



## Untersuchung der Beeinflussung der Schutzkonzepte von Stromkreisen durch Stecker-Solar-Geräte

PI-Report-Number: 20170520

**Client:**

DGS - Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie  
Landesverband Berlin Brandenburg e.V.  
Erich-Steinfurth-Straße 8

**Consultants:**

PI Photovoltaik-Institut Berlin AG  
Wrangelstraße 100  
10997 Berlin  
Germany

**Autor:**

Marcus Vietzke

**Messungen:**

Marcus Vietzke, Ralf Haselhuhn, Oliver Suchaneck, Prof. Dr.-Ing. Norbert Klaes; Ulrich Angersbach

**Simulation:**

Tjarko Tjaden, Raphael Wedel, Dominik Colmsee, Festus Anyangbe; Marcus Vietzke

**Audit:**

Ralf Haselhuhn, Dr. rer. nat. Paul Grunow, Prof. Dr.-Ing. habil. Stefan Krauter

**In Kooperation mit:**



PI Photovoltaik-Institut Berlin AG – PV Module technology | Testing | Consulting | Development | Research  
Wrangelstr. 100 | 10997 Berlin

Company site: Berlin | Trade register: Amtsgericht Charlottenburg Nr. HRB 106413 B  
Managing board: Dr. Paul Grunow, Prof. Dr. Stefan Krauter, Dipl.-Ing. Sven Lehmann  
Head of Supervisory board: Prof. Dr. Rolf Hanitsch

Phone: +49 30 814 5264-0 | Fax: +49 30 814 5264-101 | [www.pi-berlin.com](http://www.pi-berlin.com)  
VAT No.: DE252416715 | Swift-BIC: DRES DE FF 100 | IBAN: DE49 1008 0000 0943 3600 00  
Bank account: Commerzbank AG | BIC: 251203100 | Account: 094 33 60 000



## Report-Number: 20170520

Client:	DGS - Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie
Address:	PI Photovoltaik-Institut Berlin AG Wrangelstraße 100 Gebäude 43 10997 Berlin Germany
Proposal number:	
Order number:	20170520
Order date:	2017-16-04
Delivery date:	2017-05-20
Test start:	2017-16-04
Test end:	2017-05-20
Responsible project engineer:	Marcus Vietzke

Person in charge  
Dr. Paul Grunow

**PI Photovoltaik-Institut Berlin AG**  
Wrangelstr. 100  
D - 10997 Berlin  
Tel.: +49 (0)30 814 52 64-0  
Fax: +49 (0)30 814 52 64-101  
Checked by [www.pi-berlin.com](http://www.pi-berlin.com)  
Prof. Dr.-Ing. Stefan Krauter

**This report is only valid with signature.**



## Inhalt

1	Personenschutz.....	5
1.1	Beeinflussung des Fehlerstrom-Schutzschalters .....	5
1.1.1	Fragestellung: .....	5
1.1.2	Hypothesen.....	5
1.1.3	Testaufbau und Ablauf.....	5
1.1.4	Messergebnisse .....	6
1.1.4.1	Spannung.....	6
1.1.4.2	Auslöseströme ohne Stecker-Solar-Gerät .....	6
1.1.4.3	Auslöseströme mit Letrika-Wechselrichter .....	6
1.1.4.4	Auslöseströme mit Steca-Wechselrichter .....	6
1.1.4.5	Auslöseströme mit AE-Conversion-Wechselrichter.....	6
1.1.5	Auswertung.....	6
1.2	Schutz gegen elektrischen Schlag.....	7
1.3	Empfehlungen.....	8
2	Leitungsschutz .....	8
2.1	Belastung der Leitungen .....	8
2.1.1	Fragestellung .....	8
2.1.2	Theorie.....	8
2.1.3	Reserven für Dauerbetrieb .....	9
2.1.4	Testaufbau und Ablauf.....	9
2.1.4.1	Verlegebedingung: A2 worst case .....	9
2.1.4.2	Verlegebedingung: A2 .....	10
2.1.4.3	Verlegebedingung: B2 .....	10
2.1.4.4	Verlegebedingung: E.....	10
2.1.5	Messergebnisse .....	11
2.1.5.1	Verlegebedingung: A2 worst case .....	11
2.1.5.2	Verlegebedingung: A2 .....	11
2.1.5.3	Verlegebedingung: B2 .....	12
2.1.5.4	Verlegebedingung: E.....	12
2.1.5.5	Zusammenfassung.....	13
2.1.6	Worst Case Betrachtung .....	13
2.1.7	Betroffene Leitungen .....	13
2.1.8	Überführung in Berechnungsformeln.....	14



2.1.9	Untersuchung der Leiterströme .....	15
2.1.9.1	Maximale Leiterströme .....	15
2.1.9.2	Reale Leiterströme .....	18
2.1.9.3	Kurzschluss .....	18
2.1.10	Untersuchung der Leitertemperaturen .....	19
2.1.10.1	Maximale Leitertemperaturen bei verschiedenen Einbausituationen .....	19
2.1.10.2	Dynamisch auftretende Leitermaximaltemperaturen .....	21
2.1.10.3	Reale Leitertemperaturen .....	22
2.1.11	Untersuchung der Alterung der Isolierung .....	22
2.1.11.1	bei maximalem Strom .....	23
2.1.11.2	bei Referenzlastprofil H0 .....	23
2.1.12	Normative Einordnung .....	24
2.2	Belastung der Kontaktstellen.....	25
2.2.1	Brände und Brandtote in Deutschland .....	25
2.2.2	Brandwahrscheinlichkeit.....	26
2.2.3	Betroffene Kontaktstellen.....	26
2.2.4	Brandwahrscheinlichkeit bei maximalem Leiterstrom ( $I_n \cdot 1,13$ ).....	27
2.2.5	Brandwahrscheinlichkeit bei Referenzlastprofil H0 .....	27
2.3	Vergleich mit anderen Kraftwerken.....	27
2.4	Auswertung.....	28
2.5	Handlungsempfehlung.....	28
3	Anhang.....	29
3.1	Test und Messgeräte.....	29
3.2	Simulationsparameter .....	29
3.3	Code.....	30
3.4	Literaturverzeichnis .....	37
3.5	Abbildungsverzeichnis .....	38

## 1 Personenschutz

### 1.1 Beeinflussung des Fehlerstrom-Schutzschalters

#### 1.1.1 Fragestellung:

Es soll überprüft werden, ob der Parallelbetrieb eines Stecker-Solar-Gerätes die Funktion von RCD (Fehlerstrom-Schutzschaltern) beeinträchtigt.

