

Brandbekämpfung bei Gebäuden mit PV-Anlagen: Minimierung des Stromschlagrisikos

Masterarbeit

Von Donatien Bour (B.Eng.)

Master Renewable Energy Systems

Hochschule für angewandte Wissenschaften Hamburg

Durchgeführt bei der Firma Yandalux GmbH

September 2011 - März 2012

Abstract

This thesis deals with fire brigade safety in case of firefighting on a building with PV (photovoltaic) modules. Firstly, all currently known dangers were examined. This report details more specifically the risk for firefighters of getting an electrical shock while intervening inside the building. Up to now, safety measures and devices are not able to prevent an electrical shock completely. The current legislation dealing with fire safety in buildings, requirements for PV modules and PV plants and requirements to fire brigade when firefighting near to electrical plants was summarized in an attempt to make it clearer and to emphasize key points for planning engineers. Available solutions to reduce the risk of an electrical shock are presented and assessed. These solutions can lie in informing and training firefighters, the way the cables and other components are implemented, or in implementing especially designed safety devices. A panel of devices consisting of different solutions and technologies is fully reviewed and evaluated. It was found that currently no device totally meets elementary requirements such as effective safety improvement, lifetime, or affordability. Finally, recommendations about an optimal device are suggested.

Diese Studie befasst sich mit der Sicherheit der Feuerwehr, bei der Brandbekämpfung bei einem Gebäude mit PV(Photovoltaik)-Anlage. Alle zum aktuellen Zeitpunkt bekannten Risiken wurden untersucht. Besonders wichtig für diese Arbeit ist das Stromschlagrisiko. Bis heute gibt es keine Maßnahmen, die einen Stromschlag komplett verhindern können. Die Gesetzgebung über Brandschutz in Gebäuden, Anforderungen an PV- Module und Anlagen sowie Anforderungen an die Feuerwehr wurde zusammengefasst um sie zu verdeutlichen und um die Schwerpunkte für Planungsingenieure zu betonen. Lösungen um das Stromschlagrisiko zu minimieren werden dargestellt und bewertet. Diese können aus der Schulung und der Information der Feuerwehr, der Auslegungsart der Komponenten der Anlage, oder dem Einbauen spezieller Sicherheitseinrichtungen bestehen. Ein Gerätepanel wurde untersucht und bewertet. Es wurde nachgewiesen, dass kein Gerät alle Anforderungen, darunter Lebensdauer, Effektivität der Verbesserung der Sicherheit oder Erschwinglichkeit, komplett erfüllt. Schließlich werden Empfehlungen für ein optimales System geäußert.

Danksagung

Hier möchte ich allen, die an der Ausführung dieser Arbeit beigetragen haben, danken, insbesondere:

Der Firma Yandalux GmbH, für die Bereitstellung aller benötigten finanziellen und materiellen Mittel,

Allen Yandalux Mitarbeitern, für ihre tägliche Aufmerksamkeit und die freundliche Arbeitsatmosphäre,

Herrn Prof. Dr. Timon Kampschulte von der HAW Hamburg, für seine hilfreichen Hinweise, für die Betreuung dieser Arbeit und sein Interesse daran,

Herrn Prof. Dr. Fritz Dildey von der HAW Hamburg, für die Betreuung dieser Arbeit und sein thematisches Interesse,

Herrn Dipl.-Ing. Andreas Kattge von der Hamburger Feuerwehr, für das Mitteilen seiner Erfahrung,

Hanna Ormanns, für ihre sorgfältige grammatische Korrektur und ihre stete Unterstützung.

Inhalt

Abstract	2
Danksagung	3
1. Einleitung	6
2. PV-verbundene Sicherheitsprobleme	8
2.1 Stromschlagrisiko beim Lösch- und Rettungseinsatz	8
2.2 Einfluss der PV-Anlage auf Brandausbruch und Brandübertragung	13
2.3 Einfluss der PV-Anlage auf andere Risiken im Brandfall	17
2.4 Risiken auf einen Blick	20
2.5 Ansicht der Feuerwehr bezüglich dieser Problematik	21
3. Richtlinien und technische Leitfaden	24
3.1 Brennbarkeit und Brandverhalten von Bauelementen	24
3.2 Anforderungen an PV-Module	30
3.3 Anforderungen an PV-Anlagen	33
3.4 Anforderungen an die Feuerwehr	38
4. Lösungen zur Minimierung des Stromschlagrisikos	40
4.1 Methodologischer Hinweis	40
4.2 Vorbeugende und informative Maßnahmen	42
4.3 Lösungen durch Verkabelung und Bauart	44
4.4 Modulwechselrichter und Leistungsoptimierer	47
4.5 Kurzschließen einzelner Module	55
4.6 Kurzschließen von Strängen oder des gesamten Modulfeldes	59
4.7 Abschaltung einzelner Module	63
4.8 Abschaltung von Strängen oder des gesamten Modulfeldes	63
4.9 Bewertung und Vergleich der verschiedenen Lösungen	67
5. Zusammenfassung	80

Anhänge	84
I. Glossar.....	84
II. Quellenverzeichnis	86
III. Exemplar des zu den Hersteller geschickten Fragebogens.....	93
IV. Datenblätter der im Kapitel 4 dargestellten Geräte	94

1. Einleitung

Photovoltaik Energie wird in Zukunft, besonders in Deutschland, eine immer größere Rolle spielen. Im Jahre 2010 gab es 860.000 PV-Anlagen, davon waren nahezu 250.000 im selben Jahr neu installiert worden, mit einer Gesamtleistung von 17 GW_p* [3]. 80 % der Anlagen sind Dachanlagen. Zwischen 2000 und 2010 hat sich die installierte Leistung um das siebzehnfache erhöht [1]. Das untere Diagramm zeigt, dass diese Entwicklung in der ganzen EU stattfindet – oder stattfinden wird. Laut dem EPIA* (European Photovoltaic Industry Association) könnte die weltweite Gesamtleistung 2015 131 bis 196 GW_p erreichen, während sie 2010 bei 39 GW_p lag. [4].

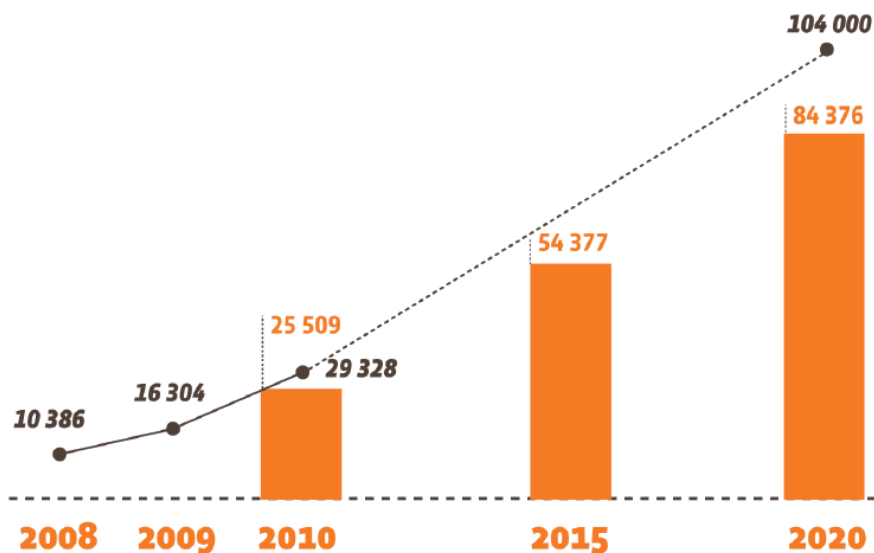


Abb. 1.1: kumulierte PV Leistung in MW_p in der EU von 2008 bis 2010 (schwarze Linie), und Vergleich der Tendenz bis 2020 (gestrichelte Linie) mit den National Renewable Energy Action Plans* (orange Balken) [2]

Im Zusammenhang mit dem beschriebenen starken Wachstum, können Probleme auftreten, die bei der Entwicklung der Komponenten einer PV-Anlage nicht vermutet wurden. So stellt die Sicherheit im Brandfall eines Gebäudes mit PV-Anlagen neue Probleme dar. Es war bisher sehr unwahrscheinlich, ein Feuer bei einer PV-Anlage zu beobachten. Zukünftig wird es durch einen Skaleneffekt immer häufiger. Wie in der Abbildung 1.2 dargestellt, galt im Jahre 2008 Brand als Ursache von einem Viertel der Schadensfälle an PV-Anlagen.

* Begriffe mit diesem Zeichen werden im Glossar (Anhang I) erklärt.

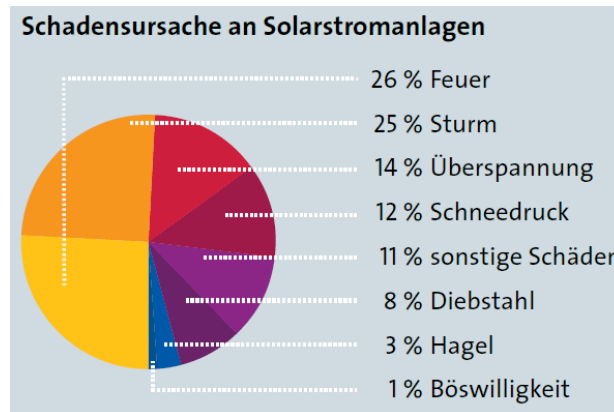


Abb. 1.2: Schadensursache an Solarstromanlagen 2008 [11]

Das Ziel dieser Arbeit ist es erstens, zu zeigen, wie eine PV-Anlage die Brandsicherheit eines Gebäudes beeinflussen kann. Zweitens werden betreffende Normen und technische Leitfäden erläutert. Schließlich werden Lösungen gegen das besondere Stromschlagrisiko bei der Brandbekämpfung analysiert.

Welche Gefahren PV-Module bergen und welche sie verschlimmern, wird im Kapitel 2 erklärt. Besonders wichtig für diese Studie ist der Schutz der Feuerwehrleute vor Stromunfällen beim Lösch- und Rettungseinsatz. Die Ansichten und Anforderungen der Feuerwehr werden auch präsentiert. Es geht in dieser Arbeit nur um PV-Anlagen, die auf oder an einem Gebäude (z.B. Dachanlagen, Fassadenanlagen oder gebäudeintegrierte PV) installiert sind. Probleme bei Freiflächenanlagen, oder, solchen, die vor der Aufstellung der Anlage (z.B. bei der Herstellung der Module) auftreten, sind nicht Gegenstand dieser Arbeit.

Die geltende Gesetzgebung ist wichtig, um den Rahmen dieser Studie festzulegen. Deshalb untersucht Kapitel 3 die betreffenden Richtlinien für die Verhütung der Risiken und sichere Brandbekämpfung. Da die PV-Technologie sich noch entwickelt, muss sich die Gesetzgebung ständig anpassen. Es gibt daher keine Richtlinie, die das Problem global betrachtet, sondern mehrere, die Teilaspekte behandeln.

Im Kapitel 4 werden verschiedene Lösungen für die Minimierung des Stromschlagrisikos dargestellt. Diese Lösungen können aus der Information der Einsatzkräfte, der Bauart der Anlage oder dem Einbau von spezifischen Einrichtungen bestehen. Diese Einrichtungen sind für diese Studie besonders wichtig. Alle ihre relevanten Merkmale werden detailliert präsentiert. Schließlich werden sie abhängig von ihren bewertet.

Anmerkung: zur besseren Lesbarkeit werden sowohl männliche als auch weibliche Feuerwehrleute als „Feuerwehrmann“ bezeichnet.

2. PV-verbundene Sicherheitsprobleme

2.1 Stromschlagrisiko beim Lösch- und Rettungseinsatz

In diesem Absatz wird erläutert, wie und warum ein Feuerwehrmann einen Stromschlag während der Brandbekämpfung an einem Gebäude mit einer PV-Anlage erleiden kann. Es wird auch gezeigt, wie gefährlich dieser Stromschlag sein kann.

Situation beim Stromunfall eines Feuerwehrmannes während eines Lösch- oder Rettungseinsatzes

Im Brandfall eines Gebäudes, das ausschließlich von einem fremden Netz mit Wechselstrom versorgt wird, wird vor dem Löscheinsatz die Wechselstromzufuhr ausgeschaltet. Wenn das Gebäude mit einer PV-Anlage ausgestattet ist, ist das auch der Fall, aber es kann nicht verhindert werden, dass die Module bei Lichteinstrahlung Strom erzeugen. Diese Situation führt zu einer Bedrohung für die Rettungskräfte: der Einsatz wird ohne besondere Sicherheitsvorkehrungen durchgeführt, obwohl eine wahrscheinlich gefährliche Spannung vorliegt. Wenn ein Kabel von der Anlage beschädigt wurde, kann ein Feuerwehrmann einen Stromschlag erleiden. Das kann beim Löschen, durch den Wasserstrahl, oder bei der Berührung eines abisolierten Kabels geschehen. Es wurde bewiesen, dass diese Gefahr nachts nicht besteht, weil die Einstrahlung zu niedrig ist, um gefährliche Ströme zu erzeugen [8].

Das nachfolgende Schema (Abbildung 2.1) stellt das Prinzip einer Dachanlage ohne besondere Schutzmaßnahme dar. Die rot dargestellten Kabel leiten Gleichstrom und sind immer unter Spannung. Beim Netzausfall, nachdem die Wechselstromzufuhr getrennt wurde, wird der Wechselrichter automatisch ausgeschaltet. Nur Elektrofachkräfte dürfen die Abtrennung vom Netz durchführen [23]. Dies erfolgt am Verteilungstransformator, außerhalb des Gebäudes. Der DC-seitige Trennschalter der PV-Anlage ist seit Juni 2006 vorgeschrieben [5]. Das heißt, dass ältere Anlagen über keinen verfügen. Der Trennschalter kann die Module allerdings nicht spannungsfrei schalten. Prinzipiell befindet er sich in der Nähe des Wechselrichters, der oft weit entfernt von der Anlage ist. Daraus folgt, dass Leitungen, die das Gebäude von oben bis unten durchziehen, möglicherweise unter Spannung stehen.

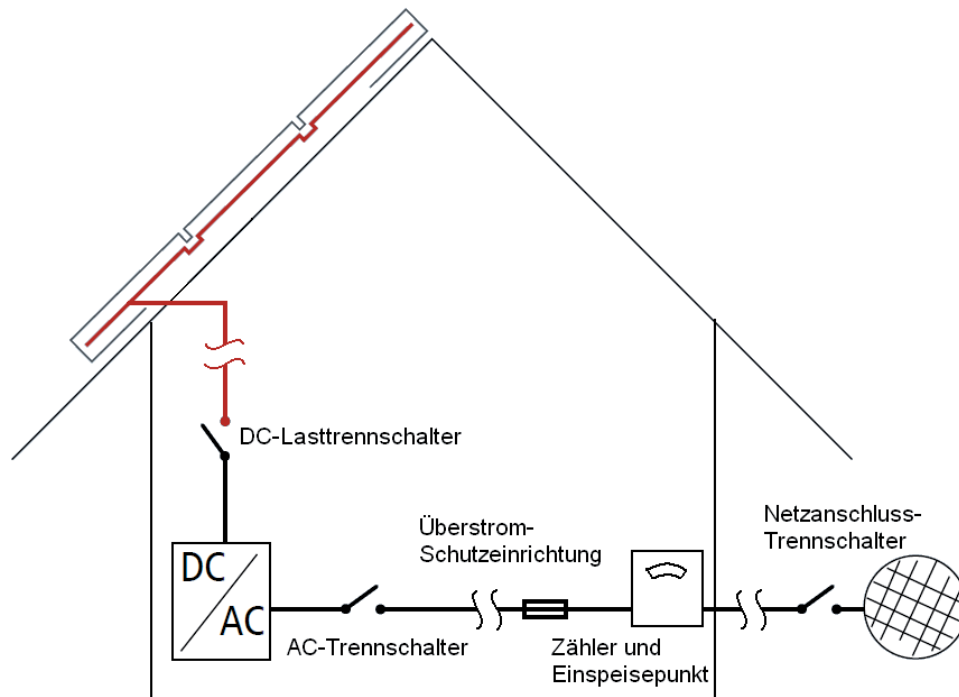


Abb. 2.1: Prinzip einer Dachanlage ohne besondere Schutzmaßnahme nach [5] und [47]

Bedingung für einen Stromschlag ist ein Stromkreis. Dafür muss eine der folgenden Bedingungen vorliegen:

- Eine Polarität ist zufällig oder absichtlich geerdet, aber nicht beide, und die nicht geerdete Polarität wird direkt oder indirekt berührt.
- Keine Polarität ist geerdet und beide werden gleichzeitig direkt oder indirekt berührt.

Der Kontakt mit einem stromführenden Teil kann nur von einem Konstruktionsmangel oder von einem Störfall ermöglicht werden. Das nachfolgende Schema (Abbildung 2.2) stellt die Situation bei der Berührung dar.

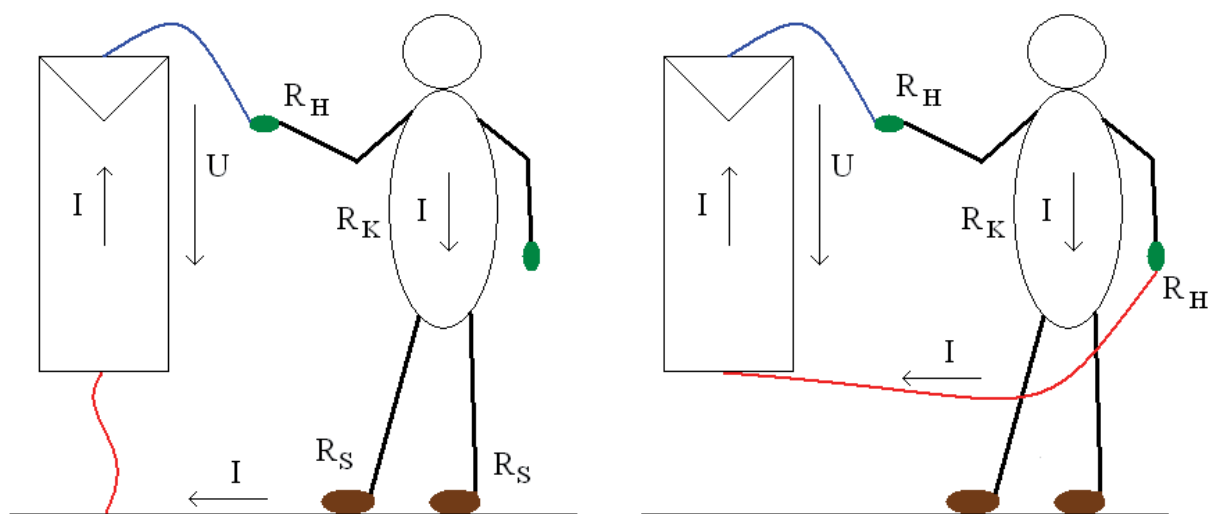


Abb. 2.2: Situation bei Stromschlag durch eine PV-Anlage während des Feuerwehreinsatzes

Sehr wahrscheinlich ist die Erde die erste Polarität (links auf Abb. 2.2). Die zweite Polarität entspricht entweder der Berührung eines unter Spannung stehenden Teils, oder des Wasserstrahls beim Löschen. Diese können einen sehr geringen Widerstand haben. Hingegen hat typischerweise der menschliche Körper einen Widerstand R_K von 800Ω bei Spannungen über 500 V . Darüber hinaus verfügen Feuerwehrmänner über Schutzhandschuhe (R_H) und Sicherheitsschuhe mit hohem Widerstand, nämlich R_S über $100 \text{ k}\Omega$ bei antistatischen Schuhen, oder elektrische Klasse 0 oder 00 [50]. Viel weniger wahrscheinlich ist der Fall, bei dem beide Polaritäten berührt werden (rechts auf Abb. 2.2). In diesem Fall sind Schutzschuhe unwirksam, aber ein größerer Strom ist zulässig (s. Tab. 2.6).

Eine andere Ursache für Stromunfälle - der in dem Gleichstromeingang des Wechselrichters enthaltene Kondensator

Prof. Dr. Häberlin von der Berner Fachhochschule hat eine weitere Stromschlagursache nachgewiesen [8]. Die DC-Seite des Wechselrichters enthält einen Kondensator, der direkt zwischen den Plus- und Minusklemmen angeschlossen ist (s. Abb. 2.3). Beim Öffnen des DC-seitigen Trennschalters, liegt die Kondensatorspannung U_C noch an diesem Schalter. Der Wechselrichter entlädt den Kondensator automatisch beim Netzausfall oder beim Öffnen des DC-seitigen Trennschalters, doch das kann, abhängig von der Kapazität des Kondensators, einige Minuten dauern. Die Kondensatorspannung ist vor der Entladung prinzipiell gleich der gefährlichen Strangspannung U_S . Von daher ist eine Gefahr, für Feuerwehrleute oder Techniker, auch zwischen dem DC-Schalter und dem Wechselrichter zu berücksichtigen.

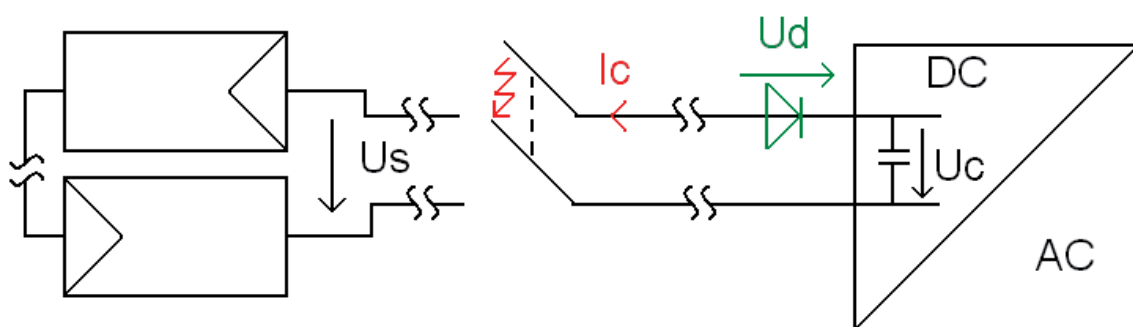


Abb. 2.3: Darstellung eines Fehlers am DC-Trennschalter (rot) und mögliche Gegenmaßnahme (grün)

Um einen Fehlerstrom (rot in Abb. 2.3), dessen Energie vom Kondensator stammt, zu vermeiden, kann eine Diode (grün in Abb. 2.3) in der positiven Polarität des Wechselrichters oder der Hauptleitung eingesetzt werden. Dadurch wäre ein Rückstrom ausgeschlossen. Diese Lösung ruft jedoch Verluste hervor, durch die an der Diode entstehende Spannung U_d .

Wirkungen von Gleichstrom auf Menschen

Gleichstrom wird ab 120 V als gefährlich angesehen [6]. Da PV-Anlagen Spannungen bis 1000 V haben dürfen, wird dieser Wert oft überschritten. Herzkammerflimmern wird als Hauptgrund für tödliche Unfälle betrachtet. Unfälle mit Gleichstrom sind weniger häufig im Vergleich zu solchen mit Wechselstrom, bezogen auf die Anzahl der Anwendungen, denn das Loslassen des führenden Teiles ist einfacher und die Schwelle des Kammerflimmerns ist höher bei Gleichstrom. Die Tabelle 2.4 zeigt Schwellwerten für Wechsel- und Gleichstrom bei einer Stromrichtung von der linken Hand zu beiden Füßen und dauerhafter Berührung (ab zwei Sekunden).

Strombereich [mA]		Wirkungen
AC	DC	
< 0,5	< 2	Wahrnehmungsschwelle, keine Reaktion.
0,5 - 5	2 - 25	Muskelkontraktionen wahrscheinlich, keine schädige Wirkung.
5 - 35	25 - 150	starke Muskelkontraktionen, Schwierigkeiten beim Atmen und reversible Störungen des Herzens möglich, keine organischen Schäden.
> 35	> 150	Herzstillstand, Atemstillstand und Zellverbrennung möglich ; Wahrscheinlichkeit abhängig von Stromstärke und Strömungsdauer.

Tab. 2.4: Wirkungen von Wechsel- und Gleichstrom bei unterschiedlichen Stromstärken [6]

Die notwendigen Kriterien für die Gefährlichkeit des Stromes, sind die Berührungsdauer und die Stromstärke. Der Strom ist von der Körperimpedanz abhängig, die sich ihrerseits mit der Spannung ändert. Deshalb ist die Spannung die Hauptgröße bei der Vorbeugung von Stromschlägen. Die Körperimpedanz ist für jeden Menschen unterschiedlich, und variiert hauptsächlich in Zusammenhang mit der Berührungsfläche, den betroffenen Körperteilen, dem Stromweg und der Hautfeuchte. Orientierungswerte der Körperimpedanz für verschiedene Spannungen können nach Messungen geschätzt werden [6]. Das nachfolgende Diagramm (Abb. 2.5) stellt die Körperwiderstände unter verschiedene Spannungen für einen Stromweg von Hand zu Hand, bei einer Berührungsfläche von 100 cm² und trockener Haut dar, die bei 50 % der Bevölkerung erreicht oder überschritten wird. Der entsprechende Strom wurde durch das ohmsche Gesetz berechnet. Die Gefahrschwelle von 120 V entspricht einen Widerstand von ca. 1700 Ω, d.h. einen Strom von 70 mA.

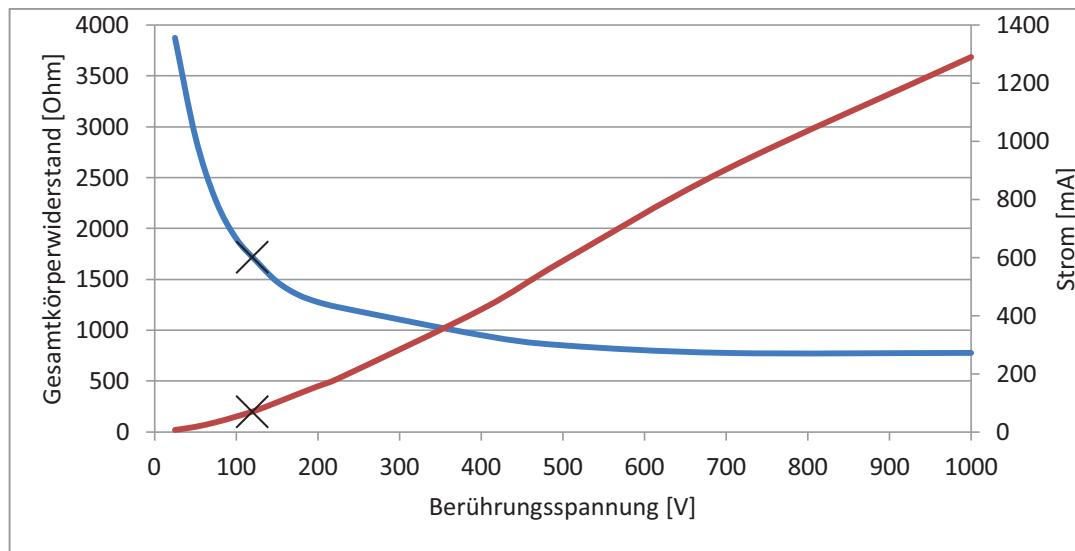


Abb. 2.5 : Körperwiderstand (blau) und Strom (rot) als Funktion der Berührungsspannung [6]

Die Erfahrung zeigt, dass die Kammerflimmerschwelle bei einem Stromweg von Hand zu Fuß doppelt so groß ist, als in die andere Richtung, und dass bei Strömen von einer Hand zu der anderen, die Wahrscheinlichkeit eines Kammerflimmers geringer ist, als bei Strömen von Hand zu Fuß. Darüber hinaus hat nicht jeder Stromweg die gleiche Wahrscheinlichkeit, ein Kammerflimmern auszulösen. Der Herzstromfaktor F (s. Tab. 2.6) ermöglicht den Vergleich zwischen den Wirkungen von zwei Stromwegen. Die Wirkung eines Stromes I in derjenigen Richtung, im Vergleich mit einem Strom I_{ref} von der linken Hand zu den Füßen kann durch den Formel: $I = I_{ref}/F$ berechnet werden.

Stromweg	Herzstromfaktor (F)
Linke Hand zum linken Fuß, rechten Fuß, oder zu beiden Füßen	1
Beide Hände zu beiden Füßen	1
Linke Hand zu rechten Hand	0,4
Rechte Hand zum linken Fuß, rechten Fuß, oder zu beiden Füßen	0,8
Rücken zur rechten Hand	0,3
Rücken zur linken Hand	0,7
Brust zur rechten Hand	1,3
Brust zur linken Hand	1,5
Gesäß zur linken Hand, rechten Hand, oder zu beiden Händen	0,7
Linker Fuß zum rechten Fuß	0,04

Tab. 2.6: Herzstromfaktor für unterschiedliche Stromwege [6]

2.2 Einfluss der PV-Anlage auf Brandausbruch und Brandübertragung

In diesem Abschnitt wird untersucht, wie eine PV-Anlage die Wahrscheinlichkeit und die Bedrohlichkeit eines Brandes beeinflussen kann. Einerseits werden Aspekte einer PV-Anlage berücksichtigt, die im Störfall oder nach Schädigung von außen, einen Brand auslösen können, d.h.:

- Lichtbögen
- Blitzeinschlag
- Hot Spots

Andererseits wird der Einfluss der PV-Anlage auf den Ablauf eines Hausbrandes bewertet, nämlich die Brennbarkeit des Modulfeldes und die Änderung der Gebäudehülle, die einen Kamineffekt herbeiführen kann.

Lichtbögen

Eine typische Bedrohung bei PV-Anlagen sind Lichtbögen, die Feuer auslösen können [9]. Lichtbögen entstehen zwischen zwei nah aneinander liegenden Leitungen. Je näher sich die Kabel sind und je größer die Spannung, desto wahrscheinlicher ist die Zündung. Die Luft wird ionisiert und leitet den Strom. Bei Wechselstrom können sich Lichtbögen beim Nulldurchgang selbst auslöschen. Bei Gleichstrom ist dies ausgeschlossen, deshalb sind Lichtbögen in diesem Fall viel gefährlicher. Der TÜV hat die Lichtbogenzündung untersucht (s. Abb. 2.7) [10]. Die Zündgrenze kann ab Strom- /Spannungskombinationen, die eine Leistung von 150 W entsprechen, überschritten werden.

Häufig werden Lichtbögen bei PV-Anlagen von beschädigten oder lockeren Verbindungen verursacht. Um diesem Problem vorzubeugen, muss die Anlage, nachdem sie aufgebaut wurde, durch Sichtkontrolle und mit Hilfe von Messgeräten geprüft werden. Eine sorgfältige Abdichtung ist wichtig, um Korrosion, die auch ein Auslöser ist, zu vermeiden. Andere Faktoren, wie die Beschädigung eines Kabels, können durch die regelmäßige Inspektion der Anlage aufgedeckt werden. Die Qualität der Komponenten und der Montage sind entscheidend. Andere beeinflussende Faktoren sind Luftfeuchtigkeit und Leitermaterialien.

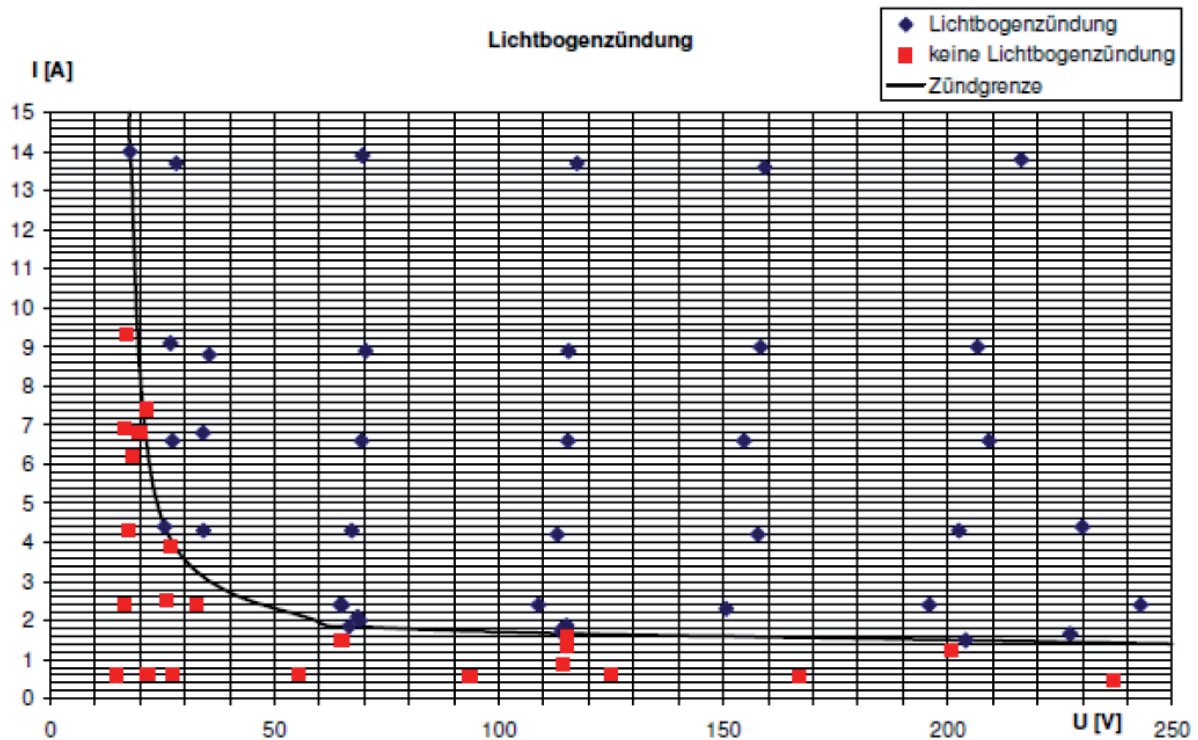


Abb. 2.7: Versuche zur bewussten Zündung von Lichtbögen unter verschiedenen Strom-/Spannungskombinationen [10]

Blitz

Da sich das Modulfeld auf dem Dach befindet, ist es bei Gewitter zuerst gefährdet. Im Jahre 2008 waren in 14 % der Schadensfälle an PV-Anlagen Überspannungen die Ursache. (s. Abb. 1.2) [11]. Ohne Schutzmaßnahme kann der Blitz Module oder Kabel zerstören. Von daher kann eine Leitung abisoliert werden, oder später ein Lichtbogen auftreten. Es besteht dann eine Brand- oder Stromschlaggefahr. Sehr gewaltige Gewitter können sogar einen Brand auslösen. PV-Anlagen erhöhen allerdings nicht das Risiko eines Blitzeinschlags, solange sie das Gebäude nicht über 1,5 m überragen [25]. Es wird empfohlen, die Modulgestelle zu erden [24], [26]. Normanforderungen werden im Kapitel 3.3. erläutert.

Hot Spots

Bei fehlerhaften Modulen, oder unter ungünstigen Bedingungen, können Hot Spots entstehen. Als Hot Spot bezeichnet man ein Phänomen bei dem eine beschattete Zelle nicht mehr als Generator wirkt, weil die Einstrahlung zu schwach ist. Ihr Strom geht gegen null und dieser Wert wird den anderen Zellen auferlegt. Die nicht beschatteten Zellen erzeugen jedoch ihre Nennspannung. Die beschattete Zelle verbraucht die Summe dieser Spannungen. Diese Zelle muss dann eine relativ hohe elektrische Energie durch ihren internen Widerstand in Wärme

umwandeln. Die Temperatur kann erheblich ansteigen, was zur Zerstörung der Zelle, oder sogar zu der Entzündung einer Flamme, führen kann. Bypass Dioden werden eingesetzt, um eine beschattete Zelle kurzzuschließen. Typischerweise werden zwei oder drei Bypass Dioden pro Modul eingebaut, sodass die Hälfte oder ein Drittel der Zellen kurzgeschlossen wird, wenn eine beschattet wird. Daher ist die Leistung in diesem Fall reduziert, aber das Risiko eines Hot Spots viel geringer.

Das gleiche Problem kann überall im Modul entstehen, wo ein zufälliger Widerstand auftritt: eine mangelhafte Lötstelle stellt ein Risiko dar. Dies ist die Hauptursache für Hot Spots, und mehrere solcher Probleme wurden berichtet [19], [20], [21]. Die Auswirkung dieses Widerstands ist von Abb. 2.8 illustriert: die Frontscheibe barst durch Hitzeeinwirkung. Die Wärme kann so hoch werden, dass ein Schmelbrand entsteht [19]. Die Ursache ist oft ein Fehler bei der Herstellung, deshalb ist keine Vorbeugung möglich, nachdem das Modul montiert wurde, sondern nur eine Prüfung. Darüber hinaus, da oft alle Module einer Anlage aus derselben Charge sind, ist es wahrscheinlich, dass mehrere den gleichen Defekt aufweisen.



Abb. 2.8: Beschädigung eines Moduls in Folge eines Hot Spots [22]

Brennbarkeit des Modulfeldes

Der CSTB* und der Ineris* haben die Brennbarkeit von typischerweise bei PV-Anlagen verwendeten Materialien geprüft [12]. Die nachfolgende Tab. 2.9 stellt die höchsten und die niedrigsten Heizwerte dieser Materialien bei einem Familienhaus dar. Im ungünstigsten Fall ist der Beitrag der Anlage an der Brennbarkeit signifikant, jedoch ist diese Konfiguration unwahrscheinlich: Kunststoffrahmen, Holzgestelle und Plexiglasscheiben werden selten verwendet, ihre Kombination umso seltener. Desweiteren sind die Dämmung und das

Dachgebälk, die in der ungünstigen Situation einen hohen Heizwert haben, unabhängig von der Anwesenheit von Modulen vorhanden.

Nota: die EVA* Schicht, in der die Zellen oft vergossen sind, wurde in der CSTB-Studie nicht berücksichtigt. Der Grund hierfür wird nicht angegeben.

