltaikanlage müssen die örtlichen Gegebenheiten berücksichtigt werden. Dazu zählen z. B. klimatische Bedingungen wie zu erwartende Schnee- und Windlasten, die von der geografischen Lage abhängige Sonneneinstrahlung sowie die Verschattung durch Gebäude und Gebäudeteile, Bauwerke und Pflanzen. Bei Photovoltaikanlagen, die auf dem Dach eines Gebäudes errichtet werden, spielen die Gebäudestatik sowie die Ausrichtung und die Neigung des Daches eine wichtige Rolle.

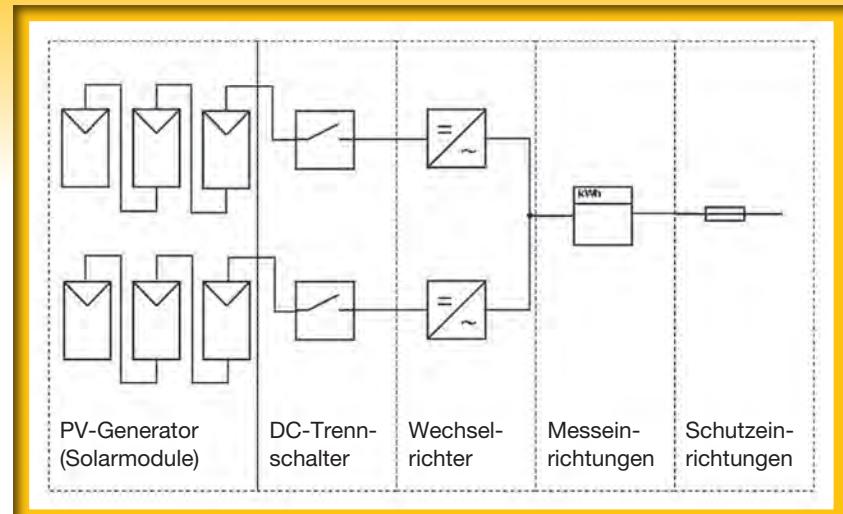


Bild 1 | Schematische Darstellung einer Photovoltaikanlage

## Notwendigkeit einer Dokumentation

Photovoltaikanlagen sind für den Betrieb über mehrere Jahrzehnte ausgelegt. Während dieser geplanten langen Lebensdauer sind Arbeiten an der Anlage, wie beispielsweise notwendige Reparaturen, Modernisierungen und Modifikationen oder auch Arbeiten an der darunterliegenden Bausubstanz, sehr wahrscheinlich. Auch ein Besitzerwechsel kann nicht ausgeschlossen werden. Aus diesen Gründen ist die Bereitstellung einer angemessenen Dokumentation für den sicheren Betrieb und das sichere Arbeiten an der Photovoltaikanlage erforderlich.

**Die Norm DIN EN 62446 (VDE 0126-23)**  
 „Netzgekoppelte Photovoltaiksysteme – Mindestanforderungen an Systemdokumentation, Inbetriebnahmeprüfung und wiederkehrende Prüfungen (IEC 62446:2009), Deutsche Fassung EN 62446:2009“ beschreibt in zwei Abschnitten die Mindestanforderung an die Dokumentation einer netzgekoppelten Photovoltaikanlage, die dem Kunden nach der Installation übergeben werden muss, und die Anforderungen an die Erstprüfung und die wiederkehrenden Prüfungen der Anlage.

## Brandschäden an Photovoltaikanlagen

Im Rahmen der gutachterlichen Tätigkeiten ist das IFS auch mit der Ursachenermittlung von Bränden an Photovoltaikanlagen betraut. Die Mehrzahl der vom Verfasser untersuchten Brände an oder im Umfeld von Photovoltaikanlagen waren Brände an Anlagen, die auf den Dächern landwirtschaftlicher Gebäude installiert waren. Die Grundstücke, auf denen sich die Gebäude befanden, waren teilweise unbewohnt oder abgelegen, wodurch der Brand meist erst spät entdeckt wurde. Teilweise war durch die verwendeten Baumaterialien, eingelagertes Erntegut oder abgestellte Fahrzeuge eine sehr hohe Brandlast vorhanden.

Diese Faktoren führten zu einem hohen Zerstörungsgrad von Teilen der Photovoltaikanlage oder sogar der gesamten Anlage, was eine Beurteilung im Hinblick auf die Brandursache deutlich erschwerte.

Hinzu kam in vielen Fällen, dass die Betreiber und die Errichter der betroffenen Photovoltaikanlagen in Bezug auf die Dokumentation und auf durchzuführende Prüfungen scheinbar keinen großen Wert gelegt haben. ▶



**Bild 2** | Nach dem Brand waren nur noch die Mauern der ehemaligen Scheune erhalten. Das Dach, auf dem die Solarmodule installiert waren, musste wegen der Einsturzgefahr abgetragen werden.

## Ein Schadenbeispiel aus dem Jahr 2012:

**Auf dem Dach einer ehemaligen Scheune waren die Solarmodule einer Photovoltaikanlage installiert. Das Dach der Scheune musste wegen der Einsturzgefahr während der Löscharbeiten eingrissen werden (Bild 2).**

Trotzdem konnte anhand einer Kurzschlussspur in der Elektroleitung, die vom Schaltschrank in der Scheune zu dem neben der Scheune befindlichen Einspeisepunkt des Energieversorgungsunternehmens führt, der mutmaßliche Brandentstehungsort ermittelt werden. Dieser befand sich mit hoher Wahrscheinlichkeit unterhalb der Kurzschlussspur an einer Stelle, an der Dübellöcher den möglichen Installationsort eines Wechselrichters anzeigen (Bild 3).

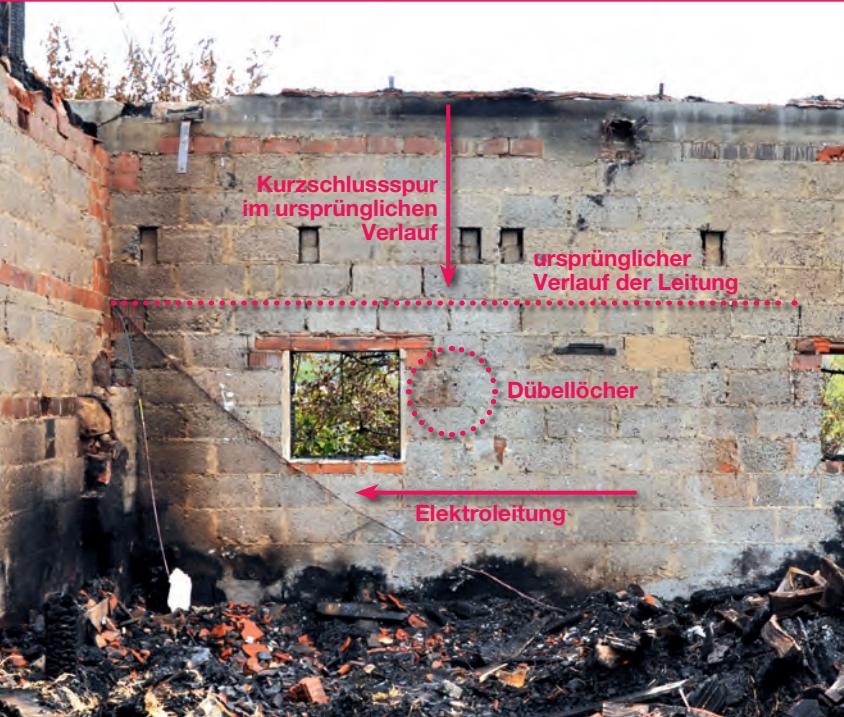
Im Brandschutt wurden nur stark zerstörte Reste der installierten Wechselrichter und anderer Komponenten gefunden. Eine Identifikation von Hersteller oder Typ war aufgrund des hohen Zerstörungsgrades nicht mehr möglich (Bild 4).

RECHNUNG R-08/088			Seite: 1	Datum: 08.07.2008
			Inbetriebnahme: 05.07.08	
Pos	Menge	ME	Bezeichnung	(EUR)
1	Photovoltaikanlage 18,9 kWp - Selbstmontage			E-Preis G-Preis
0	Anlage, bestehend aus:			
	108 Modulen KC 175 mit 175 Wp Nennleistung			
	Lorenz Montagegestell für Schrägdachmontage			
	SMA Wechselrichter mit 5 Jahren Garantie, inklusive Display			
	Gleichstromleitung bis zu 35m/kWp			
	Abrechnung erfolgt nach Modulnennleistung			
	Statik des Daches ist bauseits zu prüfen			
	Bei Montage:			
	Gerüst stellen - Trauf und Giebelseite, sofern erforderlich - erfolgt nach Aufwand			
1	18,90 kWp PV- Anlage, zur Selbstmontage wie zuvor Beschränken		3 840,00	72.576,00
4	18,90 kWp AC-Installation je kWp,		90,00	1.701,00
			Summe:	EUR 74.277,00
			19 % MwSt:	EUR 14.112,63
			Endbetrag:	EUR 88.389,63
Bereits geleistete Anzahlungen:			MwSt:	Brutto:
R-08/084	vom: 20.05.2008	EUR	63.135,45	EUR 11.995,74 EUR 75.131,19

**Bild 5** | Dieser Auszug aus der Rechnung – Lieferant und Käufer wurden entfernt – stellte die einzige „Dokumentation“ dar, die von der zerstörten Photovoltaikanlage zur Verfügung stand.

Als Dokumentation der Anlage wurde dem Verfasser lediglich eine Rechnung vorgelegt. Wesentliche Informationen, darunter die genaue Typenbezeichnung der Kom-

ponenten, ein Schaltplan, die Leistung der Anlage und Angaben darüber, wer die Anlage geplant, errichtet und geprüft hat, fehlten (Bild 5).



**Bild 3** | Der Verlauf der Elektroleitung von einem Schaltschrank in der Scheune zu dem neben der Scheune befindlichen Einspeisepunkt ist hier eingezzeichnet. Eine Kurzschlusspur in der Elektroleitung befand sich oberhalb zweier Dübellöcher.



**Bild 4** | Zwei Spulen, vermutlich aus einem Wechselrichter, wurden im Brandschutt gefunden.

## Die Norm

### DIN EN 62446 (VDE 0126-23)

**Die Norm DIN EN 62446 (VDE 0126-23)**  
**Netzgekoppelte Photovoltaiksysteme**  
 – Mindestanforderungen an Systemdokumentation, Inbetriebnahmeprüfung und wiederkehrende Prüfungen  
 ist im Jahr 2010 als DIN-Norm in Kraft getreten.

Die Kapitel 1 bis 3 dieser Norm beschreiben den Anwendungsbereich, verweisen auf weitere Normen, die für die Anwendung dieses Dokumentes erforderlich sind, und definieren verwendete Begriffe.