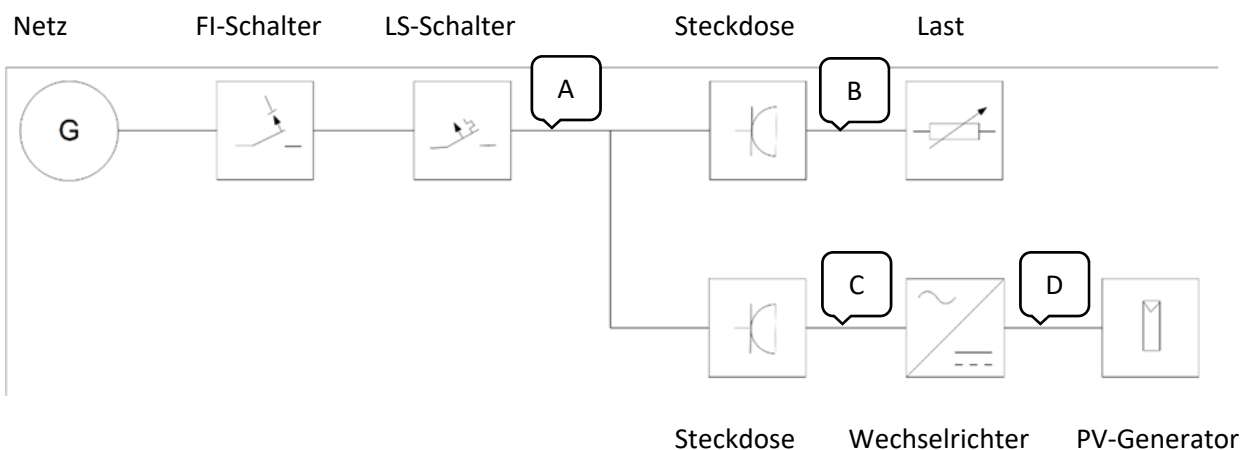
#### 1.1.2 Hypothesen

Ein RCD löst beim Parallelbetrieb eines Stecker-Solarmoduls nicht mehr bei 30 mA, sondern erst bei 30 mA plus dem vom Wechselrichter abgegebenem Strom aus.

RCD vom Typ A erfassen nur sinusförmige Wechselströme (AC) und pulsierende Gleichfehlerströme (DC). Es besteht die Befürchtung, dass Gleichfehlerstrom-Fehler durch den Wechselrichter hindurch bis auf die AC-Seite des Wechselrichters übertragen werden. Bei glatten Gleichfehlerströmen findet keine Übertragung, also keine Induktion in der Sekundärwicklung statt - der Fehlerstrom wird nicht erkannt. Ab 150 mA könnten diese Ströme für Personen lebensgefährlich sein.

Bei einer Mischform (glatter Gleichfehlerstrom überlagert durch Wechselfehlerstrom) kann der Wechselfehlerstrom nur geschwächt oder gar nicht übertragen werden, da der Eisenkern teilweise oder sogar komplett durch den glatten Gleichfehlerstrom vormagnetisiert ist. Es besteht die Möglichkeit, dass der RCD geblendet wird, also nicht mehr korrekt bei Wechselstromfehlern auslöst.

#### 1.1.3 Testaufbau und Ablauf



Auf den Einbau von Steckdosen wurde für den Test verzichtet. Das Photovoltaikmodul wurde unter STC-Bedingungen bestrahlt, bis der Wechselrichter im MPP arbeitet. Fehlerstrom zwischen B und Erde wurde bis zum Auslösen des FI erhöht und gemessen. Fehlerströme zwischen D und Erde wurden nicht gemessen, da hier eine Kleinspannung, die die Grenzwerte für den Spannungsbereich I nach IEC 60449 nicht überschreitet, anliegt. Die Grenzwerte sind für Wechselspannung (AC)  $\leq 50$  V und für Gleichspannung (DC)  $\leq 120$  V entsprechend der Grenze für die dauernd zulässige Berührungsspannung für Erwachsene und normale Anwendungsfälle nicht lebensbedrohlich.

## 1.1.4 Messergebnisse

### 1.1.4.1 Spannung

Netzspannung: 239,5 V

### 1.1.4.2 Auslöseströme ohne Stecker-Solar-Gerät

	Auslösestrom	Strom zum Verbraucher	Widerstand Erdschluss
	mA	mA	kΩ
1. Versuch	20,5	140	11,6
2. Versuch	21,2	140	11,35
3. Versuch	20,7	140	11,57

### 1.1.4.3 Auslöseströme mit Letrika-Wechselrichter

	Auslösestrom	Strom zum Verbraucher	Strom vom Wechselrichter	Summenstrom	Widerstand Erdschluss	Strom im DC Kreis
	mA	mA	mA	mA	kΩ	A
1. Versuch	21,5	120				8,2
2. Versuch	20,9	120	760	640	11,4	8,1
3. Versuch	20,7	120	720	590		4,8

### 1.1.4.4 Auslöseströme mit Steca-Wechselrichter

	Auslösestrom	Strom zum Verbraucher	Strom vom Wechselrichter	Summenstrom	Widerstand Erdschluss	Strom im DC Kreis
	mA	mA	mA	mA	kΩ	A
1. Versuch	21,3	120	780	670	11,34	4,8
2. Versuch	21,1	120	760	640		4,8

### 1.1.4.5 Auslöseströme mit AE-Conversion-Wechselrichter

	Auslösestrom	Strom zum Verbraucher	Strom vom Wechselrichter	Summenstrom	Widerstand Erdschluss	Strom im DC Kreis
	mA	mA	mA	mA	kΩ	A
1. Versuch	20,9	120	690	580		7,6

## 1.1.5 Auswertung

Eine Beeinflussung des RCD konnte nicht nachgewiesen werden.

Modulwechselrichter sind typischerweise galvanisch trennend, da ein Trafo benötigt wird, um die Netzspannung nachbilden zu können. Bei diesen Geräten ist eine Übertragung von Gleichstromfehlern auf die AC-Seite bauartbedingt ausgeschlossen.

Jeder Wechselrichter muss der EN 62109-1 und -2 entsprechen. Darin ist gefordert, dass ein RCD Typ A nicht unzulässig beeinflusst werden darf. Sollte diese Anforderung nicht erfüllt werden, muss in der Anleitung auf die Notwendigkeit zur Installation eines RCD Typ B hingewiesen werden.

## 1.2 Schutz gegen elektrischen Schlag

Es wird immer wieder das Risiko eines Stromschlags am Stecker Typ F (Schuko-Stecker) der Stecker-Solar-Geräte angeführt. Bei Wechselrichtern mit NA-Schutz ist dieses Risiko jedoch ausgeschlossen.