Bauteile	Material und Heizwert der Teile (bezogen auf die Anlagenfläche)	
	im ungünstigsten Fall	im günstigsten Fall
Tragwerk	Holz: 850 MJ/m ²	Stahl: 0 MJ/m ²
Dämmung	Styropor: 128 MJ/m ²	Gesteinsfaser: 12.5 MJ/m ²
Rahmen und Kabelkasten	PVC: 131 MJ/m ²	Aluminium: 0 MJ/m ²
Verglasung	Plexiglas: 187 MJ/m ²	Glas: 0 MJ/m ²
Kabel	Solarkabel: 1 MJ/m ²	Solarkabel: 1 MJ/m ²
Dichtungsfuge	Kautschuk 9 MJ/m ²	Kautschuk: 9 MJ/m ²
Total	1306 MJ/m²	22,5 MJ/m²

Tab. 2.9: Heizwerte verschiedener Baumaterialien [12]

Versuche, bestehend aus der gezielten Verbrennung von Probekörpern, konnten Gefahren nachweisen. Modelle, aufgebaut aus Modulen und verschiedenen Kombinationen von typischen Montagematerialien (Holzrahmen, Alu-Wellblech, Alu-Schiene, Dichtung, staubdichte Unterfolie), wurden einem Feuer von zwei 28 g Brandfackeln bei einer Luftgeschwindigkeit von 3 m/s ausgesetzt. In Fällen, bei denen eine Dichtung zwischen den Modulen erforderlich ist (Gebäudeintegration), wirkt diese als Brennstoff, sodass der Brand sich in das Gebäude hinein ausbreiten kann. Versuchsaufbauten, die ein Haus mit zwei Modulen und eines ohne darstellten, wurden angezündet um ihre Reaktion auf Feuer zu vergleichen. Eine gefährliche Temperatur von 50 °C wurde nach 6 Minuten bei dem Aufbau mit PV erreicht, und nach 11 Minuten bei dem anderen. Darüber hinaus war die Flammenausbreitung erheblicher bei dem Modell mit Modulen. Der Grund ist, dass die von dem Hersteller empfohlene Dichtung brennbar ist.

Kamineffekt

Wenn die Module auf dem Dach aufliegen oder an der Fassade hängen, mit einem Abstand dazwischen, kann ein Kamineffekt entstehen. Das Prinzip ist, dass während einer Verbrennung heiße Luft aufsteigt, wegen seiner geringeren Dichte. Wenn dieser Aufstieg in dem oben genannten Luftabstand stattfindet, wird kältere Luft angesaugt. Diese frische Luft

trägt zu der Verbrennung bei, und fördert die Brandübertragung. Eine einfache Maßnahme wäre, die niedrige Öffnung dieses Raumes abzudichten, sodass keine Luftbewegung mehr möglich ist. Der Abstand zwischen den Modulen und der Konstruktion ist aber im normalen Betrieb nützlich: er dient als Kühlung für die Module und der Wirkungsgrad ist daher besser.

2.3 Einfluss der PV-Anlage auf andere Risiken im Brandfall

Hier werden Gefahren präsentiert, die das Brandrisiko nicht beeinflussen, sondern die die Gesamtsituation verschlimmern können, weil sie eine zusätzliche Bedrohung für Menschen im Gebäude selbst oder in der Umgebung des Gebäudes darstellen.

Giftige Gase

Das Freiwerden von toxischen Gasen bei dem Brand einer PV-Anlage ist eine häufig genannte Gefahr. Diese Situation wurde von dem CSTB und dem INERIS untersucht und das Gefahrenszenario rekonstruiert [12]. Zwei Prüfkörper von 100 cm², davon einer mit amorphem Silizium auf einer Dachabdichtung von Unisolar und einer mit Cadmiumtellurid (Cd-Te) von First Solar, wurden mit einem Tewarson Kalorimeter getestet. Die Verbrennungsgeschwindigkeit, die Wärmefreisetzung, und die Gasemissionrate wurden bei Hitzeflüssen von 25 kW/m² und 50 kW/m² beobachtet. Bei dem ersten Musterstück gibt es eine Freisetzung von Fluorwasserstoff (HF) und Kohlenstoffmonoxid (CO) von jeweils ungefähr 60 und 90 Gramm pro Quadratmeter der Probe. Die modulspezifische Gasmenge ist laut der Studie jedoch nicht signifikant, weil die Erhöhung der HF-Konzentration im Verhältnis zu HF-freiem Rauch nur 5 ppm beträgt, was viel niedriger als der SEI* ist [13]. Dabei ist zu betonen, dass diese Schwelle sehr abhängig von der nationalen Gesetzgebung ist: der amerikanischer ERPG-2* ist zehn Mal kleiner [14]. Die Ergebnisse bei dem Cd-Te-enthaltend Prüfkörper sind leider nicht verfügbar.

Cadmiumhaltige Module wurden vom bayerischen Landesamt für Umwelt untersucht [15]. Anlagen von 50 bis 1000 m² mit Cadmiumkonzentrationen von 14 und 66,4 g/m² wurden bei Feuerungswärmeleistungen von 6 bis 200 MW abgebrannt, sodass die Emissionen 15 Minuten andauerten. Die Cd-Konzentration wurde 100 m entfernt von der Emissionsquelle gemessen. Der höchste Wert beträgt 0,66 mg/m³, und wurde bei einer Feuerungswärmeleistung von 60 MW, einem Cadmiumgehalt von 66,4 g/m², und einer PV-Fläche von 1000 m² gemessen. Der AEGL-2* Wert für Cadmium ist 0,96 mg/m³ über 30 Minuten. Die Studie schließt Gefahren für die Nachbarschaft aus.

Eine weitere Studie wurde durchgeführt, um die Ausbreitung von Cadmium zu bewerten [16]. Prüfkörper von 75 cm^2 von First Solar Module wurden bis 1100 °C erhitzt. Die Proben bestehen u.a. in Glasmasse (96 %), EVA (2,16 %), Cd (0,059 %) und Te (0,075 %). EVA brennt ab 450 °C und Glas wird ab ca. 715 °C weich. Diese Studie konnte nachweisen, dass 99,5 % des Cadmiums im Glas gefangen bleibt. Dies kommt daher, dass die Schicht in sich das Cadmium befindet, komplett von Glas eingeschlossen ist.

Es ist mit der aktuellen Literatur nicht möglich zu belegen, dass PV-Module keine gefährlichen Gase bei Brand emittieren. Bei der Studie des bayerischen Landesamtes für Umwelt [15], werden Gasemissionen nur ab hundert Meter entfernt von der Emissionsquelle als komplett ungefährlich betrachtet. Die Studie von Fthenakis [16] wurde kritisiert [17], und Ungenauigkeiten wurden betont: das Experiment wurde mit flachen Modulteilern durchgeführt, obwohl Module tatsächlich oft geneigt sind. Eine geschmolzene Glasschicht kann sich nach unten verschieben, deswegen könnte Cadmium freigesetzt werden. Wenn die Glasschicht beschädigt wird, was im Brandfall möglich ist, wirkt sie auch nicht mehr als Abdeckung. Darüber hinaus, wurde während des Experimentes von Fthenakis 22,5 % des Telluriums in die Luft ausgestoßen, d.h. $2,68 \text{ g/m}^2$ Modul. Eine Te-Konzentration von 25 mg/m^3 ist unmittelbar gefährlich [18]. Doch muss die ganze Umgebung betrachtet werden: bei dem Brand eines Gebäudes, werden auch Schadstoffe in erheblicher Menge freigesetzt, wenn dieses nicht mit einer PV-Anlage ausgestattet ist. Der Fluorwasserstoff, den die CSTB-Studie herausgestellt hat [12], kommt wahrscheinlich von dem ETFE Laminataufbau, aber Fluorpolymere befinden sich oft in Alltagsgeräten oder in im Bausektor benutzten Materialien. Ebenso wird Kohlenmonoxid nicht nur von Modulen emittiert, sondern vom ganzen Gebäude. Deswegen ist der Beitrag der PV-Anlage an Schadstoffemissionen im Brandfall nicht null, aber nicht signifikant im Verhältnis zu dem kompletten Gebäude.

Ausrutschen auf dem Dach

Da PV-Module glatt sind, können sie, wenn sie nass sind, rutschig werden. Deshalb ist es zu vermeiden, darauf zu treten. Darüber hinaus, sind sie nicht dafür vorgesehen, das Gewicht eines Menschen zu tragen. Sie fügen dem Dachgewicht ca. 10 kg/m^2 hinzu, sodass das Herumlaufen auf dem Dach gefährlicher ist, als im üblichen Einsatz. Anforderungen an die Anordnung, um sichere Wege zu gewährleisten, werden im Kapitel 3 präsentiert.

Herabfallende Trümmer

Es besteht auch die Gefahr, dass Teile von der PV-Anlage oder vom Dach fallen. Durch schwere Beanspruchungen thermischer (Brandhitze, Temperaturschocks) und mechanischer (Tritte von Einsatzkräften, Ausdehnung, Tragfähigkeitsverlust) Art, können Module beschädigt werden, wie die folgenden Bilder zeigen. Heiße oder brennende Teilchen und Tropfen sind dazurechnen. Es ist auch nicht ausgeschlossen, dass komplette Module herunterfallen, weil das Gestell von der Hitze geschwächt wurde. Die Schmelztemperatur von Aluminium liegt bei ca. $660 \text{ }^\circ\text{C}$, diese kann bei einem Brand überschritten werden.



Abb. 2.10: Brand eines Moduls und daraus entstehende Trümmer [12]

2.4 Risiken auf einen Blick

Gefahren		entsteht durch	Kann vermieden werden durch
Brandausbruch und Brandzufuhr	Lichtbogen	Blitz	üblichen Blitzschutz (s. Kap. 3.3)
		defekte elektrische Verbindungen im PV-Kreis	sorgfältige Montage und regelmäßige Kontrolle
	Überhitzung eines Modules	Hotspot	sorgfältige Modulfertigung (s. Kap. 3.2)
	Brennstoffzufuhr zu dem Brand	Brennbarkeit der PV-Materialien	Auswahl der Materialien (s. Kap. 3.1. und 3.2)
	Rauchabzug und Frischluftzufuhr zu dem Brand	Kamineffekt: Abstand zwischen Modulen und Gebäudehülle	
Verschlimmerung der Situation	Stromschlag	Kondensator am Gleichstromeingang des Wechselrichters	Diode im Wechselrichtereingang
		beschädigte DC Leitungen	Schutzeinrichtung (s. Kap. 4)
	herabfallende Trümmer oder Module	Zerstörung der Module durch thermische und mechanische Beanspruchung	
	Freisetzen von toxischen Gasen	Materialien des Modulfeldes	Auswahl der Materialien (s. Kap. 3.2)
	Ausrutschen aus dem Dach	Glätte der Module	Anordnung des Modulfeldes mit freien Wegen (s. Kap. 3.3)

Tab. 2.11: Zusammenfassung der spezifischen Risiken, die ein Gebäude mit PV-Anlage für den Brandausbruch und bei der Brandbekämpfung darstellen kann

2.5 Ansicht der Feuerwehr bezüglich dieser Problematik

Es wurden mehrere Unfälle von Feuerwehrleuten berichtet, die mit PV verbunden waren [12], [27]. Seit ein paar Jahren liest man in der Tagespresse alarmierende Behauptungen, wie z.B.:

- *Photovoltaik – brenzlige Sache:* „Der anhaltende Boom bei den Solaranlagen hat Deutschlands Brandschützer eiskalt erwischt“ [33].
- *Wehr musste Haus brennen lassen:* „Wegen einer Fotovoltaikanlage auf dem Dach hatten die Einsatzkräfte am Mittwoch in Schwerinsdorf Angst vor Stromschlag. Ein kleiner Zimmerbrand endete deshalb mit einem Totalschaden. Ostfrieslands oberster Brandschützer, Arnold Eyhusen, zeigt sich ratlos“ [34].
- *Ständig unter Strom: Solardächer sind brandgefährlich:* „Photovoltaik-Anlagen lassen sich nicht abschalten. Brennt es, hat die Feuerwehr kaum eine Chance“ [35].

Doch haben Feuerwehre selten mit PV Anlagen zu tun : 6332 Feuerwehreinsätze wurden in 2010 auf der Webseite „feuerwehr.de“ berichtet, davon nur 12 enthalten Begriffe wie „solar“, „PV“ oder „Fotovoltaik“ [7]. Die Feuerwehr befasst sich seit kurzem mit der Schulung der Feuerwehrmänner über das Thema Photovoltaik. Ein Merkblatt, das das Prinzip einer PV-Anlage und die damit verbundene Bedrohungen beschreibt, wurde in 2010 verfasst [29]. Die Gefahren, die im obigen Kapitel beschrieben wurden, sind der Feuerwehr gut bekannt. Anfang 2011, erschien der Leitfaden „Brandschutzgerechte Planung, Errichtung und Instandhaltung von PV-Anlagen“, an dem die Feuerwehr München beteiligt war [30]. Er informiert Anlagenplaner über die Sicherheitsbedürfnisse der Feuerwehr. Schließlich wird eine Karte „Handlungsempfehlungen Photovoltaikanlagen“ [23], die die wichtigsten Punkte für die Feuerwehrleute zusammenfasst, an diese verteilt. Zum Beispiel stellt Abb. 2.12 (s. nächste Seite) das anzuwendende Verfahren dar, sobald eine PV-Anlage entdeckt wird.

Jedoch kennen nicht alle Feuerwehrmänner diese Karte, wie von *Photovoltaikstudie* nachgewiesen wurde [28]. Noch alarmierender ist, dass nur die Hälfte, die sie kennt, sie hilfreich findet, weil sie darin keine Sicherheitsmaßnahme erkennen. Dagegen sind sie sich der Risiken bewusst: sie können all jene zitieren, die die Feuerwehrrkarte auflistet. Feuerwehrmänner fühlen sich nicht ausreichend über das Thema informiert. Ein Grund, warum Feuerwehrmänner Unfälle mit PV-Anlagen haben, obwohl sie wissen, dass diese zusätzliche Risiken hervorrufen, könnte einfach sein, dass sie nicht prüfen, ob das Gebäude über einer Anlage verfügt, bevor sie den Einsatz anfangen. Unter 30 % informieren sich vor

Ort oder beobachten das Gebäude von allen Seiten, weil sie nicht davon ausgehen, dass eine PV-Anlage vorliegt.

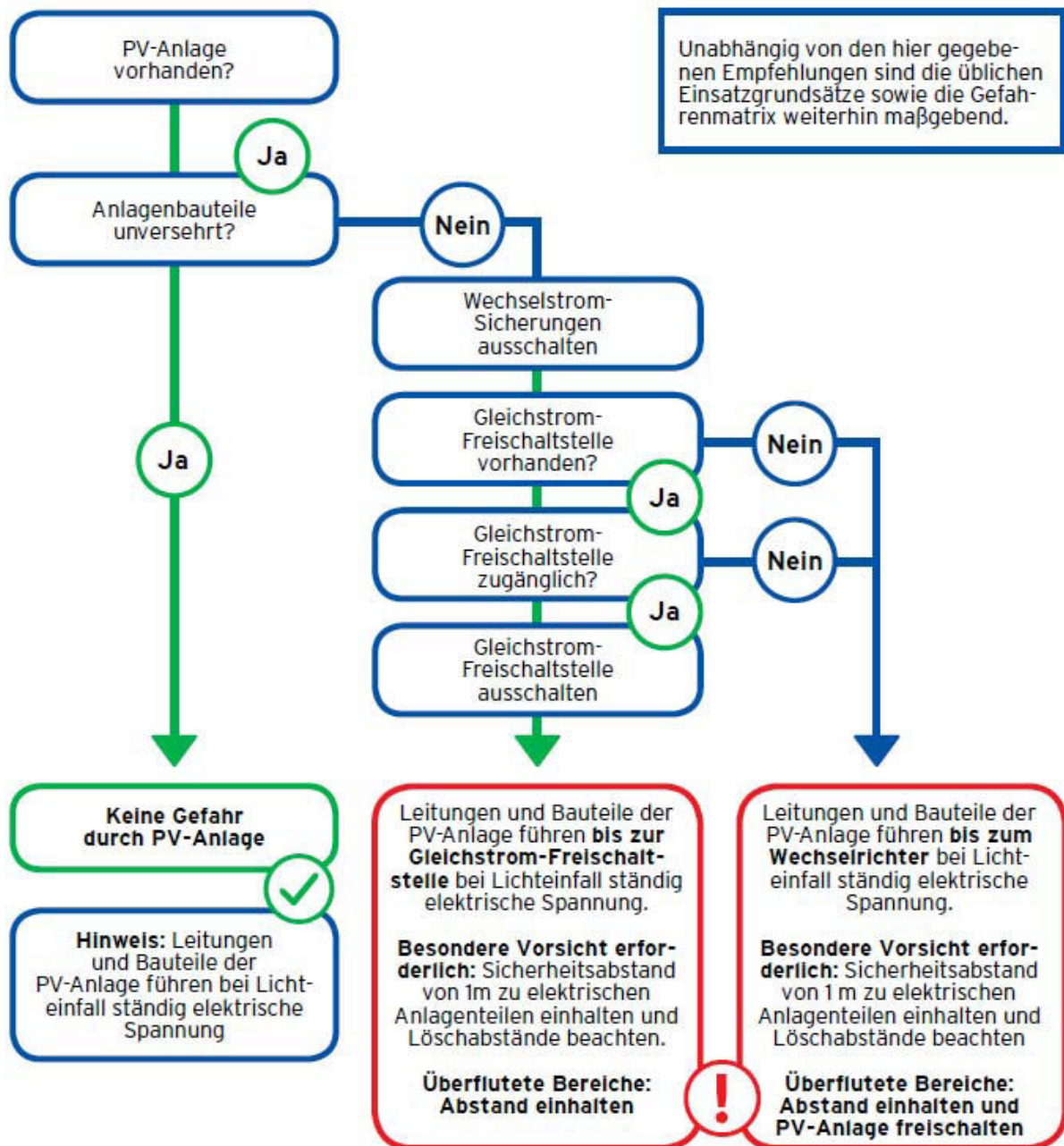


Abb. 2.12: Laufzettel der Feuerwehr beim Einsatz an Gebäuden mit PV-Anlage [23]

Es gibt in Deutschland über eine Million freiwillige Feuerwehrmänner, ungefähr 30.000 Werkfeuermänner, und ebenso viele Berufsfeuerwehrlaute. Werkfeuerwehrmänner sind in der Regel nur an ihrem Arbeitsort aktiv, wenn ihre Firma gefährliche Tätigkeiten ausführt (Chemie, Flughafen...). Sie haben deshalb selten mit PV-Anlagen zu tun. Berufsfeuerwehrlaute sind überall tätig, und haben die meisten Erfahrung und Schulung. Hingegen ist die Mehrheit der Feuerwehrlaute, die freiwillige Feuerwehr, weniger geschult. Ein freiwilliger Feuerwehrmann kann an zwischen zehn und dreihundert Einsätzen im Jahr teilnehmen [32]. Deshalb können zwei verschiedene Personen ein stark abweichendes Erfahrungsspektrum haben.

Wenn der Einsatz den Regeln von Abb. 2.12 folgt, muss keine besondere Gefahr durch eine PV-Anlage entstehen. Die Hauptquelle von Unfällen ist, dass Feuerwehrlaute nicht wissen, dass eine potenzielle Bedrohung vorliegt. Daraus kann man zwei Schlussfolgerungen ziehen:

- Feuerwehrlaute müssen über die Anwesenheit einer PV-Anlage vor dem Einsatz informiert werden. Zusätzlich wäre es gut zu wissen, wo der Wechselrichter und die Freischaltstelle, wenn vorhanden, sind, und wo die Gleichstromleitungen entlangführen.
- Sicherheitsabstände müssen bei dem Einsatz eingehalten werden. Wenn keine DC-seitige Sicherheitseinrichtung vorhanden ist, muss es davon ausgegangen werden, dass ein Stromschlag möglich ist. Diese Abstände sind in der Richtlinie VDE 0132 vorgeschrieben, s. Kap. 3.4.

3. Richtlinien und technische Leitfäden

3.1 Brennbarkeit und Brandverhalten von Bauelementen

Einstufung von Bauelementen entsprechend ihrer Brennbarkeit: Baustoffklassen

Baustoffklassen kategorisieren Baumaterialien gemäß ihrer Brennbarkeit. Zurzeit gilt noch die DIN 4102-1 [41] für die Einteilung der Bauelemente. Sie wird progressiv durch die DIN EN 13501-1 [39] ersetzt. Die folgende Tab. 3.1 gibt eine Übersicht über die Klassen der DIN 4102-1 und DIN EN 13501-1.

Baustoffklasse gemäß DIN 4102-1	Benennung	bedingt vergleichbar mit den Baustoffklassen gemäß DIN 13501-1
A1	nichtbrennbar ohne Anteile von brennbaren Baustoffen	A1
A2	nichtbrennbar mit Anteilen von brennbaren Baustoffen	A2 ohne Rauchentwicklung und ohne brennenden Abtropfen/Abfallen
B1	schwerentflammbar	A2 mit Rauchentwicklung oder brennenden Abtropfen/Abfallen, B, C
B2	normalentflammbar	D, E
B3	leichtentflammbar	F

Tab. 3.1: Baustoffklassen gemäß DIN 4102-1 und Vergleich mit der DIN EN 13501-1

Die DIN 13501-1 berücksichtigt Eigenmerkmale der Bauelemente, sowie ihren Brennwert, ihren Massenverlust, die Flammenausbreitung, oder wie lange eine Entflammung während des Verbrennungsvorganges dauert, unter verschiedenen Prüfungen. Darüber hinaus wird die Entwicklung von Rauch und brennenden Abtropfen beobachtet, wie in Tab. 3.2 dargestellt.

Klasse	Anforderungen
s1	keine Rauchentwicklung
s2	begrenzte Rauchentwicklung
s3	Keine Leistung festgestellt
d0	kein brennendes Abtropfen/Abfallen innerhalb von 600 s
d1	kein brennendes Abtropfen/Abfallen für länger als 10 s innerhalb von 600 s
d2	Keine Leistung festgestellt

Tab. 3.2: Zusätzliche Baustoffklassifizierung gemäß DIN EN 13501-1

Einstufung von Bauelementen entsprechend ihres Brandverhaltens: Feuerwiderstandsklassen

Die Feuerwiderstandsklasse eines Bauelementes wird von der DIN 4102-2 [48] bestimmt. Bauteile müssen während einer bestimmten Prüfdauer den Durchgang des Feuers verhindern. Die Temperatur der dem Feuer abgekehrten Seite, darf sich am Ende des Testes nicht um über 140 K im Vergleich zu der Anfangstemperatur erhöht haben. Bauteile werden gemäß ihrer Feuerwiderstandsdauer eingestuft:

- F 30 (feuerhemmend): Widerstandsdauer von dreißig Minuten.
- F 60 (hochfeuerhemmend): Widerstandsdauer von sechzig Minuten.
- F 90 (feuerbeständig): Widerstandsdauer von neunzig Minuten.
- F 120 (hochfeuerbeständig): Widerstandsdauer von hundertzwanzig Minuten.
- F 180 (höchstfeuerbeständig): Widerstandsdauer von hundertachtzig Minuten.

Wie bei Baustoffklassen, veraltet die Reihe DIN 4102. Die DIN EN 13501-2 [43] ist in 2007 in Kraft getreten. Diese Norm unterteilt auch Bauteile entsprechend ihrer Feuerwiderstandsdauer, aber es werden viel mehr Eigenschaften berücksichtigt:

- R – Tragfähigkeit: kein Verlust der Standsicherheit während des Brandes.
- E – Raumabschluss: kein Feuerdurchtritt zur unbeflammten Seite als Ergebnis des Durchtritts von Flammen oder heißer Gase.
- I – Wärmedämmung: keine Übertragung von Feuer als Ergebnis einer Übertragung von Wärme von der dem Feuer zugekehrten Seite, zu der vom Feuer abgewandten Seite.
- W – Strahlung: keine Brandübertragung als Ergebnis abgestrahlter Wärme, entweder durch das Bauteil oder von der vom Feuer abgekehrten Oberfläche des Bauteiles, auf angrenzende Materialien.
- M – Widerstand gegen mechanische Beanspruchung: Fähigkeit eines Bauteils, einer von dem Tragfähigkeitsverlust eines anderen Bauteils im Brandfall verursachte Stoßbeanspruchung, zu widerstehen.
- C – Selbstschließende Eigenschaft: Fähigkeit einer geöffneten Feuerschutztür oder eines Fensters vollständig zu schließen.
- S – Rauchdichtheit: Fähigkeit eines Bauteils, den Durchtritt von Gas oder Rauch von einer Seite des Bauteils zur anderen zu verringern.
- G – Widerstandsfähigkeit gegen Rußbrand: bezieht sich auf Abgasanlagen und Produkte von Abgasanlagen.

- K – Brandschutzfunktion: Fähigkeit einer Wand- oder Deckenbekleidung, das dahinter liegende Material vor Entzündung, Verkohlung und anderen Schäden zu schützen.

Alle Klassifizierungszeiten müssen für jedes der Merkmale in Minuten angegeben werden, wobei eine der Klassifizierungszeiten: 10, 15, 20, 30, 45, 60, 90, 120, 180, 240 oder 360 zu verwenden ist.

Anforderungen an Gebäude und Bauteile

Die in Deutschland bestehende Musterbauordnung (MBO) [45] definiert Gebäude als „selbstständig benutzbare, überdeckte bauliche Anlagen, die von Menschen betreten werden können und geeignet oder bestimmt sind, dem Schutz von Menschen, Tieren oder Sachen zu dienen.“

Gebäude werden in folgende Gebäudeklassen eingeteilt:

- Gebäudeklasse 1: freistehende Gebäude mit einer Höhe bis zu 7 m und nicht mehr als zwei Nutzungseinheiten von insgesamt nicht mehr als 400 m² und freistehende land- oder forstwirtschaftlich genutzte Gebäude.
- Gebäudeklasse 2: Gebäude mit einer Höhe bis zu 7 m und nicht mehr als zwei Nutzungseinheiten von insgesamt nicht mehr als 400 m².
- Gebäudeklasse 3: sonstige Gebäude mit einer Höhe bis zu 7 m.
- Gebäudeklasse 4: Gebäude mit einer Höhe bis zu 13 m und Nutzungseinheiten mit jeweils nicht mehr als 400 m².
- Gebäudeklasse 5: sonstige Gebäude einschließlich unterirdischer Gebäude.

Baustoffe, die nicht mindestens normalentflammbar sind (leichtentflammbare Baustoffe), dürfen nicht verwendet werden; dies gilt nicht, wenn sie in Verbindung mit anderen Baustoffen nicht leichtentflammbar sind. Hinsichtlich der oben zitierten Normen, dürfen Bauteile der Klasse B3 nach DIN 4102 oder F nach DIN 13501 nicht verwendet werden.

Tragende und aussteifende Wände und Stützen müssen im Brandfall ausreichend lang standsicher sein. Sie müssen

- in Gebäuden der Gebäudeklasse 5 feuerbeständig,
- in Gebäuden der Gebäudeklasse 4 hochfeuerhemmend,
- in Gebäuden der Gebäudeklassen 2 und 3 feuerhemmend sein.

Im Kellergeschoss müssen tragende und aussteifende Wände und Stützen

- in Gebäuden der Gebäudeklassen 3 bis 5 feuerbeständig,

- in Gebäuden der Gebäudeklassen 1 und 2 feuerhemmend sein.

Nichttragende Außenwände und nichttragende Teile tragender Außenwände müssen bei Gebäuden der Klassen 4 und 5 aus nichtbrennbaren Baustoffen bestehen; sie sind aus brennbaren Baustoffen zulässig, wenn sie als raumabschließende Bauteile feuerhemmend sind.

Trennwände müssen, als raumabschließende Bauteile von Räumen oder Nutzungseinheiten innerhalb von Geschossen, ausreichend lang widerstandsfähig gegen die Brandausbreitung sein. Sie sind bei Gebäude der Klassen 3 bis 5 erforderlich:

- zwischen Nutzungseinheiten, sowie zwischen Nutzungseinheiten und anders genutzten Räumen, ausgenommen notwendigen Fluren,
- zwischen Aufenthaltsräumen und anders genutzten Räumen im Kellergeschoss,
- zum Abschluss von Räumen mit Explosions- oder erhöhter Brandgefahr.

Trennwände müssen die Feuerwiderstandsfähigkeit der tragenden und aussteifenden Bauteile des Geschosses haben, jedoch mindestens feuerhemmend sein, außer im letzten Fall, wo sie feuerbeständig sein müssen. Die Trennwände sind bis zur Rohdecke, im Dachraum bis unter die Dachhaut zu führen; werden in Dachräumen Trennwände nur bis zur Rohdecke geführt, ist diese Decke als raumabschließendes Bauteil einschließlich der sie tragenden und aussteifenden Bauteile feuerhemmend herzustellen. Öffnungen in Trennwänden sind nur zulässig, wenn sie auf die für die Nutzung erforderliche Zahl und Größe beschränkt sind; sie müssen feuerhemmende, dicht- und selbstschließende Abschlüsse haben.

Brandwände müssen als raumabschließende Bauteile zum Abschluss von Gebäuden (Gebäudeabschlusswand), oder zur Unterteilung von Gebäuden in Brandabschnitte (innere Brandwand), ausreichend lang die Brandausbreitung auf andere Gebäude oder Brandabschnitte verhindern. Brandwände sind erforderlich:

- als Gebäudeabschlusswand,
- als innere Brandwand zur Unterteilung ausgedehnter Gebäude in Abständen von nicht mehr als 40 m,
- als Gebäudeabschlusswand zwischen Wohngebäuden und angebauten landwirtschaftlich genutzten Gebäuden sowie als innere Brandwand zwischen dem Wohnteil und dem landwirtschaftlich genutzten Teil eines Gebäudes.

Brandwände müssen auch unter zusätzlicher mechanischer Beanspruchung feuerbeständig sein und aus nichtbrennbaren Baustoffen bestehen. Brandwände müssen bis zur Bedachung

durchgehen und in allen Geschossen übereinander angeordnet sein. Brandwände sind 0,30 m über die Bedachung zu führen oder in Höhe der Dachhaut mit einer beiderseits 0,50 m auskragenden feuerbeständigen Platte aus nichtbrennbaren Baustoffen abzuschließen; darüber hinaus dürfen brennbare Teile des Daches nicht hinweggeführt werden. Bei Gebäuden der Gebäudeklassen 1 bis 3 sind Brandwände mindestens bis unter die Dachhaut zu führen. Verbleibende Hohlräume sind vollständig mit nichtbrennbaren Baustoffen auszufüllen. Bauteile mit brennbaren Baustoffen dürfen über Brandwände nicht hinweggeführt werden. Öffnungen in Brandwänden sind unzulässig.

Decken müssen als tragende und raumabschließende Bauteile zwischen Geschossen im Brandfall ausreichend lang standsicher und widerstandsfähig gegen die Brandausbreitung sein. Sie müssen

- in Gebäuden der Gebäudeklasse 5 feuerbeständig,
- in Gebäuden der Gebäudeklasse 4 hochfeuerhemmend (feuerbeständig im Kellergeschoß),
- in Gebäuden der Gebäudeklasse 3 feuerhemmend (feuerbeständig im Kellergeschoß),
- in Gebäuden der Gebäudeklasse 2 feuerhemmend,
- in Gebäuden der Gebäudeklasse 1 feuerhemmend im Kellergeschoß sein.

Bedachungen müssen gegen eine Brandbeanspruchung von außen durch Flugfeuer und strahlende Wärme, ausreichend lang widerstandsfähig sein (harte Bedachung). Es wird hier keine Baustoffklasse oder Feuerwiderstandsklasse festgestellt.

Besondere Anforderungen an Leitungsanlagen

Die Brennbarkeit elektrischer Kabel oder Führungen, oder Lücken in Wänden und Dächern, die sie oft benötigen, können Brände beschleunigen oder sogar verursachen. Diese besonderen Eigenschaften werden von der Muster-Richtlinie über brandschutztechnische Anforderungen an Leitungsanlagen (MLAR) geregelt [46].

Eine elektrische Leitung mit verbessertem Brandverhalten ist eine Leitung, die der Baustoffklasse B1 gemäß DIN 4102-1 (schwerentflammbar) entspricht, und nur eine begrenzte Rauchentwicklung aufweist.

Leitungsanlagen dürfen in tragende, aussteifende oder raumabschließende Bauteile sowie in Bauteile von Installationsschächten und -kanälen nur so weit eingreifen, dass die erforderliche Feuerwiderstandsfähigkeit erhalten bleibt.

Elektrische Leitungen müssen:

- einzeln oder nebeneinander angeordnet voll eingeputzt,
- in Schlitzten von massiven Bauteilen, die mit mindestens 15 mm dickem mineralischem Putz auf nichtbrennbarem Putzträger, oder mit mindestens 15 mm dicken Platten aus mineralischen Baustoffen, verschlossen werden,
- innerhalb von mindestens feuerhemmenden Wänden in Leichtbauweise, jedoch nur Leitungen, die ausschließlich der Versorgung der in und an der Wand befindlichen elektrischen Betriebsmitteln dienen,
- in Installationsschächten und –kanälen verlegt werden.

Gemäß der Musterbauordnung dürfen Leitungen durch raumabschließende Bauteile, für die eine Feuerwiderstandsfähigkeit vorgeschrieben ist, nur hindurchgeführt werden, wenn eine Brandausbreitung ausreichend lang nicht zu befürchten ist oder Vorkehrungen hiergegen getroffen sind.

Die Leitungen müssen:

- durch Abschottungen geführt werden, die mindestens die gleiche Feuerwiderstandsfähigkeit aufweisen, wie die raumabschließenden Bauteile, oder
- innerhalb von Installationsschächten oder -kanälen geführt werden, die - einschließlich der Abschlüsse von Öffnungen - mindestens die gleiche Feuerwiderstandsfähigkeit aufweisen wie die durchdrungenen raumabschließenden Bauteile und aus nichtbrennbaren Baustoffen bestehen.

Der Mindestabstand zwischen Abschottungen, Installationsschächten oder –kanälen, sowie der erforderliche Abstand zu anderen Durchführungen (z. B. Lüftungsleitungen) oder anderen Öffnungsverschlüssen (z. B. Feuerschutztüren), ergibt sich aus den Bestimmungen der jeweiligen Verwendbarkeits- oder Anwendbarkeitsnachweise; fehlen entsprechende Festlegungen, ist ein Abstand von mindestens 50 mm erforderlich.

Elektrische Leitungen dürfen durch feuerhemmende Wände – ausgenommen solche notwendiger Treppenräume und Räume zwischen notwendigen Treppenräumen und den Ausgängen ins Freie – geführt werden, wenn der Raum zwischen den Leitungen und dem umgebenden Bauteil aus nichtbrennbaren Baustoffen mit nichtbrennbaren Baustoffen oder mit im Brandfall aufschäumenden Baustoffen vollständig ausgefüllt wird.

3.2 Anforderungen an PV-Module

Grundsätzliche Anforderungen

Hier werden Anforderungen an Module hinsichtlich des Beanspruchungswiderstands und der Sicherheit präsentiert. Sie stammen aus den Normen:

- DIN EN 61215: terrestrische PV-Module mit Silizium-Solarzellen* – Bauarteignung und Bauartzulassung, und DIN EN 61646: terrestrische Dünnschicht* PV-Module – Bauarteignung und Bauartzulassung [36] (Tab. 3.3).
- DIN EN 61730: PV-Module – Sicherheitsqualifikation – Teil 1: Anforderung an den Aufbau; und Teil 2: Anforderungen an die Prüfung [37] (Tab. 3.4).

Nicht alle Kriterien werden hier präsentiert, sondern nur die, die für die Vorbeugung von Bränden und Stromschlägen von Interesse sind. Wenn eine Prüfung genau in der DIN EN 61730 wie in der DIN EN 61215 oder DIN EN 61646 ist, wird sie nur in der Tabelle 3.3 präsentiert.

Qualifikationsprüfungen	Prüfbedingungen
Sichtprüfung	entsprechend detaillierte Liste
Prüfung der Isolationsfestigkeit	Hochspannungstest bei 1000 V Gleichspannung + doppelte max. Systemspannung bei STC* für 1 min (Leckstrom <50mA), Isolationswiderstand x Modulfläche nicht kleiner als 40 MΩ bei $U_{max_{sys}}$
Hot-Spot Dauerprüfung	5 einstündige Dauerprüfungen bei einer Bestrahlungsstärke von 1000 W/m ² unter ungünstigsten Hot-Spot-Bedingungen
Festigkeitsprüfung der Anschlüsse	Zugbeanspruchung 40 N, Drehmomentbeanspruchung von Schraubklemmen abhängig vom Gewindedurchmesser (z. B. 2 Nm bei Durchmesser 5mm)
Kriechstromprüfung unter Benässung	Eintauchen in Wasserbad bis zu den Dosenanschlüssen, Kriechstrommessung bei 500 V d.c. bzw. Isolationswiderstandsmessung bei $U_{max_{sys}}$
Mechanische Belastbarkeit	Drei Zyklen gleichmäßiger Flächenzug- bzw. Druckbelastung mit 2400 Pa, nacheinander für je 1 h
Hageltest	Eiskugel von 25 mm Durchmesser mit 23 m/s auf 11 Aufschlagstellen gerichtet
Bypassdioden Test	Prüfung der Eignung der thermischen Auslegung der Bypassdioden bei 1.25 x I_{sc} Diodenstrom und 75 °C Modultemperatur

Tab. 3.3: Modulprüfungen nach IEC 61215 & 61646 [36]

Testbezeichnung	Anerkennungskriterien
Berührungsprüfung	Widerstand immer >1 MW zwischen Prüffinger (nach IEC 61032) und stromführenden Modulteilen
Kratzprüfung	Einhaltung der Isolationswerte nach definierten Kratzlinien auf der Modulrückseite
Erdungs-Kontinuitätstest	Widerstand < 0,1 W zwischen markierter Erdungsstelle und entfernten Rahmenpunkten bei 2,5 fachen Strom des angegebenen max. Überstromschutzes (für 2 Minuten)
Stoßspannungstest	Stoßspannungs-Impuls in Abhängigkeit von Anwendungsklasse und max. Systemspannung auf ein in Kupferfolie eingewickeltes Prüfmuster
Prüfung der Isolationsfestigkeit	Hochspannungstest bei 2000 V Gleichspannung + 4 x max. Systemspannung bei STC für 1 min (Leckstrom <50 µA),
Feuertest	Nachweis nach ANSI/UL790, dass das Modul mindestens den Anforderungen der Brandschutzklasse C entspricht.
Rückstromprüfung	Rückstrom durch das Modul von 135 % des angegebenen max. Überstromschutzes für 2 Stunden
Modulbruch Prüfung	Schlag gegen Modulvorderseite mit 45,5 kg schweren Prüfsack (ca. 540 J kinetische Energie); Anforderungen an Bruchstücke (< 6,5 cm ²)
Kabelverrohrungs-Biegeprüfung	Prüfung der Biegefestigkeit möglicher fest an die Anschlussdose angebrachten Kabelrohre (220 bis 490 N, abhängig vom Durchmesser)
Anschlussdosen-Ausschlagprüfung	Prüfung der Eignung möglicher vorgestanzter Öffnungen/Durchbrüche für Kabelverschraubungen an der Anschlussdose

Tab. 3.4: Modulprüfungen nach IEC 61730-1 und IEC 61730-2 [37]

Brennbarkeit von PV Modulen

Die Brennbarkeit von PV-Modulen wird, gemäß der DIN EN 61730-2, mit dem Protokoll der amerikanischen Norm UL790 *standard test methods for fire tests of roof coverings* geprüft [10], [40]. Der Test teilt die Produkte in Klasse A, B, oder C (die Klasse C entspricht die Mindestanforderungen) ein und besteht aus zwei Teilen:

In dem „spread of flame test“, ist das Modul 22° geneigt, und ein Gasbrenner wirft eine Flamme an der unteren Kante entlang. Es wird die Länge der Flamme beachtet.