Die Norm DIN EN 62446 (VDE 0126-23) fordert eine **Dokumentation** von Photovoltaikanlagen. Im Kapitel 4 der Norm ist der Mindestumfang der Dokumentation einer netzgekoppelten Photovoltaikanlage beschrieben. Die Untergliederung der Anforderungen an die Dokumentation erfolgt dabei im Wesentlichen in sechs Teilarbeiten:

- 1. Systemdaten
- 2. Stromlaufplan
- 3. Datenblätter
- 4. Angaben über die mechanische Konstruktion
- 5. Betriebs- und Wartungsangaben
- 6. Prüfergebnisse und Inbetriebnahmeangaben

In den **Systemdaten** müssen neben den grundlegenden Systemangaben die vollständigen Kontaktdata der Entwickler und der Installateure der Photovoltaikanlage enthalten sein. Die grundlegenden Systemdaten, im Text der Norm auch als „Typenschild“-Angaben bezeichnet, setzen sich wie folgt zusammen:

- Projektidentifikation
- Bemessungsleistung der Anlage
- Hersteller, Modell und Anzahl der PV-Module und der Wechselrichter
- Installations- und Inbetriebnahmedatum
- Name des Kunden sowie
- Anschrift des Aufstellungsortes

Die Norm verlangt in Bezug auf den **Stromlaufplan**, dass zumindest ein Prinzipstromlaufplan zur Verfügung gestellt werden muss. Die Angaben, die dieser Stromlaufplan enthalten muss, sind in fünf Schwerpunkte untergliedert:

- allgemeine Angaben zur PV-Generatorkonstruktion
- Angaben zum PV-Strang
- elektrische Einzelheiten des PV-Generators
- Erdung und Überspannungsschutz
- Angaben zum Wechselstromnetz

Zu jedem Schwerpunkt sind weitere spezielle Informationen gefordert, wie z. B. Typ und Anzahl der PV-Module, Typ und Querschnitt verwendeter Kabel, Einzelheiten zu Überstrom-Schutzeinrichtungen und zum Blitzschutz.

Die **Datenblätter** der Solarmodule und der Wechselrichter sind obligatorischer Bestandteil der Dokumentation. Es wird empfohlen, die Datenblätter weiterer Komponenten ebenfalls der Dokumentation beizufügen. ▶



Die Dokumentation der **mechanischen Konstruktion** erfolgt durch ein Datenblatt des Montagesystems. Zum Umfang der **Betriebs- und Wartungsangaben** zählen:

- Verfahren zum Nachweis des korrekten Anlagenbetriebes
- Checkliste für den Fall des Anlagenausfalls
- Notabschaltung/Trennverfahren
- Empfehlungen für die Wartung und Reinigung
- Überlegungen zu künftigen Arbeiten am Gebäude mit Auswirkungen auf den PV-Generator
- Gewährleistungsangaben zu den verwendeten PV-Modulen und Wechselrichtern mit Gewährleistungsbeginn und -dauer
- Angaben über die zutreffende Ausführungsqualität oder über die Garantie der Wasserdichtheit

Die Dokumentation muss Kopien der **Prüfergebnisse und Inbetriebnahmangaben** enthalten. Diese müssen mindestens die Ergebnisse der durchzuführenden Erstprüfungen enthalten, die im Abschnitt 5 dieser Norm beschrieben werden.

### Erstprüfungen und wiederkehrende Prüfungen von Photovoltaikanlagen nach DIN EN 62446 (VDE 0126-23)

Im fünften Abschnitt der DIN EN 62446 (VDE 0126-23) wird auf die Prüfung der Photovoltaikanlage eingegangen. Grundlage der Prüfung ist die Norm IEC 60364-6 bzw. die entsprechende deutsche Norm „DIN VDE 0100-600 Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 6: Prüfungen“.

Der Begriff „Prüfung“ umfasst gemäß der Begriffsdefinition der Norm alle Maßnahmen, mit denen die Übereinstimmung der Photovoltaikanlage mit einschlägigen Normen überprüft wird. Die Prüfung erfolgt

in drei Schritten, dem Besichtigen, dem Erproben und der Erstellung eines Prüfberichtes. Das Besichtigen ist eine vollständige Untersuchung der Anlage im Hinblick auf die richtige Auswahl und die ordnungsgemäße Errichtung der elektrischen Betriebsmittel und geht dem Erproben voraus. Das Erproben dient dem Nachweis der ordnungsgemäßen Funktion der Anlage.

Das **Besichtigen** der Photovoltaikanlage muss die folgenden speziellen Punkte für netzgekoppelte Photovoltaikanlagen berücksichtigen:

- Gleichstromsystem
- Schutz gegen Überspannung/elektrischen Schlag
- Wechselstromsystem
- Aufschriften und Kennzeichnung

Die Norm sieht die folgenden **Prüfungen** in dieser festgelegten Reihenfolge vor:

- Prüfung aller Wechselstromkreise

Prüfung der Gleichstromkreise, die den PV-Generator bilden, auf:

- Durchgängigkeit der Schutz- und Potentialausgleichsleiter
- Polarität
- Leerlaufspannung der PV-Stränge
- Kurzschlussstrom der PV-Stränge
- Funktion der Schalt- und Steuereinrichtungen, der Wechselrichter und der Abschaltung bei Netzausfall
- Isolationswiderstand

Über die durchgeführten Prüfungen ist ein **Prüfbericht** mit folgendem Inhalt zu erstellen:

- Zusammenfassende Systembeschreibung
- Verzeichnis aller besichtigten und geprüften Stromkreise
- Bericht der Besichtigung
- Bericht der Prüfergebnisse für jeden erprobten Stromkreis
- Empfohlenes Intervall bis zur nächsten Prüfung
- Unterschrift des Prüfenden

Eine Kopie des Prüfberichtes wird Bestandteil der Systemdokumentation.

Über die **Häufigkeit der wiederkehrenden Prüfungen** sagt die DIN EN 62446 lediglich aus, dass im Prüfbericht der Erstprüfung eine Empfehlung für den Zeitraum zwischen den wiederkehrenden Prüfungen enthalten sein muss. Dieser Zeitraum richtet sich nach der Art der Installation und Ausrüstung, deren Anwendung und Wirkungsweise, nach den Wartungsintervallen und dem Wartungsumfang sowie nach den äußeren Einflüssen, denen die Anlage ausgesetzt ist. Die wiederkehrenden Prüfungen sind gemäß den Anforderungen des Abschnitts 5 der Norm durchzuführen.

Die Pflicht zur Prüfung gewerblich genutzter elektrischer Anlagen und Betriebsmittel ist in Deutschland jedoch auch an anderer Stelle geregelt: In der Unfallverhütungsvorschrift „Elektrische Anlagen und Betriebsmittel“ BGV A3. In § 5 Prüfungen der BGV A3 heißt es:

„Der Unternehmer hat dafür zu sorgen, dass die elektrischen Anlagen und Betriebsmittel auf ihren ordnungsgemäßen Zustand geprüft werden  
 1. vor der ersten Inbetriebnahme und nach einer Änderung oder Instandsetzung vor der Wiederinbetriebnahme durch eine Elektrofachkraft oder unter Leitung und Aufsicht einer Elektrofachkraft und  
 2. in bestimmten Zeitabständen.  
 Die Fristen sind so zu bemessen, dass entstehende Mängel, mit denen gerechnet werden muss, rechtzeitig festgestellt werden.“

In den Durchführungsanweisungen zu § 5 wird zwischen ortsveränderlichen und ortsfesten elektrischen Betriebsmitteln sowie zwischen stationären Anlagen und nicht-stationären Anlagen unterschieden. Nach dieser Einteilung beträgt die Prüfzeit für Photovoltaikanlagen vier Jahre. Diese Prüfung auf ordnungsgemäßen Zustand der Anlage muss durch eine Elektrofachkraft erfolgen. Darüber hinaus sind Fehler-

Bild 6 | Zwei Seiten aus der Vorlage des Photovoltaik-Anlagenpasses von BSW und ZVEH

strom-, Differenzstrom- und Fehlerspannungs-Schutzschalter alle sechs Monate durch den Benutzer zu prüfen. Dabei wird die einwandfreie Funktion der Schutzschalter durch Betätigen der Prüfeinrichtung festgestellt.

## Die Form der Dokumentation

Die Anhänge A bis C der Norm enthalten Vorlagen für Prüfbescheinigungen und Prüfberichte. Die Anhänge sind jedoch mit dem Zusatz „informativ“ gekennzeichnet. D. h., dass die Gestaltung der Form der Dokumentation jedem Errichter bzw. Anlagenbetreiber selbst überlassen ist.

## Der Photovoltaik-Anlagenpass des BSW und des ZVEH

Ein Beispiel für die Dokumentation einer Photovoltaikanlage ist der Anlagenpass des Bundesverbandes Solarwirtschaft (BSW) und des Zentralverbandes der Deutschen Elektro- und Informationstechnischen Handwerke (ZVEH). Dieser Anlagenpass steht registrierten Handwerksbetrieben zur Verfügung (Bild 6).

### Der Anlagenpass dokumentiert

- die Systemdaten,
- die eingesetzten Komponenten sowie deren Zertifikate und Garantien,
- die Einhaltung von Richtlinien und Normen bei Planung und Installation,
- den Stromlaufplan der Anlage und
- das Prüfprotokoll.

Informationen zu diesem Anlagenpass und ein vollständiges Muster finden Sie auf der Website: <http://www.photovoltaik-anlagenpass.de>.

## Zusammenfassung

Eine normgerechte und sorgfältig erstellte Dokumentation einer Photovoltaikanlage ist der Nachweis dafür, dass die Anlage nach dem Stand der Technik und unter Berücksichtigung gültiger Normen und Richtlinien errichtet wurde. Die Dokumentation schafft Transparenz und bietet dem Betreiber und dem Versicherer der Anlage viele Vorteile. Auftretende Fehler können schnel-

ler erkannt und die Fehlerursache kann schneller gefunden werden. Notwendige Reparaturen, Modernisierungen oder Modifikationen oder auch Arbeiten an der darunterliegenden Bausubstanz, die während der geplanten Lebensdauer der Photovoltaikanlage erforderlich werden können, werden durch eine umfassende Dokumentation erleichtert.

Und nicht zuletzt – um auch das Thema der Brandsicherheit hervorzuheben – ermöglicht eine normgerechte Dokumentation eine schnelle Reaktion auf Produktrückrufe, da die Angaben zu Hersteller, Modell und Anzahl der verwendeten PV-Module und Wechselrichter schnell verfügbar sind. In der IFS-Rückrufdatenbank sind momentan vier Rückrufe zu Solarpaneelen und ein Rückruf zu Wechselrichtern verzeichnet. Von allen dort beschriebenen Komponenten geht eine Brandgefahr aus.

Die DIN EN 62446 fordert vom Errichter der Anlage die oben vorgestellte Dokumentation mit den vorgegebenen Prüfungen. In der Praxis zeigt es sich aber leider häufig, dass diese nicht vorliegt. Ein Umstand, der nicht zufriedenstellen kann, denn die normgerechte Systemdokumentation bietet nicht nur dem Betreiber die oben aufgeführten Vorteile. Sie ist auch für den Versicherer eine – oft die einzige – belastbare Grundlage für eine Bewertung des Risikos.