Solange nur ein Wechselrichter mit dem Stecker verbunden ist, trennt der NA-Schutz gemäß VDE-AR-N 4105 die Stromerzeugungseinrichtung einfehlersicher nach maximal 0,2 Sekunden. Einfehlersicherheit bedeutet in diesem Fall: Es sind zwei in Reihe geschaltete, unabhängig angesteuerte Schaltelemente vorhanden. Selbst beim Ausfall eines Schalters bleibt die Funktion erhalten.

Diese Abschaltzeit unterschreitet deutlich die Anforderungen an Fehlerstromschutzschalter nach DIN VDE 0100-410: Die Abschaltzeit für Endstromkreise mit Steckdosen oder mit festem Anschluss für Handgeräte beträgt bei einer Nennspannung von bis zu 230 Volt 0,4 Sekunden.

Sie erfüllen damit vollständig die Anforderungen der EN 60335-1:2012 Abschnitt 22.5:

Geräte, die mit einem Stecker an die Stromversorgung angeschlossen werden, müssen so gebaut sein, dass im sachgemäßen Gebrauch keine Gefahr eines elektrischen Schlags [...] besteht, wenn die Stifte des Steckers berührt werden. Prüfung wie folgt: [...] Eine Sekunde nach der Trennung wird die Spannung zwischen den Stiften des Steckers mit einem Messinstrument gemessen, das den zu messenden Wert nicht merklich beeinflusst. Die Spannung darf 34 V nicht überschreiten.

Zudem erfüllen sie die Anforderungen der DIN EN 60204-1 (VDE 0113-1):2007-06 Abschnitt 18.5 Schutz gegen Restspannung:

Bei Steckern muss die Ladung nach dem Herausziehen aus der Steckdose innerhalb eines Zeitraums von 1 s auf 60 V oder weniger reduziert sein. Erst bei längeren Entladungszeiten müssen die Stecker gegen direkte Berührung mindestens nach IP2X geschützt sein. Die in DIN VDE V 0628-2 beschriebene Wieland RST20i3 Steckerverbindung mit Schutzart IP6X ist daher überdimensioniert.

Viele Geräte mit Elektromotoren wie beispielsweise Staubsauger werden beim Ziehen des Steckers bis zum Stillstand des Motors zum Generator. Hier wird beispielsweise bei einem Staubsauger die Spannungsfreiheit des Steckers erst nach einer Sekunde gefordert.

Wenn mehrere Wechselrichter oder zusätzliche Verbraucher an einem Stecker-Typ F parallelgeschaltet werden, besteht die Möglichkeit, dass die am Wechselrichtereingang anliegende Spannung und Frequenz nicht die Parameter des NA-Schutzes nach VDE-AR-N 4105 verlässt. In diesem Fall muss der Wechselrichter erst nach 5 Sekunden abschalten.<sup>1</sup> Dies kann aber durch normative Vorgaben, wie beispielsweise die Einschränkung auf einen Wechselrichter pro Stecker unterbunden werden.

Der Stecker-Typ F hat den Praxistest mit 200.000 installierten Stecker-Solar-Geräten in den Niederlanden bereits bestanden und entspricht damit den allgemein anerkannten Regeln der Technik (aaRdT).

Höhere Schutzziele, sind kompatibel mit Typ F-Steckdosen möglich.

<sup>1</sup> Dieser Fall konnte im Labor nicht herbeigeführt werden.

## 1.3 Empfehlungen

- Für Stecker-Solar-Geräte sollten nur Wechselrichter nach EN 62109-1 und -2, die einen RCD Typ A nicht unzulässig beeinflussen, eingesetzt werden.
- Ggf. sind für Stecker-Solar-Geräte nur Wechselrichter mit Trafo geeignet.
- Stecker-Solar-Geräte mit mehreren Wechselrichtern müssen nachweisen, dass sie schnell genug abschalten, um die Bedingungen der EN 60335-1 und DIN EN 60204-1 einzuhalten.

## 2 Leitungsschutz

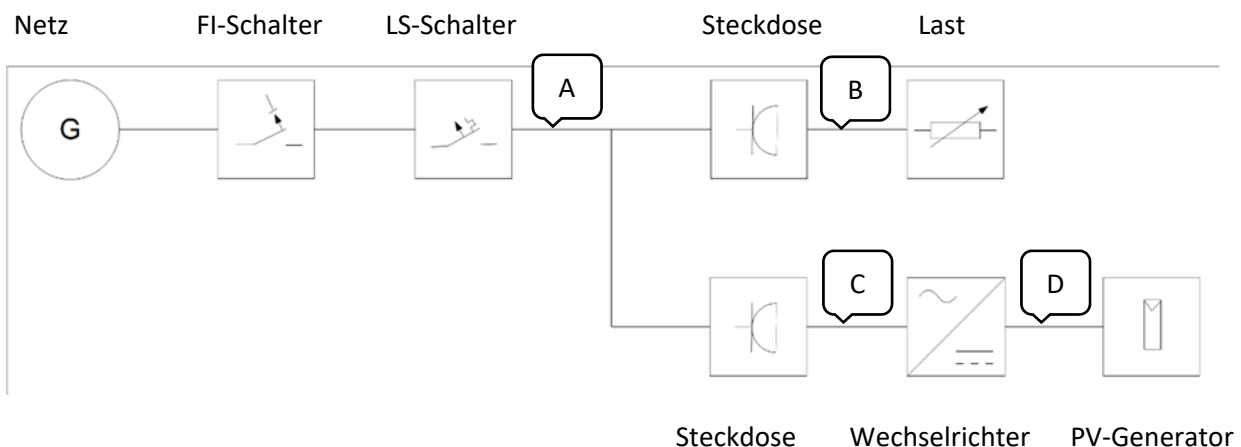
### 2.1 Belastung der Leitungen

#### 2.1.1 Fragestellung

Es soll untersucht werden, ab welcher Leistung der Parallelbetrieb eines Stecker-Solar-Gerätes eine Gefährdung für die bestehenden Elektroinstallationen darstellt.

#### 2.1.2 Theorie

In der Parallelschaltung summieren sich die Ströme. Der maximale Strom im Leiter B ergibt sich aus der Summe des Prüfstroms (Nennstrom \* 1,13) des MCB (Leitungsschutzschalters) im Leiter A plus dem PV-Generatorstrom im Leiter C.