- Klasse A: Brennerleistung ca. 378 kW, die Flamme ist nicht über 1,82 m lang, der Test dauert zehn Minuten.
- Klasse B: Brennerleistung ca. 378 kW, die Flamme ist nicht über 2,40 m lang, der Test dauert zehn Minuten.

- Klasse C: Brennerleistung ca. 325 kW, die Flamme ist nicht über 3,90 m lang, der Test dauert vier Minuten.

„Burning brand test“: Holzkrippen liegen auf dem geneigtem Modul und werden entflammt. Das Modul muss nicht mit- oder durchbrennen.

- Klasse A: eine Krippe von 2000 g.
- Klasse B: zwei Krippen von 500 g.
- Klasse C: zwanzig Krippen von 10 g.

Angesichts der verschiedenen für die Brennbarkeit von PV-Modulen gültigen oder möglicherweise anwendbaren Normen, sind die DIN EN 13501 und die UL 790 nicht vergleichbar oder austauschbar. Es ist positiv, dass Anforderungen an Modulen der Normen DIN EN 61730 auch einen Brandtest beinhalten, doch die DIN EN 13501 ist umfassender und detaillierter. Würden Tests dieser Norm auch bei PV-Modulen angewendet, wäre es einfacher, Module als übliche Bauelemente zu betrachten und zu klassifizieren.

PV-Module als Bauelemente

Anwendungsregeln für Module als Bauelemente werden in der DIN VDE 0126-21 [38] *Photovoltaik im Bauwesen* (Juli 2007) vorgeschrieben. In dieser Richtlinie ist ein PV-Modul als „die kleinste vollständig gegen Umwelteinflüsse geschützte Anordnung verschalteter Solarzellen“ definiert. Die Richtlinie handelt also eher von Robustheit und mechanischen Eigenschaften des Moduls als von seiner Stromerzeugungsfunktion. Dabei sind Module in drei Kategorien getrennt, je nachdem, ob sie aus zwei, einer oder keiner Glasschicht bestehen. Glasmodule sind „Verbundgläser gemäß DIN EN ISO 12543-1“. Dennoch, wie im Abb. 2.10 zu sehen ist, ist unter erheblicher Hitze das Splintern von Glas bei manchen Modulen nicht ausgeschlossen. In der DIN VDE 0126-21 ist die PV als gebäudeintegrierte PV definiert, wenn „PV Elemente in oder an einem Bauteil der Gebäudehülle montiert sind und neben der Funktion der Stromerzeugung zusätzlich mindestens eine Teilfunktion des Bauteils aufweist“. Diese Funktion ist z.B. die elektromagnetische Abschirmung, der Wetterschutz oder der Schallschutz des Gebäudes. Module, die keine zusätzliche Funktion erfüllen, werden als additive PV betrachtet.

3.3 Anforderungen an PV-Anlagen

Allgemeine Anforderungen an PV-Anlagen

Die Norm VDE 0100-712 bestimmt allgemeine Regeln für die Ausführung von PV-Anlagen [47]. Es werden insbesondere Schutzmaßnahmen gegen elektrische Schläge beschrieben. Die zwei möglichen vorbeugenden Maßnahmen sind:

- Schutz durch Kleinspannung: die Spannung zwischen zwei DC-Polaritäten darf 120 V nicht überschritten (konkret wird dadurch die Anzahl der Module in Reihe sehr begrenzt).
- Schutz durch doppelte oder verstärkte Isolierung.

Darüber hinaus sind ein Typ B (gleichstromfähig) Fehlerstromschutzschalter an der AC-Seite des Wechselrichters (nah am Wechselrichter), wenn keine einfache Trennung zwischen den DC- und AC-Seiten vorhanden ist, und eine Überstromschutzeinrichtung nah am Verteiler, einzubauen.

Für den Schutz gegen elektrisch verursachte Brände gilt:

- Beim Auftreten eines Fehlers der Isolierung auf der DC-Seite, muss eine automatische Warnung erfolgen.
- Wenn eine einfache Trennung zwischen der AC-Seite und der DC-Seite nicht vorhanden ist, ist eine Funktionserdung nicht erlaubt.
- Ein Erdungsfehler auf der DC-Seite muss erkannt werden und der Wechselrichter muss von der AC-Seite getrennt werden.

Die Abbildung 3.5 stellt die vereinfachte Struktur einer PV-Anlage dar. Die Sicherheits-einrichtungen sind:

- DC- Überstromschutzeinrichtungen: schützen die Module eines Stranges gegen Rückströme von anderen Strängen.
- Überspannungsableiter (SPD): entfernt blitzbedingte Überspannungen zum Erdleiter.
- DC- und AC- Lasttrennschalter: ermöglichen eine sichere Arbeit am Wechselrichter.
- Transformator: bringt eine galvanische Kopplung zwischen den DC und AC Seiten auf. Er kann in oder direkt neben der AC-Seite des Wechselrichters sein.
- FI-Schutzschalter: ist nur Pflicht, wenn keine einfache Trennung zwischen den DC- und AC-Seiten vorhanden ist. Er muss auch DC-Fehler erkennen können (RCD Typ B).
- AC-Überstromschutzeinrichtung: gewährleistet den Schutz gegen Überströme im Fall eines Kurzschlusses. Sie muss an der Anschlussstelle eingebaut werden.

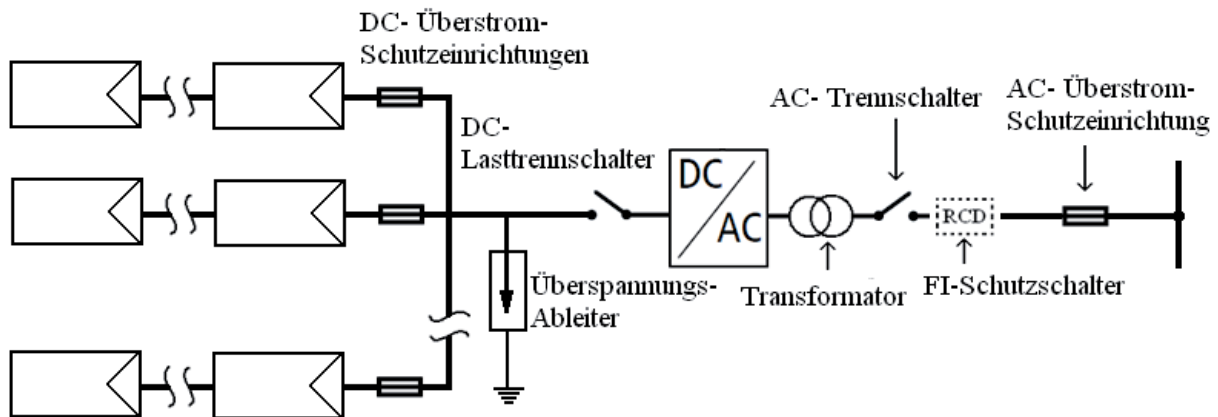


Abb. 3.5: Prinzip einer PV-Anlage und ihrer Schutz- und Sicherheitselemente nach [47]

Anforderungen an dem DC-Bereich einer PV-Anlage im Fall einer Brandbekämpfung

Diese sehr spezifische Regelung wird im Normentwurf VDE-AR-E 2100-712 [49] detailliert. Die Vorschriften dieses Entwurfs sind zurzeit nicht Pflicht, aber das wird sehr wahrscheinlich der Fall werden. Die Grundsätze sind, u.a.:

- Im Schadenfall kann die Schutzmaßnahme „doppelte oder verstärkte Isolierung“ durch mehrere Fehler beeinträchtigt werden. Die DC-Spannung kann nach dem Abschalten des AC-Netzes bestehen bleiben.
- Durch die Installation von PV-Anlagen dürfen im Gebäude gefährliche, berührbare DC-Spannungen nicht auftreten.

Die Lösungen zur Vermeidung der Berührung von gefährlichen berührbaren DC-Spannungen, die diese Norm vorschlägt, werden im Kapitel 4 beschrieben. Sie können:

- informativ (s. Kap. 4.2),
- baulich (s. Kap. 4.3),
- oder technisch (s. Kap. 4.4 bis 4.8) sein.

Blitzschutz von PV-Anlagen

Der Blitzschutz von PV-Anlagen wird von der DIN EN 62305-3-5 [42] bestimmt. Es werden drei Schadenursachen beschrieben:

- Galvanische Kopplung: eine direkte Einkopplung des Blitzstroms wird vorausgesetzt. Der Blitzschlag führt eine Spannung in der Größenordnung von 100 kV in der Erde.
- Magnetische Feldkopplung: das magnetische Feld $H(t)$ einer Blitzentladung setzt Leiterschleifen durch. Bei offenen Leiterschleifen (Leerlauf) entstehen Spannungen proportional zu $dH(t)/dt$; im Fall eines Kurzschluss ist der Strom proportional zu $H(t)$.

- Elektrische Kopplung: dies benötigt eine elektrische Antenne, z.B. den Modulrahmen. Die elektrische Feldstärke erreicht bis zu 500 kV/m im Abstand von einigen 100 m vom Einschlagpunkt. Die Auswirkungen dieses Phänomens sind viel geringer als jene der magnetischen Kopplung.

Wie im Kap. 2.2 gesagt, wird der Blitzschlag eines Gebäudes nicht wahrscheinlicher, wenn ein Modulfeld auf dem Dach liegt. Die PV-Anlage muss jedoch gegen Blitz geschützt werden, wie von Abb. 3.6 und Abb. 3.7 dargestellt.

Die Erdung der Anlage (Modulrahmen, Gestelle...) ist nicht zwingend vorgeschrieben, aber sie wird empfohlen [42]. Die Gestelle und Modulrahmen müssen miteinander und mit der Haupterdungsschiene (PAS) verbunden werden, mit einem Leiterquerschnitt äquivalent oder größer als 6 mm² Cu. Der Einsatz von Überspannungsschutzableiter Typ 2 (SPD, *surge protection device*) ist empfohlen aber nicht zwingend (s. Abb. 3.6). Wenn es gemacht wird, wird empfohlen:

- ein SPD Typ 2 dicht an der DC-Seite des Wechselrichters einzubauen.
- ein SPD Typ 2 dicht am Modulfeld einzubauen, wenn die Leitungen zwischen dem Wechselrichter und den Modulen länger als 10 m ist.
- für die AC-Seite, ein SPD Typ 2 in dem Zählerschrank einzubauen.
- Genauso wie bei der DC Seite, wenn die Kabellänge zwischen dem Zähler und dem Wechselrichter beträgt mehr als 10 m, muss ein zweiter SPD Typ 2 dicht an dem Wechselrichter eingebaut werden.

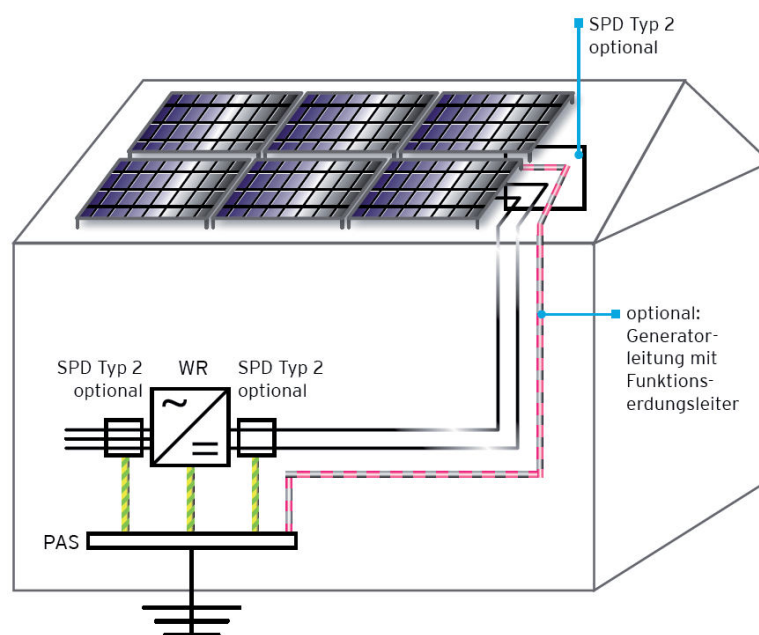


Abb. 3.6: Blitzschutz eines Gebäudes, bei dem kein Blitzfang nötig ist [25]

Sollte ein Gebäude in einer Blitzrisikozone stehen, muss ein spezifischer Schutz der PV-Anlage und des Gebäudes vorgesehen werden, wie in Abb. 3.7 dargestellt. Die Zone 0A ist die Zone außerhalb des Schutzgebiets der Blitzfänge. Dagegen ist die Zone 0B geschützt. Der Winkel α bestimmt die Ausbreitung dieser Zone. Es müssen so viele Blitzfänge eingebaut werden, wie benötigt, um das ganze Gebäude wirksam zu schützen. Der Abstand s ist der Minimalabstand zwischen den Fangeinrichtungen und dem PV System (inklusive Gestelle und Kabel). Er beträgt ca. 50 bis 100 cm (gemäß DIN EN 62305-3 Beiblatt 1). SPD sind verbindlich einzubauen:

- Wie in dem vorherigen Fall, wenn der Abstand s überall eingehalten wird.
- Wenn der Abstand s nicht eingehalten wird, sind die im Zählerschrank und DC-seitige SPD vom Typ 1 zu wählen.

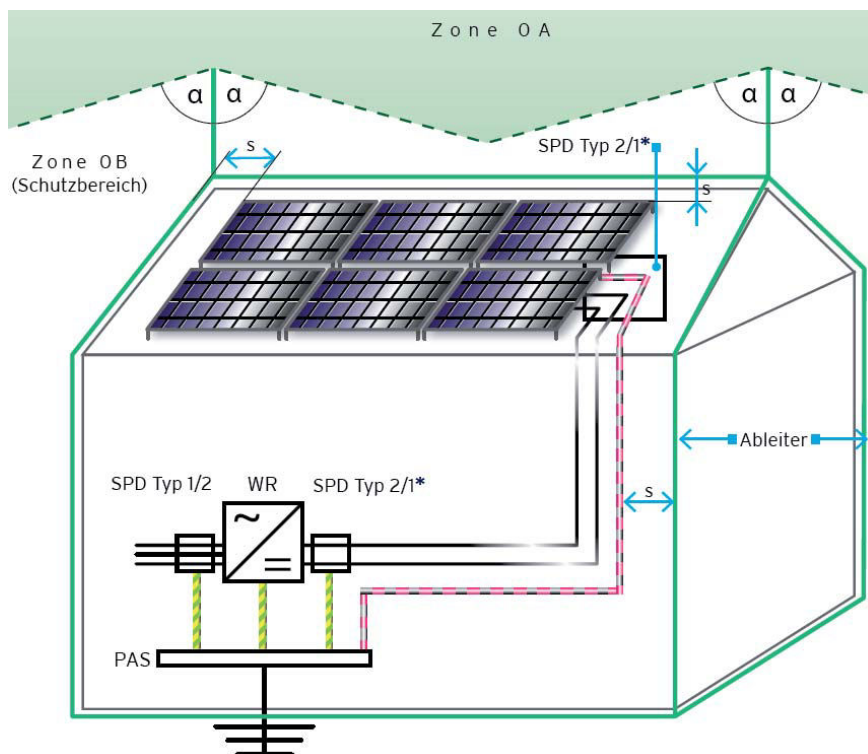


Abb. 3.7: Blitzschutz eines Gebäudes, bei dem ein oder mehrere Blitzfänge nötig sind [25]

Die Stärke des magnetischen Feldes, das ein Blitzeinschlag erzeugt ist proportional zu der Fläche, die die zwei Polaritäten bilden. Deshalb ist durch eine fachgerechte Leitungsführung (s. Abb. 3.8) sicherzustellen, dass diese Fläche am geringsten ist. Es muss auch beachtet werden, dass keine Kopplung zwischen einer Polarität und der Erdleitung vorliegt.

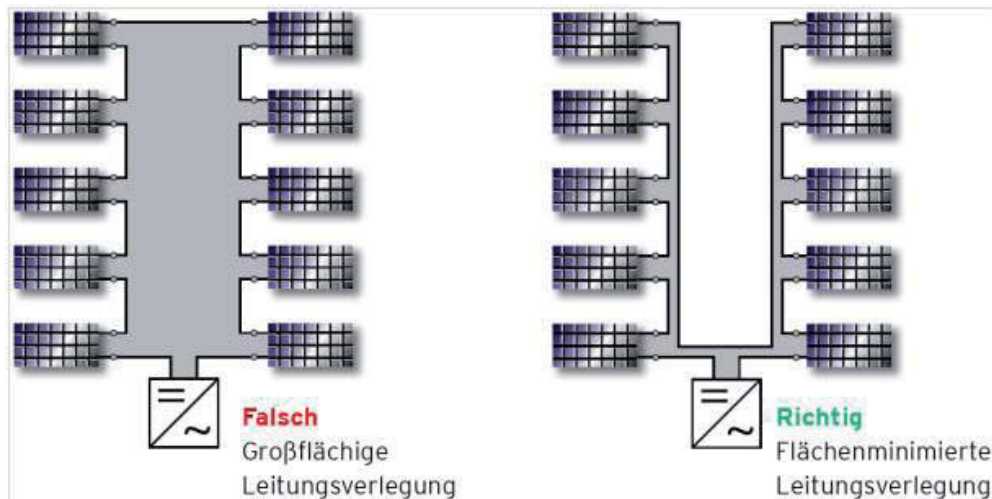


Abb. 3.8: blitzschutzgerechte Verlegung der Strangkabel auf dem Dach [25]

Anordnung eines Dachmodulfeldes

Das Heft „brandschutzgerechte Planung, Errichtung und Instandhaltung von PV-Anlagen“ [30] hat keine Gesetzeskraft, aber gibt wichtige und sinnvolle Informationen und ergänzt eine lückenhafte Gesetzgebung. Es wird empfohlen, einen Zugang zu den direkt unter dem Modulfeld liegenden Räumen zu gewährleisten, damit die Feuerwehr Sicherheitsabstände einhalten kann (s. 3.4). Bei Flachdächern sind so viele mindestens 1 m breite Freistreifen zu schaffen, dass Module in einem Quadrat von maximal 40 x 40 m² stehen (Abb. 3.9).

Flachdach oder Pultdach ohne Zugangsmöglichkeiten via Fenster, etc.

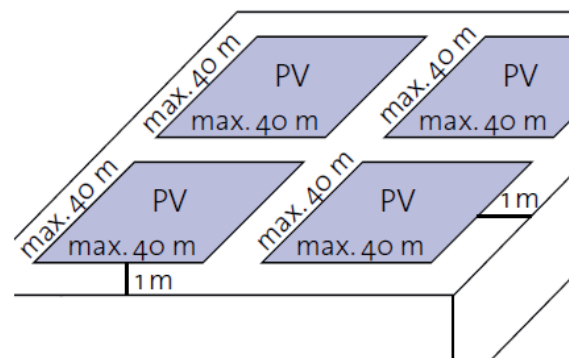
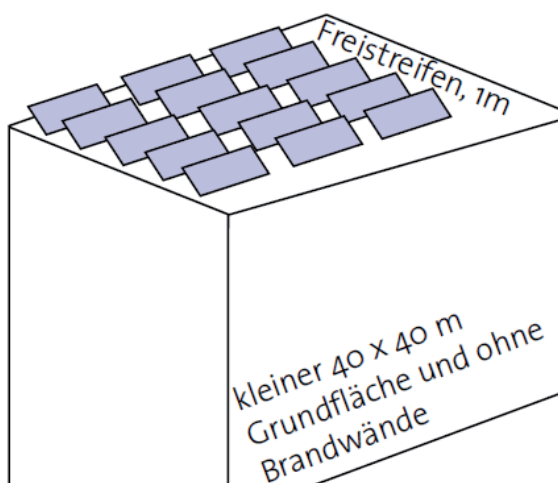


Abb. 3.9: Zugangsmöglichkeiten zum Dach bei Flachdächern [30]

Die folgende Abb. 3.10 stellt mehrere Möglichkeiten bei geneigten Dächern dar:

- Oben links: beidseitig belegtes Dach, Zugangsmöglichkeit über ein Giebelfenster.
- Unten links: beidseitig belegtes Dach, Zugangsmöglichkeit über eine Gaube.
- Oben rechts: einseitig belegtes Dach, Zugangsmöglichkeit über nicht belegte Dachseite.
- Unten rechts: beidseitig belegtes Dach, mindestens 1 m breit Freistreifen lassen.

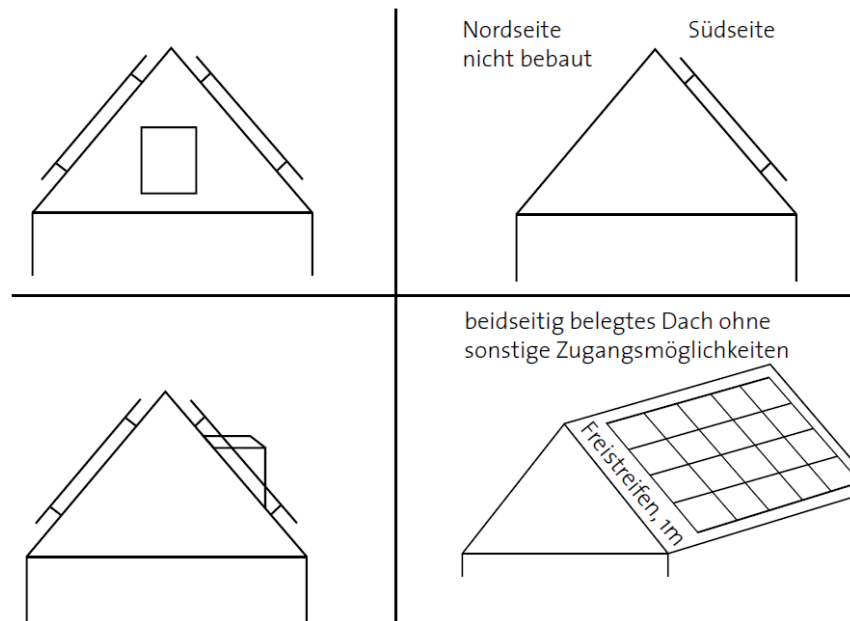


Abb. 3.10: Zugangsmöglichkeiten zum Dach bei Satteldächern [30]

3.4 Anforderungen an die Feuerwehr

Sichere Brandbekämpfung im Bereich elektrischer Anlagen

Die Norm VDE 0132 [44] beschreibt Maßnahmen zur Minimierung des Stromschlagrisikos bei der Brandbekämpfung im Bereich elektrischer Anlagen (d.h., inklusive PV-Anlagen, sowohl als auch Anlagen anderer Arten). Folgende Begriffe werden erläutert, die auch bei PV-Anlagen sinnvoll anwendbar sind:

- **Niederspannungsanlagen:** Starkstromanlage mit Nennspannung kleiner oder gleich 1000 V bei Wechselstrom oder kleiner oder gleich 1500 V bei Gleichstrom.
- Strahlrohr nach DIN 14365-1: Strahlrohre CM haben einen Mundstückdurchmesser von 9 mm und eine Düsendurchmesser von 12 mm. Strahlrohre DM haben einen Mundstückdurchmesser von 16 mm und eine Düsendurchmesser von 22 mm.
- **Anlagenverantwortlicher:** eine Person, die benannt ist, die unmittelbare Verantwortung für den Betrieb der elektrischen Anlage zu tragen. Erforderlichenfalls kann diese Verantwortung teilweise auf andere Personen übertragen werden.

- **Elektrofachkraft:** ist, wer aufgrund seiner fachlichen Ausbildung, Kenntnisse, und Erfahrungen sowie Kenntnis der einschlägigen Normen die ihm übertragenen Arbeiten beurteilen und mögliche Gefahren erkennen kann.
- **Elektrisch unterwiesene Person:** ist, wer durch eine Elektrofachkraft über die ihr übertragene Aufgaben und die möglichen Gefahren bei unsachgemäßem Verhalten unterrichtet und erforderlichenfalls angelernt, sowie über die notwendigen Schutzeinrichtungen und Schutzmaßnahmen belehrt wurde.

Der Unterschied zwischen „Elektrofachkraft“ und „elektrisch unterwiesene Person“ ist wichtig: ein Feuerwehrmann kann elektrisch unterwiesen sein (das wäre empfehlenswert), aber ist prinzipiell nicht fähig, eine Spannungsfreiheit festzustellen, oder besondere Schalter zu betätigen.

Der Betreiber der Anlage hat auch Verantwortung zu übernehmen. Er muss der Feuerwehr Aufklärung über besondere Gefahren und Schwierigkeiten geben, die bei der Brandbekämpfung auftreten können. Insbesondere muss er aktualisierte Pläne verfügbar halten, die die Orientierung und der Beurteilung der Lage dienen. Er muss auch die Dienststelle bezeichnen oder Personen nennen, mit denen sich die Feuerwehr bei Bränden in Verbindung setzen sollte, und die in Frage kommenden Verständigungsmöglichkeiten bekannt geben. Darüber hinaus, müssen sich die Beauftragten des Betreibers auf Anforderung der Feuerwehr zur Verfügung stellen und erforderlichenfalls auszuweisen.

Bei Niederspannungsanlagen gelten folgende Maßnahmen oder Bemerkungen:

- Die Berührung herabgefallener Leitungen, oder von im normalen Zustand nicht unter Spannung stehenden Metallteilen kann gefährlich sein.
- Schalthandlungen sollen nur durch Elektrofachkräfte oder elektrotechnisch unterwiesene Personen vorgenommen werden, ausgenommen von üblichen Haushaltsinstallationen.
- Unsachgemäßes Kurzschließen oder Durchtrennen von unter Spannung stehenden Leitungen und Kabeln ist lebensgefährlich.

Als Löschmittel können Wasser, Schaum, Pulver und Kohlenstoffdioxid eingesetzt werden. Mit **Wasser und Strahlrohr CM** muss bei Annäherung an **unter Niederspannung stehenden Teilen** (bis 1500 V DC) ein **Abstand von 1 m bei Sprühstrahl und von 5 m bei Vollstrahl** eingehalten werden.

4. Lösungen zur Minimierung des Stromschlagrisikos

4.1 Methodologischer Hinweis

Die Vorbeugung elektrischer Gefahren für die Feuerwehr, beim Löschen eines Gebäudes mit PV-Anlage, kann in drei Stufen geteilt werden.

Die erste Stufe ist die Information über die Anwesenheit und die Eigenschaften einer PV-Anlage und die Ausbildung der Feuerwehrleute bezüglich spezifischer Gefahren. Diese Lösungen sind schnell und einfach einsetzbar, auch bei Anlagen, die schon lange in Betrieb sind. Pflichtmaßnahmen und weitere mögliche Maßnahmen werden im Absatz 4.2 präsentiert.

Die zweite Stufe besteht aus besonderen Maßnahmen bei der Verlegung der Kabel, oder bei der Montage der Anlage, wie zum Beispiel Unterputzverlegung oder elektrische Abschirmung der Leitungen. Zu diesen Maßnahmen gehört außerdem die Möglichkeit den Wechselrichter so nah am Modulfeld anzubringen, dass die DC-Kabel so kurz werden, dass ein Stromschlag sehr unwahrscheinlich wird. Diese Maßnahmen sind sehr wirksam, jedoch werden sie vorzugsweise bei neuen Anlagen angewendet, da sie sich schwer nachträglich realisieren lassen. Sie werden im Kap. 4.3 dargestellt.

Intermediär zwischen der zweiten und dritten Stufe sind Modulwechselrichter und Leistungsoptimierer. Bei Modulwechselrichtern gibt es keine DC-Leitung, sodass das komplette Gebäude spannungsfrei geschaltet werden kann. Leistungsoptimierer enthalten oft einen Schalter, der eine Schutzfunktion erfüllt. Solche Geräte werden im Kapitel 4.4 präsentiert.

Die dritte Stufe ist das Einsetzen spezifischer Einrichtungen in die Anlage, die die DC-Stromzufuhr zum Wechselrichter sicher und dauerhaft unterbrechen können, sodass keine wesentliche Gefahr besteht. Diese können an verschiedene Orte zwischen den Modulen und dem Wechselrichter angebracht werden, manche enthalten zusätzliche Funktionen. Die Einrichtungen müssen durch ihr Ansprechen:

- die Spannung zwischen aktiven Teilen oder zwischen einem aktiven Teil und Erde bei DC 120 V begrenzen oder,
- die Summe aller Kurzschlussströme bei DC 12 mA begrenzen oder,
- die Energie innerhalb des DC-Systems bei 350 mJ begrenzen [49].

Die Freigabe erfolgt durch ein externes Signal, das dauerhaft anstehen muss (fail-safe Prinzip). Wenn innerhalb einer Zeit von fünfzehn Sekunden das Freigabesignal nicht mehr ansteht, muss die Einrichtung ansprechen. Das Freigabesignal muss unterbrochen werden, wenn die Netzspannung wegfällt oder wenn der Wechselrichter abgeschaltet wird. Das Freigabesignal kann auch durch andere Überwachungseinrichtungen, sowie manuell geschaltet werden. Die Einrichtung muss bei Auftreten eines internen Fehlers in einen sicheren Zustand fallen. Bei Ansprechen der Einrichtung zum Schalten muss eine weitere Einrichtung (z. B. eine Diode) gewährleisten, dass keine Rückströme aus dem Wechselrichter oder aus parallelen Strängen auftreten (s. Abb. 4.11 und Abb. 4.16) [49]. Die Kapitel 4.5 bis 4.8 stellen diese Lösungen und Beispiele von Einrichtungen dar.

Diese drei Stufen tragen alle zu der Minimierung eines Stromschlags bei und schließen sich nicht einander aus, sondern ergänzen sie sich. Eine sinnvolle Kombination von Lösungen dieser drei Stufen wäre wahrscheinlich wirkungsvoller als jede einzelne Maßnahme.

In den Kapitel 4.4 bis 4.8 werden kommerzielle Produkte dargestellt. Wahrscheinlich gibt es andere Produkte, die die gleichen Funktionen anbieten. Dass diese Produkte nicht in dieser Arbeit präsentiert werden, bedeutet nicht, dass ein Produkt dem anderen vorgezogen wurde. Die Wahl der hier dargestellten Geräte erfolgte nach eine Internetsuche und die Auswertung der Fachliteratur (zum Beispiel [53], [54]). Der im Anhang III einsehbare Fragebogen wurde den Hersteller oder die Entwickler dieser Einrichtungen geschickt, um alle relevanten Informationen zu sammeln. Einige Hersteller wurden per Email oder Telefon kontaktiert. Es wurde versucht, mindestens eine marktfähige Einrichtung von jedem Typ darzustellen, was nicht immer möglich war.

4.2 Vorbeugende und informative Maßnahmen

Um das Stromschlagrisiko bei dem Löscheinsatz der Feuerwehr zu vermeiden, muss jeder teilnehmende Feuerwehrmann wissen, dass eine PV-Anlage am Einsatzort vorhanden ist. Der Normentwurf VDE-AR-E 2100-712 verpflichtet den Hausbesitzer oder den Anlagebetreiber ein Schild - wie von Abb. 4.1 dargestellt - anzubringen. Das Schild muss mindestens die Maße des A6 Formates entsprechen, und muss am Übergabepunkt der elektrischen Anlage sichtbar sein.

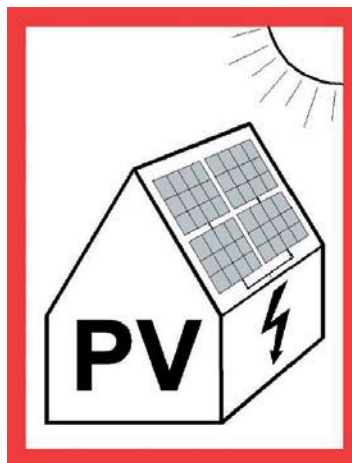


Abb. 4.1: PV-Hinweisschild gemäß VDE-AR-E 2100-712 [49]

Ein Übersichtsplan (mit Luft- und Seitenansicht des Gebäudes) nach Abb. 4.2 muss am gleichen Ort wie das Hinweisschild vorliegen, und muss folgende Informationen über die Anlage geben:

- den Bereich des Modulfeldes,
- die Richtung des Gebäudes,
- eine verständliche Bezeichnung der Räume,
- die Strecke der nicht abschaltbaren DC-Kabel,
- die gegen Feuer geschützten Kabel,
- die Position des DC-Trennschalters nach VDE 0100-712 (s. Kap. 3.3),
- die Position eines zweiten DC-Schalters, der näher am Modulfeld wirkt, wenn vorhanden,
- ein Luftbild des Gebäudes,
- das Datum der Anlagenerrichtung,
- die Adresse des Gebäudes,
- die Kontaktdaten des Gebäudeeigentümers,
- die Kontaktdaten des Anlagenerbauers,
- die Notfallrufnummer des Elektrofachbetriebs.

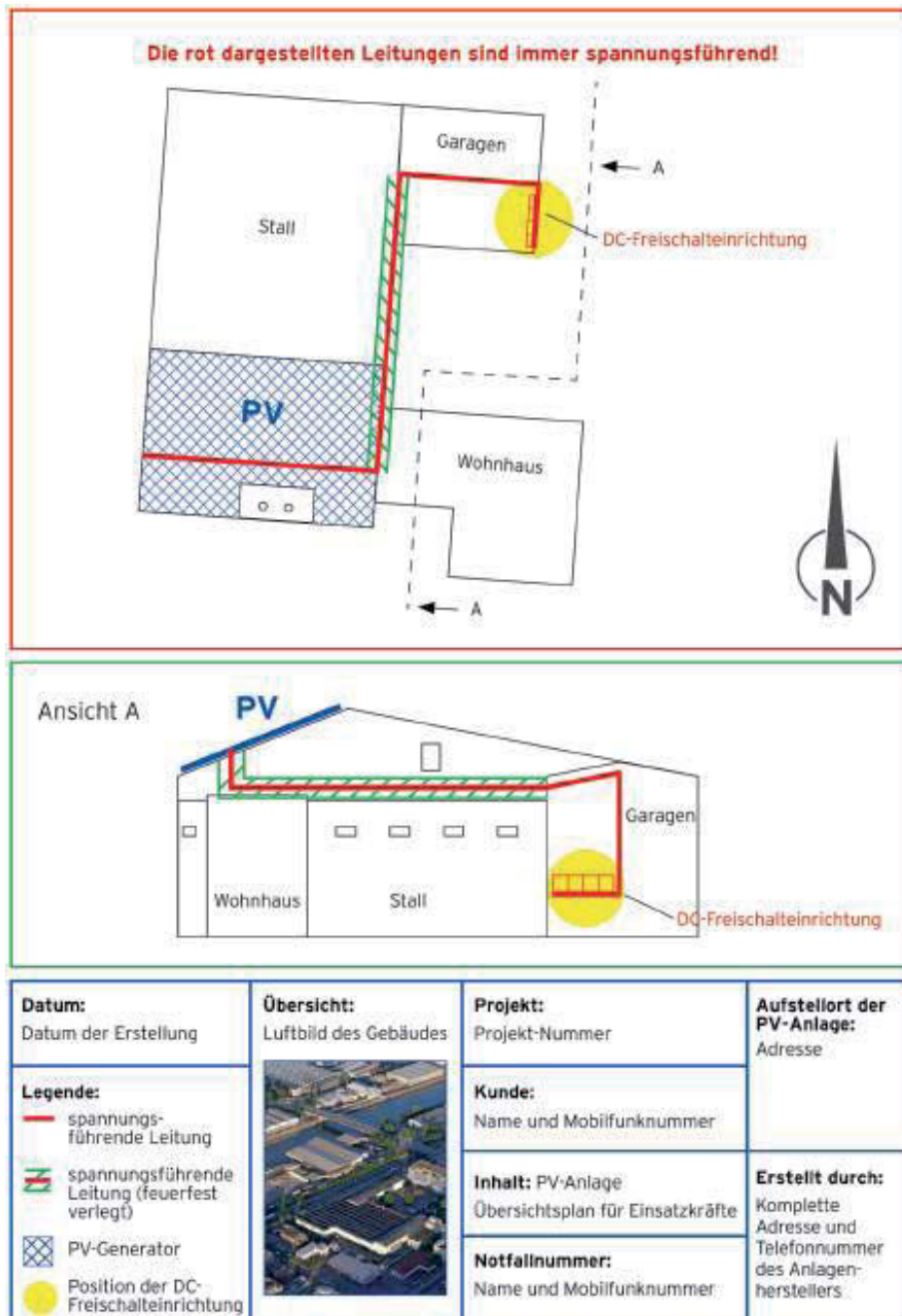


Abb. 4.2: Übersichtplan über die Position der verschiedenen Komponenten einer PV-Anlage gemäß VDE-AR-E 2100-712 [49]

Zusätzlich wäre es möglich, die Feuerwehr einfach und automatisch zu informieren, sobald eine PV-Anlage errichtet wird: jede neue Anlage muss bei der Bundesnetzagentur eingetragen werden. Durch eine Zusammenarbeit mit der Bundesnetzagentur, könnte die Feuerwehr alle notwendigen Informationen über alle PV-Anlagen in Deutschland erhalten.