Daher sollten sowohl Betreiber als auch Versicherer darauf achten, dass die Errichtung von PV-Anlagen mit einer oben beschriebenen Dokumentation abgeschlossen wird. ■

Jens Dornbrach,  
Institut für Schadenverhütung und Schadensforschung der öffentlichen Versicherer e.V.

## QUELLEN

- Wikipedia
- <http://www.renewablesinternational.net/power-production-data-updated-for-august/150/537/72620/>
- <http://www.photovoltaik-anlagenpass.de>



# Leitungswassergroßschaden in einer Sparkasse

Neue Schadenverhütungskonzepte können  
wirksam und kostengünstig vorbeugen



## Schadenhergang und Schadenursache

Es war an einem Freitagnachmittag ..., so fangen viele Berichte über Großschäden an. Das wissen die Schadenbearbeiter der Versicherer nur zu gut. So war es auch im vorliegenden Fall im Gebäude einer großen Sparkasse.

Ein 100-Liter-Warmwasserbereiter, der in einem Sanitärbereich montiert war, konnte als Quelle des austretenden Wassers identifiziert werden. Das Gerät wurde zur Schadenursachenermittlung an das Institut für Schadenverhütung und Schadenforschung der öffentlichen Versicherer e.V. (IFS), Standort Berlin, übersandt. Hier konnte gezeigt werden, dass eine Undichtigkeit im Bereich einer verbrauchten Opferanode für den Schaden verantwortlich war. **Bild 1** zeigt den defekten Warmwasserbereiter auf dem Transport zum IFS.

Auf der Detailaufnahme in **Bild 2** ist der schadenursächliche Bereich mit der Opferanode in der Bildmitte zu sehen. Durch austretende Feuchtigkeit im Vorfeld des Großschadens war es bereits zu einem

Schmorbrand gekommen. Deutlich erkennbar sind Rußniederschläge und die stark korrodierte Opferanode in der Bildmitte (**Bild 2**).

## Weiterer Schadenverlauf

Im Gegensatz zu Wohngebäuden werden Bürogebäude über Nacht und an Wochenenden nicht genutzt. In der Regel ist niemand im Gebäude anwesend. Ein eingetretener Schaden wird deshalb häufig erst dann entdeckt, wenn Personen das Gebäude wieder betreten. Bei Schadeneintritt Freitagnachmittag ist das dann oft erst am Montagmorgen. Dann sind schon 60 Stunden nach Schadeneintritt vergangen. An dieser Stelle sei erwähnt: Schulen und Kindergärten sind noch gefährdeter, weil durch Ferienzeiten zwischen Schadeneintritt und Schadenentdeckung sogar Wochen liegen können.

Für das Ausmaß des Schadens ist diese lange Zeitspanne gleich doppelt von Bedeutung. Einerseits tritt mit fortschreitender Zeit immer mehr Wasser aus. Im vorliegenden Fall waren es rund 200 Kubikmeter. Andererseits hat das ausgetretene Wasser

reichlich Zeit, seine schädigende und zerstörende Wirkung zu entfalten. Schadenexperten wissen: Die Höhe des Schadens wird ganz entscheidend von der ausgetretenen Wassermenge und der Einwirkungszeit bestimmt. Andere Einflussgrößen auf die Schadenhöhe sind u.a. die Wertigkeit von Gebäuden und Einrichtungen.

Das ausgetretene Wasser hatte sich über fünf Etagen seinen Weg gesucht und dabei typische Schäden verursacht: Teppichböden waren durchnässt und unbrauchbar geworden. Trennwände aus Gipskarton hatten sich mit Wasser vollgesaugt. Auch Möbel und Türen aus Holz und Spanplatten wurden durch das Wasser irreversibel geschädigt. Für die Versicherung summerte sich der Schaden aus Gebäudeversicherung und Inhaltsversicherung auf rund 500.000 € (**Bild 3 und 4**).

Jeder, der schon einmal einen Leitungswasserschaden erlitten hat, weiß, die Zahlungen der Versicherung machen den Schaden nicht ungeschehen. Eigentümer bzw. Nutzer leiden darunter, dass das Gebäude wochen- oder monatelang nicht genutzt werden kann. Auch können immate-



Bild 1 | Der schadenursächliche Warmwasserbereiter beim Transport ins IFS



Bild 2 | Detailaufnahme des schadenursächlichen Bereichs mit Rußniederschlägen und der korrodierten Opferanode in der Bildmitte



Bild 3 | Blick in einen vom Schaden betroffenen Raum. Die Teppichböden sind unbrauchbar geworden. An den Trennwänden mussten die unteren Teile entfernt werden.



Bild 4 | Umfangreiche Trocknungsarbeiten auf mehreren Etagen waren über Wochen notwendig

rielle Schäden eintreten, etwa durch die Zerstörung von Unterlagen oder Daten. In der geschädigten Sparkasse waren die Schäden so groß, dass ganze Etagen geräumt und teilweise entkernt werden mussten. Man konnte in Teilbereichen den Zustand fast mit einem Rohbau vergleichen.

## Schlussfolgerungen aus dem Schaden

Versicherer und Versicherungsnehmer waren sich nach dem Schaden einig: Ein solcher Schaden sollte für die Zukunft vermieden werden. Deshalb bot der Versicherer dem Versicherungsnehmer eine Beratung zur Schadenverhütung an. Ziel dieser Beratung war, ein Konzept zur Schadenverhütung zu erstellen, das zuverlässig eine Wiederholung eines solchen Schadens ausschließt. Diese Beratung wurde durch den Autor vorgenommen. Es wurde der Einbau von Leckagedetektoren empfohlen. Welche Überlegungen zu der Empfehlung führten, soll im Folgenden modellhaft beschrieben werden. Die dargelegten Über-

legungen gelten ganz allgemein und sind nicht auf den konkreten Schadenfall beschränkt.

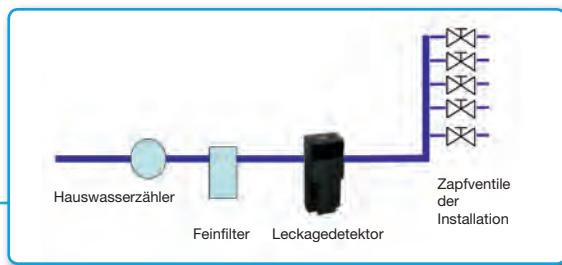
## Besonderheiten von Leitungswasserschäden

Grundsätzlich sollte man wissen, dass der Eintritt von Leitungswasserschäden nicht verhindert werden kann. Leitungswasserinstallationen sind technische Einrichtungen, die einem Verschleiß unterliegen und nur eine begrenzte Lebensdauer aufweisen. Ist die Grenznutzungsdauer erreicht, kommt es zwangsläufig zu Schäden. Das ist nicht anders als bei Autos, Kühlschränken oder Waschmaschinen. Nach 30 bis 50 Jahren sind Leitungswasserinstallationen daher zu erneuern. Daneben können aber auch Schäden durch Materialfehler, Verarbeitungsfehler oder falsches Verhalten der Nutzer entstehen. Diese treten dann nicht erst nach 30 Jahren auf. Im Gegenteil – auch neue Installationen können betroffen sein.

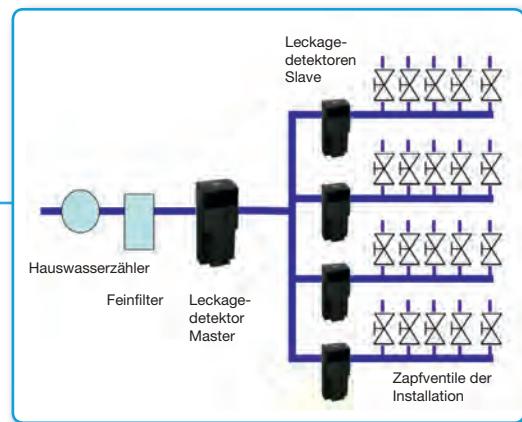
Wie kann man dann aber Schadenverhütung im Feld der Leitungswasserschäden betreiben? Der Schwerpunkt liegt bei der Schadenminderung. Im Falle des oft unvermeidlichen Schadens sollte die austretende Wassermenge möglichst gering sein und der Schaden sollte unverzüglich erkannt und gemeldet werden.

## Leckagedetektoren mindern Leitungswasserschäden drastisch

Hier kommen die Leckagedetektoren ins Spiel, über die in schadenprisma schon mehrfach berichtet wurde.<sup>1-4</sup> Unter Leckagedetektoren versteht man im Zusammenhang mit Leitungswasserinstallationen die Kombination eines Sensors mit einem elektrisch absperrbaren Ventil für die Trinkwasserleitung. Der Sensor muss in der Lage sein, einen Leitungswasserschaden zuverlässig festzustellen. Er gibt im Schadenfall ein Signal an das elektrisch absperrbare Ventil. Dieses sperrt daraufhin die Wasserzufuhr ab. ▶



**Grafik 1** | Schema einer sehr einfachen Wasserinstallation, z. B. eines Einfamilienhauses. Nach dem Hauswasserzähler und dem Feinfilter ist ein Leckagedetektor eingebaut, der die Leitungen zu den fünf Zapfstellen absichert.



**Grafik 2** | Schema einer Trinkwasserinstallation, bei der die Hauptleitung hinter Hauswasserzähler, Feinfilter und Leckagedetektor in vier Stränge verzweigt – z. B. ein Vierfamilienhaus. Alle vier Stränge sind jeweils mit einem weiteren Leckagedetektor ausgerüstet.

## Technik der Leckagedetektoren

Zwei Arten von Sensoren kommen für den Einsatz in Leckagedetektoren prinzipiell in Frage. Da wären zunächst die Feuchtigkeitssensoren. Bei diesen wird zwischen zwei Metallelektroden der elektrische Widerstand gemessen. Der ist hoch, wenn sich nur Luft zwischen den Elektroden befindet. Gelangt jedoch Wasser zwischen die Elektroden, sinkt der elektrische Widerstand schlagartig ab. Das ist der Fall wenn bei einem Leitungswasserschaden das austretende Wasser zwischen die Elektroden gelangt. Das daraus resultierende Signal wird an das elektrisch absperrbare Ventil geleitet, das daraufhin die Wasserzufluss absperrt.

Das Problem bei dieser Art Sensoren ist deren Positionierung. Man weiß ja nicht, an welcher Stelle des Gebäudes der Leitungswasserschaden auftritt. Man benötigt deshalb viele Sensoren für einen umfassenden Schutz. Das ist teuer und auch umständlich. Sehr gut geeignet ist diese Detektionsmethode, wenn man hoch gefährdete Bereiche speziell schützen will, z. B. einen Serverraum.

Die zweite Art der Leckagedetektoren benutzt einen Wasserzähler als Sensor. Dieser Sensor registriert das Volumen und die Dauer einer Zapfung. Wobei man unter Zapfung eine einmalige Wasserentnahme versteht. Sie beginnt, wenn der Wasserzähler eine Entnahme registriert und endet, wenn der Zähler wieder steht. „Normale“ Zapfungen sind z. B. Händewaschen (ca. 3 Liter), WC-Spülung (ca. 7 Liter), Duschen (ca. 40 Liter) und Badewanne füllen (ca. 120 Liter). Die aufgezählten Zapfungen

sind typisch für ein Einfamilienhaus oder eine Wohnung.