Damit ist es möglich, dass der Leiter B mit höheren Strömen, als durch die Auslegung nach VDE 0298-4 zulässig ist, belastet wird.



### 2.1.3 Reserven für Dauerbetrieb

Allerdings besteht in den meisten Fällen eine Reserve für Dauerbetrieb nach Tabelle 1

**Tabelle 1 Stromreserven bei Dauerbetrieb von Kabeln und Leitungen nach DIN VDE 0298-4 bei 25°C Umgebungstemperatur**

Referenz-Verlegeart	A2	B2	C	E
Verlegebedingung	Verlegung in wärmeisolierten Wänden	Verlegung in Elektroinstallationsrohren oder geschlossenen Elektroinstallationskanälen auf oder in Wänden oder in Kanälen für Unterflurverlegung	Direkte Verlegung auf oder in Wänden/Decken oder in ungelochten Kabelrinnen	Verlegung frei in Luft, an Tragseilen sowie auf Kabelleitern und -konsolen oder in ungelochten Kabelrinnen
Anzahl der gleichzeitig belasteten Adern	2	2	2	2
Strombelastbarkeit $I_z$ in A bei Nennquerschnitt 1,5 mm <sup>2</sup>	16,5	17,5	21	23
maximal zulässiger Bemessungsstrom für Steckdosen Stromkreise In in A	16	16	16	16
Reserve für den Dauerbetrieb in A	0,5	1,5	5	7

Stecker-Solar-Geräte speisen nur zeitweise ein und wenn dann meist mit einem Teil der Nennleistung. Die Grenzwerte der VDE 0298-4 beziehen sich jedoch auf Dauerbetrieb. Kurzfristig sind normativ aber auch höhere Ströme zulässig, so erlaubt die DIN VDE 0100-430 bei Kurzschlussströmen für bis zu 5 Sekunden Temperaturen bis 160 °C. Auch Stecker-Solar-Geräte können kurzfristig eine Heraufsetzung der maximalen Leiterströme verursachen. Dies wird im Folgenden untersucht.

### 2.1.4 Testaufbau und Ablauf

Eine strominduzierte Aufheizkurve einer NYM-J 3x1,5mm<sup>2</sup> Mantelleitung wird für folgende Verlegebedingung experimentell bestimmt.

#### 2.1.4.1 Verlegebedingung: A2 worst case

Die Mantelleitung wurde zwischen zwei Styropor EPS 040 WI/DI/DZ 1000 x 500 x 100 mm mit einer Wärmeleitfähigkeit von 0,04 W/(mK) gemäß Abbildung 1: Messaufbau eingebaut.



Abbildung 1: Messaufbau A2 worst case

### 2.1.4.2 Verlegebedingung: A2

Die Mantelleitung wurde gemäß DIN VDE 0298-4 Anhang C.3.3 (Verlegung in wärmeisolierten Wänden) mit folgendem Wandaufbau eingebaut:

- äußere Beplankung mit 10 mm Holzfaserverplatten,
- Wärmedämmung mit 100 mm Mineralfaser,
- innere Beplankung mit 25 mm Holzfaserverplatte mit einer spezifischen Wärmeleitfähigkeit von 0,1 W/K·m senkrecht zur Plattenebene und 0,23 W/K·m parallel zur Plattenebene.



Abbildung 2: Messaufbau A2

Dieser Wandaufbau stellt nach Aussage der Studiengemeinschaft für Fertighaus die am stärksten wärmeisolierte Wand im Fertighausbau in Deutschland dar. (DIN VDE 0298-4)

### 2.1.4.3 Verlegebedingung: B2

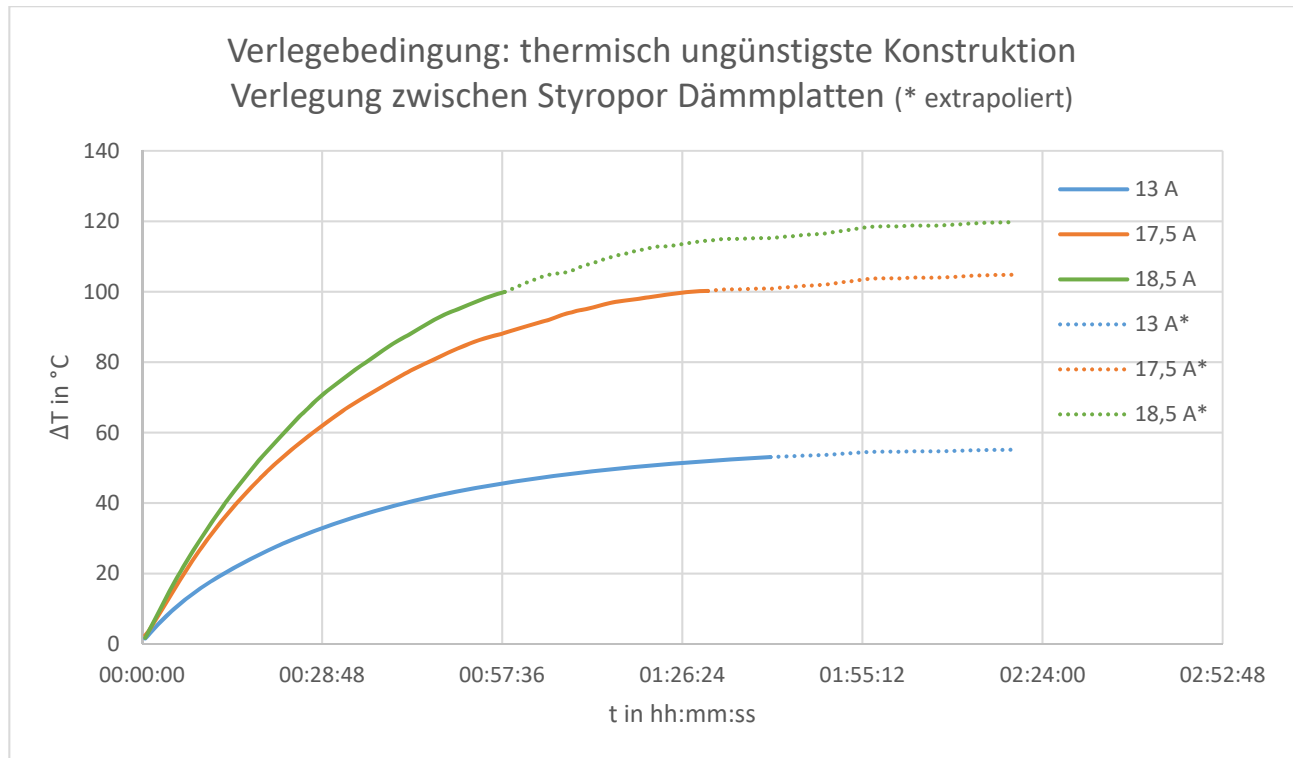
Die Mantelleitung wurde in einen geschlossenen Elektroinstallationskanal eingebaut.