4.3 Lösungen durch Verkabelung und Bauart

Gegen Feuer geschützte Verlegung von DC-Leitungen im Gebäude

Wenn diese Maßnahme angewendet wird, muss die PV-Leitungsanlage im DC Bereich in einem für sich brandgeschützten Bereich verlegt werden. Der Feuerwiderstand der Leitungsanlage richtet sich nach der gültigen Landesbauordnung (LBO). Wenn die LBO keine Feuerwiderstandsklasse fordert, muss die Leitungsanlage mindestens feuerhemmend geschützt werden (s. MBO und MLAR, Kap. 3.1) [49].

Es wird empfohlen, DC-Leitungen, die nicht freischaltbar sind, ab einer Länge von 1 m feuerwiderstandsfähig zu verlegen [30], wie von Abb. 4.3 dargestellt. Dies ist durch eine Unterputzverlegung, eine Ummantelung mit Brandschutzverkleidung oder eine Verlegung in Brandschutzkanäle und –schächten möglich.

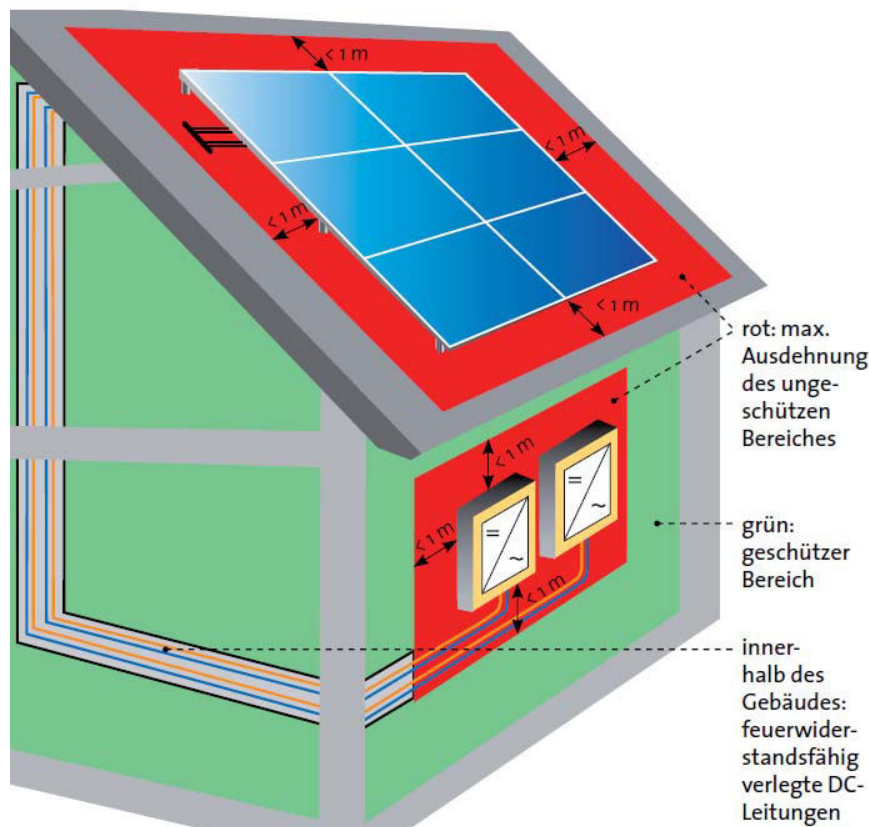


Abb. 4.3: gegen Feuer geschützte Verlegung der DC-Kabel einer PV-Anlage [30]

Geschirmte Verlegung der Kabel

Laut DIN EN 62305-3 kann eine Abschirmung der Kabel die vom Blitz induzierten Ströme reduzieren. Die Abschirmung kann entweder aus einem geschlossenen metallenen Kabelkanal oder einem Kabelrohr bestehen, in dem die Leitungen verlegt sind. Einadrige Leitungen weisen selbst einen Kabelschirm auf. Diese Abschirmung sollte ausreichend dimensioniert sein ($> 16 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$ oder äquivalent) [42].

Die Verlegung der Kabel in einem Metallschirm ist eine im Normentwurf VDE-AR-E 2100-712 berücksichtigte Maßnahme zum Schutz der Feuerwehrleute (über diesen Absatz wird noch beraten). Die Führung der zwei Polaritäten in einer geerdeten Abschirmung kann hilfreich sein, um das Stromschlagrisiko zu minimieren:

- wird die Isolierung einer Polarität beschädigt, und ist das Kabel in Kontakt mit der Abschirmung, ist diese automatisch geerdet.
- wird die Isolierung der anderen Polarität auch beschädigt, auch an einem anderen, entfernten Ort der Anlage, wird sie auch geerdet: beide Polaritäten werden kurzgeschlossen, und es besteht keine Gefährdung mehr.

Außenführung der Leitungen

Die Verlegung der DC-Leitungen außerhalb des Gebäudes verhindert, dass gefährliche DC-Spannungen im Gebäude berührt werden können [49]. Es wird aber empfohlen, die Leitungen erkennbar zu machen: zuerst auf einem Übersichtplan, wie im Kap. 4.1 beschrieben, zweitens durch sichtbare Kabelrohre [30]. Die Leitungen müssen auch von äußeren Gefährdungen (u.a. Blitz, Feuer, Beschädigung der Isolierung) geschützt werden. Die Außenführung der Leitungen ist z.B. kombinierbar mit einer elektrischen Abschirmung oder feuerfeste Verlegung. Die Kabelrohre müssen wasserdicht und außerhalb von Regenwasserlachen und -abfluss verlegt werden. Wenn die Wechselrichter auch außerhalb des Gebäudes oder am Gebäudeeintritt montiert werden, ist das Schutzziel erreicht [49]. Bei der Außenmontage müssen die Wechselrichter geschützt gegen Wasser aufgestellt werden, oder die zutreffende IP Schutzart aufweisen. Die Leitungen und die Wechselrichter müssen gemäß der MLAR und der MBO verlegt werden und so, dass sie einen Rettungseinsatz nicht beeinträchtigen (s. Kap. 3.1).

Sicherheits- und Schutzkleinspannung

Kleinspannung ist gemäß VDE 0100-712 eine Schutzmaßnahme gegen Stromschlag bei PV-Anlagen [47]. Der Spannungsbereich wird durch SELV (safety extra low voltage) und PELV (protection extra low voltage) eingeteilt. Die Anforderungen sind [51]:

- eine Begrenzung der Spannung auf 50 V AC oder 120 V DC,
- eine sichere Trennung des Kleinspannungssystems von allen anderen Stromkreisen, die nicht SELV oder PELV sind, und eine Basisisolierung zwischen dem Kleinspannungssystem und anderen SELV- oder PELV-Systemen,
- nur SELV betreffend: eine Basisisolierung zwischen dem SELV-System und Erde.

Hinsichtlich der zweiten und dritten Bedingung, ist bei PV-Anlagen ein SELV, oder ein PELV bei Anlagen deren Module die Erdung einer Polarität erfordern, möglich. Doch die erste Bedingung begrenzt die Anwendbarkeit dieser Bauart. Module haben generell eine Leerlaufspannung von etwa 40 bis 80 Volt, sodass nur wenige in Reihe geschaltet werden können. Das ist ein wesentlicher Nachteil für PV-Anlagen, die in der Regel Strangspannungen von ein paar hundert Volt aufweisen. Wird die Spannung begrenzt, muss für eine gleiche Leistung, der Strom im Verhältnis dazu ansteigen. Die Folge ist, dass die Verluste in den Kabeln auch steigen, oder, dass der Querschnitt der Kabel erhöht werden muss. Letzteres ist mit erheblichen zusätzlichen Kosten verbunden. Diese Lösung wäre vorzugsweise bei Anlagen mit sehr kleiner Leistung anzuwenden, z.B. bei Inselanlagen.

Strangwechselrichter in der unmittelbaren Nähe des Modulfeldes

Diese Lösung wäre wirtschaftlich interessant, weil keine Zusatzkosten im Vergleich zu einer konventionellen Anlage mit vom Modulfeld entferntem Wechselrichter und ohne besondere Schutzmaßnahme, auftreten. Jedoch ist diese Lösung wenig praktikabel:

- bei bestehenden Anlagen, deren Wechselrichter oft vom Modulfeld entfernt ist, weil die Umsetzung der Wechselrichter und der Kabel zu zusätzlichen Kosten führen würde,
- bei Anlagen, deren Umgebung so ungünstig ist, dass der Wechselrichter besondere Schutzmaßnahmen gegen Umwelteinflüsse (z.B. Staub, Nässe, Wärme...) brauchen würde, die wiederum Zusatzkosten herbeiführen würden.

Darüber hinaus werden die Strangkabel durch diese Maßnahme zwar kürzer, aber sie führen weiterhin gefährliche Spannungen. Diese Lösung bringt wenige Vorteile in Vergleich zu einer Anlage ohne besondere Maßnahmen.

4.4 Modulwechselrichter und Leistungsoptimierer

Modulwechselrichter

Modulwechselrichter werden direkt am Modul eingestellt. Hinsichtlich der Sicherheit der Feuerwehr sind sie deshalb sehr wirksam: durch ihre Bauart kann im Störfall keine gefährliche DC-Spannung berührt werden, da die Ausgangskabel der Kombination „Modul und Wechselrichter“ direkt Wechselstrom leiten. Wenn sie nach dem Abschalten der Wechselstromzufuhr automatisch keinen Strom mehr einspeisen, sind die Module selbst virtuell spannungsfrei. Ein großer Vorteil dieser Geräte ist, dass der MPP* von jedem Modul nachgeführt werden kann. Hersteller behaupten, der Energieertrag sei 10 bis 20 % höher, als bei Anlagen mit zentralen Wechselrichter [52].

Die Abbildung 4.4 stellt das Schaltprinzip dar: die roten Kabel führen Gleichstrom zum Wechselrichter. Da Wechselrichter in unmittelbarer Nähe der Module montiert werden, beträgt die Länge dieser Kabel in der Regel nur ein paar Zentimeter. Die DC Kabel können nicht spannungsfrei geschaltet werden, doch sie führen nur ungefährliche Spannungen. Die AC-Seite der Wechselrichter wird zu einem AC-Bus geschaltet (grün), bis zum Einspeisepunkt. Genau wie bei Strangwechselrichtern führen diese Kabel keine Spannung mehr, wenn das Netz ausfällt.

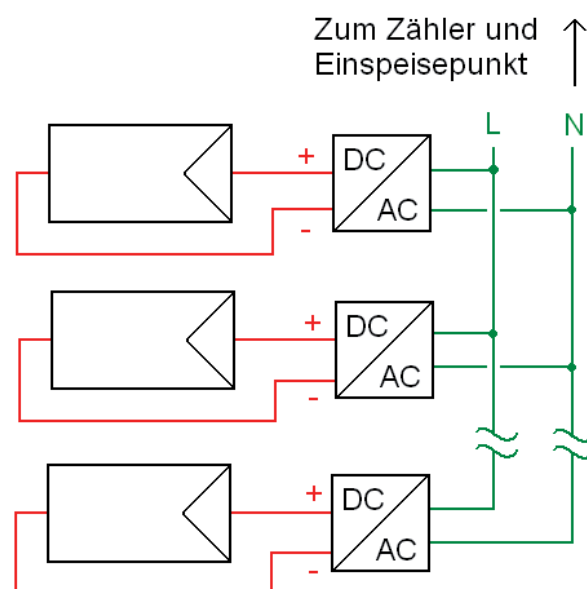


Abb. 4.4: Prinzip einer PV-Anlage mit Modulwechselrichter

Beispiel Modulwechselrichter: Enecsys SMI-S240W-60-DE

Den Modulwechselrichter von Enecsys gibt es seit Juni 2010. Die Tabelle 4.5 stellt seine technische Daten dar (komplettes Datenblatt im Anhang IV). Zum Vergleich mit einem Strangwechselrichter sind die Daten des SMC 4600 A Wechselrichters von SMA gegeben. Es wird davon ausgegangen, dass zwanzig Modulwechselrichter benötigt würden, um einen Strangwechselrichter dieser Sorte zu ersetzen.

Der MPPT* Spannungsbereich des SMI-S240W ist gering, was Module mit höheren Spannungen, wie zum Beispiel typische Dünnschichtmodule, ausschließt. Dies ist ein Nachteil, weil die Wahl der Modulsorte eine wichtige Aufgabe bei der Planung einer PV-Anlage ist. Der Wirkungsgrad ist leicht niedriger als bei dem SMC 4600 A, aber noch innerhalb eines zumutbaren Bereichs. Dank seiner hohen Temperaturverträglichkeit und Schutz gegen Wasser- und Staubeindringen, ist der SMI-S240W sehr gut geeignet für die Außenverwendung. Der Wechselrichter wird automatisch abgeschaltet, wenn er kein AC-Netz erkennt, oder wenn seine Temperatur zu hoch wird. Er entspricht den Anforderungen der Norm VDE 0126-1-1 als „selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz“, sodass er komplett für die Netzanbindung geeignet ist.

Der Preis ist höher als bei einem Strangwechselrichter. Wenn die Anlage eine geringe Leistung hat, ist der Unterschied nicht erheblich, doch der dreiphasige 17 kW_p Wechselrichter Sunny Tripower 17000TL von SMA kostet 5839 € (343,47 €/kW_p). Für eine große Anlage ist deswegen der SMI-S240W nicht wirtschaftlich. Die Garantie beträgt 20 Jahre, was knapp unter der Lebensdauer von üblichen Modulen liegt. Modulwechselrichter litten in den 2000er an einem schlechten Ruf wegen ihrer hohen Ausfallrate und kürzen Lebensdauer [55]. Enecsys behauptet, dieses Problem dank des Ersatzes von Elektrolyten- durch Dünnschichtkondensatoren gelöst zu haben [52]. Diese neuen Kondensatoren haben demzufolge eine Lebensdauer von 30.000 Stunden bei einer Umgebungstemperatur von 105 °C [56].

	SMI-S240W-60-DE	SMC 4600 A
maximale Eingangsleistung (DC)	240 W	5250 W
MPPT Spannungsbereich	21 bis 35 V	246 bis 480 V
Maximale Ausgangsleistung (AC)	240 W	5000 VA
europäischer Wirkungsgrad	92,0 %	95,2 %
max. Wirkungsgrad	94,0 %	96,1 %
Betriebstemperaturbereich	-40 °C bis +85 °C	-25 °C bis +60 °C
Schutzart	IP 66	IP 65
empfohlener Verkaufspreis (inkl. MwSt.)	169,00 €	2803,00 €
	704,17 €/kW _p	609,35 €/kW _p
Garantiedauer	20 Jahre	5 Jahre (kostenpflichtige Erweiterung bis 25 Jahre möglich)

Tab. 4.5: Datenblatt des Modulwechselrichters SMI-S240W-60-DE von Enecsys [56], [57] und des Strangwechselrichters SMC 4600 A von SMA [58]

Enecsys bietet auch Wechselrichter mit anderen Spannungen und Leistungen (200 bis 280 W_p), und Duowechselrichter mit einer Nennleistung von 480 W_p, die zwei Module in Parallelschaltung betreuen können. Diese Lösung ist billiger (602,08 €/kW_p) als die mit einem Modul pro Wechselrichter. Zusätzlich zu den Wechselrichtern enthält die Enecsys Lösung ein Gateway, das durch eine WiFi-Verbindung den Zustand von jedem Wechselrichter sammelt, und ein PC-Überwachungsinterface. Das Interface ist durch Internet zugänglich und informiert den Betreiber über die aktuelle effektive Leistung von jedem Modul und den Ertrag der Anlage über eine definierbare Zeitspanne. In Abbildung 4.6 zum Beispiel befindet sich wahrscheinlich das rechte Modul der mittleren Reihe im Schatten. Mit einem Strangwechselrichter würden die andere Module davon auch leiden, was hier nicht der Fall ist.

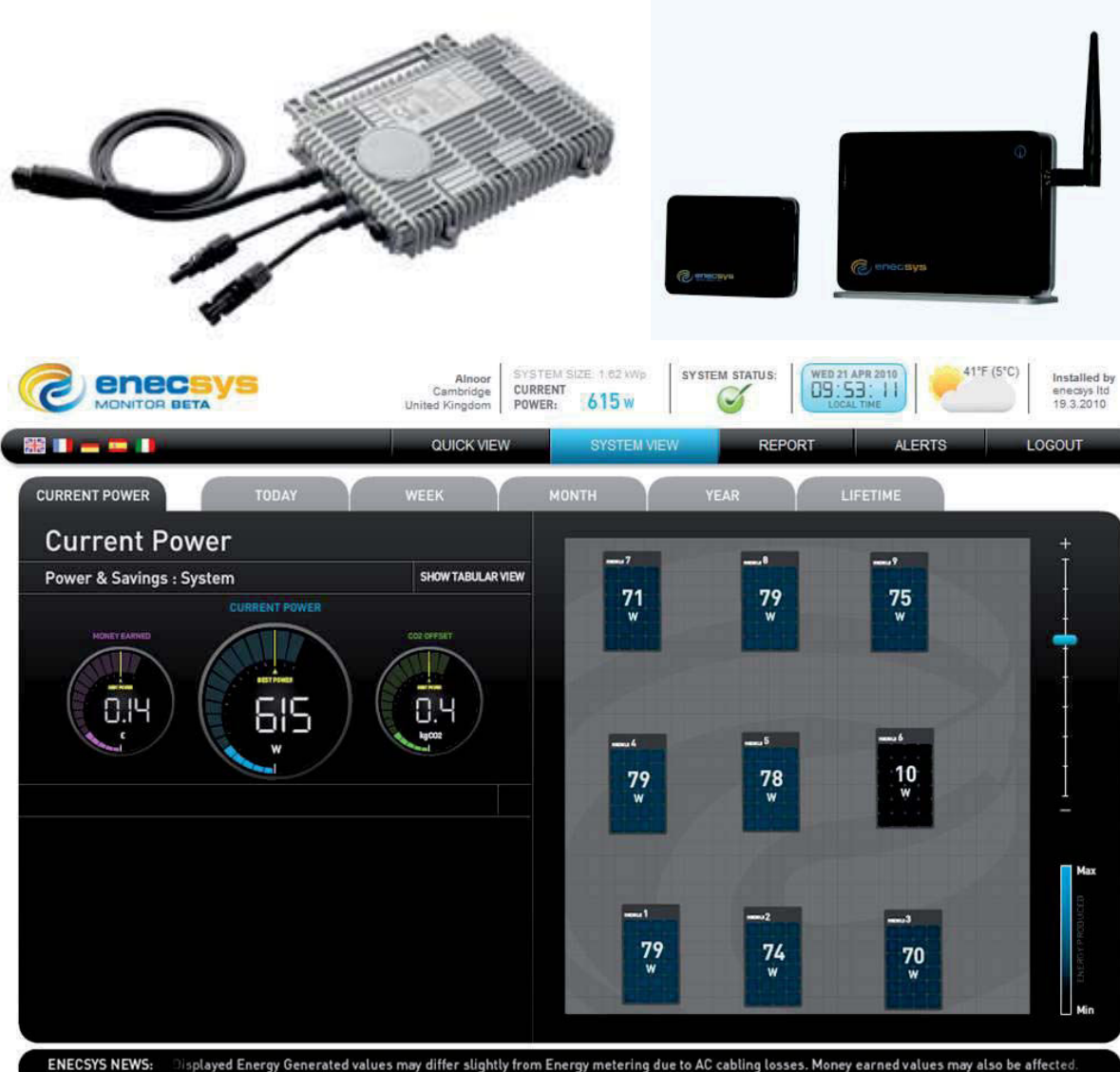


Abb. 4.6: die Hauptkomponenten des Enecsys Systems: Wechselrichter, Gateway und Überwachungsinterface [56]

Leistungsoptimierer

Bei Anlagen ohne Leistungsoptimierer wird der schwächste Modulstrom dem ganzen Strang auferlegt, weil nicht alle Module die gleiche Stromstärke erzeugen. Es gibt mehrere Lösungen, die Leistung zu erhöhen. Zum Beispiel kann das Gerät die Stromstärke seines Moduls mit dem Strangstrom vergleichen. Wenn der Modulstrom größer als der Strangstrom ist, werden durch einen DC-DC Wandler die Stromstärke an das Stragniveau gesenkt und die Ausgangsspannung erhöht, sodass die Ausgangsleistung von jedem höchstmöglich ist. Eine andere Strategie besteht aus der ständigen Sortierung der Module entsprechend ihrer Stromstärke. Der zentrale Optimierer macht virtuelle Stränge aus Modulen, die gleiche

Ströme erzeugen. Ein Nachteil dieser Lösung ist, dass alle Module einzeln dem Optimierer angeschlossen werden müssen. Da der Optimierer nicht direkt an einzelne Module angeschlossen ist und keine Trennfunktion bietet, wird diese Art von Optimierern nicht hier betrachtet. Viele Leistungsoptimierer enthalten Lichtbogendetektoren oder eine automatische Ausschaltfunktion im Brandfall, z.B. durch den Ausfall eines Signals des Wechselrichters im Störfall [53].

Die Abbildung 4.7 zeigt das Schaltprinzip einer Anlage mit einem Leistungsoptimierer pro Modul. Die roten Kabel sind, wie bei Modulwechselrichtern, höchstens 1 m lang und führen keine gefährliche Spannung. Der Optimierer enthält, abgesehen von dem Wandler, eine Einrichtung zur automatischen Erkennung des Netzausfalls. Wenn der Optimierer keine Last mehr erkennt, wird entweder der Trennschalter S_T geöffnet oder der Kurzschlusschalter S_K geschlossen, sodass die Leitungen zwischen dem Optimierer und dem Wechselrichter (braun) keine Spannung mehr führen. Eine weitere Möglichkeit ist, dass es sich nicht um einen direkten Kurzschluss handelt, sondern um einen durch einen Widerstand, sodass die Ausgangsspannung nicht null, sondern ein paar Volt beträgt. Der Schalter kann sich bei der Primär- sowie bei der Sekundärseite des Wandlers finden. Ein Haupttrennschalter S_H nach DIN VDE 0100-712 bleibt erforderlich.

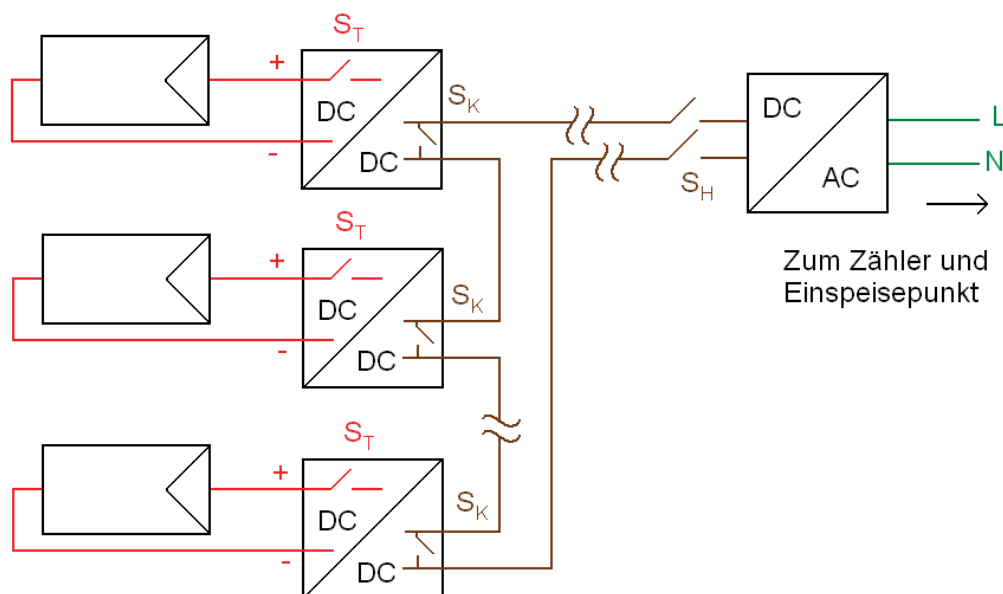


Abb. 4.7: Prinzip einer PV-Anlage mit Leistungsoptimierer

Beispiel Leistungsoptimierer an der Modulebene: SolarEdge OP 250-LV

Der Optimierer wurde erst Mai 2011 auf den Markt gebracht. Die Tabelle 4.8 gibt einen Überblick seiner wichtigsten Merkmale (komplettes Datenblatt in Anhang IV). Er hat einen ausgedehnten MPPT Spannungsbereich, der der Mehrheit der auf dem Markt verfügbaren Module passt. Er hat einen ausgezeichneten Wirkungsgrad, doch der Wirkungsgrad des Wechselrichters muss auch berücksichtigt werden. Außerdem ist er für eine langzeitige Außenanwendung ausreichend gegen Umwelteinflüsse geschützt.

Im Sicherheitsmodus liegt eine Spannung von 1 V an den ausgangsseitigen Klemmen an. Dies ist notwendig, damit die Fernüberwachungseinheit kontrollieren kann, dass die Module, die Optimierer und die Kabel nicht beschädigt sind (eine 0 V Spannung bedeutet dann, dass eine Komponente defekt ist). Der Optimierer ist automatisch im Sicherheitsmodus wenn er keinen Wechselrichter erkennt. Genauso schaltet der Optimierer aus, wenn ein Lichtbogen ausbricht, oder bei zu hohen Umgebungstemperaturen.

DC Nenneingangsleistung	250 W
MPPT Betriebsbereich	5 bis 55 V
maximaler Wirkungsgrad	99,5 %
europäischer Wirkungsgrad	98,8 %
Ausgangsbetriebsspannung	5 bis 60 V
Sicherheitsausgangsspannung pro Leistungsoptimierer	1 V
Betriebstemperaturbereich	-40 bis +65 °C
Schutzklasse	IP65
empfohlener Verkaufspreis (inkl. MwSt.)	64,26 €
	257,04 €/kW _p
Garantiedauer	25 Jahre

Tab. 4.8: Datenblatt des Leistungsoptimierers PB250-AOB von SolarEdge [59], [60]

Der Optimierer hat eine Garantiedauer von 25 Jahren, die gut mit der üblichen Modullebensdauer übereinstimmt. Der Preis ist niedriger als bei Modulwechselrichter, wobei der Preis des Strangwechselrichters noch dazukommt. Die SolarEdge Optimierer können leider nur mit Wechselrichter derselben Firma arbeiten. Doch ist das Wechselrichterangebot von SolarEdge ausreichend für kleine Anlagen (3 bis 12 kW_p, Datenblätter im Anhang IV). Zusätzlich zu den Optimierern und Wechselrichtern bietet SolarEdge eine PC-Fernüberwachung der Anlage. Diese erfolgt durch die Internetverbindung des Wechselrichters

(s. Abb. 4.9). Andere Optimierer, zum Beispiel solche mit mehr Leistung für die Betreuung von zwei Modulen, oder solche, die besonders für Dünnschichtmodule konzipiert wurden, sind auch verfügbar.

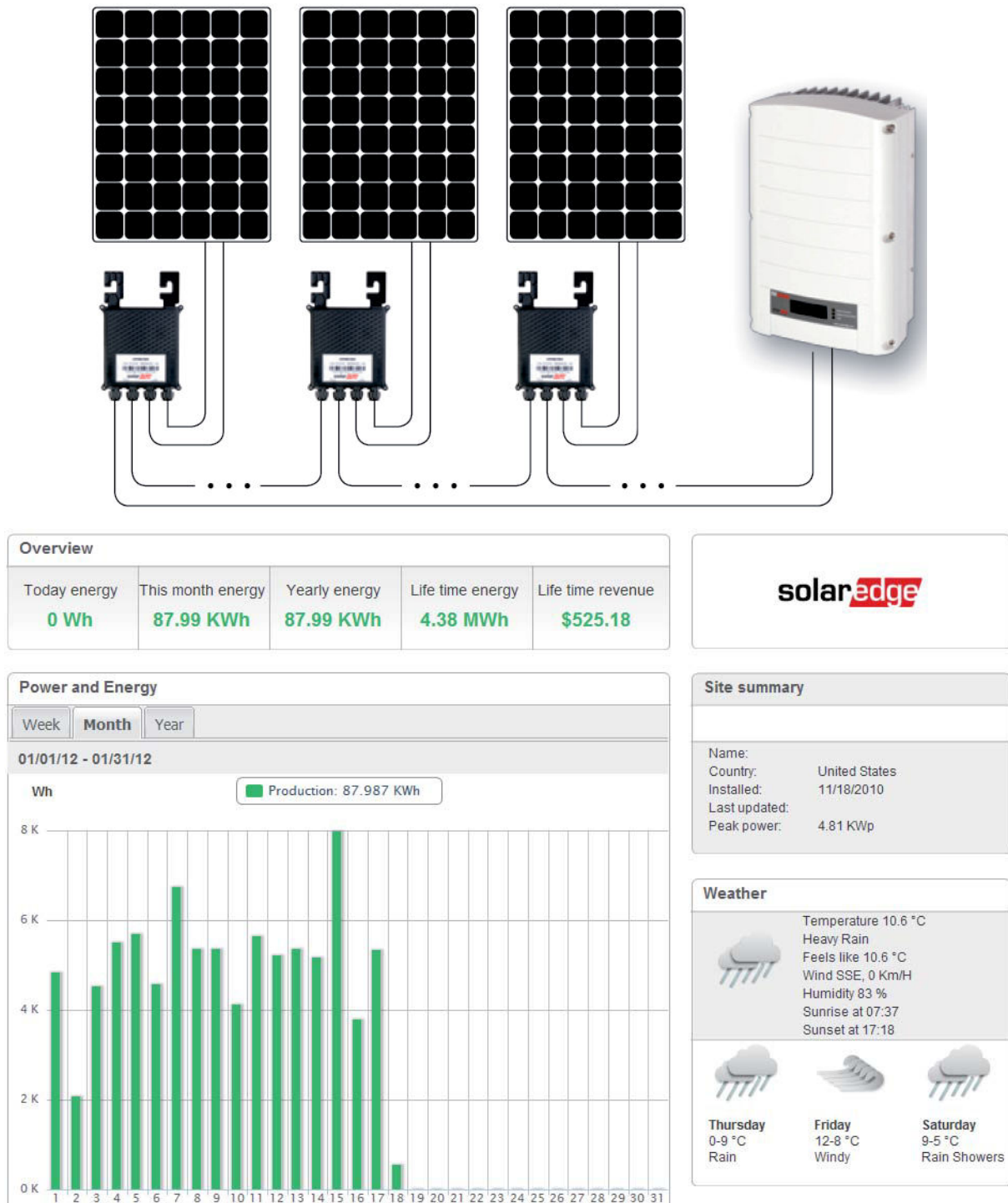


Abb. 4.9: die Hauptkomponenten des SolarEdge Systems: Leistungsoptimierer, Wechselrichter und Überwachungsinterface [61]

Die Benutzung von Modulwechselrichter und Leistungsoptimierer ist sinnvoll bei Anlagen, bei denen schwierige Bedingungen zu befürchten sind, z.B. wegen Verschmutzung, Schatten, ungünstiger Gebäudeanordnung oder unterschiedlicher Modulsorten. In diesem Fall wird der Ertrag nur von den betroffenen Modulen, und nicht der des kompletten Strangs, beeinträchtigt. Deshalb können sie eine wirksame Kombination von Sicherheitseinrichtung und Ertragsoptimierer darstellen. Leistungsoptimierer sind aber nur von Interesse für die Sicherheit, wenn sie eine automatische Trenn- oder Kurzschlussfunktion haben und wenn sie direkt am Modul eingebaut werden. Die Stärke und Schwäche der zwei hier dargestellten Geräte werden in der Tabelle 4.10 zusammengefasst. Optimal sind sie bei neuen Anlagen mit kleiner Gesamtleistung aber großer Modulleistung, weil die Anzahl der Geräte pro W_p geringer wird, d.h., dass die Kosten pro W_p ebenfalls sinken.

	Enecsys Modulwechselrichter	SolarEdge Leistungsoptimierer
Vorteile	Ertragserhöhung durch MPPT von einzelnen Modulen	
	Verlegung der teilweise im Schatten Dachfläche möglich	
	optimale elektrische Sicherheit der Feuerwehr im Brandfall durch niedrige Gleichspannungen	optimale elektrische Sicherheit der Feuerwehr im Brandfall durch automatische Kleinspannungsumschaltung im Fall einer Netztrennung
	Lichtbogen weniger wahrscheinlich dank kleinen DC-Spannungen und kurze DC Kabel	automatische Lichtbogenerkennung
	Modulare Auslegung: keine Strangsströme und -spannungen zu berücksichtigen	-
Nachteile	höhere Investitionskosten pro W_p	
	Schwierig anwendbar bei schon bestehenden Anlagen	
	noch wenig bekannte Technologie, mit schlechtem Ruf	
	Anwendung bei Anlagen mit Batterie nur mit Gleichrichter möglich	-
	begrenzte Komponentenauswahl: geringe MPP-Spannungsbereich	begrenzte Komponentenauswahl: nur mit SolarEdge Wechselrichter kompatibel

Tab. 4.10: Zusammenfassung der Vor- und Nachteile von Modulwechselrichter und Leistungsoptimierer im Vergleich zu Strangwechselrichter

4.5 Kurzschließen einzelner Module

Die normgerechte Ausführung dieser Lösung wird von Abb. 4.11 erklärt: an jedem Modul müssen ein Schalter, und in jedem Strang eine Diode, angebracht werden. Der Schalter muss am Modulausgang, am Ausgang der Modulanschlussdose oder am Ausgang einer zusätzlichen Dose eingebaut werden. Diese Einrichtung muss einen definierten dauerhaften Kurzschluss unter vernachlässigbarer Impedanz sicherstellen. Die Spannung über alle in Reihe geschalteten Einrichtungen (inklusive Strangdioden) darf nicht größer als DC 120 V sein. Diese Einrichtung muss sich durch ein externes Freigabesignal ansteuern lassen [49]. Die Einrichtung kann ein Halbleiter ohne Trennfunktion sein, wenn die typischen Ausfallmechanismen einen Kurzschluss sicherstellen [49].

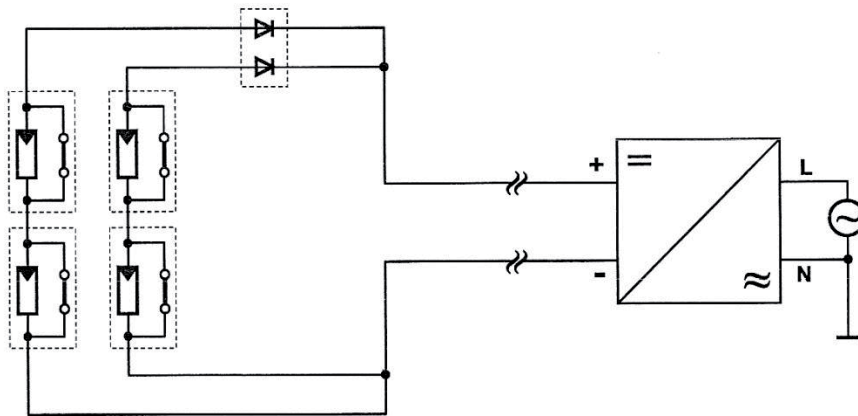


Abb. 4.11: Beispielhafte Ausführung einer Einrichtung zum Kurzschließen an der Modulebene gemäß VDE-AR-E 2100-712 [49]

Das Schalten (Kurzschluss oder Abtrennung) an der Modulebene ist noch sicherer, als wenn es an der Hauptleitung- oder Strangebene erfolgt, weil die ungesicherten Kabel keine hohen Spannungen führen. Leistungsoptimierer wie im Kapitel 4.4 dargestellt können diese Funktion erfüllen.

Beispiel Einrichtung zum Kurzschließen an der Modulebene: Sicherheits-Brandfallabschaltung (BFA) von SolteQ

Das BFA System besteht aus einer Kurzschlussdose (Schalteinrichtung), und einer Handmelder-Zentrale (Steuereinrichtung) mit einem Knopf und Anschlüssen für Kontrolle und Befehl. Eine Rückstromschutzdiode ist in die Schalteinrichtung integriert. Die aktiven Teile der Schalteinrichtung funktionieren auf elektromechanischer Basis. Das Prinzip des gesamten Systems wird von der Abbildung 4.12 dargestellt. Eine Steuereinrichtung kann bis zu 1000 Schalteinrichtungen betreuen. Es können so viele Slave-Handmelder eingebaut werden, wie benötigt. Zusätzlich bietet SolteQ fakultativ verschiedene Sensoren und Warngeräte. Der Sicherheitsmodus wird dann aktiviert:

- wenn der Knopf gedrückt wird,
- wenn das Netz ausfällt,
- wenn die Versorgungsleitung der Zentrale kurzgeschlossen oder abgetrennt wird,
- wenn das Datensignal vom Modulfeld getrennt wird,
- wenn eine der Systemkomponenten ausfällt,
- im Falle einer Überschwemmung, dank des optionalen Wassersensors,
- im Falle einer Rauchentwicklung, dank des optionalen Rauchmelders.