Im Leckagedetektor wird nun ein maximal tolerierbares Volumen eingestellt. Für ein Einfamilienhaus oder eine Wohnung kann das z. B. bei 150 Liter liegen. Wird dieses überschritten, wertet der Leckagedetektor das als Schadenfall und sperrt die Leitung ab. Mit den als Beispiel genannten Zahlen kann man also noch eine Badewanne füllen und gleichzeitig die WC-Spülung auslösen und sich die Hände waschen, ohne dass der Leckagedetektor das als Schadenfall wertet. Erst bei Volumina größer als 150 Liter erfolgt im Beispiel die Absperrung der Leitung. D. h., im Schadenfall treten vor der Absperrung immer erst 150 Liter Wasser aus. Der daraus resultierende Schaden ist dann viel kleiner – im Vergleich zum unkontrollierten Wasseraustritt über lange Zeit.

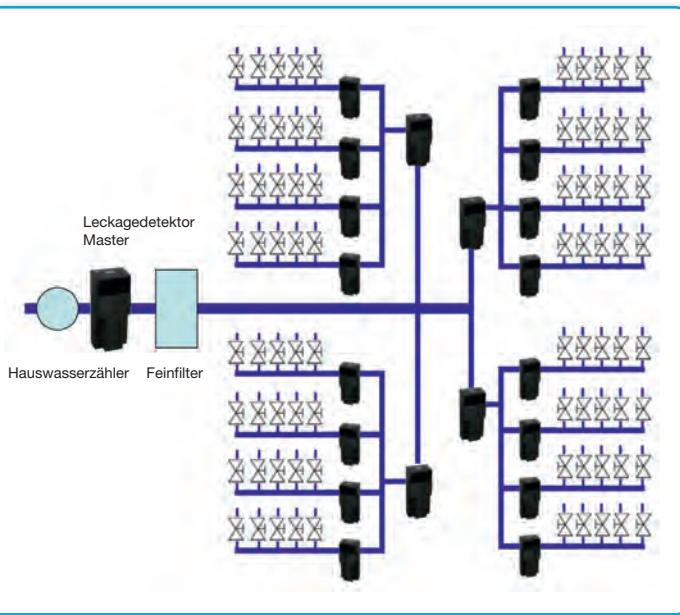
Ein zweiter Aspekt kommt hinzu: Im Schadenfall wird ein Alarm ausgelöst. Der Schaden wird also unmittelbar erkannt. Die Einwirkungszeit des Wassers auf Gebäude und Einrichtungen kann vermindert werden. Das verringert die Schadenhöhe ebenfalls.

Im Falle einer Abwesenheit, z. B. im Urlaub, am Wochenende oder über Nacht, kann das tolerierbare Volumen z. B. auf 10 Liter herabgesetzt werden. Damit kann z. B. der Nachbar immer wieder die Gießkanne zum Blumengießen füllen, ohne dass es als Schaden gewertet wird. Andererseits können auch große Wasserentnahmen notwendig werden, etwa zum Rasen sprenzen oder zum Pool befüllen. Für die dazu notwendigen Zeiten kann der Leckagedetektor außer Betrieb genommen werden.

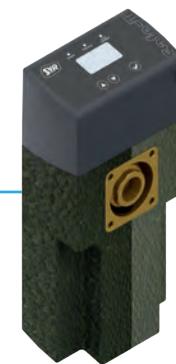
## Prinzipieller Aufbau von Leitungswasserinstallationen und resultierende Aspekte für die Schadenverhütung

Die Komplexität von Leitungswasserinstallationen ist sehr unterschiedlich. Sehr einfache Installationen versorgen von einer Hauptleitung aus nur wenige Zapfstellen, wie in **Grafik 1** schematisch dargestellt. Ein Leckagedetektor ist völlig ausreichend für den Schutz einer solchen Installation.

Je größer das Gebäude, umso umfangreicher ist in der Regel auch die Installation. Man benötigt dann ggf. mehrere Leckagedetektoren in verschiedenen Baugrößen. Denn die Rohrdurchmesser und die verbrauchten Wassermengen sind in großen Gebäuden natürlich auch größer als in einem Einfamilienhaus. Hierfür gab es in der Vergangenheit keine angepassten Lösungen am Markt. Die Firma SYR hat nun 2013 ein neues System auf den Markt gebracht, das nicht nur die Anforderungen für Einfamilienhäuser, sondern auch für Mehrfamilienhäuser und gewerblich genutzte Gebäude erfüllt (**Bild 5a bis 5c**). Dieses System stellt einen Baukasten dar, mit dem verschiedenste Problemstellungen des Leckageschutzes abgedeckt werden können. Mechanisch basiert das System auf bewährten



**Grafik 3** | Schema einer Trinkwasserinstallation, bei der die Hauptleitung hinter Hauswasserzähler, Feinfilter und Leckagedetektor in vier Stränge verzweigt. Diese vier Stränge verzweigen in vier Unterstränge. Alle vier Stränge und alle 16 Unterstränge sind jeweils mit einem weiteren Leckagedetektor ausgerüstet. In der Summe sind somit 21 Leckagedetektoren verbaut. In der Hauptleitung könnten auch Duplex- oder Triplexeinheiten notwendig sein.



**Bild 5a** | Der Leckagedetektor Safe-T-connect bildet die wichtigste Grundeinheit des Baukastens. Unten im Bild befindet sich der wasserführende Teil des Leckagedetektors, mit einer Schaumpolystyrolhülle verkleidet. Oben ist die Steuereinheit erkennbar, die elektronische Steuerung, Stellmotor und Internetanschluss enthält.



**Bild 5b** | Zwei Leckagedetektoren Safe-T-connect lassen sich über einen Zweifachverteiler zu einer Duplexeinheit kombinieren. Dadurch kann der Volumenstrom verdoppelt werden.



**Bild 5c** | Drei Leckagedetektoren Safe-T-connect lassen sich über einen Dreifachverteiler zu einer Triplexeinheit kombinieren. Dadurch kann der Volumenstrom verdreifacht werden.

Produkten, die bereits seit Jahren am Markt sind. Völlig neu ist aber die Ansteuerung konzipiert. Über eine Anbindung an das Internet bieten sich ganz neue Möglichkeiten der Steuerung. Wobei die Geräte auch autark arbeiten können. Die **Bilder 5a bis 5c** zeigen die wichtigsten Komponenten des Baukastensystems.

Mit diesem Baukastensystem lassen sich nun auch komplexere Installationen mit einem Leckageschutz ausrüsten. So könnte z. B. die Installation in einem Vierfamilienhaus oder einem vierstöckigen Gewerbegebäude wie in **Grafik 2** dargestellt aussehen.

Man kann eine Analogie zur Elektroinstallation herstellen. Der Leckagedetektor in der Hauptleitung, als Master bezeichnet, wirkt wie eine Hauptsicherung. Die Leckagedetektoren in abzweigenden Leitungen, hier als Slave bezeichnet, sichern einzelne Bereiche des Gebäudes ab, z. B. eine Wohnung. Die Leckagedetektoren verhalten sich aber „intelligenter“ als elektrische Sicherungen. Da sie an das Internet angeschlossen sind, können sie miteinander kommunizieren. Der Master registriert, ob und welche Slaves aktiv sind. Wird nur über einen Slave Wasser entnommen, wird das tolerierte Wasservolumen des Masters nicht höher eingestellt als das des Slaves.

Wird an mehreren Slaves Wasser gezapft, erkennt das der Master ebenfalls und setzt das tolerierte Volumen entsprechend hoch. Sind die verbrauchten Wassermengen entsprechend hoch, kann als Master eine Duplexeinheit eingesetzt werden.

In noch größeren Gebäuden gibt es aber noch komplexere Wasserinstallationen, wie das in **Grafik 3** dargestellt ist. Kaskadenförmig können hier Leckagedetektoren eingebaut werden, um einzelne Bereiche abzusichern.

Die kleinste gesicherte Einheit könnte z. B. die Wohnung eines Mehrfamilienhauses sein oder ein Sanitärbereich bzw. eine Teeküche in einem Bürogebäude. Toleriert man hier im Schadenfall z. B. 150 Liter austretendes Wasser, so kann auf diese Weise sichergestellt werden, dass im gesamten Gebäude im Falle einer Leitungswasserschadens nicht mehr als diese 150 Liter austreten.

### Kosten-Nutzen-Betrachtungen

Im voranstehenden Absatz konnte gezeigt werden, wie sich kleinere, mittlere und große Installationen so schützen lassen, dass im Schadenfall nur eine minimale Wassermenge austritt. In den fiktiven ➤



Beispielen wurden dazu 1, 5 bzw. 21 Leckagedetektoren eingesetzt. Spätestens an dieser Stelle muss sich auch die Frage nach den Kosten gestellt werden. Hierzu werden einige Modellrechnungen vorgestellt, die Schutzziele mit den dazu notwendigen Kosten verknüpfen.

Dazu sollte man die Risiken betrachten, die sich im Schadenfall realisieren können. Man nutzt dazu die versicherungstechnische Größe des PML (Probable Maximum Loss), also den wahrscheinlichen maximalen Schaden.

## Modellrechnung 1

Zunächst wird der einfache Fall, wie in **Grafik 1** dargestellt, betrachtet. Angenommen, ein Schaden tritt in einem Einfamilienhaus im Obergeschoss auf, während sich die Bewohner im Urlaub befinden. Das Wasser durchnässt Teile des Obergeschosses sowie des Untergeschosses. Schließlich läuft der ausgebaute Keller komplett voll. Das daraus resultierende PML wird zu 100.000 € ermittelt.

Wäre nun ein Leckagedetektor vorhanden gewesen, hätten nur 150 Liter Wasser austreten können. Das daraus resultierende PML wird auf 2.000 € geschätzt. Für den Einbau eines Leckagedetektors wären Kosten von 1.000 € angefallen.

Es zeigt sich, mit einer Investition von 1.000 € wird das PML um 98.000 €, also um 98 % reduziert. Eine lohnende Investition für einen Hausbesitzer sollte man meinen!

Unberücksichtigt ist noch geblieben, dass am Leckagedetektor ein sogenanntes Abwesenheitsleckagevolumen eingestellt werden kann. Wählt man dafür ein Volumen von 10 Liter, können maximal 10 Liter pro Zapfung entnommen werden – z. B. zum Blumengießen. Diese maximal 10 Liter können so oft wie gewünscht entnommen werden. Nur wenn das Volumen von 10 Liter überschritten wird, erfolgt die Absper-

fung. Der Schaden, der dann durch diese 10 Liter entsteht, wird in aller Regel vernachlässigbar sein.

## Modellrechnung 2

### Variante 1

Betrachten wir jetzt den Fall des Vierfamilienhauses, wie in **Grafik 2** dargestellt. Die PML-Ermittlung hat einen Wert von 200.000 € ergeben. Der Einbau von fünf Leckagedetektoren wird mit Kosten von 10.000 € veranschlagt. Durch den Einbau der Leckagedetektoren verringert sich die maximal austretende Wassermenge, wie in der Modellrechnung 1, auf 150 Liter und das PML auf 2.000 €.