### 2.1.4.4 Verlegebedingung: E

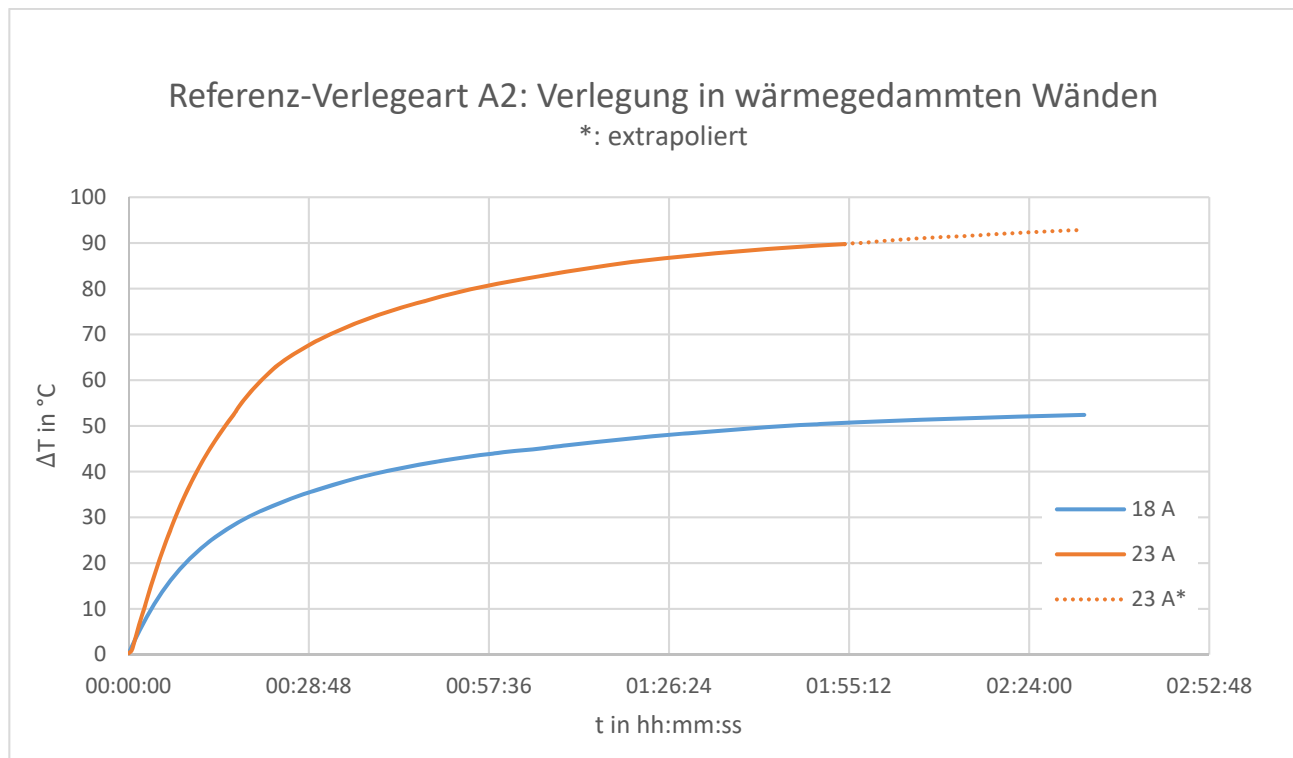
Die Mantelleitung wurde frei in Luft vermessen.

## 2.1.5 Messergebnisse

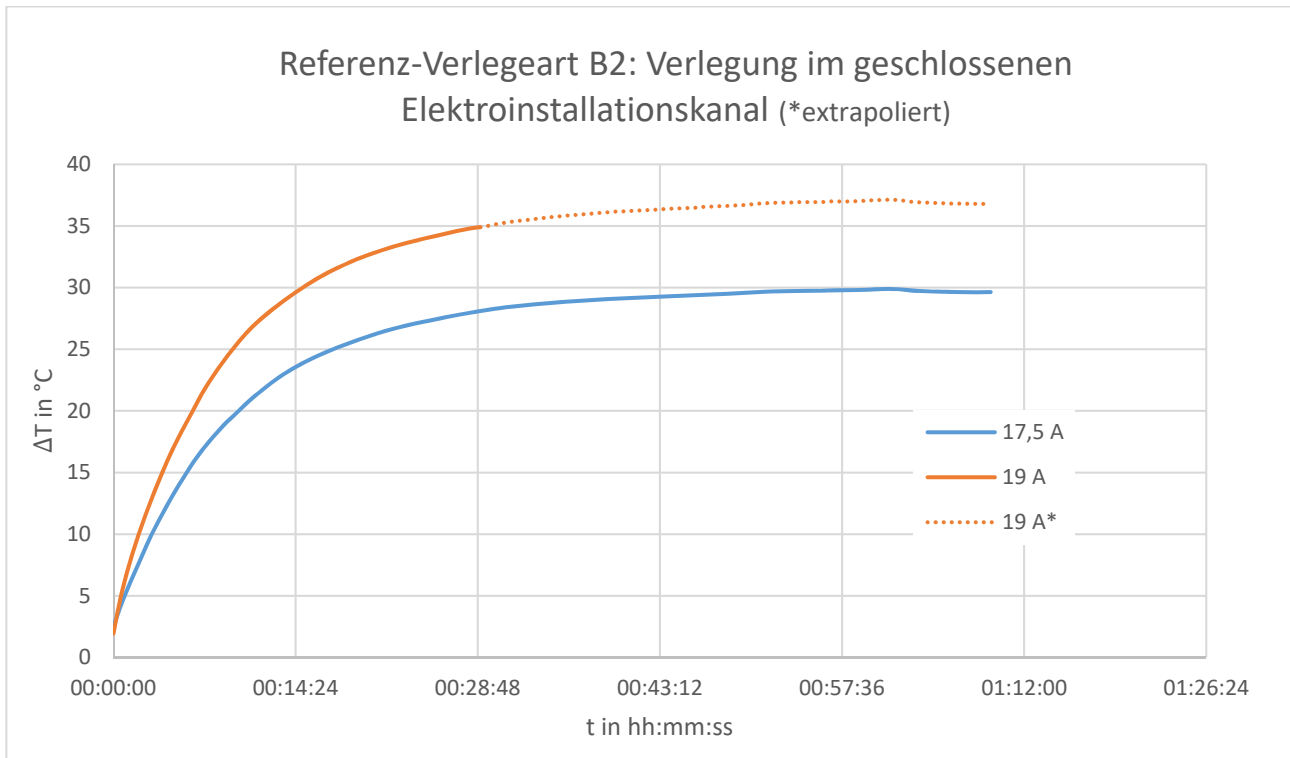
### 2.1.5.1 Verlegebedingung: A2 worst case