Der Betreiber kann gewarnt werden durch:

- einen automatischen Anruf oder eine SMS an eine eingegebene Telefonnummer,
- ein Leuchtschild,
- Eine Blitzleuchte.

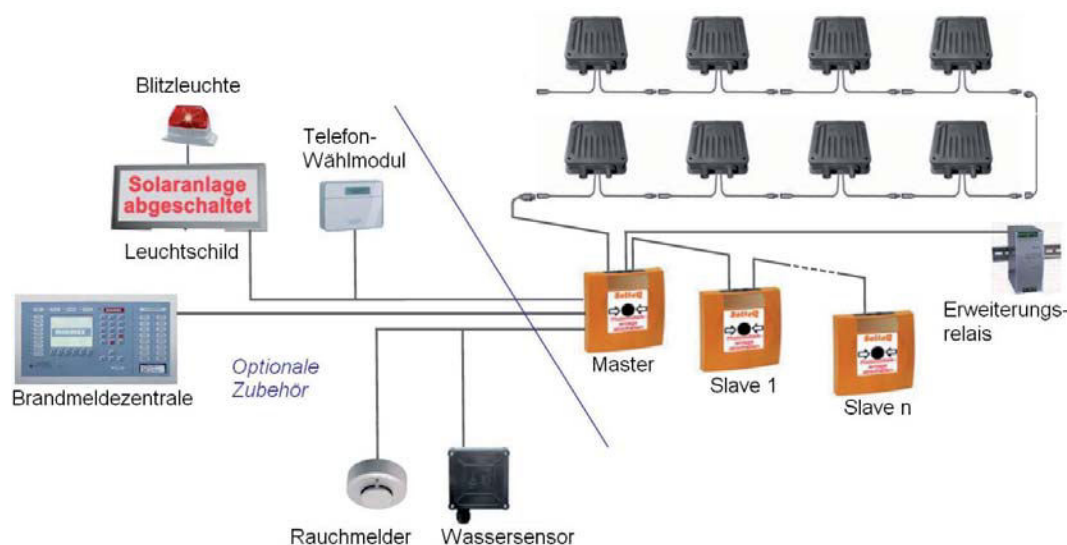


Abb. 4.12: die Handmelder-Zentrale mit BFA Safety Boxen und weiterem möglichen Zubehör [63]

Dank seinem hohen Eingangsstrom und seiner hohen Eingangsspannung ist die Schalteinrichtung für alle Modultypen gut geeignet (s. Tab. 4.14). Sie ist gut gegen Umwelteinflüsse geschützt. Ihr Stromverbrauch ist sehr gering im Vergleich zu dem MPP Strom von typischen Modulen (kleiner als 0,1 %). Die aktiven Elemente arbeiten auf elektromechanischer Basis (Sicherheitskontakte). Das Schaltprinzip einer Box ist, wie von Abb. 4.13 dargestellt:

- bei Modulen mit geringer Spannung, typischerweise c-Si Module* (oben): ein Modul oder zwei Module in Reihe, je nach Modulstrom.
- bei Modulen mit hoher Spannung, typischerweise Dünnschichtmodule (unten): bis zu fünf Module in Parallelschaltung, je nach Modulspannung.

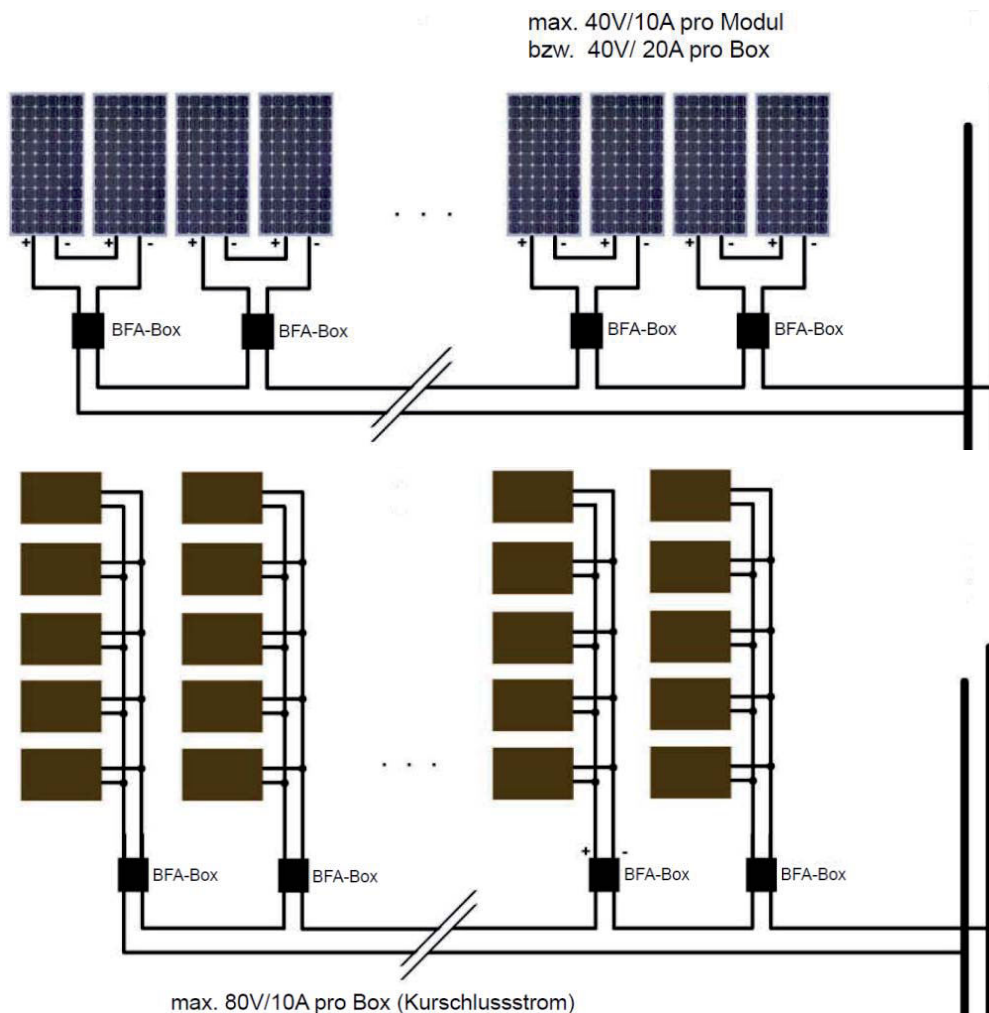


Abb. 4.13: Schaltprinzip der Schalteinrichtung des BFA Systems von SolteQ [63]

Schalteinrichtung	
maximale Schalteistung (DC)	800 W
maximale Eingangsspannung (V_{oc})	80 V
maximaler Eingangsstrom (I_{sc})	20 A
Eigenverbrauch	1 mA (Spannung je nach Modulspannung)
Betriebstemperaturbereich	-40 °C bis 85 °C
Schutzart	IP 65
Garantiedauer	5 Jahre
empfohlener Verkaufspreis (inkl. MwSt.)	30 €
Steuereinrichtung	
Eigenverbrauch	0,1 W
Betriebstemperaturbereich	-20 °C bis 85 °C
Schutzart	IP 44
Garantiedauer	5 Jahre
empfohlener Verkaufspreis (inkl. MwSt.)	249 €

Tab. 4.14: Datenblatt des BFA Systems von SolteQ [62], [63]

Der Preis einer Schalteinrichtung ist gering (37,5 €/kW_p), wenn die Box optimal benutzt wird (Modulleistung pro Box gleich 800 W_p). Doch die Topologie ist abhängig von den Moduleigenschaften, und der Preis pro W_p kann sich schnell verdoppeln, zum Beispiel wenn zwei Module mit einer Nennleistung von 200 W_p und MPP-Strom von 7 A benutzt werden. Der Preis der Steuereinrichtung ist hoch, doch je größer die Anlageleistung, desto kleiner wird der Aufwand pro W_p.

Das System ist fail-safe im Sinne der VDE-AR-E 2100-712, weil der Ausfall einer Komponente die automatische Abschaltung der Module bedingt. Die Schwäche des Systems besteht aus seine kurze Garantie. Sie beträgt nur 5 Jahre, was deutlich niedriger als die Lebensdauer der Restkomponenten ist.

Beispiel Einrichtung zum Kurzschließen an der Modulebene: MPS Protection Box von Esmolo

Die Firma Esmolo hat ein Kurzschlusselement entwickelt, das in die Anschlussdose von jedem Modul montiert wird. Im Sicherheitsmodus ist das Modul durch ein Relais kurzgeschlossen. Der Sicherheitsmodus wird entweder von einem Wärmesensor (Kurzschluss ab einer bestimmten Temperaturschwelle), oder von einem Steuerungsknopf aktiviert. Wenn ein Modul in den Sicherheitsmodus umschaltet, werden alle anderen Module der Anlage per Funksignal über den Störfall informiert und schalten auch in den Sicherheitsmodus um. Eine weitere Funktion des MPS Systems ist der Überspannungsschutz der Bypass Dioden im Blitzfall. Die technischen Eigenschaften sind in der Tabelle 4.15 dargestellt. Die Nennstrom und –spannung sind meiste Module angepasst. Der Eigenverbrauch ist zumutbar, der Schutz gegen Umwelteinflüsse ist ausreichend. Die Garantiedauer wurde leider nicht bekannt gegeben. Der Preis ist abhängig von der Modulleistung, weil eine Schalteinrichtung pro Modul benötigt wird. Angenommen eine Modulleistung von 200 W_p , liegt der Bruttopreis bei 71 bis 95 €/kW_p. Es gibt zurzeit keine weitere Information über diese Einrichtung.

max. Eingangsspannung	63 V
Nenneingangsstrom	9 A
Eigenverbrauch	< 0,1% Modulleistung
Überspannungsschutz	bis 920 V - 720 A
Betriebstemperaturbereich	-40 °C bis +85 °C
Schutzart	IP 65
Garantiedauer	-
Empfohlener Verkaufspreis (zzgl. MwSt.)	12 bis 16 €

Tab. 4.15: Datenblatt der MPS Protection Box [64], [65]

4.6 Kurzschließen von Strängen oder des gesamten Modulfeldes

Bei dieser Lösung muss eine Einrichtung am Strangende, Generatorende oder Gebäudeeintritt einen dauerhaften Kurzschluss unter vernachlässigbarer Impedanz sicherstellen (s. Abb. 4.16). Die Spannung über der Einrichtung und der dazu gehörigen Rückstromschutzdiode darf nicht größer als DC 120 V werden. Diese Einrichtung muss sich durch ein externes Freigabesignal ansteuern lassen [49]. Die Einrichtung kann ein Halbleiter ohne Trennfunktion sein, wenn die typischen Ausfallmechanismen einen Kurzschluss sicherstellen [49].

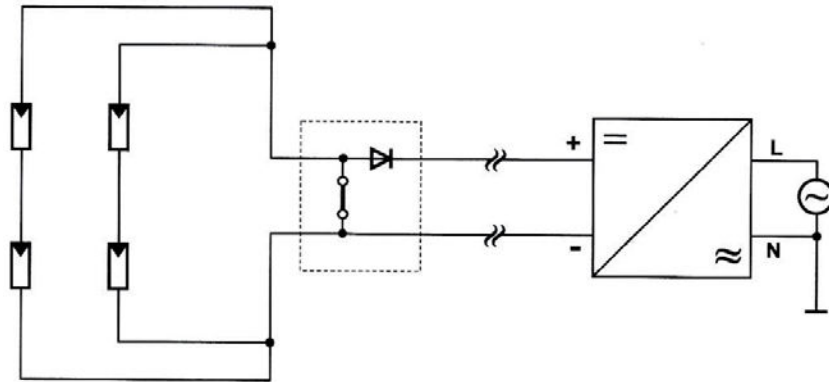


Abb. 4.16: Beispielhafte Ausführung einer Einrichtung zum Kurzschließen am Generatorende gemäß VDE-AR-E 2100-712 [49]

Beispiel Einrichtung zum Kurzschließen an der Strangebene: FWS-112 von VWL

Die Firma VWL Umweltzentrum für Haustechnik GmbH hat den „Feuerwehrscharter-112“ entwickelt. Diese Einrichtung besteht aus zwei Teilen. Das erste Teil (Schalteinrichtung) wird in einem Strang, oder in mehreren (solange max. Spannung und Strom nicht überschritten werden), dicht an dem Wechselrichter, montiert. Bei der Aktivierung der Schalteinrichtung wird der Strang mithilfe halbleiterbasierten Komponenten kurzgeschlossen. In der Schalteinrichtung ist eine Rückstromschutzdiode integriert. Das zweite Teil (Steuereinrichtung) besteht aus einem Taster und einer Spannungsanzeige. Die Steuereinrichtung hat auch ein Sensoreingang, sodass man sie auch mit z.B. einem Rauch- oder Wärmemelder verbinden kann, um eine automatische Umschaltung zum Sicherheitsmodus zu vermögen.

Die Abbildung 4.17 zeigt die Ausführung des FWS-112: die Kurzschlussbox hängt direkt neben dem Wechselrichter (zwei Schalteinrichtungen je Wechselrichter), und der Taster ist gut sichtbar auf der rechten Seite (er könnte auch bis 100 m weiter entfernt sein).



Abb. 4.17: beispielhafte Montage des FWS-112 (links) und Ansicht der Hauptkomponenten (rechts) [66]

Die Tabelle 4.18 enthält die technischen Daten des gesamten Systems (komplettes Datenblatt im Anhang IV). Die Schalteinrichtung kann die üblichen bei PV-Anlagen hohen Strangströme und -spannungen mit sehr geringen Verluste (kleiner als 0,1 % des Nennstroms) übertragen. Sie ist dank ihres hohen Schutzgrades gegen Nässe und Staub für die Außenmontage gut geeignet. Eine ihrer Schwächen ist, dass sie Temperaturen über 40 °C nicht toleriert (im Datenblatt steht „eine Montage in nicht isolierten Dachböden ist unzulässig“). Eine externe aktive Kühlung kann dann erforderlich werden.

Die Steuereinrichtung ist autark dank einer integrierten Solarzelle. Es besteht auch die Möglichkeit, den Taster durch ein Netzgerät zu versorgen, sodass er auch in dunklen Räumen funktioniert. Der Eigenverbrauch ist unbedeutend. Genauso wie bei der Schalteinrichtung reicht der Schutz gegen Wärme für eine manchmal heiße Umgebung nicht aus. Die Steuereinrichtung kann bis sechzehn Schalter antreiben, d.h., dass eine für Anlagen mit Leistungen bis ca. 100 kW_p theoretisch reicht (mit einem hypothetischen Modulfüllfaktor* von 75 %):

$$900 \text{ V} \times 10 \text{ A} \times 75 \% \times 16 = 108 \text{ kW}_p$$

Schalteinrichtung	
maximale Eingangsleistung im Kurzschlussmodus	8 W
maximale Eingangsspannung (V _{oc})	900 V
maximaler Eingangsstrom (I _{sc})	10 A
Eigenverbrauch	6 mA (Spannung je nach Strangspannung)
Betriebstemperaturbereich	-20 °C bis 40 °C
Schutzart	IP 65
Steuereinrichtung	
mögliche Anzahl der gesteuerten Schalteinrichtungen	1 bis 16
Eigenverbrauch	3 V bis 5 V bei max. 0,1 mA
Betriebstemperaturbereich	-20 °C bis 40 °C
Schutzart	IP 65
Angaben zum gesamten Grundset (eine Schalteinrichtung und eine Steuereinrichtung)	
Garantiedauer	10 Jahre
empfohlener Verkaufspreis (inkl. MwSt.)	528 €
	einzelne Kurzschlussbox zur Erweiterung : 298 €

Tab. 4.18: technische Daten des FWS-112 [66], [67]

Die Einkaufskosten sind, in dem optimalen Falle bei dem sechszehn Schalteinrichtungen jeweils für ca. 6 kW_p Module sorgen und von nur einer Steuereinrichtung angetrieben werden:

$$\frac{528 \text{ €} + 15 \times 298 \text{ €}}{16 \times 6 \text{ kW}_p} = 52,06 \text{ €} / \text{kW}_p$$

Doch können nicht alle Wechselrichter eine 900 V Spannung übertragen: z.B. beträgt bei dem SMC 4600A von SMA die maximale zulässige Eingangsspannung 600 V. Manchmal ist es interessant mehrere Taster zu haben, was auch zusätzliche Kosten bringt. Bei einer 23 kW_p Anlage mit fünf solchen Wechselrichtern, fünf FWS-112 Schalteinrichtungen und zwei Steuereinrichtungen können die Kosten wie folgt geschätzt werden:

$$\frac{2 \times 528 \text{ €} + 3 \times 298 \text{ €}}{23 \text{ kW}_p} = 84,78 \text{ €} / \text{kW}_p$$

Diese Lösung ist wirtschaftlich interessant bei mittleren oder großen Anlagen. Die Installationskosten sind wahrscheinlich gering, sowohl für neue Anlagen als auch für die Nachrüstung, weil die Geräte neben dem Wechselrichter in die Leitungen eingebaut werden. Der Trennschalter S_T bleibt erforderlich. Der größte Nachteil betrifft die Sicherheit: im Sicherheitsmodus (Kurzschluss) sind die Kabel nur spannungsfrei, solange sie nicht beschädigt werden; sollte das passieren, wäre eine gefährliche Spannung wieder vorhanden, wie von Abb. 4.19 dargestellt: im Störfall schließt der FWS 112 den Strang kurz und kein Teil der Anlage führt mehr Spannung, die integrierte Diode schützt vor Rückströmen. Wenn die Strangleitung aufwärts von der Schalteinrichtung (die dicht am Wechselrichter ist) defekt wird, wie bei Abb. 4.19 in rot gezeichnet, wird der Kurzschluss unwirksam und die Strangspannung tritt wieder auf.

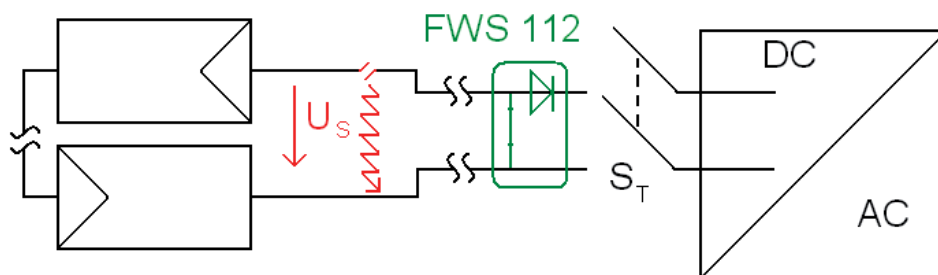


Abb. 4.19: Situation bei der Beschädigung einer Strangleitung (rot) bei einer mit dem FWS 112 (grün) ausgestatteten Anlage

4.7 Abschaltung einzelner Module

Bei dieser Lösung muss eine Einrichtung zum Abschalten in oder an der Anschlussdose eingebaut werden (s. Abb. 4.20). Diese Einrichtung muss eine dauerhafte Freischaltung am Modulausgang, Ausgang der Modulanschlussdose oder Ausgang einer zusätzlichen Dose sicherstellen. Diese Einrichtung kann ein Halbleiterschalter ohne Trennfunktion sein, wenn die typischen Ausfallmechanismen eine Abschaltung sicherstellen. Die Einrichtung muss sich von einem Freigabesignal ansteuern lassen [49]. Es ist bei der Zeit der Ausarbeitung dieser Studie keine Einrichtung bekannt, die diese Lösung anwendet.

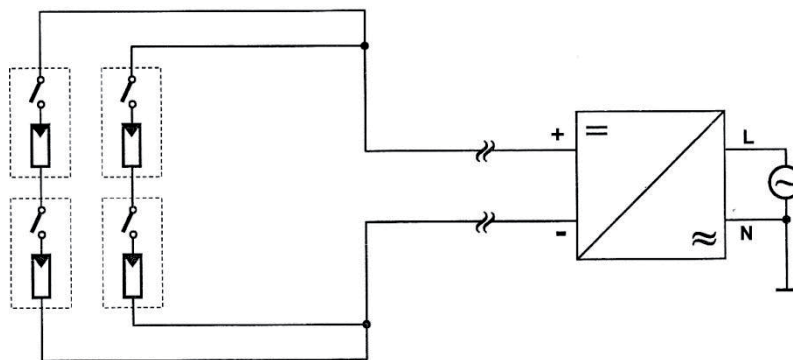


Abb. 4.20: Beispielhafte Ausführung einer Einrichtung zum Abschalten an der Modulebene gemäß VDE-AR-E 2100-712 [49]

4.8 Abschaltung von Strängen oder des gesamten Modulfeldes

Bei dieser Lösung muss eine Einrichtung zum Trennen am Strangende, Generatorende oder Gebäudeeintritt eine dauerhafte Freischaltung sicherstellen (s. Abb. 4.21). Diese Einrichtung muss sich von einem Freigabesignal ansteuern lassen. Ein DC-Lasttrennschalter nach DIN VDE 0100-712 ist nicht mehr gefordert [49].

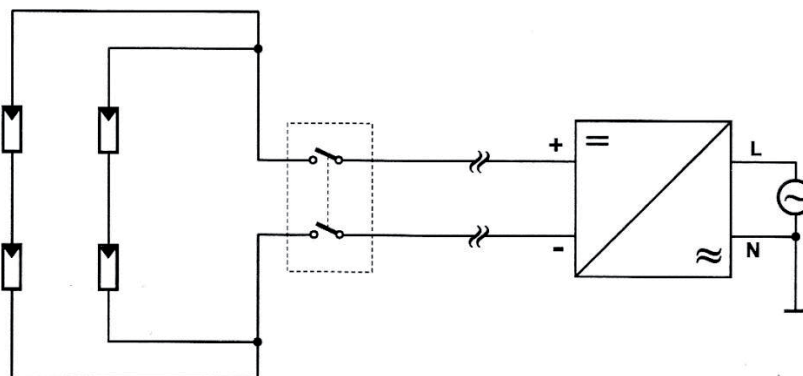


Abb. 4.21: Beispielhafte Ausführung einer Einrichtung zum Trennen am Generatorende gemäß VDE-AR-E 2100-712 [49]

Beispiel Einrichtung zum Abschalten an der Stranglebene: SOL30-Safety von Eaton

Die Firma Moeller, die jetzt eine Marke von Eaton ist, hat einen Lasttrennschalter für PV-Anlagen entwickelt. Das Gerät basiert auf Langzeiterfahrungen der beiden Firmen in dem Bereich der Elektrotechnik. Grundsätzlich ist der Schalter ein Unterspannungsauslöser: die AC-Netzspannung wird unaufhörlich gemessen. Wenn das Netz von außen getrennt wird, trennt der Schalter die Module automatisch von dem Wechselrichter. Es ist auch möglich, die Schalteinrichtung mit einem Handtaster, der einfach die Wechselstromversorgung vom Schalter abtrennt, zu steuern. Der Trennschalter wird in eine Strangleitung, nah am dem Modulfeld, eingebaut. Das Prinzip wird von Abb. 4.22 dargestellt. Die rot dargestellten DC-Kabel führen immer eine wahrscheinlich gefährliche Spannung. Die braunen DC-Kabel können dank des Trennschalters S_T spannungsfrei geschaltet werden. Die grün dargestellten Kabel führen Wechselstrom. Der Trennschalter S_T wird automatisch geöffnet:

- wenn das Gebäude vom Netz durch dem Netzanschlusstrennschalter S_N abgetrennt wird,
- oder wenn der Steuerschalter S_S geöffnet wird. Ein Steuerschalter kann mehrere Trennschalter steuern, und mehrere Steuerschalter können einen Trennschalter steuern, wenn sie in Reihe geschaltet werden.

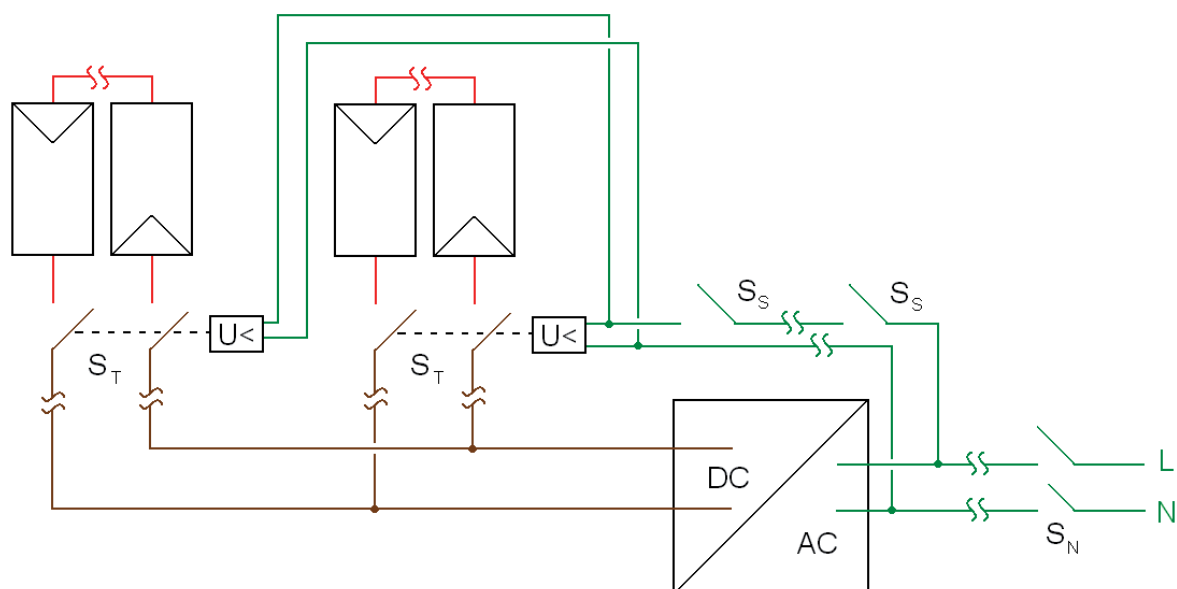


Abb. 4.22: Schalt- und Steuerungsprinzip des SOL30-Safety

Es wird mindestens eine Schalteinrichtung pro MPP-Tracker eingebaut, mit Einhaltung der maximalen zulässigen Strom und Spannung von 30 A bzw. 1000 V (s. Tab. 4.23). Der Eigenverbrauch der Schalteinrichtung ist besonders niedrig (0,01 % der zulässigen Leistung). Der Schutz gegen Umwelteinflüsse der Schalt- sowie der Steuereinrichtung reicht für die

üblichen Arbeitsbedingungen aus. Die maximale MPP Leistung der Module für eine Schalteinrichtung mit einem hypothetischen Modulfüllfaktor von 75 % ist:

$$1000 \text{ V} \times 30 \text{ A} \times 75 \% = 22,5 \text{ kW}_p$$

Schalteinrichtung	
maximale DC Spannung (V_{oc})	1000 V
maximaler DC Strom (I_{sc})	30 A
Eigenverbrauch	3 VA
Betriebstemperaturbereich	-25 °C bis 60 °C
Schutzart	IP 65
Garantiedauer	1500 Schaltspiele
empfohlener Verkaufspreis (zzgl. MwSt.)	268 bis 315 €
Steuereinrichtung	
Betriebstemperaturbereich	-25 °C bis 70 °C
Schutzart	IP 67
Garantiedauer	100.000 Schaltspiele
empfohlener Verkaufspreis (zzgl. MwSt.)	59 €

Tab. 4.23: technische Daten des SOL30-Safetys [68], [69]

Die Garantieart ist nicht gut geeignet für die Anwendung der Geräte. Es ist sehr unwahrscheinlich, dass der Schalter während der Lebensdauer der Anlage 1500 Mal schalten muss, doch muss es gewährleistet werden, dass er nach 25 oder mehr Jahren im Ruhezustand noch fähig ist, die Anlage schnell und dauerhaft in den Sicherheitsmodus zu schalten.

Die Einkaufspreise inklusive MwSt. können bei ca. 360 € für die Schalteinrichtung und 70 € für die Steuereinrichtung geschätzt werden. Die Einkaufskosten für einen Trennschalter und einen Handtaster im günstigsten Falle liegen bei 19,11 €/kW_p:

$$\frac{360 \text{ €} + 70 \text{ €}}{22,5 \text{ kW}_p} = 19,11 \text{ €/kW}_p$$

Da ein einzelner SOL30-Safety für eine potential hohe Leistung geeignet ist, ist er vorzugsweise bei Anlagen großer Leistung anzuwenden. In diesem Fall bringt er eine sehr günstige, einfach anwendbare Sicherheitslösung. Doch, weil er am Strangende gebaut wird, ist diese Lösung nur partiell: die Hauptleitung und der Wechselrichter können zwar spannungsfrei geschaltet werden, aber die Strangkabel führen immer gefährliche Spannungen.

Beispiel Einrichtung zum Abschalten an der Strangebene: PFA – Photovoltaik Feuerwehr Abschaltung von WeyPV

Das PFA System funktioniert grundsätzlich wie das SOL30-Safety System: ein Trennschalter wird in einem Strang eingebaut, so nah wie möglich an den Modulen. Dank eines Unterspannungsauslösers werden die Module vom Wechselrichter automatisch getrennt, wenn das Netz von außen getrennt wird, oder wenn ein Not-Aus Taster betätigt wird. Die technischen Eigenschaften werden in der Tabelle 4.24 dargestellt. Die zulässigen Spannung und Strom betragen 900 V bzw. 20 A. Die höchste Nennleistung bei einem hypothetischen Modulfüllfaktor ist 13,5 kW_p:

$$900 \text{ V} \times 20 \text{ A} \times 75 \% = 13,5 \text{ kW}_p$$

Schalteinrichtung	
maximale DC Spannung (V _{oc})	900 V
maximaler DC Strom (I _{sc})	20 A
Schutzart	IP 54
empfohlener Verkaufspreis (zzgl. MwSt.)	488 (1 Schalter) bis 1392 € (5 Schalter)
Steuereinrichtung	
empfohlener Verkaufspreis (zzgl. MwSt.)	68 bis 112 €

Tab. 4.24: Datenblatt des PFA Systems [70]

Die Einkaufspreise inklusive MwSt. können bei ca. 580 € für eine einzelne Schalteinrichtung bis 1656 € für einen Kasten mit fünf Stück geschätzt werden. Für die Steuereinrichtung schwanken die Preise zwischen 81 € und 133 €. Die Einkaufskosten für fünf Trennschalter und einen Handtaster im günstigsten Falle liegen im günstigsten Falle bei 25,73 €/kW_p:

$$\frac{1656 \text{ €} + 81 \text{ €}}{5 \times 13,5 \text{ kW}_p} = 25,73 \text{ €/kW}_p$$

Die Hauptkomponente besteht aus einem Überspannungsauslöser und ein bis fünf Trennschaltern. Mindestens ein Handtaster ist erforderlich. Zusätzlich zu diesem Grundset, bietet das System optionale Komponenten:

- Überspannungsschutz (in dem Hauptgehäuse; Zusatzkosten von 1,5 bis 2 Mal den Preis des Trennschalters),
- Zentraler Funkempfänger (284 € Netto), der erforderlich ist, wenn eine der vier folgenden Komponenten gewählt wird,
- Funkrauchmelder (99 € Netto),

- Schwimmerschalter für Hochwasserregionen mit Steuerungskasten (104 bzw. 205 € Netto),
- GSM-Meldebox um eine Warnung-SMS zu schicken im Abschaltungs-, Hochwasser-, oder Brandfall (599 € Netto),
- Unterbrechungsfreie Stromversorgung um die Aussendung des Warnsignals zu gewährleisten (582 € Netto).

Dank dieser Komponenten werden die Module vom Wechselrichter getrennt, wenn sich Rauch in dem Gebäude entwickelt oder wenn der Keller überschwemmt wird. Der Besitzer wird in diesem Fall von der GSM-Meldebox automatisch gewarnt.

4.9 Bewertung und Vergleich der verschiedenen Lösungen

Angesichts der vorigen Absätze, können ein paar Tendenzen hervorgehoben werden. Von den vier von dem Normentwurf VDE-AR-E-2100-712 vorgeschlagenen Einrichtungsarten, werden zwei von den Entwicklern besonders bevorzugt:

- Trennschalter am Strangende, die von Herstellern mit einer guten Erfahrung der klassischen Elektrotechnik entwickelt wurden. Diese Lösungen können als kleine, kostengünstige Anpassung an die Kernkompetenzen dieser Hersteller betrachtet werden. Zusätzlich zu den hier dargestellten Herstellern kann man auch ABB und Santon zitieren.
- Einrichtungen zum Kurzschließen der einzelnen Module. Diese Lösung wird von kleinen Start-ups bevorzugt. Diese Geräte sind weniger reif als die, die oben beschrieben sind, weil sie oft komplett neu konzipiert werden müssen. Mehrere solche Geräte sind derzeit in der Entwicklungsphase und sind noch nicht serienreif. Als Beispiel kann man die Einrichtung der Firma Newtos nennen.

Ein großer Unterschied ist auch, ob zusätzlich zu der Grundsicherheitseinrichtung, weitere Funktionen angeboten werden. Die Lösungen von SolteQ und WeyPV stellen dem Bauherrn mehrere Möglichkeiten (z. B. Fernwarnmeldung, Rauchmelder) zur Verfügung, die aber hohe Zusatzkosten mit sich bringen. In Gegenteil konzentrieren sich z.B. die Lösungen von Esmolo und Eaton nur auf die Sicherheitsfunktion ihrer Systeme. Wenn man in Abhängigkeit vom Preis entscheidet, wird wahrscheinlich eine Lösung, die nur die Minimalfunktion anbietet, bevorzugt.

Die Einrichtungen werden hier entsprechend folgender Kriterien bewertet:

- Verbesserung der Sicherheit
- Lebensdauer
- Energieverluste
- Einfache / modulare Anwendung
- Nachrüstbarkeit
- Preis / Kosten

Diese Kriterien werden in den Tabellen 4.30 und 4.31 zusammengefasst.

Sicherheit

Für die Sicherheit können Einrichtungen in zwei Kategorien eingeteilt werden:

- Lösungen an der Modulebene verbessern erheblich die Sicherheit, sowohl für die Feuerwehr als auch für Installateure: bei jedem Gerät, das hier präsentiert wurde, beträgt die Spannung in dem ungesicherten Teil eines Kabels keinen gefährlichen Wert. Diese Lösungsart sollte bevorzugt werden.
- Lösungen am Strangende können in Prinzip nur den Wechselrichter spannungsfreischnalten, wobei die Module und die noch unter Spannung stehen. Dies ist ein großer Nachteil gegenüber Lösungen an der Modulebene. Diese Lösungen sind zwar billiger für Anlagen mit großer Leistung, aber sie sind nur partielle Lösungen.

Es ist natürlich sehr wichtig zu gewährleisten, dass die Einrichtung beim Netzausfall oder Abschalten des Wechselrichters automatisch anspricht. Bei dem MPS System gibt es keine Angabe darüber. Bei dem FWS-112 System ist dies nur durch das Einfügen eines zusätzlichen Meldekontaktes zwischen der Steuereinrichtung und den Schalteinrichtungen möglich. Bei allen anderen hier dargestellten Lösungen ist es gewährleistet.

Lebensdauer

Die Lebensdauer der Einrichtungen muss der Lebensdauer der Module angemessen sein, insbesondere bei modulintegrierten Lösungen und Lösungen an der Modulebene, weil sie schwer nachrüstbar sind. Bei Lösungen an der Strangebene muss zumindest die Verfügbarkeit von einfach nachrüstbar Ersatzteile gewährleistet sein. Bei den MPS und PFA Systemen wurde keine Garantiedauer angegeben. Die BFA Box hat eine viel zu kurze Garantiedauer von nur 5 Jahren. Die Garantie des FWS-112 beträgt nur 10 Jahre, was weniger kritisch ist, weil diese Einrichtung einfach nachrüstbar ist. Doch muss man in diesem Fall mit

Zusatzkosten rechnen. Für den Sol-30 Schalter wird keine zeitliche Lebensdauer, sondern eine maximale Schaltspielanzahl angeführt. Diese Garantieart ist wenig geeignet für diese Anwendung, weil gewährleistet sein muss, dass die Einrichtung über die ganze Betriebsdauer der Anlage schaltfähig ist. Die besten Lösungen hinsichtlich der Lebensdauer sind der Modulwechselrichter (20 Jahre), und noch besser, der Leistungsoptimierer (25 Jahre).

Energieverluste

Energieverluste sind bei alle Geräten gering oder sogar unerheblich. Der Wirkungsgrad des Modulwechselrichters ist relativ niedriger (92 %) als bei einem Strangwechselrichter, aber dies wird dank der Optimierung des MPP-Trackings ausgeglichen. Ebenso bringt der Leistungsoptimierer unter schwierigen Bedingungen Ertragsgewinne im Vergleich zu einer Standardanlage.

Nachrüstbarkeit

Nachrüstbarkeit ist ein wichtiges Kriterium, weil es über 800.000 Dachanlagen in Deutschland gibt [3]. Wahrscheinlich werden diese Anlagen in Zukunft auch über eine passende Sicherheitseinrichtung verfügen. Lösungen an der Modulebene sind, wegen ihrer in einer Anlage erforderlichen hohen Anzahl, wenig nachrüstbar. Bei modulintegrierten Lösungen ist die Nachrüstung nicht möglich, außer wenn die Module getauscht werden. Lösungen am Strangende sind am besten geeignet, da sie in geringer Anzahl benötigt werden.

Einfache / modulare Anwendung

Es wird hier berücksichtigt, ob die Sicherheitseinrichtungen mit beliebigen anderen Komponenten, insbesondere Module und Wechselrichter, kompatibel ist. Der Modulwechselrichter und der Leistungsoptimierer tolerieren nur niedrige Eingangsspannungen (max. Modulleerlaufspannung 43 V bzw. 55 V). Deshalb sind viele Module, insbesondere Dünnschichtmodule, deren MPP-Spannung typischerweise bei ca. 50 bis 70 V liegt, unzulässig. Darüber hinaus kann der SolarEdge Optimierer nur mit Wechselrichtern desselben Herstellers arbeiten, sodass dessen Auswahl sehr begrenzt wird.