Resultierend wird mit einer Investition von 10.000 € das PML um 198.000 €, also um 99 %, reduziert.

### Variante 2

Man kann aber auch noch eine Alternative betrachten: Man baut nur einen Leckagedetektor ein und verzichtet auf die Leckagedetektoren in den Einzelsträngen. Das reduziert die Investitionskosten auf angenommen 2.000 €. Allerdings ist dann das verbleibende PML auch größer als in der voranstehenden Betrachtung. Der Leckagedetektor muss ein größeres Volumen im Schadenfall akzeptieren, da in den vier Strängen die Gleichzeitigkeit von Zapfungen zu berücksichtigen ist. Dieses Leckagevolumen ergibt sich zu: 150 Liter  $\times$  4  $\times$  0,7 = 420 Liter. Der Wert 0,7 steht hier für den sogenannten Gleichzeitigkeitsfaktor. Dieser berücksichtigt, dass die Wahrscheinlichkeit, dass in allen vier Strängen gleichzeitig maximal 150 Liter gezapft werden kleiner eins ist. Das resultierende PML wird auf 5.000 € geschätzt.

Resultierend wird mit einer Investition von 2.000 € das PML um 195.000 €, also um 97,5 %, reduziert. Anders formuliert: Für die in Variante 1 dargestellte, stärkere Risikoreduktion um 3.000 € müssen 8.000 € mehr investiert werden als in Variante 2. Der Vorteil von Variante 2 sind also geringere Kosten.

Nachteilig ist der etwas höhere Restschaden im Schadenfall. Auch wird im Schadenfall für alle Wohnungen das Wasser abgesperrt – bei Variante 1 wird nur die schadenbetroffene Wohnung abgesperrt.

Welche der Alternativen gewählt wird, sollte der Anwender entscheiden. Dabei spielen neben den materiellen und schon genannten Aspekten auch immaterielle Betrachtungen eine Rolle, wie z. B. die in einem Schadenfall auftretenden Unannehmlichkeiten oder nicht ersetzbare Verluste.

## Modellrechnung 3

Betrachten wir jetzt eine komplexe Installation wie in **Grafik 3** dargestellt, die sich z. B. in einem Bürogebäude oder einem größeren Mietshaus befinden könnte. Hier können drei Varianten diskutiert werden.

### Variante 1

Das PML ist zu 500.000 € ermittelt worden. Die Installation der im Schema dargestellten Leckagedetektoren kostet 30.000 €. Im Schadenfall können maximal 150 Liter Wasser austreten. Das PML sinkt auf 2.000 €.

Resultierend wird mit einer Investition von 30.000 € das PML um 498.000 €, also um 99,6 %, reduziert.

### Variante 2

Es wird auf den Einbau der 16 Leckagedetektoren in die Unterstränge verzichtet. Die Investitionskosten betragen nun nur noch 11.000 €. Das resultierende PML wird wiederum auf 5.000 € geschätzt, wie in Modellrechnung 2, Variante 2, hergeleitet.

Resultierend wird mit einer Investition von 11.000 € das PML um 495.000 €, also um 99 %, reduziert.

### Variante 3

Es wird nur ein Leckagedetektor im Hauptstrang eingebaut. Die Investitionskosten betragen dann geschätzt 3.000 €. Nun muss ein deutlich höheres Leckagevolumen



**Bild 6** | Zwei zentrale Stränge der Wasserinstallation wurden mit Leckagedetektoren vom Typ Safe-T-connect ausgestattet.



**Bild 7** | Für zwei weitere Stränge der Wasserinstallation waren wegen der größeren Rohrdurchmesser sogenannte Duplexeinheiten mit je drei Leckagedetektoren vom Typ Safe-T-connect notwendig.

men akzeptiert werden. Das wird abgeschätzt zu  $420 \text{ Liter} \times 4 \times 0,7 = 1.176 \text{ Liter}$ . Das PML wird nun auf 20.000 € geschätzt.

Resultierend wird mit einer Investition von 3.000 € das PML um 480.000 €, also um 96 %, reduziert.

Auch hier sollte der Anwender entscheiden, welches für ihn die passende Variante ist. Die Unterschiede in den notwendigen Investitionen sind beträchtlich. Trotzdem kann es sinnvoll sein, nicht die billigste Lösung zu nehmen.

### Fallspezifische Lösung

Doch nun zurück zum konkreten Fall der vom Schaden betroffenen Sparkasse: Das Gebäude weist eine ziemlich komplexe Installation auf – noch komplexer als in Modellrechnung 3 dargestellt. Dann ist noch eine weitere Besonderheit zu berücksichtigen. In den Modellrechnungen wurde zu grunde gelegt, dass die Wasserrohre der Installationen frei zugänglich verlegt sind. Es benötigt wenig Fantasie, sich vorzustellen, dass die Einbaukosten wesentlich höher ausfallen, wenn die Wasserrohre in einer verfließen Wand verlaufen und dort die Leckagedetektoren eingebaut werden müssen.

Aber die Nutzung des Gebäudes als Sparkasse hat auch eine Besonderheit, die sich im Vergleich zu einem Wohngebäude positiv auswirkt. Das Gebäude wird nur während der Geschäftszeiten genutzt. Über Nacht und an den Wochenenden gibt es keinen oder nur einen sehr geringen Wasserverbrauch. Es ist deshalb möglich, außerhalb der Geschäftszeiten ein wesentlich geringeres Leckagevolumen vorzugeben als während der Geschäftszeiten.

Im Rahmen einer Beratung wurden die im vorangegangenen Abschnitt dargelegten Überlegungen für den Fall der Sparkasse konkretisiert und dem Vorstand zur Entscheidung vorgelegt. Der Vorstand entschied sich dann, eine Lösung umzusetzen, die an die Modellrechnung 3, Variante 3, angelehnt ist. Zusätzlich wird über Nacht und an den Wochenenden das akzeptierte Leckagevolumen drastisch reduziert. Das stellt eine zusätzliche organisatorische

Maßnahme dar, ergänzend zur Installation der technischen Lösung. Durch die Kombination von technischer und organisatorischer Maßnahme konnte eine sehr kostengünstige Lösung erzielt werden. Wäre eine solche Lösung bereits bei Schadeneintritt installiert gewesen, wäre die Schadenhöhe nur sehr gering ausgefallen.

Die Leckagedetektoren wurden im Technikgeschoss in die Leitungswasserinstallation integriert. Insgesamt wurden zwei Leckagedetektoren vom Typ Safe-T-connect (**Bild 6**) und drei Duplexeinheiten für größere Leitungsdurchmesser installiert (**Bild 7**).

Haben die Leckagedetektoren ihre „Überwachungsarbeit“ aufgenommen, vollzieht sich das im Normalfall völlig unauffällig. Deshalb muss man schon einen längeren Zeitraum betrachten, wenn man über Erfahrungen mit eingebautem Leckageschutz berichten will. Da die neue Technik aber für viele Anwender von Interesse ist, wollten wir mit dem Bericht nicht zu lange warten. Erfahrungsberichte von dieser und vielleicht auch weiterer Installationen sind deshalb für eine Veröffentlichung zu einem späteren Zeitpunkt vorgesehen. ■

Dr. Rolf Voigtländer  
Geschäftsführer

Institut für Schadenverhütung und Schadensforschung der öffentlichen Versicherer e.V., Kiel

### LITERATURVERWEISE

<sup>1</sup> Stephan Tautz, Wasserabsperreinrichtung, Heft 2/2009, S. 23 ff.

<sup>2</sup> Dr. Rolf Voigtländer, Dr. Thorsten Pfullmann, Neuer Ansatz zur Schadenverhütung bei Leitungswasserschäden, Heft 2/2010, S. 4 ff.

<sup>3</sup> Dr. Rolf Voigtländer, Leitungswasserschäden im Einfamilienhaus, Heft 4/2012, S. 20 ff.

<sup>4</sup> Stephan Tautz, Dr. Rolf Voigtländer, Leitungswasserschäden begrenzen: Ein öffentlicher Versicherer als Vorbild, Heft 2/2013, S. 20 ff.

• [http://www.syr.de/download/service/Schwarm\\_ISH\\_net.pdf](http://www.syr.de/download/service/Schwarm_ISH_net.pdf)



# BRÄNDE AN THERMISCHEN SOLARANLAGEN

Auf immer mehr deutschen Dächern finden sich neben Photovoltaikmodulen, die der Umwandlung von Sonnenenergie in elektrische Energie dienen, auch Solarkollektoren, welche die Sonnenenergie in nutzbare Wärmeenergie umwandeln. Dass es vereinzelt zu einer Brandinitiierung in oder an Photovoltaikanlagen kommen kann, ist ein bekanntes Phänomen und wird in Fachkreisen viel diskutiert. Auch sind hier schon einige Rückrufaktionen bekannt geworden. Es erscheint auf den ersten Blick etwas überraschend, dass es aber auch in Solarkollektoren zu einer Brandentstehung kommen kann. Bei intensiver Betrachtung dieses Problems findet sich aber eine relativ einfache Erklärung.

## Allgemeine Informationen zu Solaranlagen

### MARKTDATEN

In Deutschland waren Anfang 2013 etwa 1,8 Millionen thermische Solaranlagen – auch Solarthermieanlagen oder Solarwärmeanlagen genannt – mit einer Kollektorfläche von 16,5 Millionen Quadratmetern installiert (Quelle: BSW-Solar, BDH, Stand 1/2013). Die durchschnittlichen jährlichen Zuwächse betragen circa 140.000 Anlagen, mit einer Kollektorfläche von über 1 Million Quadratmeter (Bild 1).

In solarthermischen Anlagen wird eingeschaltete Sonnenenergie in nutzbare thermische (Wärme-)Energie umgewandelt. Die durchschnittliche Wärmeeinstrahlung auf der Erde beträgt in Abhängigkeit von der geografischen Lage und der Witterung über einen 24-Stunden-Rhythmus 165 W/m<sup>2</sup>. In Europa ist bei Sonnenschein in Abhängigkeit vom Sonnenstand und der Jahreszeit mit einer Energieeinstrahlung von 200 bis 1.000 W/m<sup>2</sup> zu rechnen. Insgesamt erreicht die Menge der auf der Erde auftreffenden Sonnenenergie einen Wert, der mehr

als zehntausendmal größer als der aktuelle Energiebedarf der Menschheit ist.