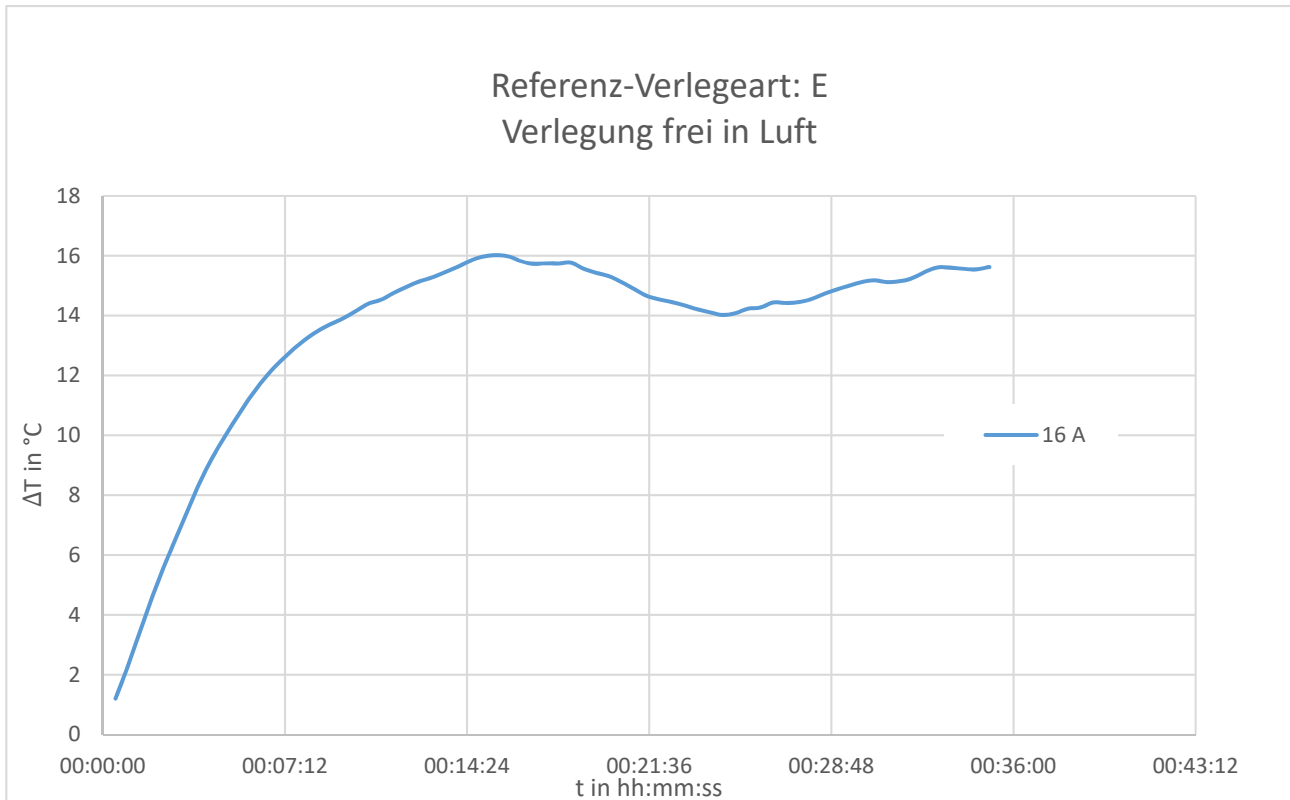
### 2.1.5.2 Verlegebedingung: A2



### 2.1.5.3 Verlegebedingung: B2



### 2.1.5.4 Verlegebedingung: E



### 2.1.5.5 Zusammenfassung

Bei schlechterer Wärmeabfuhr steigt die Leiteroberflächentemperatur. Zugleich nimmt aber auch die Dauer bis zum Auftreten der maximalen Temperaturen zu.<sup>2</sup>

### 2.1.6 Worst Case Betrachtung

Ältere, z.B. stoffummantelte Leitungen, wurden in Steckdosenstromkreisen mit 10 A abgesichert. Zudem treten niedrigere Temperaturen auf, da diese nicht in Dämmung verlegt wurden, C ist hier die thermisch ungünstigste Verlegeart. Die Reserve bei 25°C Umgebungstemperatur beträgt 11 A.

Aluminium-Leitungen (wie sie oft in den neuen Bundesländern eingesetzt wurden) wurden mit 2,5 mm<sup>2</sup> Querschnitt ausgeführt und mit 10 A abgesichert.<sup>3</sup> Zudem treten niedrigere Temperaturen auf, da diese nicht in Dämmung verlegt wurden, B2 ist hier die thermisch ungünstigste Verlegeart. Die Reserve bei 25°C Umgebungstemperatur beträgt mindestens 5 A.

Bei Verlegebedingungen A2 bei 30°C Umgebungstemperatur treten niedrigere Temperaturen auf, da laut DIN VDE 0298-4 mit max. 13 A abzusichern ist. Die Reserve beträgt 2,5 A.

Bei Verlegebedingungen A2 bei 25°C können die ungünstigsten thermischen Verhältnisse auftreten. Die Reserve beträgt 0,5 A. Diese wurde daher für alle Häufungen und Umgebungstemperaturen näher untersucht.