Ein anderer Aspekt ist das Tolerieren der Umweltbedingungen (Temperatur, Staub und Nässe) durch das System. Dies bedingt den Installationsort oder eventuell Zusatzkosten für den Schutz gegen Regen oder Überhitzung. Die Schalteinrichtung des FWS-112 Systems

erträgt keine Umgebungstemperatur über 40 °C, sodass sie für die Montage in nicht isolierte Dachböden oder Außenmontage unter direkter Sonneneinstrahlung nicht geeignet sind.

Kostenschätzung durch Simulation der Anwendung bei Musteranlagen

Es werden hier zwei hypothetische Anlagen betrachtet, in denen die verschiedenen Geräte angewendet werden können:

- eine 5 kW_p Anlage bei einem Einfamilienhaus mit c-Si Module,
- eine 100 kW_p Anlage auf einer Lagerhalle mit Dünnschichtmodule.

Es wird davon ausgegangen, dass jede Anlage so ausgestattet ist, wie in der Tabelle 4.25 dargestellt (typischerweise eingesetzte Produkte bei Yandalux-Anlagen dieser Größenordnung). Darüber hinaus verfügen beide Anlagen über alle gesetzlich vorgeschriebenen Schutz- und Sicherheitselemente (s. Abb. 3.5, Kap. 3.3). Der Aufbau und die Schaltung weisen keine Mängel auf. Die Kosten der Basiskomponenten werden hier nicht betrachtet, sondern nur die Zusatzkosten, die der Einsatz der Sicherheitslösungen mit sich bringt.



	Anlage 1: 5 kWp	Anlage 2: 100 kWp
Module	Websol W 2300 Series	First Solar FS 380
P_{mpp}	250 W	80 W
V_{oc}	37,7 V	61,7 V
V_{mpp}	30,5 V	50,7 V
I_{sc}	8,68 A	1,76 A
I_{mpp}	8,2 A	1,58 A
Wechselrichter	SMA Sunny Mini Central 4600 A	SMA Sunny Tripower 17000TL
max. DC Leistung	5250 W	17410 W
AC Nennleistung	4600 W	17000 W
max. DC Spannung	600 V	1000 V
MPP Spannungsbereich	246 bis 480 V	400 bis 800 V
max. DC Strom pro MPP Tracker	26 A	33 A
Topologie		
Anzahl der Module	20	1248
Anzahl der Wechselrichter	1	6
Schaltung je Wechselrichter	2 Stränge à 10 Module	15 + 1 Stränge à 13 Module
Strangnennspannung	305 V	659,1 V
Strangleerlaufspannung bei - 10 °C	421,9 V	858,3 V

Tab. 4.25: Haupteigenschaften der zwei Musteranlagen

Die Kompatibilität der Einrichtungen wird in den Tabellen 4.26 und 4.27 geprüft. Bei der Anlage 1 sind alle Lösungen, die an der Modulebene ansetzen gut geeignet. Die BFA Box kann zwei Module in Reihenschaltung betreiben, sie steht dann, bei optimalen Bedingungen, unter einem Strom von 8,2 A und einer Spannung von 61 V. Bei der Anlage 2 sind der SMI-S240W und der OP 250-LV wegen der hohen Modulspannung unzulässig. Die BFA Box kann bis zu fünf Module in Parallelschaltung betreiben, der Strom beträgt dann 7,9 A und die Spannung 50,7 V. Für den Fall der Anlage 2 gibt es in jedem Strang eine Box mit fünf Modulen und zwei mit vier Modulen, um die Anzahl von 13 Modulen pro Strang einzuhalten. Bei der MPS Box liegt die Modulleerlaufspannung knapp unter dem maximal zulässigen Wert.

Art der Einrichtung	Modulwechselrichter	Leistungsoptimierer	Kurzschließen an der Modulebene	
Name	SMI-S240W-60-DE	OP 250-LV	BFA	MPS
Hersteller	Enecsys	SolarEdge	SolteQ	Esmolo
$P_{\text{nenn DC}}$	240 W	250 W	800 W	-
MPP-T Bereich	21 bis 35 V	5 bis 55 V	-	-
$V_{\text{max DC}}$	43 V	55 V	80 V bei 10 A 40 V bei 20 A	63 V
$I_{\text{max DC}}$	12 A	10 A	20 A bei 40 V 10 A bei 80 V	9 A
Topologie bei der Anlage 1				
Anzahl Module pro Einrichtung	1	1	2 (Reihenschaltung)	1
Anzahl Einrichtungen pro Strang	-	10	5	10
Anzahl Einrichtungen in der Anlage	20	20	10	20
Topologie bei der Anlage 2				
Anzahl Module pro Einrichtung	-	-	4 oder 5 (Parallelschaltung)	1
Anzahl Einrichtungen pro Strang	-	-	3	13
Anzahl Einrichtungen in der Anlage	-	-	288	1248

Tab. 4.26: Auslegung der Einrichtungen an der Modulebene bei den Musteranlagen

Für die Anlage 1 sind die Lösungen an der Strangebene überdimensioniert, insbesondere, weil die Strangspannung viel geringer ist, als die zulässige Spannung dieser Einrichtungen. Der FWS-112 Schalter kann den Kurzschlussstrom von zwei parallelgeschalteten Strängen nicht übertragen, sodass bei der Anlage 1 zwei Stück benötigt werden. Solche Lösungen sind für Anlagen der Art „Anlage 2“, mit niedrigen Strangströmen und hohen Strangspannungen, gut geeignet. Ein Nachteil bei der Benutzung des 17000TL Wechselrichters ist das Leistungsungleichgewicht zwischen den zwei MPP-Tracker. Um Ertragsverluste zu vermeiden wird empfohlen, eine Schalteinrichtung pro MPP-Tracker zu benutzen. Dies erfordert, dass ein Schalter für einen einzigen Strang eingesetzt wird, wobei er viel mehr Stränge betreiben kann.

Ein extremes Beispiel ist der SOL-30 Schalter, deren Anzahl in der Anlage 2 halbiert werden könnte, wenn der Wechselrichter nur einen MPP-Tracker hätte.

Art der Einrichtung	Kurzschließen an der Strangebene	Abschalten an der Strangebene	
Name	FWS-112	SOL30-Safety	PFA
Hersteller	VWL	Eaton	WeyPV
V_{\max} DC	900 V	1000 V	900 V
I_{\max} DC	16 A	30 A	20 A
Topologie bei der Anlage 1			
Anzahl Module pro Einrichtung	10	20	20
Anzahl Stränge pro Einrichtung	1	2	2
Anzahl Einrichtungen in der Anlage	2	1	1
Topologie bei der Anlage 2			
Anzahl Module pro Einrichtung	65 (MPP-T 1) 13 (MPP-T 2)	195 (MPP-T 1) 13 (MPP-T 2)	91 oder 104 (MPP-T 1) 13 (MPP-T 2)
Anzahl Stränge pro Einrichtung	5 (MPP-T 1) 1 (MPP-T 2)	15 (MPP-T 1) 1 (MPP-T 2)	7 oder 8 (MPP-T 1) 1 (MPP-T 2)
Anzahl Einrichtungen in der Anlage	24	12	18

Tab. 4.27: Auslegung der Einrichtungen an der Strangebene bei den Musteranlagen

Die Kosten der Einrichtungen werden in den folgenden Tabellen 4.28 und 4.29 geschätzt. Die Preise pro Einheit basieren auf Herstellerangaben. Um einen konsequenten Vergleich zu gewährleisten, sind alle Preise inklusive Mehrwertsteuer. Bei Einrichtungen, deren Preis nur netto gegeben wurde, wird ein Satz von 19 % hinzugefügt. War nur eine Preisschere angegeben, wird der Mittelwert berücksichtigt. Der Preis für die ganze Anlage schließt ggf. eine Steuereinrichtung ein. Die Installationszeiten und –kosten basieren auf den Erfahrungen der Firma Yandalux. Bei dem Modulwechselrichter SMI-S240W-60-DE und dem Leistungsoptimierer OP 250-LV wird eine Ertragserhöhung von 5 % angenommen. Hersteller werben mit einer Erhöhung von bis zu 20 % [52], aber es muss berücksichtigt werden, dass dies nicht bei jeder Anlage der Fall ist. Der Gewinn basiert auf eine 24,43 ct/kWh Einspeisevergütung [71]. Der Jahresertrag wird bei 850 kWh/kW_p, typisch für Norddeutschland, angenommen. Mit der Annahme, dass die Anlage 20 Jahre lang diese

Energie erzeugt, liegt der Mehrertrag gegenüber einer Anlage mit Strangwechselrichter bei 1038,30 €:

$$5 \text{ kW}_p \times 850 \text{ kWh}/(\text{kW}_p \cdot \text{Jahr}) \times 5 \% \times 0,2443 \text{ €/kWh} \times 20 \text{ Jahre} = 1038,30 \text{ €}$$

Bei dem OP 250-LV ist ein SolarEdge Wechselrichter, z. B. der SE5000, erforderlich. Der Preis dieses Wechselrichter entspricht den sonstigen Kosten (1162,03 €). Die sonstigen Einsparungen (1414,56 €) entsprechen dem Preis des SMC 4600A Wechselrichters.

Die Anwendung des PFA Systems ist etwas teurer als die Standardanlage. Der Leistungsoptimierer liegt im gleichen Preisbereich. Dieses günstige Ergebnis wird dadurch erklärt, dass der Mehrertrag die Kosten fast aufwiegt. Bei dem Modulwechselrichter ist der Mehrertrag wirtschaftlich genauso interessant, doch die Ersteinlage ist viel höher. Deshalb ist diese Lösung bedeutend teurer als die Standardanlage. Die anderen Lösungen weisen keinen Ausgleich der Zusatzkosten auf. Sie sind deswegen nicht wirtschaftlich interessant, sondern nur aus der Sicht der Sicherheit. Darüber hinaus sind die Lösungen an der Strangebene für diese Anlage kleiner Leistung überdimensioniert. Lösungen, die eine teure Steuereinrichtung benötigen, sowie die BFA und FWS-112 Systeme, sind besonders aufwendig.

	SMI-S240W-60-DE	OP 250-LV	BFA	MPS	FWS-112	SOL30-Safety	PFA
Preis pro Einheit (€ ; inkl. MwSt.)	169	64,26	30,00	15	528	357	119
Anzahl Stück in der Anlage	20	20	10	20	2	1	1
Preis für die ganze Anlage (€)	3380	1285,20	549	300	826	427,20	204,70
geschätzte Installationszeit (min. / Stck.)	10	10	10	0	30	30	30
Installationskosten à 80 € / Std.	266,70	266,70	133,34	0,00	80,00	40,00	40,00
Sonstige Kosten (€)	-	1162,03	-	-	-	-	-
Gewinn (€)	1038,30	1038,30	-	-	-	-	-
Sonstige Einsparungen (€)	1414,56	1414,56	-	-	-	-	-
Netto Kosten (€)	2608,37	261,04	682,34	300,00	906,00	467,20	244,70
Netto Kosten (€ / kWp)	521,67	52,21	136,47	60,00	181,20	93,44	48,94

Tab. 4.28: Kostenschätzung bei der Musteranlage 1

Bei der Anlage 2 (s. Tab. 4.29) sind die SMI-S240W und OP 250-LV Systeme unzulässig. Der Preis für die ganze Anlage schließt bei den PFA, SOL30-Safety und BFA Systeme eine Steuereinrichtung, und zwei bei dem FWS-112 System, ein. Das MPS System ist besonders teuer, weil eine Schalteinrichtung pro Modul benötigt wird. Der gleiche Nachteil tritt in geringerem Maße bei dem BFA System auch auf. Bei dieser Anlage sind die SOL30-Safety und PFA Systeme am wirtschaftlichsten.

	BFA	MPS	FWS-112	SOL30-Safety	PFA
Preis pro Einheit (inkl. MwSt.)	30,00	15	528	357	119
Stückanzahl in der Anlage	288	1248	24	12	18
Preis für die ganze Anlage	8889,00	18720,00	7612,00	3670,20	2242,00
geschätzte Installationszeit (min. / Stck.)	10	0	30	30	30
Installationskosten à 80 € / Std.	3840,00	0,00	960,00	480,00	720,00
Netto Kosten (€)	12729,00	18720,00	8572,00	4150,20	2962,00
Netto Kosten (€ / kWp)	127,29	187,20	85,72	41,50	29,62

Tab. 4.29: Kostenschätzung bei der Musteranlage 2

Zusammenfassung der Kriterien und Entscheidungsmatrize

Die Tabellen 4.30 und 4.31 fassen die oben genannten Kriterien zusammen. Die Farben beschreiben inwiefern jedes System diese Kriterien erfüllt:

- grün: gut,
- gelb: bedingt ausreichend,
- rot: unbefriedigend.

	Ort des Abschaltens	Abschalten automatisch?	Garantiedauer	Energieverluste oder -gewinn
Enecsys SMI-S240W	Modulebene	ja	20 Jahre	Gewinn bzw. sehr geringe Verluste
SolarEdge OP 250-LV	Modulebene	ja	25 Jahre	Gewinn bzw. sehr geringe Verluste
Esmolo MPS	Modul	keine Angabe	keine Angabe	sehr geringe Verluste
SolteQ BFA	Modulebene	ja	5 Jahre	sehr geringe Verluste
VWL FWS 112	Strang (Wechselrichterseite)	möglich durch Einfügen eines Meldekontaktes	10 Jahre	sehr geringe Verluste
Eaton SOL-30	Strang (Modulseite)	ja	1500 Schaltspiele	sehr geringe Verluste
WeyPV PFA	Strang (Modulseite)	ja	keine Angabe	sehr geringe Verluste

Tab. 4.30: Bewertung der Eignung der Systeme nach verschiedenen Kriterien

	Nachrüstbarkeit	Einfache / modulare Anwendung	Preis und Kosten	
			kleine Anlage	große Anlage
Enecsys SMI-S240W	zeitaufwendig	begrenzter Spannungsbereich	hoch	nicht anwendbar
SolarEdge OP 250-LV	zeitaufwendig	begrenzter Spannungsbereich / nur mit SolarEdge Wechselrichter	niedrig bzw. Gewinn	nicht anwendbar
Esmolo MPS	unmöglich	ja	hoch	hoch
SolteQ BFA	zeitaufwendig	ja	hoch	hoch
VWL FWS 112	einfach	max. Umgebungstemperatur: 40 °C	hoch	zumutbar
Eaton SOL-30	einfach	ja	zumutbar	niedrig
WeyPV PFA	einfach	ja	niedrig	niedrig

Tab. 4.31: Bewertung der Eignung der Systeme nach verschiedenen Kriterien (Folge)

Bei der Wahl eines Systems, wird zuerst entschieden, wie wichtig die Kriterien im Vergleich zueinander sind. Dies wird Mithilfe der Paarvergleichsmethode erreicht. In dieser Methode wird jedes Kriterium mit einem Buchstaben verknüpft. Es wird dann jeweils entschieden, ob ein Kriterium wichtiger als ein andere ist. Der Buchstabe, der mit dem wichtigsten Kriterium verknüpft ist wird in die zugehörige Zelle eingegeben. Wenn die Tabelle komplett ist, wird die Anzahl von jedem Buchstabe in Prozent des Ganzen umgerechnet. Dieser Prozentsatz entspricht der Wichtigkeit eines Kriteriums im Vergleich zu den anderen. Die Entscheidung, dass ein Kriterium wichtiger als ein anderes ist, hängt von den Bedürfnissen der betroffenen Firma und von dem Zusammenhang ab.

Die Tabelle 4.32 zeigt den Paarvergleich der oben dargestellten Sicherheitssysteme. Die Kriterien A und B beziehen sich auf die Sicherheitsverbesserung, die die Existenzberechtigung der Systeme ist. Deshalb haben sie das größte Gewicht. Die Preise und Kosten sind in dritter Stelle, weil die Konkurrenz in der Photovoltaikbranche sehr stark ist, und die Kosteneinsparung deshalb eine große Rolle spielt. Die Garantiedauer ist auch wichtig, weil sie die Zuverlässigkeit der Systeme beeinflusst. Darüber hinaus würde die Auswechslung eines Teils Zusatzkosten hervorrufen. Dagegen sind die Energieverluste weniger wichtig, weil es festgestellt wurde, dass sie bei allen Systemen unerheblich sind. Die Nachrüstbarkeit ist für Planungsbüros und Installateure auch nicht kritisch, solange nicht beschlossen wurde, ob bestehende Anlagen nachgerüstet werden müssen, und wer dafür zuständig ist. Die in der Zeile „Bewertung“ gegebenen Zahlen wurden gerundet, um eine ganzzahlige Gewichtung zu bekommen. Als Beispiel Spalte G:

$$\frac{4 \times 100}{6 + 5 + 3 + 1 + 0 + 2 + 4} \cong 19 \%$$

		A	B	C	D	E	F	G
A	Ort des Abschaltens							
B	Abschalten automatisch	A						
C	Garantiedauer	A	B					
D	Energieverluste oder -gewinn	A	B	C				
E	Nachrüstbarkeit	A	B	C	D			
F	Einfache / modulare Anwendung	A	B	C	F	F		
G	Preis und Kosten	A	B	G	G	G	G	
	Anzahl	6	5	3	1	0	2	4
	Bewertung [%]	28	24	14	5	1	9	19

Tab. 4.32: Paarvergleich der Kriterien für die Wahl eines Sicherheitssystems

Unter diesen Kriterien wird die Leistung jedes Systems bewertet, um eine Endnote zu erreichen. In einem ersten Schritt werden 0, 1 oder 2 Punkte vergeben (rote, gelbe oder grüne Zellen), je nachdem wie gut das System das Kriterium erfüllt. Diese Punkte werden dann mit der dazugehörigen Gewichtung multipliziert. Diese gewichteten Punkte werden summiert um die Endnote zu erzeugen. Diese Note wird in der Tabelle 4.33 dargestellt. Bei der Zeile „Preis und Kosten“, ist die Gewichtung zweigeteilt, um die Größe der Anlage zu berücksichtigen.

	Enecsys SMI-S240W	SolarEdge OP 250-LV	Esmolo MPS	SolteQ BFA	VWL FWS 112	Eaton SOL-30	WeyPV PFA	
Ort des Abschaltens	56	56	56	56	0	28	28	
Abschalten automatisch	48	48	0	48	24	48	48	
Garantiedauer	28	28	0	0	14	0	0	
Energieverluste oder -gewinn	10	10	10	10	10	10	10	
Nachrüstbarkeit	1	1	0	1	2	2	2	
einfache / modulare Anwendung	0	0	18	18	9	18	18	
Preis und Kosten	kleine Anlage	0	19	0	0	0	9,5	19
	große Anlage	0	0	0	0	9,5	19	19
Summe	143	162	84	133	68,5	134,5	144	

Tab. 4.33: gewichtete Note der Sicherheitssysteme

Eine optimale Lösung sollte:

- in der Anschlussdose integriert sein oder direkt an jedem Modul montiert werden, damit keine gefährliche Spannung bei ausgelöster Sicherheitseinrichtung auftreten kann,
- den Wegfall des Netzes oder der Last erkennen und automatisch in den Sicherheitsmodus schalten,
- sich von einem Taster oder ähnlichem steuern lassen,
- eine Garantiedauer mindestens gleich der Lebensdauer des Moduls haben (min. 25 Jahre),
- robust sein, insbesondere bei der Temperaturtoleranz (min. 80 °C),
- geringe Verluste (max. 0,1 % der Modulleistung) aufweisen,
- mit allen bestehenden Modulen und Wechselrichtern kompatibel sein,
- einen maximalen Preis von 50 €/kW_p aufweisen.

Angesichts der Kriterien und der Eigenschaften der dargestellten Geräte gibt es keine befriedigende Lösung. Der Leistungsoptimierer hat am meisten Punkte, doch die Kosten können enorm ansteigen, wenn kein Mehrertrag auftritt (bis ca. 260 €/kW_p). Darüber hinaus ist die Wechselrichter- und Modulauswahl sehr begrenzt.

Geräte, die beim Wegfall der Last nicht automatisch ansprechen, oder bei denen, Kabel auch im Sicherheitsmodus gefährliche Spannungen führen können, müssen ausgeschlossen werden. Diese Einrichtungen erfüllen ihre Hauptfunktion – die Vermeidung einer elektrischen Gefährdung für die Feuerwehr im Brandfall – nicht komplett.

Alle Lösungen an der Modulebene sind zurzeit zu aufwendig, wegen der hohen Anzahl in einer Anlage. In der Zukunft werden wahrscheinlich neue anschlussdosenintegrierte Sicherheitseinrichtungen auf den Markt gebracht. Diese Lösungen werden wahrscheinlich billiger als die hier dargestellten Lösungen.

5. Zusammenfassung

Gefahren im Brandfall eines Gebäudes mit PV-Anlage und Einfluss der Anlage auf den Brand

In dieser Arbeit wurde untersucht, ob PV-Anlagen auf oder an einem Gebäude Brandursache für dieses Gebäude sein können. Statistisch betrachtet ist dies sehr selten, aber nicht unmöglich. Mängel in der Herstellung eines Moduls können zu Hot Spots führen. Nicht fachgerechte Montage, insbesondere ungeeignete Verkabelung und ungenügender Blitzschutz, kann Ursache für Lichtbögen sein. Hot Spots und Lichtbögen führen oft selbst zu Bränden. Die Brennbarkeit des Modulfeldes wurde auch untersucht. Module selbst haben eine geringe Brennbarkeit. Doch Materialien der NebenkompONENTEN und der Bedachung, sowie Kunststoffdichtung, Holzteile des Dachgebälkes oder Dachpappe, können die Brandausbreitung fördern.

Viel wichtiger ist, welche Gefahren – insbesondere für Rettungskräfte – im Brandfall eines Gebäudes mit PV-Anlage auftreten. Das Herabfallen von Glasscherben und – manchmal brennenden – Teilen ist möglich. Das Freisetzen von giftigen Gasen, insbesondere cadmiumhaltigen Gasen, wird von der Feuerwehr befürchtet, ist aber anscheinend sehr unwahrscheinlich.

Eine weitere Gefahr ist das Stromschlagrisiko. Ein Stromschlag wird unter anderem dadurch ermöglicht, dass die Feuerwehrleute nicht davon ausgehen, dass Teile im Gebäude noch unter Spannung stehen: vor dem Lösch- und Rettungseinsatz lässt die Feuerwehr die Wechselstromversorgung ausschalten. Doch PV-Module werden dadurch nicht daran gehindert, Strom zu erzeugen. Daraus folgt, dass Kabel im Gebäude hohe Spannungen (bis 1000 V DC) führen können. Wenn Feuerwehrleute nicht wissen, dass eine PV-Anlage am Einsatzort vorhanden, wird der Einsatz ohne besondere Vorkehrungen durchgeführt, was zu einem Stromschlag führen kann.

Sicherheitsregeln für Gebäude mit PV-Anlagen

Baumaterialien müssen Kriterien ihr Brandverhalten betreffend [39], [41], [43] erfüllen. Diese Kriterien beziehen sich einerseits auf die Brennbarkeit, die Rauchentwicklung und das brennende Abtropfen im Brandfall, sowie andererseits auf die Fähigkeit der Bauteile ihre Funktion im Brandfall weiter zu gewährleisten und die Ausbreitung von Wärme, Rauch und

Flammen zu verhindern., PV-Module müssen auch Sicherheitskriterien erfüllen [37], [40], um keinen Brand auslösen zu können. Eine Schwierigkeit ist die Anzahl der anwendbaren Regeln, sowohl für Gebäude als auch für PV-Module: mehrere Normen sind gleichzeitig für dieselbe Problematik gültig. Eine eindeutige EU-Gesetzgebung, die sich mit jedem Aspekt des Problems befassen würde, wäre ein großer Vorteil und würde Mängel wahrscheinlich deutlich reduzieren.

Für die Sicherheit der Feuerwehrleute und der Installateure, müssen PV-Anlagen elektrische Sicherheitsregeln einhalten. Insbesondere muss der Wechselrichter den Netzausfall erkennen und automatisch von der DC-Seite getrennt werden. Eine doppelte oder verstärkte Isolierung ist erforderlich. Hauptschutzeinrichtungen sind Trennschalter beiderseits des Wechselrichters (DC und AC), ein AC Fehlerstromschutzschalter, ein AC Transformator und eine AC-Überstromschutzeinrichtung. Außerdem sollte ein Dachmodulfeld so angeordnet werden, dass ein sicherer Zugang zum Dach der Feuerwehr gewährleistet ist.

Beim Einsatz im Bereich elektrischer Anlagen müssen Feuerwehrleute besondere Sicherheitsregeln einhalten:

- Beim Löschen beträgt der Mindestabstand bei Annäherung an Teile, die unter Niederspannung stehen, 1 m bei Sprühstrahl und von 5 m bei Vollstrahl.
- Der Einstieg in überflutete Bereiche, die Berührung von herabgefallenen Leitungen und das unsachgemäße Trennen von unter Spannung stehenden Kabeln sind lebensgefährlich.

Lösungen zur Minimierung des Stromschlagrisikos

Die erste Maßnahme, um die Sicherheit der Feuerwehr beim Einsatz an Gebäude mit PV-Anlagen zu verbessern, ist die Schulung der Feuerwehr. Diese Problematik ist relativ neu und viele Feuerwehrleute wissen nicht, wie sie sich in diesem Fall verhalten müssen. Der Bauherr oder der Bauleiter sollten auch die Feuerwehr über die Anwesenheit der Anlage informieren. Ein Hinweisschild und ein Plan der Anlage mit der Position der Module und der Lage der DC-Kabel sollten an einer sichtbaren Stelle des Gebäudes gebracht werden.

Bauliche Maßnahmen, sowie Unterputzverlegung, Außenführung oder elektrische Abschirmung der Kabel können übernommen werden. Unter bestimmten Bedingungen (geringe Anlageleistung), kann eine Kleinspannungsauslegung (Spannung kleiner 120 V DC) auch sehr effektiv sein.

Die Photovoltaikbranche ist derzeit auf der Suche nach Einrichtungen, die dieses Sicherheitsproblem lösen können. Diese Einrichtungen können die DC-Leitungen an der Modul- oder Strangebene aus- oder kurzschließen. Sie können zusätzliche Funktionen anbieten (z.B. Ertragsoptimierung, Lichtbogenerkennung). Ein marktfähiges Gerätepanel (s. Tab. 5.1 für die Hauptkenndaten) wurde unter den Kriterien:

- Verbesserung der Sicherheit,
- Garantie,
- Energieverluste,
- Einfache / modulare Anwendung,
- Nachrüstbarkeit,
- Preis / Kosten,

untersucht.

Es wurde kein optimales System gefunden. Der Grund dafür ist, dass entweder der Preis zu hoch ist, die Sicherheitsverbesserung nicht befriedigend ist, oder die Garantiedauer zu kurz ist. Generell ist diese Karenz an passenden Sicherheitseinrichtungen dadurch erklärbar, dass das zu lösende Problem neu ist, und dass kein vorbestehendes System direkt anwendbar ist. Da in Zukunft bestehende Anlagen wahrscheinlich nachgerüstet werden müssen, und viele neue Anlagen gebaut werden, ist der Markt sehr interessant. Deshalb werden wahrscheinlich bald durchaus passende Lösungen entwickelt.

Gerät	Hersteller	Funktion	Montagestelle	max. Eingangsdaten			Preis		Garantie
				Spannung	Strom	Leistung	Aktivteil	Steuerteil	
SMI-S240W	Enecsys	Modul- wechsler	direkt nach der Anschlussdose	43 V	-	240 W	169 €	-	20 Jahre
OP 250-LV	SolarEdge	Leistungs- optimierer	direkt nach der Anschlussdose	55 V	-	250 W	64 €	-	25 Jahre
BFA	SolteQ	Kurzschluss- schalter	direkt nach der Anschlussdose	80 V	20 A	800 W	30 €	249 €	5 Jahre
MPS	Esmolo	Kurzschluss- schalter	in der Anschlussdose	63 V	9 A	-	15 €	-	-
FWS 112	VWL	Kurzschluss- schalter	im Strang, direkt vor dem Wechselrichter	900 V	10 A	-	298 €	230 €	10 Jahre
SOL-30 Safety	Eaton	Trennschalter	im Strang, direkt nach dem Modulfeld	1000 V	30 A	-	357 €	70,20 €	1500 Schaltspiele
PFA	WeyPV	Trennschalter	im Strang, direkt nach dem Modulfeld	900 V	20 A	-	119 €	85,70 €	-

Tab. 5.1: Haupteigenschaften der untersuchten Einrichtungen

Anhänge

I. Glossar

S. 6: GW_p (Giga-Watt-peak): die Einheit W_p (Watt-peak) entspricht der Leistung, die PV-Module erreichen können, wenn sie unter STC stehen. Ein GW_p ist gleich eine Milliarde W_p .

S. 6: EPIA: European Photovoltaic Industry Association (europäischer Verband der Photovoltaikindustrie): der EPIA ist der weltgrößte PV-Verband. Seine Aufgabe ist, Photovoltaik auf nationaler, europäischer und weltweiter Ebene zu fördern und seinen Mitgliedern bei der Geschäftsentwicklung in der EU und auf Exportmärkten zu helfen.

S. 6: National Renewable Energy Action Plans: diese Pläne beschreiben, wie jeder EU-Mitgliedstaat beabsichtigt, sein verbindliches Ziel, bis 2020 einen bestimmten Anteil erneuerbarer Energien an seinem Endenergieverbrauch zu erreichen.

S. 15: CSTB: centre scientifique et technique du bâtiment (französisches wissenschaftliches und technisches Zentrum des Gebäudes): dieses unabhängiges Zentrum hat vier Aufträge: die Begutachtung und die Bewertung von Gebäuden und die Veröffentlichung von Fachkenntnissen sowie Forschung über Gebäude.

S. 15: INERIS: institut national de l'environnement industriel et des risques (französische nationales Institut für Arbeitssicherheit in gewerblichen Betrieben). Seine Aufgabe ist die Bewertung und die Verhütung von Risiken für Menschen durch industrielle und chemische Betriebe.

S. 16: EVA (Ethylenvinylacetat) ist ein Copolymer (Kunststoff), das in der Herstellung von kristallinem Silizium Module oft verwendet wird. Die Solarzellen werden zwischen zwei Schichten EVA hermetisch eingekapselt, wodurch sie befestigt und geschützt werden.

S. 17: SEI: Schwelle der irreversiblen Wirkungen (Frankreich).

ERPG-2: emergency response planning guidelines (USA).

AEGL-2: acute exposure guideline levels (USA/Deutschland).

Diese drei Orientierungswerte geben die Schadstoffkonzentration an, bei der, nach einer bestimmten Expositionsdauer, die Körperschäden nicht komplett verschwinden. Die Mengen und Zeitspannen können je nach dem Land unterschiedlich sein.

S. 30: STC (standard test conditions): Standard Test Bedingungen. Sie werden für alle Module bei Zertifizierungstesten angewendet, damit ihre Eigenschaften vergleichbar sind. Diese Bedingungen sind:

- Einstrahlung: 1000 W/m²
- Umgebungstemperatur: 25 °C
- Air Mass wie AM 1.5.

S. 30: Silizium Solarzelle aus kristallinem Silizium (kurz: c-Si): hochreines Silizium ist das Basismaterial dieser Solarzellen. Der Herstellungsprozess einer Zelle basiert auf der mehrstufigen Reinigung des Rohmaterials, anschließender Dotierung des Siliziums, Beschichtung mit Antireflexmaterial und Druck der stromführenden Anschlüsse. Typischerweise haben Module dieser Art einen hohen MPP-Strom (6-8 A) und eine kleine MPP-Spannung (ca. 30 V).

S. 30: Dünnschichtmodule: die Dünnschicht kann aus verschiedenen Halbleitern bestehen (z.B. amorphes Silizium oder Cadmiumtellurid). Die Herstellung erfolgt, indem das Halbleitermaterial auf der Rückseite der Frontscheibe abgeschieden wird. Typischerweise haben Module dieser Art einen kleinen MPP-Strom (1-2 A) und eine hohe MPP-Spannung (50-70 V). Sie haben einen kleineren Wirkungsgrad als c-Si Module, aber ihre Herstellung ist einfacher, weniger aufwendig und verbraucht weniger Material und Energie.

S. 47: MPP (maximum power point): Punkt der maximalen Leistung (die elektrische Leistung ist das Produkt der Stromstärke und der Spannung). Der MPP, den auf dem Datenblatt gegeben wird, wurde unter STC gemessen.

S. 48: MPPT (MPP Tracking): Nachführung des MPPs. Eine sehr wichtige Funktion eines PV-Wechselrichters ist es, jederzeit die höchste Leistung zu erzeugen, wobei sich die Einstrahlung, und daher der Ertrag eines Moduls, ständig ändert. Das Prinzip besteht darin, dass die Eingangsspannung leicht verschoben wird, damit die Leistung so groß wie möglich ist.