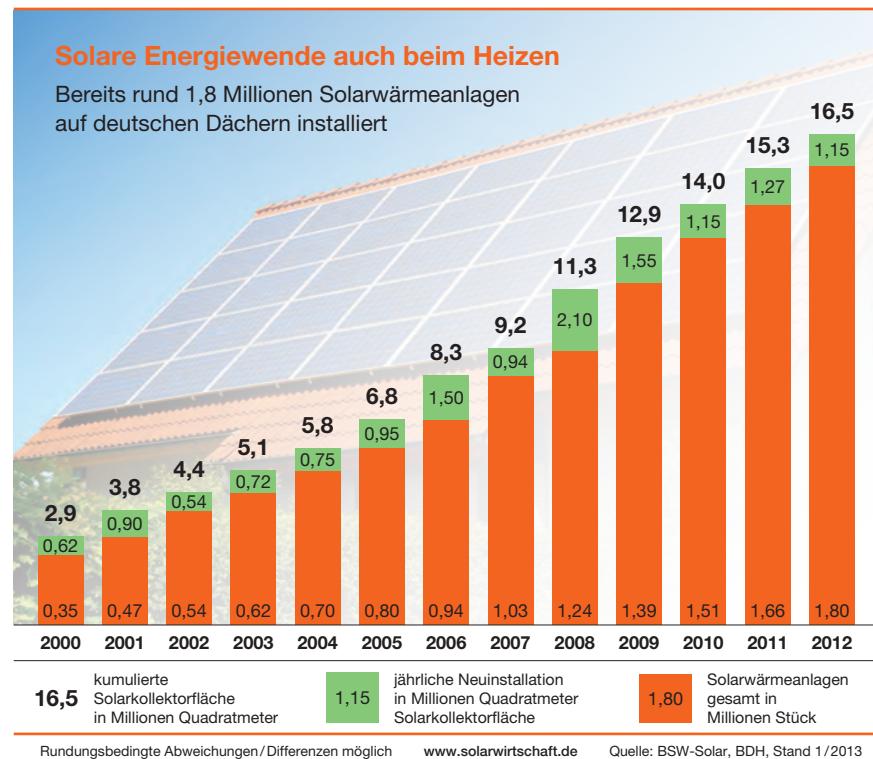
Solarthermieanlagen dienen der Trinkwasserwärmung und ggf. der Heizungsunterstützung. Es ist zu erwarten, dass die Anzahl der installierten thermischen Solaranlagen und damit auch die Größe der Kollektorflächen in den nächsten Jahren noch deutlich gesteigert werden. Hintergrund dieser Erwartung sind unter anderem die kontinuierlich steigenden Energiepreise und die im Jahr 2007 von der Bundesregierung beschlossenen Klimaschutzziele mit den daraus resultierenden verschärften Anforderungen der Energieeinsparverordnung. In den Klimaschutzzügen wurde eine Senkung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes in Deutschland bis zum Jahr 2020 um 40 % und ein Umstieg auf erneuerbare Wärmeenergiequellen gesetzlich festgeschrieben. Für Neubauten und grundlegend sanierte Bestandsbauten müssen

aktuell 15 % der Heizenergie aus erneuerbaren Energiequellen stammen. Realisiert wird dies in der Regel durch die Installation einer thermischen Solaranlage zur Warmwasserbereitung oder bei deutlicher Übererfüllung der gesetzlich vorgeschriebenen Mindestanforderungen auch in Kombination mit einer Heizungsunterstützung.

## Aufbau und Funktion von Solaranlagen

Die in Deutschland am weitesten verbreitete und einfachste Form einer Solarthermieanlage stellt eine Anlage zur Trinkwasserwärmung dar. Diese besteht in der Regel aus mehreren Kollektoren, einem Pufferspeicher, einer Pumpenbaugruppe, einer Regelung und der Verrohrung, durch die eine Wärmeträgerflüssigkeit fließt. Die Dimensionierung der Kollektoren und des

Bild 1 | Entwicklung der in Deutschland installierten Solarwärmeanlagen (Stand 1/2013) Quelle: www.solarwirtschaft.de





Pufferspeichers erfolgt in Abhängigkeit von der benötigten Warmwassermenge.

Die Sonnen- oder Solarkollektoren (aus dem Lateinischen „sol“ für Sonne und „collegere“ für sammeln) haben die Aufgabe, die im Sonnenlicht enthaltene Energie zu sammeln und über eine in einem Rohrsystem zirkulierende Wärmeträgerflüssigkeit an ein anderes Medium, in diesem Fall Wasser, abzugeben. Bei den Kollektoren wird nach der Konstruktionsart in Flach- bzw. Vakuumsröhrenkollektoren (letztgenannte bleiben im Weiteren unberücksichtigt) sowie nach der Montageart in Aufdach- bzw. Indachkollektoren unterschieden:

- Ein Flachkollektor besteht aus einer Rückwand (Holz oder Blech), auf der sich eine Wärmedämmung befindet, einem Rahmen (Holz oder Metall) und einer Abdeckplatte aus beschichtetem Glas. Das Herzstück des Flachkollektors stellt der Absorber dar. Dieser besteht in der Regel aus Kupferblechen, die zur Steigerung der Wärmesammelleigenschaften speziell beschichtet sind, und ist mit einem Rohrsystem verbunden, durch das die Wärmeträgerflüssigkeit zirkuliert.
- Aufdachkollektoren werden auf einem Gestell auf dem Dach oberhalb der Dachpfannen aufgebaut. Lediglich die Stützen des Gestells und die Rohrleitungen für den Vor- und Rücklauf der Wärmeträgerflüssigkeit durchdringen die Dacheindeckung bzw. die Dachkonstruktion.
- Indachkollektoren werden in die Dachhaut integriert und ersetzen die Dacheindeckung.

Die in Deutschland gängigste Variante ist der auf dem Dach aufgebaute Flachkollektor, der auch gleichzeitig die preisgünstigste Variante darstellt.

In einem Pufferspeicher, dessen Volumen von der benötigten Wärmeenergie abhängig ist, wird die Energie des Wärmeträgermediums über einen Wärmetauscher auf

das im Speicher vorhandene Wasser übertragen und bewirkt dort eine Temperaturerhöhung des Speicherinhalts. Die Pufferspeicher verfügen grundsätzlich über einen weiteren Wärmetauscher, um eine Wassererwärmung unabhängig von der Sonneninstrahlung zu gewährleisten. Diese Wärmetauscher können zum Beispiel an die Zentralheizung des Gebäudes angeschlossen sein oder aus einer elektrischen Heizspirale bestehen.

An oder in unmittelbarer Nähe des Pufferspeichers wird eine Pumpenbaugruppe installiert, welche die Zirkulation der Wärmeträgerflüssigkeit bewirkt. Die Pumpe wird von der Regelung der Anlage in Abhängigkeit von den an verschiedenen Stellen im System ermittelten Temperaturen geschaltet.

## Brandschäden an Solaranlagen

Die Zirkulationspumpe des Wärmeträgerkreislaufs sowie die Regelung der Solarthermieanlage und die ggf. in den Pufferspeicher eingebaute elektrische Heizung sind an das Stromnetz angeschlossen und folglich in der Lage, ein Schadenereignis, darunter auch einen Brand, zu initiieren. Mögliche Ursachen für eine denkbare Brandverursachung sind z. B. ein Bauteilversagen durch einen technischen Defekt, ein Isolationsverlust mit der Folge eines Kurzschlusses, ein Montagefehler usw. Ein derartiges Schadenszenario erscheint in Fachkreisen nicht ungewöhnlich und wird sicherlich als leicht nachvollziehbar und plausibel erachtet.

Anders sieht es allerdings aus, wenn es zu einem Brandgeschehen im Bereich der Solarkollektoren oder der Dachdurchführungen der Solarleitungen kommen sollte. Dort sind mit Ausnahme eines Temperaturfühlers im Kollektorfeld keine elektrischen Installationen oder Komponenten vorhanden. Der Temperaturfühler stellt einen temperaturabhängigen Widerstand mit einem positiven Temperaturkoeffizienten (PTC) dar und arbeitet mit einer Steuerspannung von in der Regel 12 Volt. Die elektrische Leistung in der Anschlussleitung des Temperaturfühlers und im Temperaturfühler

selbst ist folglich nicht ausreichend, einen Brand zu verursachen. Daraus folgt, dass ein technischer Defekt als Ursache für einen Brand, der in einem Solarkollektor oder im Bereich der Dachdurchführung der Solarleitungen möglicherweise entstehen könnte, nicht infrage kommt.

Trotzdem wurden in jüngster Zeit von Gutachtern des IFS drei Brandschäden in Wohnhäusern untersucht, bei denen man nach Ausschluss aller denkbaren Brandursachen zu der Annahme gelangen musste, dass die Brandentstehung in Zusammenhang mit den Solarkollektoren stehen musste. Bei den drei Brandschäden konnten andere mögliche Brandursachen, wie ein elektrotechnischer Defekt, Heißarbeiten, Gewitteraktivität etc., eindeutig ausgeschlossen werden. Die Schäden wiesen aber auffällige Analogien auf:

- Die solarthermischen Anlagen haben die in den Kollektoren gesammelte Wärmeenergie nicht auf den Pufferspeicher übertragen.
- Bei den drei Wohnhäusern waren Flachkollektoren der Montageart Indachkollektoren montiert.
- Die Kollektoren bestanden aus einer Holzrahmenkonstruktion.

Es musste also davon ausgegangen werden, dass die Kombination dieser Übereinstimmungen etwas mit der Brandursache zu tun hat.

Der Umstand, dass die in den Kollektoren gesammelte Wärmeenergie nicht auf den Pufferspeicher übertragen werden kann, wird Stagnation genannt. Als Ursache für die Stagnation kommen in Frage:

1. Eine Fehlfunktion in der Regelung der Solarthermieanlage verursacht den Stillstand der Zirkulationspumpe im Wärmeträgerkreislauf.
2. Eine Undichtigkeit im Wärmeträgerkreislauf führt zum Austritt der Wärmeträgerflüssigkeit mit der Folge, dass die gesamte Anlage in Störung geht und somit auch die Zirkulationspumpe nicht mehr arbeitet. ▶



**Bild 2** | Übersichtsaufnahme des schadenbetroffenen Zweifamilienhauses. Unter der Plane befinden sich die Solarkollektoren.



**Bild 3** | Darstellung der Brandzehrungen im Spitzboden im Bereich der Solarkollektoren

3. Ein auf die eingestellte Maximaltemperatur aufgeheizter Pufferspeicher. Dieser Umstand bewirkt, dass keine Wärmeübertragung von den Kollektoren in den Speicher mehr möglich ist und die Zirkulationspumpe abgeschaltet wird. Eintreten kann eine solche Situation in den Sommermonaten bei Sonnenschein und keiner oder nur sehr geringer Warmwasserabnahme, z. B. bei Abwesenheit der Bewohner.

Aus dem dritten Punkt ergibt sich, dass die Stagnation einen üblichen Betriebszustand darstellt. Bei einer Stagnation können in Flachkollektoren Temperaturen von über 200 °C erreicht werden.

### Vorstellung der drei durch das IFS untersuchten Schadenfälle

#### BRAND IN EINEM ZWEIFAMILIENHAUS

Im April 2011 gegen 18:00 Uhr bemerkte eine Bewohnerin eines Zweifamilienhauses Rauch im Bereich des von der Straße aus gesehen rechten Dachfirstes und informierte ihre ebenfalls in dem Haus wohnende Schwester. Diese begab sich daraufhin in den Spitzboden, um den Grund für den Rauch zu erforschen. Von der Zugangstreppe aus konnte sie Flammen im Bereich des hinteren (rechten) Giebels sehen. Die Flammen sollen sich deutlich oberhalb des Fußbodens, etwa in der

halben Höhe der rechten straßenseitigen Dachschräge, befunden haben. Beim Eintreffen der Feuerwehr schlügten die Flammen im Bereich des rechten Dachfirstes oberhalb der Kollektoren bereits aus dem Dach.