### 2.1.7 Betroffene Leitungen

Ein durchschnittlicher deutscher Haushalt hat 42,7 m<sup>2</sup> Wohnfläche; zwei Zimmer, Küche, Bad, Flur/Diele (Statistisches Bundesamt). Nach RAL-RG678 hat diese Wohnung folgende Mindestausstattungsmerkmale für Stromkreise:

- Anzahl der Beleuchtungs- und Steckdosenstromkreise: 3
- Anzahl der Steckdosen: 19
- Anzahl der Lichtauslässe: 11

Daraus ergibt sich durchschnittlich folgende Situation für den Stromkreis, in dem ein Stecker-Solar-Gerät angeschlossen ist:

---

<sup>2</sup> Mit \* gekennzeichnete Werte wurden extrapoliert

<sup>3</sup> Die Verlustleistung eines 2,5 mm<sup>2</sup> Aluminiumleiters ist kleiner als die Verlustleistung eines 1,5 mm<sup>2</sup> Kupferleiters

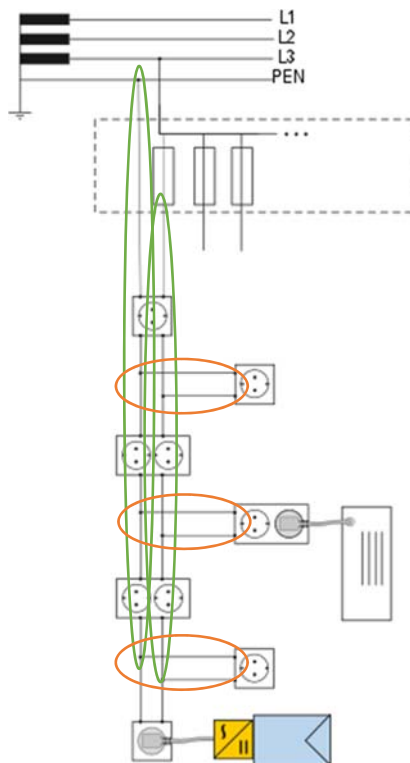


Abbildung 3: Stromkreis mit Stecker-Solar-Gerät

Dabei setzt das Stecker-Solar-Gerät den maximalen Strom auf den rot markierten Leitungen hoch. Im Realbetrieb reduziert es aber die Stromspitzen auf den grün markierten Leitungen. Beide Auswirkungen werden in den folgenden Kapiteln näher untersucht.

### 2.1.8 Überführung in Berechnungsformeln

Aus den Messungen wurden die folgenden Formeln abgeleitet<sup>4</sup>:

Verlegebedingung	A2 worst case	A2	B2
Leiterendtemperatur	$T_{A2*.max} = 0,2022 * I^{2,1861}$	$T_{A2.max} = 0,0615 * I^{2,3347}$	$T_{B2.max} = 0,0158 * I^{2,6352}$
Leitertemperatur nach 60 min	$T_{A2*.1h} = 0,1534 * I^{2,2255}$	$T_{A2.1h} = 0,0336 * I^{2,4855}$	$T_{B2.1h} = 0,0158 * I^{2,6352}$

Beispielhaft wird in der folgenden Grafik die Leitungserwärmung in Abhängigkeit vom Leiterstrom für A2 dargestellt:

<sup>4</sup> Keine ausreichende Datenlage für Verlegeart E

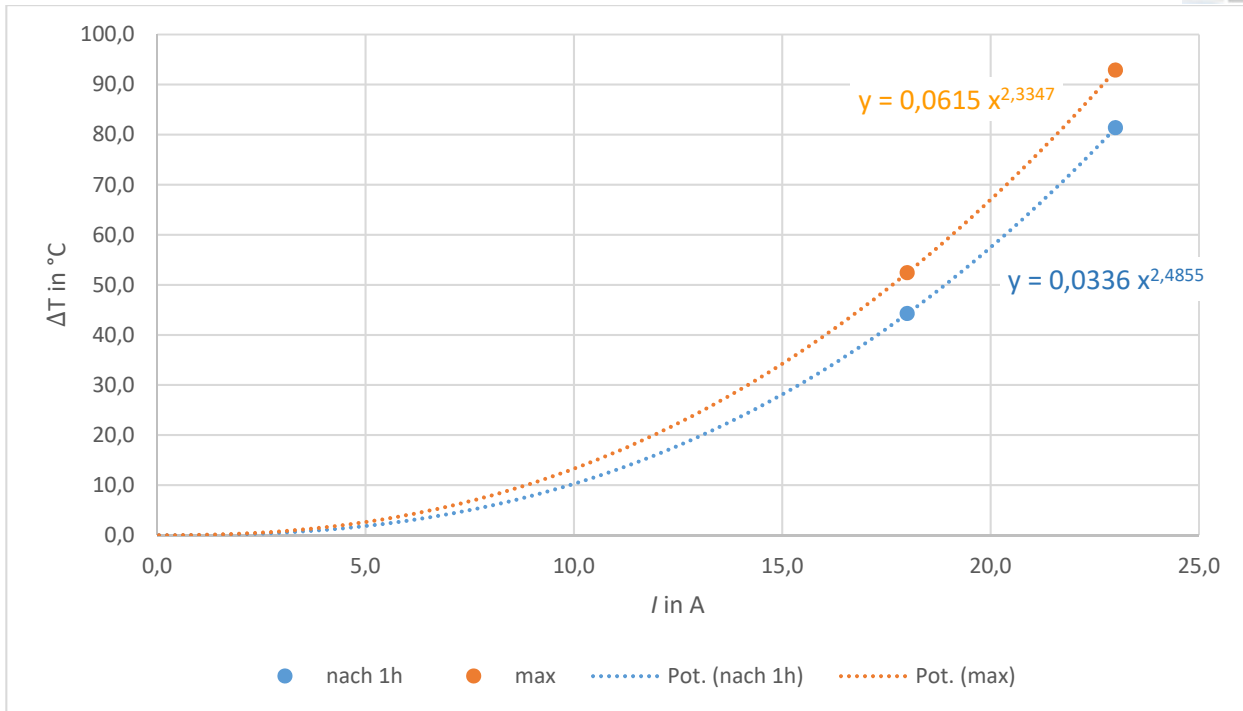


Abbildung 4:  $\Delta T = f(I)$  bei A2 Verlegung in wärmedämmten Wänden

## 2.1.9 Untersuchung der Leiterströme

### 2.1.9.1 Maximale Leiterströme

Für die Betrachtung der Leiterströme sind drei Größen relevant: Der Nennstrom  $I_n$ ; der kleinere Prüfstrom  $I_n \cdot 1,13$  und der größere Prüfstrom  $I_n \cdot 1,45$  (bei dem der MCB gemäß Abbildung 5 nach spätestens einer Stunde auslösen muss).