S. 61: Füllfaktor: der Füllfaktor (FF) ist der Quotient der MPP-Leistung durch das Produkt der Leerlaufspannung mal den Kurzschlussstrom einer Zelle oder eines Modul:

$$FF = \frac{P_{MPP}}{V_{OC} \cdot I_{SC}}$$

II. Quellenverzeichnis

- [1] Bundesverband Solarwirtschaft e.V.: *Entwicklung des deutschen PV-Marktes 2010/2011*, Juni 2011, online verfügbare Studie, heruntergeladen am 28.09.2011 von:
<http://www.solarwirtschaft.de/presse-mediathek/marktdaten/>
- [2] Eurobserv'ER: *Eurobserv'ER Photovoltaic Barometer*, Artikel in *le Journal du Photovoltaïque* Nr. 5, April 2011, Hrsg.: Observ'ER, Paris
- [3] Bundesverband Solarwirtschaft e.V.: *Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche*, August 2011, online verfügbare Studie, heruntergeladen am 28.09.2011 von: <http://www.solarwirtschaft.de/presse-mediathek/marktdaten/>
- [4] EPIA: *global market outlook for photovoltaics until 2015*, April 2011, online verfügbare Studie, heruntergeladen am 12.10.2011 von: <http://www.epia.org/publications/photovoltaic-publications-global-market-outlook/global-market-outlook-for-photovoltaics-until-2015.html>
- [5] J. Siemer: *Spiel mit dem Feuer*, Artikel in *Photon – das Solarstrommagazin* Nr. 8, August 2009, Hrsg.: Photon Europe GmbH, Aachen
- [6] DIN IEC/TS 60479-1: *Wirkungen des elektrischen Stromes auf Menschen und Nutztiere Teil 1: Allgemeine Aspekte*, Mai 2007, Hrsg.: VDE Verlag GmbH, Berlin
- [7]: <http://www.feuerwehr.de/einsatz/berichte/>, nachgeschlagen am 19.10.2011
- [8]: H. Häberlin, L. Borgna und P. Schärf, Berner Fachhochschule: *PV und Feuerwehr: Keine Panik, sondern realistische Einschätzung der elektrischen Gefahren und möglicher Gegenmaßnahmen*, 26. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, März 2011
- [9]: H. Häberlin, Berner Fachhochschule: *Arc Detector for Remote Detection of Dangerous Arcs on the DC Side of PV Plants*, International Workshop: Arcing in PV DC-Arrays - Potential Dangers and Possible Solutions, Burgdorf (Schweiz), 31.10.2007
- [10]: F.Reil, TÜV Rheinland: *Normanforderungen für den Brandschutz von PV-Anlagen und Ausblick*, Fachforum Brandschutz bei Photovoltaikanlagen, Bauzentrum München, 17.05.2011

- [11]: Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e.V.: *Solarstromanlagen richtig versichern*, 2008, online verfügbar Leitfaden, heruntergeladen am 24.11.2011 von:
http://www.gdv.de/Downloads/Pressemeldungen_2010/GDV_Flyer_Solarstromanlagen_richtig_versichern.pdf
- [12]: CSTB und INERIS: *Prévention des Risques associés à l'implantation de cellules photovoltaïques sur des bâtiments industriels ou destinés à des particuliers*, Dezember 2010, heruntergeladen am 05.09.2011 von : <http://www.ineris.fr/centredoc/photovoltaïque-web.pdf>
- [13]: S. Tissot und A. Pichard, INERIS: *Seuils de Toxicité Aiguë Acide Fluorhydrique (HF)*, August 2003, nachgeschlagen am 25.10.2011 bei: <http://www.ineris.fr/fr/rapports-de-seuils-de-toxicité-aiguë/rapports-de-seuils-de-toxicité-aiguë/503>
- [14]: AIHA Guideline Foundation: *Current ERPG values*, 2011, nachgeschlagen am 25.10.2011 bei:
http://www.aiha.org/insideaiha/GuidelineDevelopment/ERPG/Documents/2011erpgweelhandbook_table-only.pdf
- [15]: Bayerisches Landesamt für Umwelt: *Berechnung von Immissionen beim Brand einer Photovoltaik-Anlage aus Cadmiumtellurid-Modulen*, August 2011, heruntergeladen am 27.10.2011 von: <http://www.lfu.bayern.de/luft/doc/pvbraende.pdf>
- [16]: V. M. Fthenakis, M. Fuhrmann, J. Heiser, A. Lanzirrotti, J. Fitts und W. Wang: *Emissions and Encapsulation of Cadmium in CdTe PV Modules During Fires*, 2005 Artikel in *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Dezember 2005, Hrsg.: John Wiley and Sons Ltd., Chichester (Vereinigtes Königreich)
- [17]: D. Mulvaney, University of California, Berkeley: *Hazards and Hazardous Materials Section of the Topaz Solar Farm Draft Environmental Impact Review*, Dezember 2010
- [18]: <http://www.cdc.gov/niosh/idlh/13494809.html>, nachgeschlagen am 27.10.2011
- [19]: A. Schlumberger und A. Kreuzmann: *Brennendes Problem – Schadhafte BP Module können Feuer entfachen*, Artikel in *Photon – das Solarstrommagazin* Nr. 8, August 2006, Hrsg.: Photon Europe GmbH, Aachen
- [20]: I. Rutschmann, Photon: *Photowatt lässt Kunden hoffen*, Artikel in *Photon – das Solarstrommagazin* Nr. 1, Januar 2010, Hrsg.: Photon Europe GmbH, Aachen

[21]: I. Rutschmann: *Warten auf Sharp*, Artikel in *Photon – das Solarstrommagazin* Nr. 6, Juni 2011, Hrsg.: Photon Europe GmbH, Aachen

[22]: http://www.greenwiki.eu/solarbegriffe:h:hot_spot, nachgeschlagen am 18.11.2011

[23]: Deutscher Feuerwehr Verband: *Handlungsempfehlungen Photovoltaikanlagen*, Belehrungskarte für Feuerwehrleute, 2010

[24]: C. Rigaud: *risque foudre : comment s'en protéger ?*, Artikel in *le Journal du Photovoltaïque* Nr. 5, April 2011, Hrsg.: Observ'ER, Paris

[25]: Bundesverband Solarwirtschaft e.V. und Zentralverband der Deutschen Elektro- und Informationstechnischen Handwerke: *Blitz- und Überspannungsschutz von Photovoltaikanlagen auf Gebäuden*, Juni 2008, heruntergeladen am 24.11.2011 von: http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/content_files/mb_bswsolar_blitzsch.pdf

[26]: M. Beer: *lightning and surge protection for PV systems*, Artikel in *EP Photovoltaik* Nr. 11/12, November 2011, Hrsg.: Huss-Medien GmbH, Berlin

[27]: U. Herzog: *Brand heiß – Feuer auf dem Dach*, Artikel in *greenhome* Nr. 3, Mai 2011, Hrsg.: BT Verlag GmbH, München

[28]: M. Ziegler – Photovoltaikstudie: *Photovoltaikanlagen – Gefahr für Feuerwehrleute bei der Brandbekämpfung?*, März 2011, online verfügbare Studie, heruntergeladen am 08.09.2011 von: <http://www.photovoltaikstudie.de/shop/marktstudien/studie-1009-feuerwehrstudie.php>

[29]: Technisch-Wissenschaftlicher Beirat der Vereinigung zur Förderung des Deutschen Brandschutzes e.V. – Referat 5 (Brandschutz): *Merkblatt – Einsätze an Photovoltaikanlagen*, September 2010, online verfügbar Merkblatt, heruntergeladen am 27.09.2011 von: <http://www.vfdb.de/Merkblaetter.110.0.html>

[30]: BSW-Solar, BFSB, Berufsfeuerwehr München, DGS, ZVEH: *brandschutzgerechte Planung, Errichtung und Instandhaltung von PV-Anlagen*, Februar 2011, online verfügbar Leitfaden, heruntergeladen am 06.09.2011 von: http://www.dgs.de/fileadmin/bilder/Dokumente/PV-Brandschutz_DRUCK_24_02_2011.pdf

- [31]: Gesamt Verband der Deutschen Versicherungswirtschaft e.V. – VdS 3145:
Photovoltaikanlagen – technischer Leitfaden, Juli 2011, online verfügbar Leitfaden,
heruntergeladen am 15.09.2011 von:
http://vds.de/fileadmin/vds_publicationen/vds_3145_web.pdf
- [32]: A. Kattge, Referatsleiter für vorbeugenden Brand- und Gefahrenschutz der Feuerwehr
Hamburg, persönliches Gespräch am 26.09.2011
- [33]: Günter Stauch: *Photovoltaik – brenzlige Sache*, Artikel in *Focus Magazin* Nr. 41,
Oktober 2009, Hrsg.: Focus Magazin Verlag GmbH, München
- [34]: Wolfgang Malzahn: *Wehr musste Haus brennen lassen*, Artikel in *Ostfriesen-Zeitung*,
18.02.2010, Hrsg.: ZGO Zeitungsgruppe Ostfriesland GmbH, Leer Logabirum
- [35]: K. Voss: *Ständig unter Strom: Solardächer sind brandgefährlich*, Artikel in
Tagesspiegel, 17.07.2010, Verlag Der Tagesspiegel GmbH, Berlin
- [36]: TÜV Rheinland: *PV-Modul Sicherheitszertifizierung entsprechend IEC 61730:2004 &
EN 61730:2007*, Oktober 2010, heruntergeladen am 08.11.2011 von:
http://www.tuv.com/media/germany/10_industrialservices/downloads06/IEC_61730_Info_20101029.pdf
- [37]: TÜV Rheinland: *Bauartzertifizierung von PV-Modulen entsprechend IEC 61215:2005
& IEC 61646:2008*, Oktober 2010, heruntergeladen am 08.11.2011 von:
http://www.tuv.com/media/germany/10_industrialservices/downloads06/IEC_61215_61646_Info_20101029.pdf
- [38]: DIN VDE 0126-21: *Photovoltaik im Bauwesen*, Juli 2007, Hrsg.: VDE Verlag, Berlin
- [39]: DIN EN 13501-1: *Klassifizierung von Bauprodukten und Bauarten zu ihrem
Brandverhalten – Teil 1: Klassifizierung mit den Ergebnissen aus den Prüfungen zum
Brandverhalten von Bauprodukten*, Januar 2010, Hrsg.: DIN Deutsches Institut für Normung
e.V., Berlin
- [40]: TÜV Rheinland: *Brandtechnologische Anforderungen an PV Module nach IEC 61730-
2*, Februar 2011, heruntergeladen am 08.11.2011 von:
http://www.tuv.com/media/germany/10_industrialservices/downloads06/Feuertest_Info.pdf

- [41]: DIN 4102-1: *Brandverhalten von Baustoffen und Bauteilen – Teil 1: Baustoffe – Begriffe, Anforderungen und Prüfungen*, Mai 1998, Hrsg.: DIN Deutsches Institut für Normung e.V., Berlin
- [42]: DIN EN 62305-3-5: *Blitzschutz – Teil 3: Schutz von baulichen Anlagen und Personen – Beiblatt 5: Blitz- und Überspannungsschutz für PV-Stromversorgungssysteme*, Oktober 2009, Hrsg.: DIN Deutsches Institut für Normung e.V., Berlin
- [43]: DIN EN 13501-2: *Klassifizierung von Bauprodukten und Bauarten zu ihrem Brandverhalten – Teil 2: Klassifizierung mit den Ergebnissen aus den Feuerwiderstandsprüfungen, mit Ausnahme von Lüftungsanlagen*, Februar 2010, Hrsg.: DIN Deutsches Institut für Normung e.V., Berlin
- [44]: VDE 0132: *Brandbekämpfung im Bereich elektrischer Anlagen*, August 2001, Hrsg.: VDE Verlag GmbH, Berlin
- [45]: Musterbauordnung, Stand Oktober 2008, heruntergeladen am 19.12.2011 von:
<http://www.bauordnungen.de/html/deutschland.html>
- [46]: Muster-Richtlinie über brandschutztechnische Anforderungen an Leitungsanlagen (Muster-Leitungsanlagen-Richtlinie MLAR), Stand November 2005, heruntergeladen am 19.12.2011 von: <http://www.bauordnungen.de/html/deutschland.html>
- [47]: VDE 0100-712: *Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 7-712: Anforderungen für Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art – PV-Stromversorgungssysteme*, April 2011, Hrsg.: VDE Verlag GmbH, Berlin
- [48]: DIN 4102-2: *Brandverhalten von Baustoffen und Bauteilen – Teil 2: Bauteile – Begriffe, Anforderungen und Prüfungen*, September 1977, Hrsg.: DIN Deutsches Institut für Normung e.V., Berlin
- [49]: VDE-AR-E 2100-712: *Mindestanforderungen an den DC-Bereich einer PV-Anlage im Falle einer Brandbekämpfung oder technischer Hilfeleistung*, August 2011, Hrsg.: VDE Verlag GmbH, Berlin
- [50]: DIN EN 15090: *Schuhe für die Feuerwehr*, Juli 2009, Hrsg.: DIN Deutsches Institut für Normung e.V., Berlin

- [51]: DIN VDE 0100-410: *Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 4-41: Schutzmaßnahmen – Schutz gegen elektrischen Schlag*, Juni 2007 Hrsg.: VDE Verlag GmbH, Berlin
- [52]: A. Mohd, Enecsys Europe GmbH: *Reduzierung des Risikos der Entstehung von Bränden sowie für die Feuerwehren in Löschfall durch den Einsatz von Micro-Invertern*, 26. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, März 2011
- [53]: C. Podewils: *les magiciens arrivent*, Artikel in *Photon – le Magazine du Photovoltaïque*, Nr. 10, Oktober 2011, Hrsg.: Photon Europe GmbH, Aachen
- [54]: A. Beneking: *Löschen mit Risiko*, Artikel in *Photon – das Solarstrommagazin* Nr. 1, Januar 2011, Hrsg.: Photon Europe GmbH, Aachen
- [55]: M. Bosworth, C. Podewils: *Kleines Produkt, großer Neuanfang*, Artikel in *Photon – das Solarstrommagazin* Nr. 10, Oktober 2009, Hrsg.: Photon Europe GmbH, Aachen
- [56]: B. Kohlstruck, Enecsys Europe GmbH, Geschäftsführer, persönliche Email vom 05.01.2012
- [57]: Datenblatt des Enecsys SMI-S240W-60-DE Modulwechselrichters (s. Anhang IV), heruntergeladen am 12.12.2011 von: http://enecsys.com/products/datasheets_de.php
- [58]: Datenblatt des SMA SMC 4600 A Strangwechselrichters, heruntergeladen am 12.12.2011 von: <http://www.sma.de/de/produkte/solar-wechselrichter/sunny-mini-central/sunny-mini-central-4600a-5000a-6000a.html>
- [59]: B. Hopf, SolarEdge Technologies, persönliche Email vom 09.01.2012
- [60]: Datenblatt des SolarEdge OP250-LV Leistungsoptimierers (s. Anhang IV), heruntergeladen am 17.11.2011 von: <http://www.solaredge.de/groups/de/powerbox/module-add-on>
- [61]: <http://monitoring.solaredge.com/solaredge-web/public?name=AEE-Solar>, nachgeschlagen am 10.01.2012
- [62]: B. Bayer, SolteQ GmbH, Rücksendung des im Anhang III Fragebogens / persönliche Email vom 06.01.2012

[63]: Datenblatt des SolteQ PFA Systems (s. Anhang IV), heruntergeladen am 07.10.2011

von: <http://www.solteq.eu/html/bfa-box.html>

[64]: R. de Luca, Esmolo Ltd., Rücksendung des im Anhang III Fragebogens / persönliche Email vom 02.02.2012

[65]: Datenblatt des Esmolo MPS Systems (s. Anhang IV), heruntergeladen am 01.12.2011

von: <http://www.esmolo.com/media.php>

[66]: H. Leitl, VWL Umweltzentrum für Haustechnik GmbH., Rücksendung des im Anhang III Fragebogens / persönliche Email vom 06.01.2012

[67]: Datenblatt des VWL FWS-112 Systems (s. Anhang IV), heruntergeladen am 07.09.2011

von:

http://www.umweltzentrum.de/index.php?option=com_content&task=view&id=106&Itemid=154

[68]: S. Rieken, Eaton Electric GmbH., Rücksendung des im Anhang III Fragebogens / persönliche Email vom 21.12.2011

[69]: Datenblatt des Eaton SOL-30 Safety Systems (s. Anhang IV), heruntergeladen am

07.09.2011 von: http://www.moeller.net/binary/pdf_kat/w7622de.pdf

[70]: Datenblatt (s. Anhang IV) und Preisliste des WeyPV PFA Systems, heruntergeladen am

07.09.2011 von: <http://www.weypv.de/downloads/index.html>

[71]: Bundesnetzagentur: *Degressions- und Vergütungssätze für Strom aus solarer Strahlungsenergie nach §§ 32 und 33 EEG ab dem 1. Januar 2012*, 4. November 2011,

heruntergeladen am 9.02.2012 von:

http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/VerguetungssaetzePVAnlagen/VerguetungssaetzePhotovoltaik_node.html

III. Exemplar des zu den Hersteller geschickten Fragebogens

I. ALLGEMEINE ANGABEN

Hersteller _____ Datum: _____

Ansprechpartner _____
Vorname, Nachname

Adresse _____
Anschrift, PLZ, Ort

Tel. / Fax / E-Mail _____

II. NAME DES SYSTEMS: _____

III. SCHALTEINRICHTUNG

Effekt der Schalteinrichtung hinsichtlich der Sicherheit der Feuerwehr:

- Kurzschließen
- Trennen / Abschalten
 - Einpolig
 - Zweipolig
- andere: _____

Anzahl der Schalteinrichtungen in einer Anlage:

- eine pro Modul
- eine je _____ Module
- eine je _____ Wp
- eine pro Strang
- eine je _____ Stränge
- eine pro MPP-Tracker
- eine je _____ MPP-Tracker
- eine pro Wechselrichter
- eine je _____ Wechselrichter
- eine für die gesamte Anlage
- andere: _____

Bitte wenden

Die Schalteinrichtung wird montiert:

- direkt an einem Modul (Anschlussdose)
- direkt in einem Strang (trennen) oder zwischen + und – eines Stranges (kurzschließen)
- direkt in der Hauptleitung oder zwischen + und – der Hauptleitung, dicht an dem Modulfeld
- direkt in der Hauptleitung oder zwischen + und – der Hauptleitung, dicht an dem Wechselrichter

Die aktiven Elemente der Schalteinrichtung sind:

- Halbleiter basiert (z.B. Transistoren)
- elektromechanisch basiert (z.B. Relais)
- andere: _____

Eigenverbrauch der Schalteinrichtung:

- _____ V
- _____ A
- _____ VA
- _____ % der Leistung eines Moduls

Betriebsbedingungen:

- elektrische Bedingungen:
 - maximale Eingangsspannung: _____ V
 - maximaler Eingangsstrom: _____ A
 - maximale Leistung: _____ W
- thermische Bedingungen:
 - Maximale Umgebungstemperatur: _____ °C
 - Minimale Umgebungstemperatur: _____ °C
- Schutzart: IP _____

Lebensdauer:

- die Schalteinrichtung hat ein Lebensdauer von:
 - _____ Schaltspiele
 - _____ Jahre
- und ist _____ Jahre lang garantiert

Empfohlener Verkaufspreis einer Schalteinrichtung: _____ €

IV. STEUEREINRICHTUNG

Die Steuereinrichtung ist (mehrere Angaben möglich):

- ein Taster
- Fernsteuerung (Handy, Überwachungszentrale)
- ein Sensor (Rauch, Wärme)
- andere: _____

Anzahl der Steuereinrichtung in einer Anlage:

- eine pro Schalteinrichtung
- eine je _____ Schalteinrichtung
- eine für die gesamte Anlage
- andere: _____

Eigenverbrauch der Steuereinrichtung:

- _____ V
- _____ A
- _____ VA
- _____ % der Leistung eines Moduls

Stromquelle:

- Gleichstrom der PV-Anlage
- Wechselstromverbindung benötigt

Betriebsbedingungen:

- thermische Bedingungen:
 - maximale Umgebungstemperatur: _____ °C
 - minimale Umgebungstemperatur: _____ °C
- Schutzart: IP _____

Bitte wenden

Lebensdauer:

- die Steuereinrichtung hat ein Lebensdauer von:
 - _____ Schaltspiele
 - _____ Jahre
- und ist _____ Jahre lang garantiert

Empfohlener Verkaufspreis einer Steuereinrichtung: _____ €

V. ANDERE EIGENSCHAFTEN DES SYSTEMS

Bietet das System (mehrere Angaben möglich):

- MMP Tracking
 - für einzelne Module
 - für die gesamte Anlage
- Leistungsoptimierung
- Datenlogging
- Lichtbogenüberwachung
- Diebstahlschutz
- andere: _____

Das System ist fail-safe:

- durch Selbstüberwachung
- durch redundante Verdrahtung
- andere: _____

IV. Datenblätter der im Kapitel 4 dargestellten Geräte

Mit Enecsys zu
**OPTIMALEN
SOLAR-
LÖSUNGEN**

intelligente zuverlässige Stromerzeugung



Enecsys Modulwechselrichter

**SMI-S200W-60-DE
SMI-S240W-60-DE**



Maximaler Energieertrag

Mehr Sicherheit

Längere Lebensdauer und höhere Zuverlässigkeit

Aussagefähiger im Monitoring

Einfacher im Modulaufbau und in der Installation

Enecsys ist weltweit führend in der Entwicklung, Produktion und Vermarktung von äußerst zuverlässigen, netzgebundenen Modulwechselrichtern und Monitoring-Systemen, die einen bedeutenden Mehrwert für solare PV-Systeme darstellen.

Enecsys Ltd
Harston Mill, Royston Rd
Cambridge, CB22 7GG, UK
Tel. +44 (0)1223 792101
Fax.+44 (0)1223 792103

Enecsys Europe GmbH
Louisenstraße 65
61348 Bad Homburg, Deutschland
Tel. +49 (0)6172 8552430
Fax.+49 (0)6172 8552440

Enecsys LLC
275 Shoreline Drive, Suite 200
Redwood Shores, CA 94065, USA
Tel. +1 855-ENECSYS (Toll Free)
Tel. +1 650-598-9366

info@enecsys.com | www.enecsys.com



Enecsys Modulwechselrichter

SMI-S200W-60-DE
SMI-S240W-60-DE

intelligente zuverlässige Stromerzeugung



Technische Spezifikation	SMI-S200W-60-DE	SMI-S240W-60-DE
Eingangsdaten (DC)		
Maximale Eingangsleistung	200W	240W
Empfohlene PV Leistung (STC)	220W	260W
Maximale DC Spannung	43V	43V
Minimale DC Spannung	20V	20V
MPPT Spannungsbereich	21V - 35V	21V - 35V
Maximaler Eingangsstrom	10.0A	12.0A
Ausgangsdaten (AC)		
Maximale Ausgangsleistung	200W	240W
Ausgangsspannung / -bereich	230V / 184V - 264V	230V / 184V - 264V
Netzfrequenz / -bereich	50Hz / 48.0 - 50.2	50Hz / 48.0 - 50.2
Leistungsfaktor	> 0.95	> 0.95
Klirrfaktor	< 5%	< 5%
Maximale Anzahl von Wechselrichtern pro AC-Strang	15	13
Wirkungsgrad		
Europ. Wirkungsgrad	92.0% ¹	92.0% ¹
Max. Wirkungsgrad	94.0% ¹	94.0% ¹
Eigenverbrauch bei Nacht	< 30mW	< 30mW
Allgemeine Daten		
Betriebstemperaturbereich	-40°C to +85°C	-40°C to +85°C
Schutzart	IP66	IP66
Maße (L x H x B)	262mm x 160mm x 35mm	262mm x 160mm x 35mm
Gewicht	1.8kg	1.8kg
Kühlung	Natürliche Konvektion	Natürliche Konvektion
Eigenschaften & Einhaltung von Richtlinien		
Konformität	CE	CE
Sicherheitskonformität	prEN 62109-1	prEN 62109-1
EMV (Emissionen & Immunität) Konformität	EN61000-6-3, EN61000-6-1	EN61000-6-3, EN61000-6-1
Konformität für Netzanbindung ²	VDE 0126-1-1	VDE 0126-1-1
Kommunikation	Wireless IEEE 802.15.4	Wireless IEEE 802.15.4
Gewährleistung	20 Jahre	20 Jahre

¹ Der Wirkungsgrad bleibt über den gesamten Temperaturbereich von -40°C bis +85°C erhalten.

DS-S2-60-180511-DE

² Unter Berücksichtigung der Enecsys Installationsvorgaben gemäß Betriebshandbuch.

Technische Änderungen vorbehalten.

SolarEdge Leistungsoptimierer Modul-Add-On



Ein überlegener Lösungsansatz zur Maximierung des Durchsatzes von Photovoltaikanlagen mit modulinterner Elektronik

- Leistungssteigerung um bis zu 25 %
 - Höchste Effizienz (99,5%) bei teilverschatteten und unverschatteten Installationen
 - Flexibles Anlagendesign für maximale Flächennutzung
 - Moderne Wartung mit Überwachung auf Modulebene
 - Einzigartige Sicherheit für Installateure und Feuerwehr
-
- **Die effektivste Lösung für sowohl private und gewerbliche Anlagen als auch Grossanlagen**



SolarEdge Leistungsoptimierer OP250-LV OP300-MV Modul-Add-On

OP400-EV OP400-MV

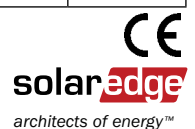
HIGHLIGHTS

- MPPT auf Modulebene – jedes Modul wird einzeln optimiert
- Tracking des optimalen Leistungspunkts der Module und des Wechselrichters
- Überwachung auf Modulebene – macht Fehlererkennung auf Modul- und Stringebene möglich, was die Anlagenwartung vereinfacht
- Lichtbogen-Erkennung und Abschaltung verringert Brandgefahr
- Einzigartige Sicherheit für Installateure und Feuerwehr– sichere Modulschaltung solange der Wechselrichter ausgeschaltet oder nicht angeschlossen ist
- Verschaltung von zwei Modulen per Leistungsoptimierer möglich
- Geringere Installationskosten bei besserem Entwurf, weniger Kabeln, DC-Trennschalter und Sicherungen
- Einfache und flexible Installation – Verwendung der gegenwärtig üblichen Installationsmethoden
- Ermöglicht die Installation von Strings unterschiedlicher Länge und in unterschiedlichen Ausrichtungen
- Ermöglicht die Verbindeung verschiedener Module in Reihe und vereinfacht so das Management der Modulbestände
- Sofortige Anlagenprüfung für eine schnelle Inbetriebnahme

TECHNISCHE DATEN

	OP250-LV	OP300-MV/OP400-MV	OP400-EV (Q4 2011)	
EINGANG				
DC-Nenneingangsleistung	250	300 / 400	400	W
Absolute maximale Eingangsspannung (Voc)	55	75	125	Vdc
MPPT-Betriebsbereich	5 - 55	5 - 75	60 - 125	Vdc
Maximaler Eingangsstrom	10	10	5.5	Adc
Verpolungsschutz	Yes			
Maximaler Wirkungsgrad	99,5			%
Europäischer (gewichteter) Wirkungsgrad	98,8			%
Gewichteter Wirkungsgrad (CEC)	98,7			%
Blitzschutz	0			m
EÜberspannungskategorie	II			
AUSGANG IM BETRIEB (LEISTUNGSOPTIMIERER VERBUNDEN MIT WECHSELRICHTER IM BETRIEB)				
Maximaler Ausgangsstrom	15			Adc
Ausgangsbetriebsspannung	5 - 60			Vdc
Maximal Zulässige Stringspannung (Invertergeregelt) - US und EU einphasig	550			Vdc
Maximal Zulässige Stringspannung (Invertergeregelt) - EU dreiphasig	950			Vdc
AUSGANG IM STANDBY (LEISTUNGSOPTIMIERER VOM WECHSELRICHTER GETRENNT ODER WECHSELRICHTER AUS)				
Sicherheitsausgangsspannung pro Leistungsoptimierer	1			Vdc
PV SYSTEM DESIGN				
Minimale Anzahl an Leistungsoptimierer pro String	8 (einphasig System) / 15 (dreiphasig System)			
Maximale Anzahl an Leistungsoptimierer pro String	je nach Modulleistung; typisch 20 – 25 (einphasig System) / 45 – 50 (dreiphasig System)			
Parallele Strings unterschiedlicher Länge oder Ausrichtung	Ja			
ERFÜLLTE NORMEN				
EMC	FCC Teil 15 Klasse B, IEC61000-6-2, IEC61000-6-3			
Sicherheit	IEC-62103 (Sicherheitsklasse II), UL1741			
Material	UL-94 (5-VA), UV-beständig			
RoHS	Ja			
ANLAGENSPEZIFIKATIONEN				
Abmessungen (BxLxH)	120x130x37			mm
Gewicht	450			g
PV- Ausgangskabel	0.95 m ; 6 mm ; MC4			
Steckverbinder	MC4 / MC3 / Tyco / H+S / Amphenol – H4 / LC4 / LC3			
Betriebstemperaturbereich	-40 - +65			°C
Schutzklasse	IP65			
Relative Luftfeuchtigkeit	0 - 100			%

Deutschland Bretonischer Ring 18, 85630 Grasbrunn (Munich), Germany
USA 900 Golden Gate Terrace, Suite E, Grass Valley CA 95945, USA
Israel 6 HeHarash St. P.O.Box 7349, Neve Neeman, Hod Hasharon 45240, Israel
Japan B-9 Ariake Frontier Building, 3-7-26 Ariake, Koto-Ku, Tokyo, 135-0063, Japan
www.solaredge.de





Das Urheberrecht auf alle Abbildungen und Fotos unterliegt Solteq GmbH - Technische Änderungen und Irrtum vorbehalten

779 Oberlangen • Germany
48 -21 • Fax: +49 (0)5933/ 92 48 29 • email: info@solteq.eu

Sicherheits-
fallabschalt
Photovolta

ne Gebäude mit hohen Spannungen ... das war einmal !



halftsystem SolteQ-BFA wird eine sichere und vollautomatisch gewährleistet. Auch für Wartungszwecke kann die PV-Anlage gefahren werden.

Anlage schaltbar und sicher !

Wichtigster Generator !

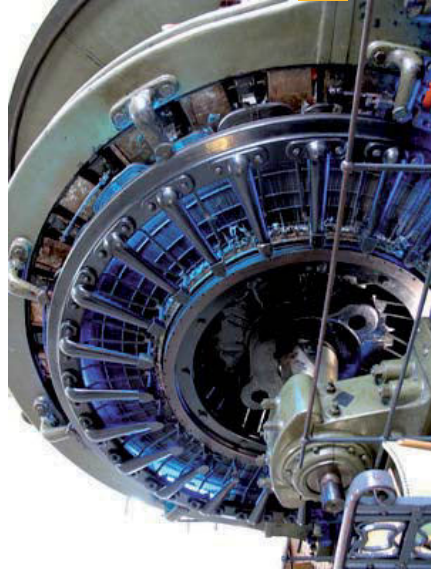
nungen bis zu 1.000 Volt auftreten. Diese Spannungen sind absolut lebensgefährlich. Tag für Tag Leben auf's Spiel, indem sie versuchen Gebäude zu löschen, auf dem eine Photovoltaikanlage keine Zeit vorhanden, um nach den unbekanntesten Leitungsführungen zu suchen, oder zum DC-ten keinerlei Sicherheit bietet, da er lediglich die Anlage vom Wechselrichter trennt und die vollen voll anliegen.

tem BFA von SolteQ ist es möglich, dass die PV-Anlage binnen Bruchteilen einer Sekunde vollautomatisch bevor die Einsatzkräfte ankommen. ... das perfekte PV-Sicherheitssystem !

an für unser Hab und Gut. Wir müssen Ihr Leben

ck schliesst das System jedes einzelne Solarmodul kommen spannungsfrei wird.

Feuerwehrlente des Hab und Gutes !



SolteQ-BFA - in erster Linie: Personenschutz !!

ch ist in jedem Fall eine Gefahr. Eine PV-Anlage ist eine absolut lohnenswerte Anlage. Dennoch schwasser, Dacheinsturz - all diese Katastrophen sind eine Gefahr für Rettungskräfte, wenn hohe das Löschen des Gebäudes im Brandfall ist heikel, denn auch der Wasserstrahl kann den Stromdurch einen DC-Schalter bietet in Wirklichkeit keine Sicherheit, weil immer noch die vollen Spannung DC-Schalter herrschen, der sich meist im Keller bzw. am Wechselrichter befindet. Im Brandfall gefunden werden, innerhalb eines brennenden Hauses. Einfacher ist es, dass die Solaranlage teilweise am Gebäudeeingang, z.B. auch für Wartungszwecke. Es besteht ein permanentes Risiko löschen die hohen Spannungen und Ströme ins Löschwasser bekommt, kann einen Stromschlag schaltung SolteQ-BFA schaltet im Falle einer Feuermeldung binnen Bruchteilen von Sekunden die sch und sicher ab und jede PV-Anlage wird absolut beherrschbar.

in einfach und sicher !
in einfach ausschalten und wieder einschalten,
auf Knopfdruck oder vollautomatisch !
und zwar vollständig
om Modul bis zum Wechselrichter!



... und zwar vollständig ! Die gesamte Anlage - vom Wechselrichter bis zum Modul - wird abgetrennt. Jedes Solarmodul bekommt seine eigene BFA-Box. Die Abschaltung erfolgt direkt am Solarmodul. Solarmodul wird sicher und mit 4-facher Redundanz kurzgeschlossen, so dass die Solarmodulspannung mehr abgeben können. Unsere Ingenieure haben bei der Entwicklung Augenmerk auf Sicherheit und Eigensicherheit des Systems gesetzt. Das BFA-Sicherheitssystem wurde so entwickelt, der erdenkliche Fall berücksichtigt wird. Selbst bei einem Ausfall der Versorgungsleitung der Moduls z.B. durch Brand oder Durchtrennung durch eine Axt oder durch Abschaltung der Gebäudestromleitung ist eine sichere Abschaltung dauerhaft gewährleistet. Es wird sogar empfohlen, die Versorgungsleitung nicht-feuerfestes Kabel zu verlegen, damit diese als zusätzliche „Sollbruchstelle“ dient, und das auch auf diese Weise ausgelöst werden kann. So wird selbst bei einem leichten Schmorbrand der Selbst wenn im Brandfall der Handmelder nicht erreichbar sein sollten, kann das Solarfeld einfach mittels eines Messers oder einer Axt auf einfache Weise abgeschaltet werden. Dieser Zustand auch ganz ohne Versorgungsspannung, bis die Versorgungsspannung einfach über den Schlüssel abgeschaltet wird, ohne auf's Dach steigen zu müssen.

Möglichkeiten der Abschaltung

Die Solarmodule werden sicher kurzgeschlossen wenn

1. die Gebäude-Netzstromversorgung abgeschaltet wird
2. die Versorgungsleitung des BFA-Systems abgetrennt wird (z.B. durch Brand)
3. die Versorgungsleitung des BFA-Systems kurzgeschlossen wird (z.B. durch Brand)
4. ein Handmelder gedrückt wird
5. ein Alarmsignal über eine Feuermeldeanlage oder Rauchmelder geschaltet wird
6. das System-Datenkabel vom Dach aus durchtrennt wird
7. die Module sich lösen und vom Dach herabfallen
8. einer der Systemkomponenten ausfällt
9. der Wassersensor Überschwemmung meldet ! **Neu !**

... und bleiben dauerhaft kurzgeschlossen, bis der Schlüssel wieder gedreht wird !

Einfache Ab- und Einschaltung - Praktisch auch bei Wartungsarbeiten

Bei Wartungs- oder Reinigungsarbeiten an den Solarmodulen, kann die Anlage oder ein einzelnes Solarmodul abgeschaltet werden. So können die Arbeiten an den Modulen gefahrlos durchgeführt werden. Über die Anlage anschließend wieder einfach entriegelt und hochgefahren werden.

Einzel-String-Abschaltung

Zu Wartungsarbeiten an einzelnen Modulen oder Bereichen, können auch nur einzelne Strings abgeschaltet werden. So können die Arbeiten an den Modulen gefahrlos durchgeführt werden. Dies gilt auch für den

Automatische Wieder-Einschaltung nach einem Netzspannungsausfall

Bei einem Netzspannungsausfall schaltet das BFA-System automatisch die PV-Anlage ab, so dass der Netzspannung wieder hochgefahren. Dies gilt auch für den

Automatische Abschaltung bei Überschwemmung **Neu !**

In überschwemmungsgefährdeten Gebieten besteht bei einer Überschwemmung die Gefahr, dass Wechselrichter im Wasser liegen können. An Kontaktstellen, z.B. Klemmen des Wechselrichters, können gefährliche und unlösliche Lichtbögen entstehen, die eine große Gefahr für die Einsatzkräfte darstellen werden können. Dieser kann nur gelöst werden, wenn die Energiequelle abgeschaltet wird. Ein Wassersensor für das BFA-System wird auch diese Gefahr eliminiert: Die Handmelder-Zentrale schaltet das BFA-System ab und jede PV-Anlage wird absolut beherrschbar.

Zentrale des BFA-Systems. Hier befinden sich
 ng, Torkontakt, Kühlkontakt, Slave-Handmelder,
 -Anschluss, ext. Alarmeingang

für Brandmeldeanlage oder

Handmelder (Slave)

Kontakt für Leuchtschild

st ein potentialfreier Schliess-Kontakt. Er kann
 t werden. Es kann z.B. auch das Öffnen eines
 Geländeator automatisch aufgeht, um den Weg für
 damit die Feuerwehr bedenkenlos löschen kann ...

(Slave)

133x133x36mm
 IP44, IP55 auf Anfrage
 24..28V über Netzteil
 <0,3 VA

1.000 Stück

- uneingeschränkt -
 -20 ... +85°C

für Neuanlage oder Nachrüstung

eigene BFA-Sicherheitsbox. So wird gewähr-
 system die Solarmodulsicherungen sicher
 Solarmodulhersteller wird die BFA-Box als
elektronik angeboten.

de oder auch neue Anlagen, ist die BFA-Box
 . Das Steckersystem kann nach Bedarf aus-

aufliegenden Anlagen geeignet:

he abgenommen zu werden, um an die
 den zwei Modulreihen zu kommen.

beliebig
 76x76x25 mm o. 95x95x25 mm
 IP65

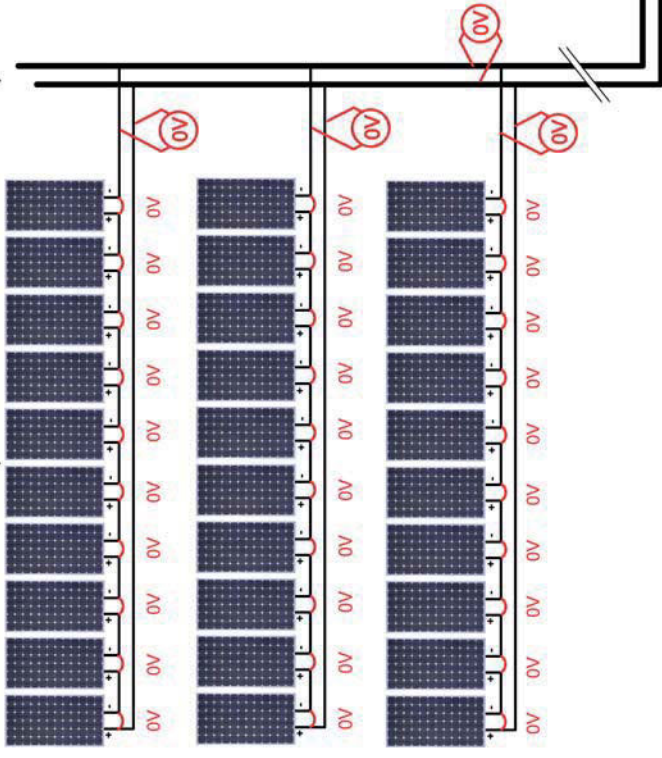
16...28V über Datenleitung
 < ca. 0,014 VA /ca. <1,2 mA pro Box
 800W (40V/20A... 80V/10A)



Standardversion

Kundenspezifische Version

**Auch als Modul-Anschluss-
 dose erhältlich !**
 Bitte separate Broschüren anfordern



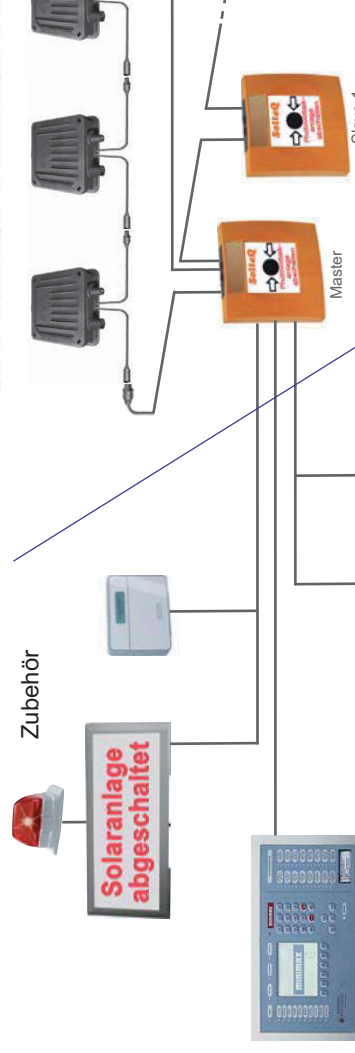
Anschlussbild

Der Anschluss der Versorgungsleitung erfolgt ebenso einfach:

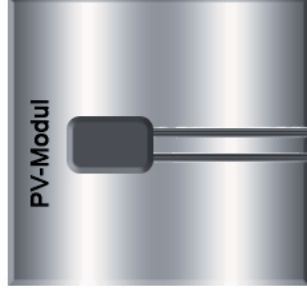
Alle Module SMS-BFA werden einfach in Reihe oder parallel an das Datenkabel angeschlossen.
 Rolle. Eine **Handmelder-Zentrale** (Master) kann bis zu 1.000 BFA-Boxen direkt verwalten. Bei m
 ein zusätzliches Relais und ein stärkeres Netzteil benötigt. Auf diese Weise ist die maximale Anz
 lage nicht eingeschränkt. An jede Handmelder-Zentrale können beliebig viele weitere **Handmeld**

z.B. an verschiedenen Gebäudeeingängen.
 Varianten und Auswahlmöglichkeiten der Ausführung,
 Steckertypen und Leitungen siehe Anfragebogen.

Anschlussbild des BFA-Systems:



... einfach über das vorkonfigurierte Stecksystem.