Das mehrgeschossige Wohnhaus verfügt über ein Satteldach mit harter Eindeckung. Im Jahre 2005 wurden in das Dach Solarkollektoren mit einer Fläche von 3 m x 6 m installiert. Die Kollektoren befinden sich auf dem straßenseitigen Dach im Bereich des rechten Giebels (**Bild 2**).

Bereits im Jahr 2008 kam es in einem Kollektor zu einer Undichtigkeit im Wärmeträgerkreislauf. Die Bruchstelle wurde damals gelötet. Wenige Tage vor dem Brandschaden wurden erneut ein Druckverlust und eine Undichtigkeit im Kreislauf der Wärmeträgerflüssigkeit festgestellt. Der gerufene Monteur konnte den Druck durch Zugabe von Wärmeträgerflüssigkeit nicht wiederherstellen und empfahl, den Kollektorhersteller zur Reparatur hinzuzuziehen. Dieser sollte kurz darauf die Anlage wieder instand setzen. Noch vor dem geplanten Termin kam es zum aktuellen Brandereignis. Zum Schadenzeitpunkt herrschte eine schon seit längerer Zeit andauernde Schönwetterlage mit hochsommerlichen Temperaturen ohne Gewitteraktivität. Die Schadenstelle wurde durch einen Gutachter des IFS mit folgenden Erkenntnissen untersucht:

- Direkte Brandschäden blieben auf die Dachkonstruktion und im Wesentlichen auf den Spitzboden begrenzt. Eine Brandentstehung in den Wohnräumen konnte eindeutig ausgeschlossen werden.
- In dem Spitzboden nahm die Intensität der Brandzehrungen in Richtung des Montageplatzes der Indachkollektoren der Solarthermieanlage deutlich zu. Die hölzerne Dachverschalung sowie die hölzernen Rückwände der Kollektoren waren nahezu vollständig verbrannt (**Bild 3**).
- Elektrische Installationen waren im Spitzboden lediglich abseits des Brandschwerpunktes in Form einer Beleuchtungsinstallation vorhanden. Steckdosen oder mit dem Stromnetz verbundene Verbraucher waren nicht vorhanden. Ein elektrotechnischer Defekt als Brandursache konnte somit eindeutig ausgeschlossen werden.
- Die Rohrleitung des Wärmeträgerkreislaufs war in einem der Kollektoren gebrochen. In diesem Bereich zeigten sich die stärksten Brandzehrungen an der Dachverschalung und an dem Kollektormodul. Die Kupferrohre waren nur wenige Zentimeter bzw. in Teilbereichen ohne Abstand zu den Holzlatten des Rahmens verlegt. An den noch erhaltenen Resten war zu erkennen, dass die Absorberbleche direkt auf die Holzverlattung aufgebracht waren.



**Bild 4** | Blick in das Atelier: Neben dem Dachflächenfenster waren auf dem Dach die ersten Flammen erkennbar.

Unter Berücksichtigung der vorliegenden Angaben hat die Untersuchung der Schadenstelle zu der Erkenntnis geführt, dass der Brand in den Solarkollektoren entstanden ist und sich auf die hölzerne Dachkonstruktion ausgebreitet hat.

Nach den Informationen des Kollektorherstellers bestehen die Kollektoren aus einem Holz- und Aluminiumgerüst. Hierbei sind die Kollektorflächen direkt auf einen Holzrahmen aufgebracht. Entsprechend den Zertifizierungsunterlagen können bei Stillstand des Wärmeträgerkreislaufes Temperaturen von 190 °C und mehr auftreten.

Die Tatsache, dass die hölzernen Leisten des Kollektorrahmens direkt unter der Kollektoroberfläche angebracht sind und dass die Rohre der Wärmeträgerflüssigkeit an verschiedenen Stellen unmittelbar an den Holzleisten vorbeilaufen – diese sogar berühren – machen eine Entzündung der hölzernen Bauteile der Kollektoren wahrscheinlich. Durch eine thermische Aufbereitung des Holzes kann die Entzündungstemperatur bis auf 120 °C gesenkt werden.<sup>1</sup>

## BRAND IN EINEM EINFAMILIENHAUS

Im Mai 2011 bemerkte ein Nachbar nachmittags Rauchentwicklung aus dem Dach eines Einfamilienhauses. Er informierte die Bewohner des Hauses über seine Feststellungen und alarmierte die Feuerwehr. In

das mineralisch eingedeckte Satteldach des Gebäudes sind auf der südlich ausgerichteten Dachfläche 25 Indachkollektoren einer Solarthermieanlage zur Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung eingebaut.

Zum Schadenzeitpunkt herrschte eine schon seit längerer Zeit andauernde Schönwetterlage mit hochsommerlichen Temperaturen ohne Gewitteraktivität. Von der Ermittlungsbehörde zur Verfügung gestellte Lichtbilder zeigten, dass es im frühen Brandverlauf zu starker Rauchentwicklung über die gesamte Länge aus dem Dachfirst heraus gekommen ist. Erste Flammenentwicklungen waren im Bereich des Dachfirstes und der Solarkollektoren erkennbar (**Bild 4**).

Bei der Untersuchung der Schadenstelle durch einen Gutachter des IFS zeigte sich, dass die Wohnräume im Dachgeschoss weitgehend unbeschädigt waren. Die Brandschäden konzentrierten sich auf die Dachkonstruktion. Ein markanter Schadenschwerpunkt an den Holzbauteilen wurde im Bereich der Solarkollektoren festgestellt (**Bild 5**).

Im Dachstuhl waren keine elektrischen Installationen oder Verbraucher vorhanden. Ein elektrotechnischer Defekt als Brandursache konnte eindeutig ausgeschlossen werden. Aus den Messwerten, die aus dem Regelmodul der Solaranlage ausgelesen

wurden, war erkennbar, dass die Solaranlage zum Schadenzeitpunkt und in den letzten Tagen davor nicht richtig funktionierte, da die im Kollektor gesammelte Wärme den Pufferspeicher nicht erwärmt hatte. Die Anlage befand sich also im Stillstand. Der Hersteller gibt für den Stillstand der Solaranlage eine maximale Kollektortemperatur von 185 °C an.

Bei der Inaugenscheinnahme eines baugleichen unbeschädigten Kollektors wurde festgestellt, dass das Absorberblech direkt am Holzrahmen angeschraubt ist. Der Abstand zwischen dem Kollektorsammelrohr und dem Holzrahmen des Kollektors beträgt nur wenige Millimeter.

Zusammenfassend war festzustellen, dass der Brand in den Kollektoren der Solarthermieanlage entstanden ist. Infolge der nachgewiesenen Fehlfunktion der Anlage mit einem Stillstand der Wärmeträgerflüssigkeit und aufgrund der Bauart der Kollektoren kam es zu längerer Zeit andauernden thermischen Einwirkungen auf die Holzbauteile des Kollektors. Dadurch wurde die Selbstentzündungstemperatur des Holzes so weit herabgesetzt, dass es zu einer Entzündung kam. ▶

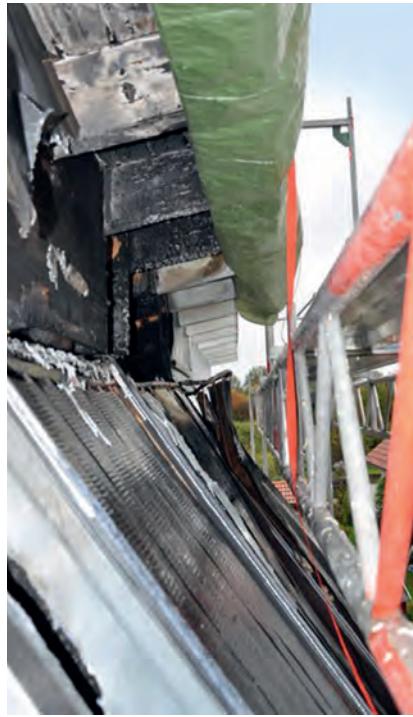
**Bild 5** | Darstellung des Schadenschwerpunktes nach der Entfernung der Dachsrägenverkleidung



<sup>1</sup> Meyer-Ottens: „Holz Brandschutzhandbuch“, Deutsche Gesellschaft f. Holzforsch. e.V., München 1983.



**Bild 6** | Blick auf ein baugleiches Nachbargebäude des schadenbetroffenen Doppelhauses



**Bild 7** | Darstellung des Brandschwerpunktes im Anschlussbereich des Anbaus an das Wohnhaus

## BRAND IN EINEM ANBAU EINER DOPPELHAUSHÄLFTE

Im September 2013 bemerkte ein Passant Rauchentwicklung aus einem Doppelhaus, informierte die Bewohner und alarmierte die Feuerwehr. Der Rauch und im weiteren Verlauf auch die Flammen traten am oberen Anschluss eines Anbaus an das Dach des Wohnhauses auf.

Der Anbau erstreckt sich in der Höhe über die beiden Vollgeschosse des Wohnhauses und beherbergt einen 6.000-Liter-Pufferspeicher und die Technik einer Solarthermieranlage. Die Dacheindeckung des Anbaus besteht aus den Indachkollektoren der Solaranlage (**Bild 6**).

Wie der IFS-Gutachter vor Ort erfuhr, wurde die Solaranlage beim Bau des Hauses im Jahr 2000 eingebaut. Etwa ein Jahr vor dem Schadenereignis ist der Pufferspeicher zusätzlich wärmeisoliert worden. Seitdem hat die Gebäudeeigentümerin in der Regelung der Solaranlage mehrfach Kollektortemperaturen von bis zu 147 °C abgelesen.

Die Untersuchung der Schadenstelle ergab räumlich begrenzte Brandzehrungen im oberen Dachbereich des Anbaus sowie im angrenzenden Dach des Wohnhauses. In-

nerhalb des brandbetroffenen Bereichs fanden sich außer den Solarkollektoren keine weiteren möglichen Zündquellen. Die Solarkollektoren verfügten über eine Holzrahmenkonstruktion (**Bild 7**).

Somit war davon auszugehen, dass der Brand in den Kollektoren initiiert wurde. Durch die nachgerüstete Wärmedämmung des Pufferspeichers gelangte die Solaranlage mehrfach in Stagnation, wodurch es zur thermischen Aufbereitung der Holzbauteile und schließlich zu deren Entzündung kam.

## Schlussfolgerung

Die genannten Schadenfälle zeigen, dass bei Solarthermieranlagen mit Indachkollektoren in Holzrahmenbauweise eine nicht zu unterschätzende Brandgefahr besteht. Bei dieser Kollektorbauform und -bauart sind die Absorberbleche teilweise direkt mit den Holzrahmen der Kollektoren verschraubt und die Rohrleitungen weisen in den Kollektoren teilweise nur sehr geringe Abstände zu den Holzrahmen auf. Im Normalbetrieb können in den Kollektoren

Temperaturen von über 100 °C auftreten. Gefährlich werden kann es, wenn eine Stagnation der Anlage auftritt. In diesem Fall können in den Kollektoren Temperaturen von bis zu 190 °C in Erscheinung treten. Konstruktionsbedingt kann es zu einer thermischen Aufbereitung (Pyrophorisierung) der Holzbauteile in den Kollektoren kommen, wodurch die Zündtemperatur des Holzes herabgesetzt und eine Entzündung der Holzbauteile verursacht werden kann.

Dieses Problem ist in einem anderen Bereich bereits bekannt und vom Gesetzgeber geregelt: Abgasanlagen müssen zu brennbaren Bauteilen einen so großen Abstand einhalten, dass auf diese keine höheren Temperaturen als 85 °C einwirken können. Das wird in den Feuerungsverordnungen (FeuVO) der deutschen Bundesländer gefordert.

**Aufgrund der vorliegenden Erkenntnisse sollte die Brandgefahr von thermischen Solaranlagen entsprechenden Eingang in das technische Regelwerk finden.**

Diese Problematik scheint ebenso bei Aufdachanlagen im Bereich der Dachdurchführung auftreten zu können. Hier können an den Leitungen des Wärmeträgerkreislaufs im ungünstigsten Fall Temperaturen auftreten, die nur geringfügig unterhalb der Stillstandstemperatur im Kollektor liegen. Sind die Leitungen nicht ausreichend isoliert oder weisen keinen ausreichenden Abstand zu den Holzbauteilen der Dachkonstruktion auf, kann es auch an dieser Stelle zur thermischen Aufbereitung und schließlich zur Entzündung des Holzes der Dachkonstruktion kommen. ■

Dipl.-Ing. (FH) Jürgen Hoyer,  
Institut für Schadenverhütung und Schadensforschung der öffentlichen Versicherer e.V.

## Gewinde bei Montage angerissen

An der Wasserenthärtungsanlage einer erst zwei Jahre alten Sporthalle brach ein Gewinde und verursachte einen Leitungswasserschaden. Bei dem betroffenen Bauteil handelte es sich um eine Anschlusskupplung aus PVC, über die der Ventilaufsatzz der Anlage mit der Enthärterpatrone verschraubt war.

Zur Ermittlung der Schadenursache erhielt das IFS Fotos von der Schadenstelle sowie den Ventilaufsatzz. Der obere Teil der grauen Kupplung war noch mit dem Ventilaufsatzz verschraubt, während der untere Teil im Gegengewinde der Enthärterpatrone verblieb (Bild 1).

Der zuständige Gutachter untersuchte das Kunststoffmaterial der Kupplung. Es gab weder Materialeinschlüsse noch Ungleichmäßigkeiten, die für eine schlechte oder gar unzureichende Werkstoffqualität gesprochen hätten. Auch war das Innen- gewinde zentrisch geschnitten und die Wandstärke über den gesamten Umfang gleichmäßig. Kurzum: Ein Produktfehler lag nicht vor. Die Struktur der Bruchfläche des rundum abgebrochenen Bauteils zeigte unterschiedlich alte Abschnitte und die Strukturen eines Gewaltbruchs (Bild 2). Das Gewinde war angerissen worden, und der Riss hatte sich durch die Belastungen im Betrieb ausgeweitet, bis es schließlich

zum Abbruch kam. Auch den Hinweis auf den Ursprung des Anrisses lieferte die Kupplung: Auf ihren Greifflächen hatte ein Werkzeug tiefe Spuren hinterlassen (Bild 3). Da die Kupplung ausschließlich während der gut zwei Jahre zuvor erfolgten Installation geschraubt wurde, mussten die Spuren zu diesem Zeitpunkt entstanden sein. Der Monteur hatte ein ungeeignetes Greifwerkzeug verwendet und zu viel Kraft eingesetzt. Schäden am Innen- gewinde, die durch das Außengewinde des Ventilaufsatzzes entstanden waren, belegten dies zusätzlich.

Wenn, wie hier, ein Gewinde durch einen Montagefehler angerissen wird, weitet sich der Bruch mit der Zeit immer weiter aus. Bis zum Abbruch und damit zur Schadenentdeckung vergehen oftmals Jahre. Dennoch kann die Ursache durch eine technische Untersuchung in der Regel zurückverfolgt werden. ■

Ina Schmiedeberg



**Bild 1** | Der untere Teil der grauen Kupplung befindet sich noch im Gewinde der Enthärterpatrone.



**Bild 2** | An der Verschraubung des Ventilaufsatzzes auf die blaue Enthärterpatrone ist es zum Bruch gekommen. Deutlich ist die schwarze O-Ringdichtung zu erkennen.

**Bild 3** | Hier sind die abgebrochene PVC-Anschlusskupplung und die Werkzeugspuren auf deren Greiffläche zu erkennen.



**Herausgeber:**  
Verband öffentlicher Versicherer  
Hansallee 177  
40549 Düsseldorf

**Ansprechpartner:**  
Michael Schmitz  
Tel.: 02 11/45 54 242  
Fax: 02 11/45 54 45 242  
www.voev.de  
michael.schmitz@voevers.de



Zeitschrift für Schadenverhütung und Schadenforschung der öffentlichen Versicherer

[www.schadenprisma.de](http://www.schadenprisma.de)  
[redaktion@schadenprisma.de](mailto:redaktion@schadenprisma.de)

**Redaktionsleiter:**  
Dipl.-Ing. Hartmut Heyde  
Am Karlsbad 4-5  
10785 Berlin  
Tel.: 0 30/26 33 353  
Fax: 0 30/26 33 14 353

**Redaktion:**  
Dipl.-Chem. Harald Herweg  
Dipl.-Phys. Klaus Ross  
Dipl. Ing. Arno Vetter  
Dr. Hermann Drews

Vom Verfasser namentlich gekennzeichnete Beiträge brauchen nicht mit der vom Herausgeber vertretenen Auffassung übereinzustimmen. Wird der Name einer Firma, eines Produkts oder eines Verfahrens erwähnt, gilt das nicht als Empfehlung.

Mit dem Autorenhonorar sind auch die verlagsseitige Verwertung, Nutzung und Vervielfältigung des Beitrags und der Fotomaterialien, z.B. im Internet, und eine Aufnahme in Datenbanken abgegolten.

**Fotonachweis:**  
Fraunhofer ISE (8, 11)  
J. Dornbach (16, 17)  
IFS (21-25, 31)  
J. Hoyer (28-30)  
© Gina Sanders – Fotolia.com (4)  
© TEMISTOCLE LUCARELLI – Fotolia.com (2, 14)  
© stockphoto-graf – Fotolia.com (2, 20-25)  
© Smileus – Fotolia.com (26)  
© Jag\_cz – Fotolia.com (26-30)

**Titelfoto:**  
© Simon Kraus – Fotolia.com

**Gestaltung und Layout:**  
Saga Werbeagentur GmbH  
Albrecht-Thaer-Straße 10  
48147 Münster  
Tel.: 02 51/23 00 10  
Fax: 02 51/23 00 111  
Internet: [www.saga-werbeagentur.de](http://www.saga-werbeagentur.de)

**Verlag, Druck, Auslieferung:**  
Thieköter Druck GmbH & Co. KG  
An der Kleemannbrücke 32  
48157 Münster  
Tel.: 02 51/14 14 60  
Fax: 02 51/14 14 666

**Auflage:**  
16.500 Exemplare

Dieses Heft ist auf chlorfrei gebleichtem Papier gedruckt.

ISSN-0343-3560





PV-Anlagen  
Ertrag und Sicherheit

Schadenverhütung

Photovoltaik-Anlagen –  
Mehrwert durch Mängelfreiheit

Immer da, immer nah.

**PROVINZIAL**  
Die Versicherung der Sparkassen



**PROVINZIAL**  
Die Versicherung der Sparkassen

**Photovoltaik-Anlagen auf Scheunen oder anderen feuergefährdeten Betriebsstätten**

Diese Betriebsstätten erfordern besondere Maßnahmen

**Besonderheiten:**

- Elektrogeräte sind mit Fehlerstrom-Schutzschaltern geschützt.
- Bei Brand: Totalschaden von Schrauben und PV-Anlage
- Kabelkanäle werden offen verlegt

**Gefahren:**

- Rauchgas
- Rauchgas Feuer
- Rauchgas
- Überhitzung von Gerüsten (Überhitzungstemperatur)
- Blitzschlag
- Brandstiftung

**Wechselrichter:**

- Von Überlastungen freihalten
- Umgang mit Steckernetzrichter beachten (inspektive Kühlung, direkte Sonnenexposition, Wärmeabfuhr)
- Nicht auf Holz befestigen

**Gleichstromleitungen:**

- Getrennte Leitungsführung von Plus und Minus
- Leitungsbelastung – ausreichende Abstand

**Wechselstromleitungen:**

- Leitungen müssen durch Fahrstromschutzschalter geschützt sein.
- Leitungsabstände beachten
- Dimensionierung: Reduktionsfaktor durch Umgebungsbedingungen

**Überspannungsschutz:**

- Wechselstromnetze: Schutz durch Überspannungsschalter vom Typ 2
- Bei einer Ozonübertragung ist auch die Schmittstelle der Datenleitung mit einem Überspannungsschutzgerät zu schützen.

**Potenzialausgleich:**

Das Trägersystem (Metallstielträger ist in den Gebäudepotenzialausgleich einzuverleben).

**Außerer Blitzschutz:**

Es wird eine äußere Blitzschutzanlage empfohlen.

**Sauberkeit:**

Verschmutzte Anlagenteile sind regelmäßig zu reinigen.

**Erklärt weiter:**

1. Zuladung (Fahrzeug – Brandgefahr): Fahrstrom-Schutzschalter geschützt
2. Verzinkter Stahl
3. Wechselrichter (dickste: Sonnenanlage)
4. Wechselrichterleistung bei 5 kW
5. Leitungen in einem geschlossenen Kasten

## Schadenverhütung

### Photovoltaik-Anlagen – Mehrwert durch Mängelfreiheit

Montagefehler beschäftigen zunehmend die Solarbranche, doch Betreiber können Mängel vorbeugen. Nach Untersuchungen des TÜV Rheinland haben 20 % aller Anlagen nach der Errichtung schwerwiegende Mängel, die umgehend beseitigt werden müssen. Weitere 10 % weisen eine große Fehlerhäufigkeit auf. Etwa 50 % der Mängel sind Installationsfehler. Die normengerechte Errichtung, ein ordnungsgemäßer Betrieb und die sachgemäße Instandhaltung solcher Anlagen sind daher besonders wichtig.

Die Provinzial ist an Ihrer Seite und berät Sie gern in Sicherheitsfragen. Sie erhalten eine Broschüre mit den Sicherheitstipps unserer Ingenieure in den Provinzial-Geschäftsstellen und Sparkassen.

Immer da, immer nah.

**PROVINZIAL**  
Die Versicherung der Sparkassen