Eigensicher / Fail-Safe-Funktion

Die Abschaltung bzw. Kurzschlussung erfolgt **direkt am Solarmodul**. Jedes Solarmodul wird **sicher kurzgeschlossen**, so dass es keine Spannung mehr produzieren kann. Selbst bei einem Ausfall der Datenleitung der BFA-Boxen selbst, der Zentrale, des Netzteiltes, Abschaltung der Gebäudeversorgung ist eine sichere Abschaltung durch gespeicherte Energie gewährleistet. Eine **vierfache Redundanz** ist gewährleistet, weil mehr als vier BFA-Boxen gleichzeitig durch Defekt ausfallen müssen, damit eine gefährliche entstehen kann. In jedem möglichen Fall der im Notfall vorkommen kann, ist die Abschaltung **sicher - Failsafe und redundant** - gewährleistet.



Solarkabel
Datenkabel

Vorheriges Modul

neue Anlage

Die Steckverbinder im Normalfall bereits vorgeschädigt, weil die Module bereits volle Spannung anliegen, die die Oberfläche der Kontakte beschädigen, was zu langfristig zu Kontaktproblemen führt. Die Steckverbinder ungünstig, auch für den Monteur stellt dies eine Gefahr dar. Vermeiden, indem die Module spannungsfrei gemacht werden, um einen vollkommen spannungsfreien Zustand zusammenzufügen.

Inbetriebnahme einer neuen Solaranlage ab jetzt SPANNUNGSFREI möglich !

tionen

somit entfallen, spart eine Menge Aufwand und Ertragsverlust! Sicherheitsmechanismus. Tritt in einem Strang eine Störung auf (Kurzschluss, Defekt oder Ausfall eines Moduls) oder wird nur ein einzelner Strang durch die BFA abgeschaltet, können dank der Redundanz gestört weiterarbeiten.

... gang, um eine Löschanlage auf dem Dach im Brandfall automatisch zu aktivieren. So kann das

An jedem wichtigen Gebäudeeingang sollte ein Handmelder vorhanden sein. Hierzu besteht die Möglichkeit, weitere Handmelder an die Zentrale anzuschliessen.

Lieferbar in verschiedenen Farbausführungen und kundenspezifischer Bedruckung. Abmaße: 133x133x36mm

Wassersensor

Der neue Wassersensor erkennt eine Überschwemmung und die Solarmodule werden sofort kurzgeschlossen. Für überschwemmungsgefährdete Gebiete ein MUSS. Zum Anschluss an die Zentrale.



Neu!

Rauchmelder

Falls eine Brandmelder nicht vorhanden ist, die Zentrale auch melder mit potentiell werden, um im Gefahren können. Der optische Rauchpartikel der pro Flur, Treppenhäuser Der Rauchmelderung versorgt und

GSM/SMS-Modul

Bei Einsatz eines SMS-Moduls kann im Alarmfall eine SMS-Nachricht an eine oder mehrere Telefonnummern gesendet werden. Es sind verschiedene Nachrichten für verschiedene Alarmfälle möglich.



Telefon-Wählgerät

Wählt im Alarmfall mehrere eingetragene Nummern, und benachrichtigt den Besitzer

Leuchtschild „Solaranlage abgeschaltet“

Der heruntergefahrenen Zustand der Anlage wird direkt über ein Leuchtschild angezeigt, damit die Anlage nicht in den Löschvorgang bedenklos beginnen können. Die Anzeige arbeitet durch einen **sicher**. Das Schild ist auch aus grösserer Entfernung bis 50m gut lesbar.

Technische Daten

Maße: 42,5 x 22,5 x 6,5 cm
Schutzart: IP54
Betrieb: 230V/ 50/60Hz, Netzausfallsicher durch eingebauten Akku
... das Signal für die Feuerwehr „Wasser marsch“

Blitzleuchte

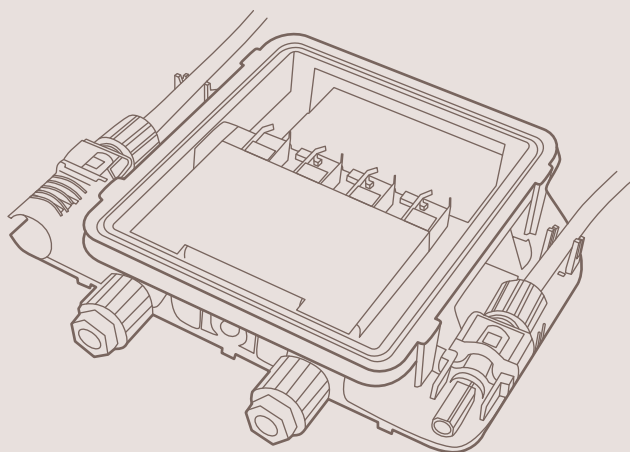
Die Xenon Blitzleuchten können Sie innerhalb und außerhalb Ihres Gebäudes montieren. Bei Auslösung blitzt das farbige, bis in weite Ferne sichtbare Xenon Blitzlicht (70 Mal pro Minute). Das robuste Kunststoffgehäuse (IP 34) des Signalgebers bietet Schutz vor Umwelteinflüssen. Betrieb in Kombination mit Leuchtschild.



Lieferbar in verschiedenen Leuchtfarben: Rot, Gelb

Esmolo MPS ProtectionBox™

A superior next generation junction box
to protect photovoltaic modules.



- Simple and economic module protection system
- Easy and intuitive to handle
- Automatic deactivation of the modules in case of fire
- Manual deactivation of the modules by pressing the alarm button
- Cells and diodes protection in case of overvoltage and lightning
- Advanced Anti-Theft System: Module not reusable in case of theft

Technical Data

Max module voltage	63 V
Rated current	9 A
Power consumption	< 0.1% of module power
Temperature range	-40° C to +85° C
Overvoltage protection	up to 920 V / 720 A
Bypass diodes	3
Solder spring support material	Cu alloy
Spring material	AISI 301.DIN 14310
Slider spring for ribbon	4

Junction Box

External dimensions	173 mm x 160 mm x 30 mm
Temperature range	-40° C to +85° C
Auto-extinguish rate	UL94-V0
UV rays	F1
Junction box protection rating	IP65
Connector protection rating	IP67
Conductor cross section	4 mm ²
Contact resistance	< 5 m Ω
Cable length	1000 mm (+) / 1200 mm (-)
External cable diameter	6.5 mm
Rated voltage	1000 V DC
RoHS compliant	yes
Design according to	IEC 61730 – IEC 61215

Esmolo Ltd.
Sandrainstrasse 17
CH - 3007 Berne
Switzerland

T +41 31 550 05 70
F +41 31 550 05 71
sales@esmolocom

Certifications



FWS-112

Schaltet Solarstromanlage spannungsfrei



VWL Umweltzentrum für Haustechnik GmbH
August-Bebel-Str. 99a
09366 Stollberg-Gablenz

Tel: 037296 – 15867

Fax: 037296 – 17223

Mail: info@umweltzentrum.de

Web : www.umweltzentrum.de



Umweltzentrum für Haustechnik GmbH

Sicherer Feuerwehrschutz

Lieber Kunde,

wir bedanken uns ganz herzlich bei Ihnen, dass Sie sich für ein innovatives Produkt aus unserem Hause entschieden haben. Wir schließen damit eine Sicherheitslücke, die den meisten Betreibern von PV-Anlagen nicht bewusst ist. Sie sind jetzt in der Lage, Ihre Anlage spannungsfrei zu schalten, wenn die Feuerwehr Ihr Haus im Brandfall löschen soll.

Überblick



Das Gerät wird in eine oder mehrere Stringleitungen der PV-Anlage eingefügt. Bei Betätigung des **Not-Aus-Tasters** am Kurzschlusschalter oder am Fernschalter wird der String kurzgeschlossen. Die Anlage ist spannungsfrei. Es fließt ein Kurzschlussstrom, der von der Modulleistung und dem Lichteinfall abhängt. Der Kurzschlussstrom fließt solange, bis die grüne Taste **Reset** betätigt wird. Ein Fernschalter kann bis zu 10 Kurzschluss-schalter bedienen. Das ganze System arbeitet unabhängig von der Netzspannung. Auf Seite 4 und 5 finden sie Schaltbeispiele zum Anschluss des Gerätes.

Technische Daten

Kurzschlusschalter

Max. Eingangsspannung: 900VDC
Max. Kurzschlussstrom: 16ADC
Stromaufnahme in Bereitschaft: 6 mA bei 900V
Verpolstrom: = Kurzschlussstrom
Sicherung: 16A/1000VDC superflink
Umgebungstemperatur: -20° ...35°C
Abmessung: L160 x B180 x H90 mm

Fernschalter

Betriebsspannung: 3VDC aus Fotozelle
Schutzgrad: IP65
Umgebungstemperatur: -20° ...40°C
Abmessungen: L80 x B160 x H55

Technische Änderungen vorbehalten.

WICHTIG !

Das Gerät darf nur an PV-Modulen in den angegebenen Grenzen von 900VDC / 16A betrieben werden.

Ein nicht bestimmungsgemäßer Einsatz kann zur Zerstörung führen.

Installationshinweise

1. Stellen Sie bereits vor den Installationsarbeiten fest, wie groß der **Kurzschlussstrom** der eingesetzten PV-Module ist. Den Wert findet man im Datenblatt des Herstellers. Sie können an die Eingangsklemmen so viele **gleichartige** Strings anschließen, bis der Maximalwert von 16A erreicht wird. In der Regel sind das 2 Strings.

2. Stellen Sie weiterhin fest, wie groß die **Leerlaufspannung des gesamten Strings** ist. Die Reihenschaltung der Module darf den Wert von 900V nicht überschreiten.

3. Die Verlegung der 2 Leitungen zum Fernschalter kann Aufputz, Unterputz oder in Kanälen erfolgen. Eine Fehlauslösung durch Einkopplung von Störspannung ist ausgeschlossen.

4. Man kann mit einem Fernschalter insgesamt **10 Steueranteile** bedienen. Dazu werden die Fernschalter-Eingänge einfach parallel geschaltet. Auf die richtige Polung ist zu achten. Die Spannungsanzeige auf dem Fernschalter ist nur für einen ausgewählten String möglich.

5. Das System ist verpolungssicher. Bei Verwechslung der Anschlüsse kommt es zu keiner Schädigung. Sie sollten trotzdem mit Bedacht arbeiten.



6. Die Anschlussklemmen für die Stringleitungen sind für **4mm²** Querschnitt ausgelegt. Die Leitungsenden sind mit Aderendhülsen zu versehen.

7. Zwei Messpunkte auf der Leiterplatte stehen zum **Funktionstest** zur Verfügung:

- +50V diese Spannung stellt sich nach ca. 2min ein, wenn der Elko vollständig geladen ist
- +12V Zündspannung für Thyristor

Spannungen gemessen gegen Minus (-) !

Einbau

1. Betätigen Sie den Leitungsschutzschalter auf der **AC-Seite** des Wechselrichters, der Stromfluss aus den PV-Modulen wird abgeschaltet. Ziehen Sie die **DC-Stecker** vom Wechselrichter ab. Die Modulspannung liegt weiterhin an!

2. Bringen Sie den Kurzschlusschalter neben dem Wechselrichter an der Wand an und zwar so, dass die Lüftungsschlitze **frei** bleiben.

Beachten Sie die zulässigen Grenzen für die Außentemperatur von -20°...+35°C. **Eine Montage in nicht isolierten Dachböden ist unzulässig.**

3. Installieren Sie den **Fernschalter** an geeigneter Stelle des Hauses, so dass er frei zugänglich bleibt. Das Gerät darf nicht der direkten Sonneneinstrahlung und Starkregen ausgesetzt werden. Für die Solarzelle an der Seite des Gehäuses genügt abgeschattetes Tageslicht.

4. Verbinden Sie den Fernschalter mit dem Kurzschlusschalter. Dazu sind **2 getrennte** Leitungen wegen der Isolationsfestigkeit einzusetzen. Eine Leitung ist an das Voltmeter anzuschließen, die andere an den Taster. Die Polung ist zu beachten.

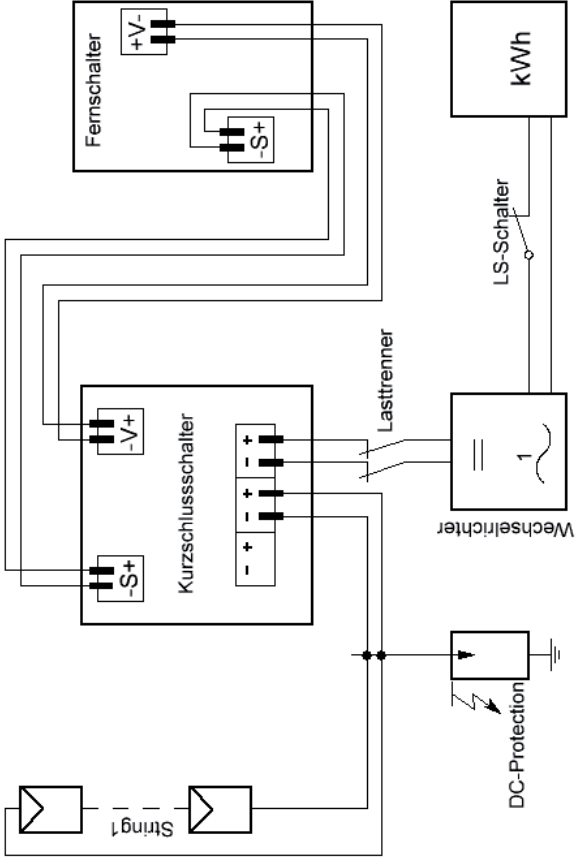


Es können alle Leitungen mit einer Mantelisolationsfestigkeit von min. **1000V** eingesetzt werden, z.B. Ölflex Classic 100 2x0,5qmm. Die Leitungslänge ist unkritisch und kann bis zu 100m betragen. Der Außendurchmesser der Leitung darf **6,5mm** nicht überschreiten wegen der Kabelverschraubung.

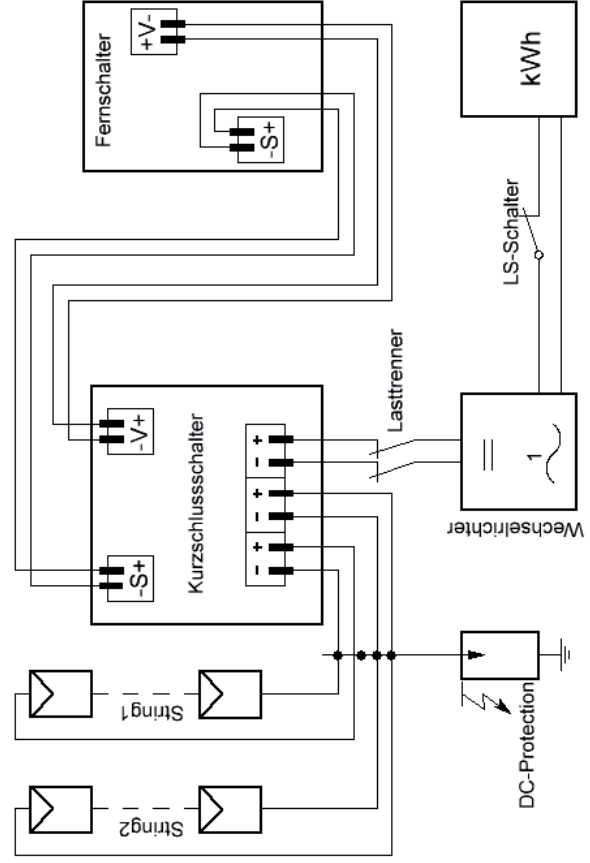
5. Trennen Sie die Stringleitung an geeigneter Stelle auf. Legen Sie die DC-Spannung an die Eingangsklemmen. Schließen Sie den Wechselrichter an die Ausgangsklemme an. Die Polung ist zu beachten und der max. Anschlusswert **900V/16A**.

WICHTIG ! Wenn Sie bei Tageslicht am String arbeiten, liegt immer die volle Leerlaufspannung an.

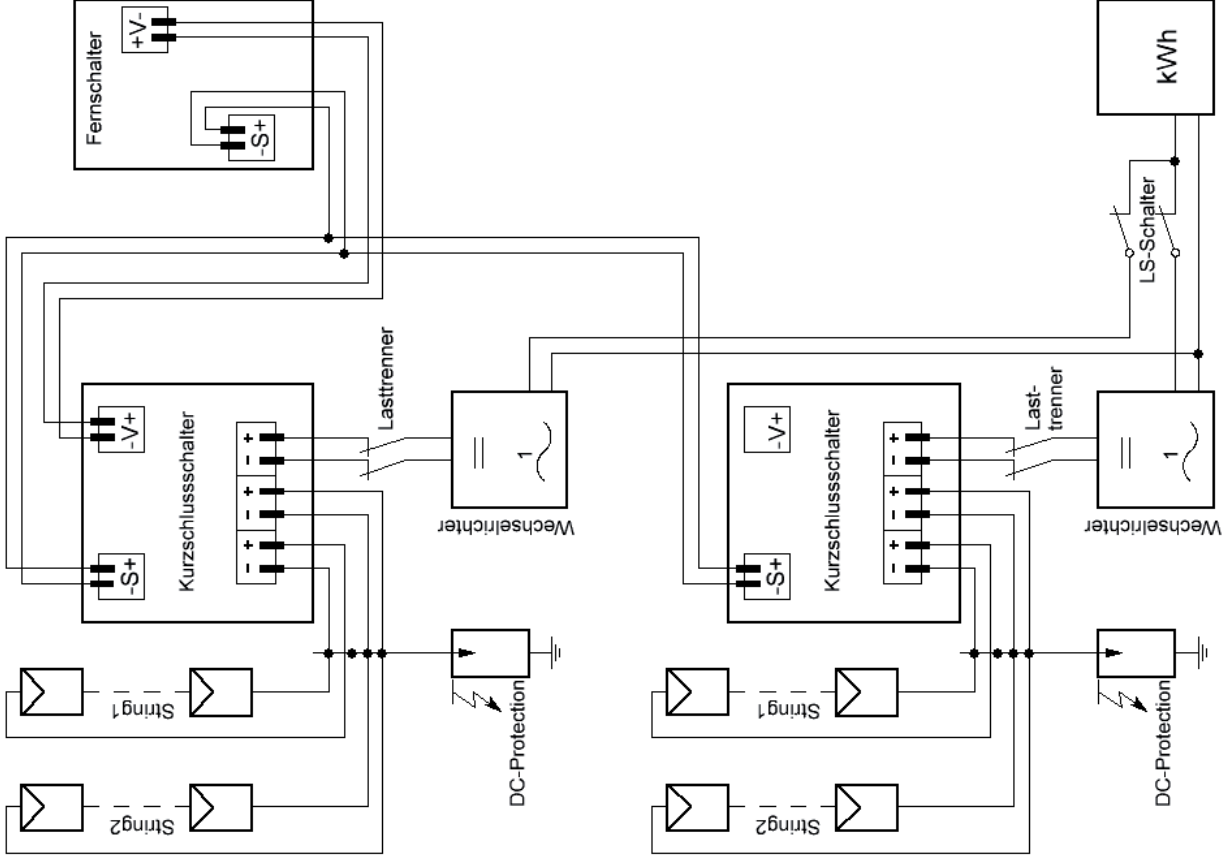
Schaltbeispiele



Anordnung mit 1 String



Anordnung mit 2 Strings



Anordnung mit 2 Wechselrichter

Gefahrlos löschen

Feuerwehrscharter

Ein Haus brennt. Ein Löschzug der Feuerwehr fährt vor. Die Feuerwehrleute steigen aus, sehen die Solaranlage – und können nur wenig ausrichten.

Die Feuerwehr kann häufig nichts anderes tun, als Personen- und Tierrettungen durchzuführen und ein Überspringen auf nebenliegende Objekte zu verhindern. Der Grund dafür ist die von PV-Anlagen erzeugte Spannung von bis zu 1000 V, die auch nach Freischaltung des Inverters weiterentsteht. Beim Betreten des Gebäudes bestünde für die Rettungskräfte Lebensgefahr. Abhilfe schafft hier der Eaton Feuerwehrscharter SOL30-SAFETY, der die Leitung von den Solarmodulen zum Wechselrichter spannungslos schaltet und so die gefahrlose Brandbekämpfung ermöglicht.



Kleine Investition, großer Schutz

VDE 0100-712 schreibt zwar einen DC-Freischarter vor, aber nicht der Ort der Anbringung: Häufig ist der Freischarter in den Inverter integriert, so dass die Leitung zwischen Wechselrichter und Hausanschluss gesichert ist, die Module und DC-Leitungen bis

dorthin aber weiterhin unter Gleichspannung von bis zu 1000 V stehen, pro Strang mit bis zu ~8A. Mit überschaubarem Aufwand ermöglicht unser Feuerwehrscharter SOL30-SAFETY die Spannungsfreischaltung der Leitungen zwischen Solarmodulen und Wechselrichter.

Genial einfach und einfach genial

Die Feuerwehrscharter werden einfach in unmittelbarer Nähe der PV-Module in die Gleichstromleitung zwischen Panel und Wechselrichter eingebaut. Die Abschaltung der PV-Module erfolgt automatisch per Unterspannungsaus-

löser im Feuerwehrscharter, wenn entweder die Feuerwehr über den örtlichen Energieversorger den Brandort stromfrei schalten lässt oder vor Ort der PV-AUS-Scharter betätigt wird. Der SOL30-Safety – volle Kontrolle für gefahrloses Löschen.

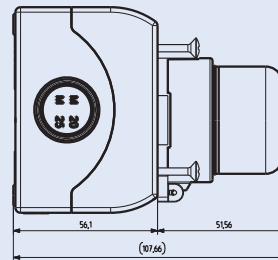
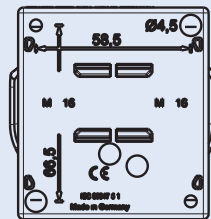
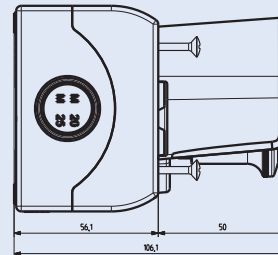
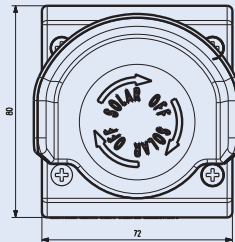
Photovoltaik - PV-Ausschalter, PV-Feuerwehrschalter

PV-Ausschalter

- Schutzart IP 65
- überlastungssicher nach ISO 13850/EN 418
- Rückstellung erfolgt durch Ziehen bzw. Drehen
- Farbe Gehäuseoberteil rot



Beschreibung	Typenbezeichnung	Artikel-Nr.	Verp.-Einh.
komplett mit Schutzkragen 1S 1Ö	M22-SOL-PVT45PMPI11Q	150644	1
komplett mit Schutzkragen 2Ö	M22-SOL-PVT45PMPI02Q	150645	1
Aufbaugeschäuse, Schwarz/roter Deckel	M22-SOL-IR1Q	150646	1
Schutzkragen, rot, mit Laserung SOLAR	M22-SOL-XGPVQ	150647	1
Schutzkragen, rot	M22-XGPVQ	150648	1
Schlagtaste mit Laserung SOLAR	M22-SOL-PVT45P-MPIQ	150673	1
komplett 1S 1Ö plombierbar	M22-SOL-PVLPL11-230Q	152627	1



PV-Feuerwehrschalter SOL30-SAFETY

DC-Lasttrennschalter

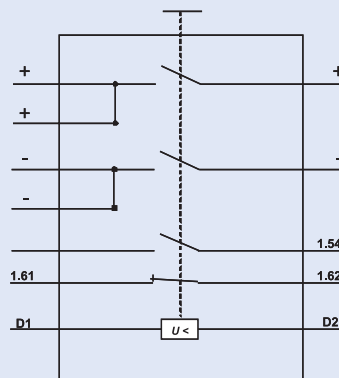
- Bemessungsbetriebsspannung 1000V
- Gebrauchskategorie DC-21A
- Bemessungsbetriebsstrom Ie 30A
- Fernauslösung durch integrierten Unterspannungsauslöser 230V, 50Hz
- Rückmeldung des Schaltzustandes mittels Hilfsschalter 1Schließler und 1 Öffner
- Mehrere Ausführungen - Stecker MC3, MC4 oder metrische Verschraubungen erhältlich

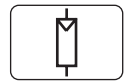
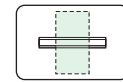
Ie	INPUT	OUTPUT	Typenbezeichnung	Artikel-Nr.	Verp.-Einh.
30A	2xMC3	1xMC3	SOL30-SAFETY/2MC3-U(230V50HZ)	144121	1
30A	2xMC4	1xMC4	SOL30-SAFETY/2MC4-U(230V50HZ)	144122	1
30A	2xM12	1M12	SOL30-SAFETY/2MV-U(230V50HZ)	144123	1

SOL30-SAFETY_HPL



Anschlussbilder:





DC-Lasttrennschalter SOL30-Safety

- Anwendungsbereich:
DC-Trennstelle in Photovoltaiksystemen zwischen PV-Generator und Wechselrichter zum Abschalten der Energie
- Fernauslösung durch integrierten Unterspannungsauslöser 230V, 50Hz
- Rückmeldung des Schaltzustandes mittels Hilfsschalter
1 Schließer und 1 Öffner
- Anschlussfertig vorverdrahtet
- Abschliessbar in AUS-Stellung durch Vorhängeschloss
- Einbaulage beliebig
- Sprungschaltfunktion
- Geprüft nach IEC/EN 60947-3

Technische Daten

SOL30-SAFETY

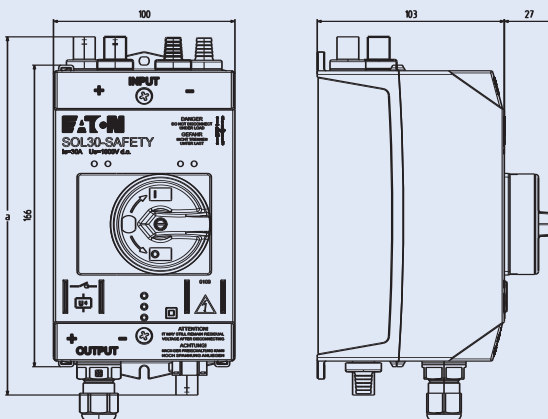
Elektrisch

Polzahlen	2
Bemessungsbetriebsspannung U_e	1000 VDC
Bemessungsbetriebsstrom I_e	30 A
Bemessungskurzschlussleistung I_{cm}	500 A
Bemessungskurzzeitstromfestigkeit 1sek. I_{cw}	700 A
Gebrauchskategorie	DC-21 A
Überspannungskategorie	III
Bemessungsstoßspannungsfestigkeit U_{imp}	8 kV
Schaltspiele elektrisch bei U_e und I_e	1500
Innenwiderstand	7m Ω

Mechanisch

Gewicht	470 g
Schutzart	IP65
Zulässige Umgebungstemperaturbereich	-25°C bis +60°C
Klimafestigkeit nach IEC 60068-2-78	Feuchte Wärme, konstant
nach IEC 60068-2-30	Feuchte Wärme, zyklisch
Verschmutzungsgrad	3
Schaltspiele mechanisch	100.000
Schaltdauer mechanisch pro Stunde	≤120

Abmessungen (mm)



SOL30-Safety	a [mm]
MC3	197
MC4	234
MV	224

WEY PV

Speziallösungen für Photovoltaik-Anlagen



PFA – Photovoltaik- Feuerwehr-Abschaltung

Gebäude mit Photovoltaik-Anlagen gefahrloser löschen

Ihr Haus steht in Flammen

Die Feuerwehr trifft ein und sieht Ihre Photovoltaik-Anlage auf dem Dach. Oft wird aus Sicherheitsgründen das Haus nicht betreten, weil in Ihrem Gebäude sich immer noch Leitungen der Photovoltaik-Anlage befinden, die bis zu 1000V Gleichspannung führen können. Diese Leitungen stellen im Brandfalle eine große Lebensgefahr für Sie als Bewohner und für die Feuerwehr dar, da beim Abschmelzen des Kabelmantels durch das Feuer die spannungsführenden, blanken Adern zum Vorschein kommen.

➤ **Wie kann man gefahrlos im Haus löschen?**

➤ **Wie kann ich mich, meine Familie, meine Mitbewohner und die Feuerwehr schützen?**

Mit einer Photovoltaik-Feuerwehr-Abschaltung (PFA) von WEY-PV.

Das ist eine anschlussfertige Box, die alle Komponenten enthält, damit die Leitungen innerhalb Ihres Hauses spannungslos geschaltet werden können und somit keine Gefahr mehr von den Leitungen ausgeht. Die Gefahr rührt daher, dass die Photovoltaik-Module und die Leitungen der Photovoltaik-Anlage, auch nach dem Abschalten des Wechselrichters, bis zum Wechselrichter noch Spannung führen. Auch wenn im Wechselrichter der Freischalter abgeschaltet hat.

Die PFA-Zentralbox wird einfach in unmittelbarer Nähe Ihrer Module installiert, z.B. auf dem Dachboden, damit die Leitungen von den Modulen bis zur PFA so kurz wie möglich sind. In Ihrem Flur in der Nähe der Haustür, an der Außenwand oder auf Ihrem Balkon wird ein Not-Aus-Taster montiert, womit die Anlage stromlos geschaltet werden kann. Die PFA-Zentralbox ist zusätzlich so konzipiert, dass wenn der Energieversorger im Brandfalle die Zuleitung zu Ihrem Haus abschaltet, die Sicherheitsschalter der PFA ebenfalls automatisch abschalten. Neben dem Not-Aus-Taster befindet sich eine Leuchte, woran Sie erkennen können, ob die PFA-Sicherheitsschalter in der Box ein- oder ausgeschaltet sind. Im Falle eines Stromausfalles oder auch bei Gewitter kann die PFA die Anlage trennen. Deshalb muss die PFA-Zentrale zugänglich sein.

Die PFA-Zentrale wird anschlussfertig geliefert. Pro String ist eine Stromstärke bis max. 20A zulässig. Die Zentrale ist intern mit 6qmm Leitungen verdrahtet, damit nur ganz minimale Verluste entstehen. Für die Strings sind MC4 – Anschlüsse angebracht, und der Not-Aus-Schalter wird mittels Stecker angeschlossen. Man benötigt pro String, also pro + und – Leitung einen Sicherheitsschalter. WEY-PV liefert die PFA-Zentrale komplett anschlussfertig für Ihre Anlage. Entsprechend der Anzahl der Strings sind die Boxen mit 1 bis 5 Sicherheitsschalter ausgestattet. Sollten Sie mehr Strings haben, so werden mittels eines Verbindungskabels mit Steckern einfach die PFA-Boxen erweitert und verbunden. Der Verkabelungs- und Montageaufwand ist nur minimal. Kann auch bei vorhandenen Anlagen meist schnell und einfach nachgerüstet werden.

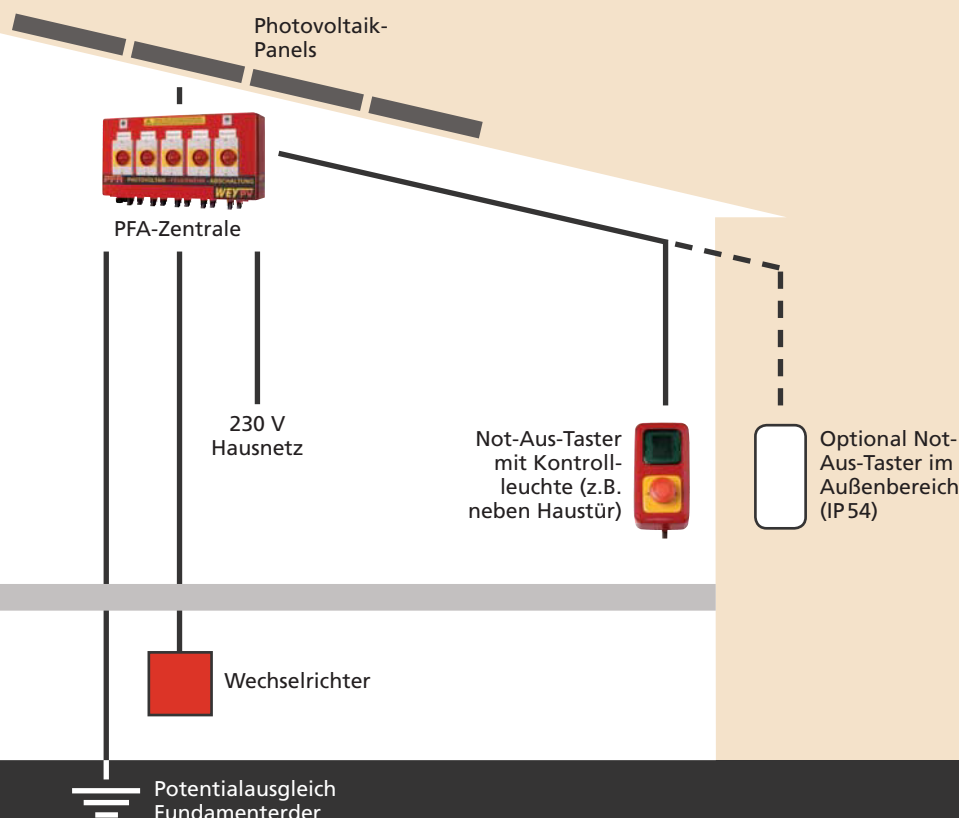
Des weiteren bieten wir die PFA-Boxen direkt mit Überspannungsschutz für jeden String an, um die Elektronik Ihrer Wechselrichter bei Gewitter zu schützen.

Die PFA kann von einem Elektrofachbetrieb oder von unseren eigenen Monteuren installiert und in Betrieb genommen werden.

Die PFA von WEY-PV: einfache Lösung für gefahrloseres Löschen.

Technische Daten der Sicherheitsschalter:

- Betriebsbemessungsspannung: 1000V DC
- Gebrauchskategorie: DC-21A
- Bemessungsbetriebsstrom: 30A
- Fernauslösung mittels Unterspannungsauslöser: 230V 50Hz
- Rückmeldung der Schaltstellung mittels Hilfskontakt



- Befestigungslaschen für einfache Wandbefestigung
- Beschriftung nach Kundenwunsch (bei Bestellung angeben)
- Sicherheitsschalter mit Unterspannungsauslöser und Meldekontakt
- Stabiles Stahlblechgehäuse
- Komplett anschlussfertig. Einfach anschrauben, alle Stecker einstecken -> fertig.



- Anschlussbuchsen für
 - Netzanschluss 230 V
 - Not-Aus-Taster mit Meldeleuchte
 - Verbindung zu weiteren PFA-Boxen
- MC4-Stecker und Buchsen für die Strings der PV-Module

Übersicht PFA-Produktreihe

Artikelnummer	Beschreibung (Maße: Länge x Breite x Tiefe)	
PFA-1	Abschaltbox für 1 String	Gehäuse: 200 x 300 x 155
PFA-2	Abschaltbox für 2 Strings	Gehäuse: 400 x 300 x 155
PFA-3	Abschaltbox für 3 Strings	Gehäuse: 600 x 300 x 155
PFA-4	Abschaltbox für 4 Strings	Gehäuse: 600 x 300 x 155
PFA-5	Abschaltbox für 5 Strings	Gehäuse: 600 x 300 x 155
PFA-1-UB	Abschaltbox für 1 String mit integriertem Überspannungsschutz	Gehäuse: 400 x 300 x 155
PFA-2-UB	Abschaltbox für 2 Strings mit integriertem Überspannungsschutz	Gehäuse: 600 x 300 x 155
PFA-3-UB	Abschaltbox für 3 Strings mit integriertem Überspannungsschutz	Gehäuse: 800 x 300 x 155
PFA-4-UB	Abschaltbox für 4 Strings mit integriertem Überspannungsschutz	Gehäuse: 800 x 300 x 155
PFA-5-UB	Abschaltbox für 5 Strings mit integriertem Überspannungsschutz	Gehäuse: 800 x 300 x 155
PFA-VB2	Verbindungskabel von PFA zu PFA mit Buchse und Stecker	Länge: 2 m
PFA-VB3	Verbindungskabel von PFA zu PFA mit Buchse und Stecker	Länge: 3 m
PFA-VB5	Verbindungskabel von PFA zu PFA mit Buchse und Stecker	Länge: 5 m
PFA-VB10	Verbindungskabel von PFA zu PFA mit Buchse und Stecker	Länge: 10 m
PFA-Z1	Netzanschlußleitung 2 m mit Schuko-Stecker (Pro System 1 x erforderlich)	
PFA-NA-AP1	Not-Aus-Piltaster und Kontrollleuchte rot mit roten Gehäuse Aufputz (Innenräume)	
PFA-NA-UP1	Not-Aus-Piltaster und Kontrollleuchte Unterputz (Innenräume)	
PFA-NA-AP2	Not-Aus-Taster mit Glasscheibe und Kontrollleuchte mit Gehäuse Aufputz (Innenräume)	
PFA-NA-UP2	Not-Aus-Taster mit Glasscheibe und Kontrollleuchte Unterputz (Innenräume)	
PFA-NA-AP3	Not-Aus-Taster mit Glasscheibe und separate Kontrollleuchte für Außen IP54	
PFA-NA-VB10	Verbindungsleitung von PFA zum Not-Aus-Taster	Länge: 10 m
PFA-NA-VB20	Verbindungsleitung von PFA zum Not-Aus-Taster	Länge: 20 m
PFA-NA-VB30	Verbindungsleitung von PFA zum Not-Aus-Taster	Länge: 30 m
PFA-MC4S	MC4 Stecker 4-6qmm für PV-Leitungen	
PFA-MC4B	MC4 Buchse 4-6qmm für PV-Leitungen	



PFA-NA-AP1



PFA-NA-UP1



PFA-NA-AP2



PFA-NA-UP2



PFA-NA-AP3 (Kontrollleuchte separat)

Die Boxen sind beliebig miteinander kombinierbar!
z.B. für 8 Strings: 1 x PFA-3 + 1 x PFA-5 oder 2 x PFA-4

Systemübersicht

Spannung pro String: 500V DC
Zellenanzahl pro String: je nach Anzahl der Strings
Blechgehäuse, Schutzart: IP54
Montageoptionen für einfache Wandbefestigung
Signal auch mit integriertem Überspannungsschutz