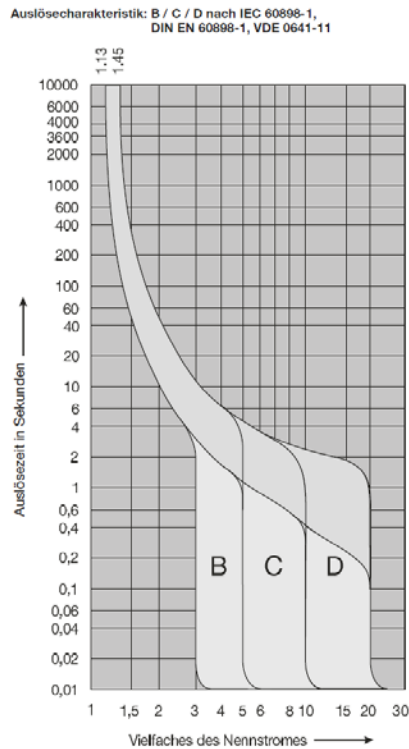


Abbildung 5: Auslösecharakteristik nach DIN EN 60898-1, VDE 0641-11

Mit den Formeln aus Kapitel 2.1.8 wurde die maximale Leiteroberflächentemperatur mit und ohne 2,6 Ampere-Einspeisung für Nenn-, kleinen Prüfstrom und großen Prüfstrom berechnet.

	A2 worst case		A2		B2		
	ohne Einspeisung	mit 2,6 A Einspeisung	ohne Einspeisung	mit 2,6 A Einspeisung	ohne Einspeisung	mit 2,6 A Einspeisung	
max. Leiterstrom bei MCB Nennstrom	10,0	12,6	16,0	18,6	16,0	18,6	A
max. Leiterstrom bei kleinem Prüfstrom des MCB	11,3	13,9	18,1	20,7	18,1	20,7	A
max. Leiterstrom bei großem Prüfstrom des MCB	14,5	17,1	23,2	25,8	23,2	25,8	A
Temperaturerhöhung bei Nennstrom	31,0	51,4	39,8	56,6	23,5	35,0	°C
Temperaturerhöhung bei kleinem Prüfstrom	40,5	63,8	53,0	72,5	32,5	46,3	°C
Temperaturerhöhung bei großem Prüfstrom	58,9	85,1	83,2	108,4	62,7	82,9	°C
Leitertemperatur bei 25°C bei Nennstrom	56,0	76,4	64,8	81,6	48,5	60,0	°C
Leitertemperatur bei 25°C bei kleinem Prüfstrom	65,5	88,8	78,0	97,5	57,5	71,3	°C
Leitertemperatur bei 25°C bei großem Prüfstrom	83,9	110,1	108,2	133,4	87,7	107,9	°C

Dabei zeigt sich, dass die Leitertemperatur bei A2 ohne Einspeisung bei 25°C Umgebungstemperatur bei kleinem Prüfstrom über 70°C liegt. Zudem liegt die Leitertemperatur bei allen Verlegebedingungen ohne Einspeisung bei 25°C bei großem Prüfstrom über 70°C.<sup>5</sup>

Diese maximalen Temperaturen sind nur in seltensten Fällen zu erreichen. Um dies näher zu untersuchen, wurde eine Simulation mit den Parametern aus Kapitel 3.2 durchgeführt. Beispielhaft ist in Abbildung 6 der maximale Leiter-Strom für Referenzverlegeart A2 an dem Tag maximaler, durchschnittlicher und minimaler Einstrahlung dargestellt:

<sup>5</sup> Nach DIN EN 60898-1, VDE 0641-11 muss der MCB interhalb einer Stunde bei großem Prüfstrom auslösen



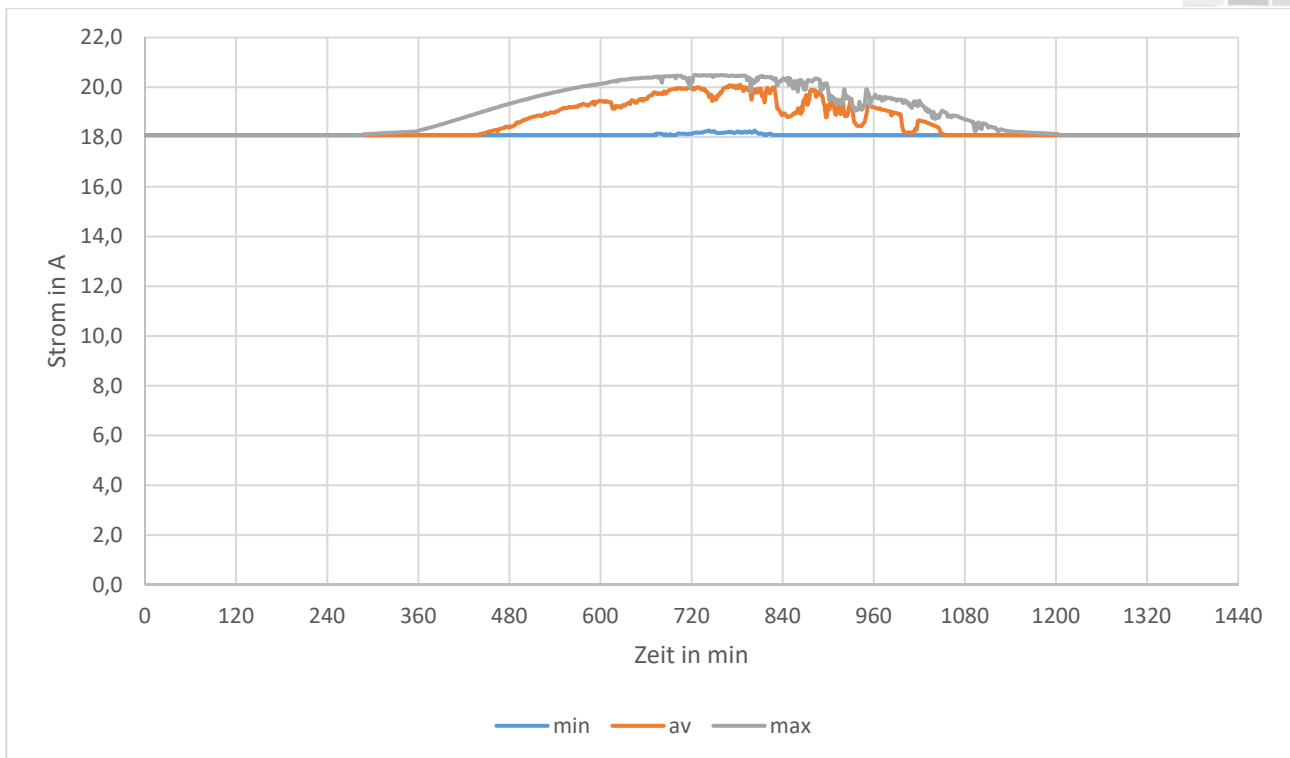


Abbildung 6: Strom ( $I_n \cdot 1,13$ ) mit 2,6 A Stecker-Solar-Gerät

Zudem wurde die Häufigkeitsverteilung der Ströme simuliert:

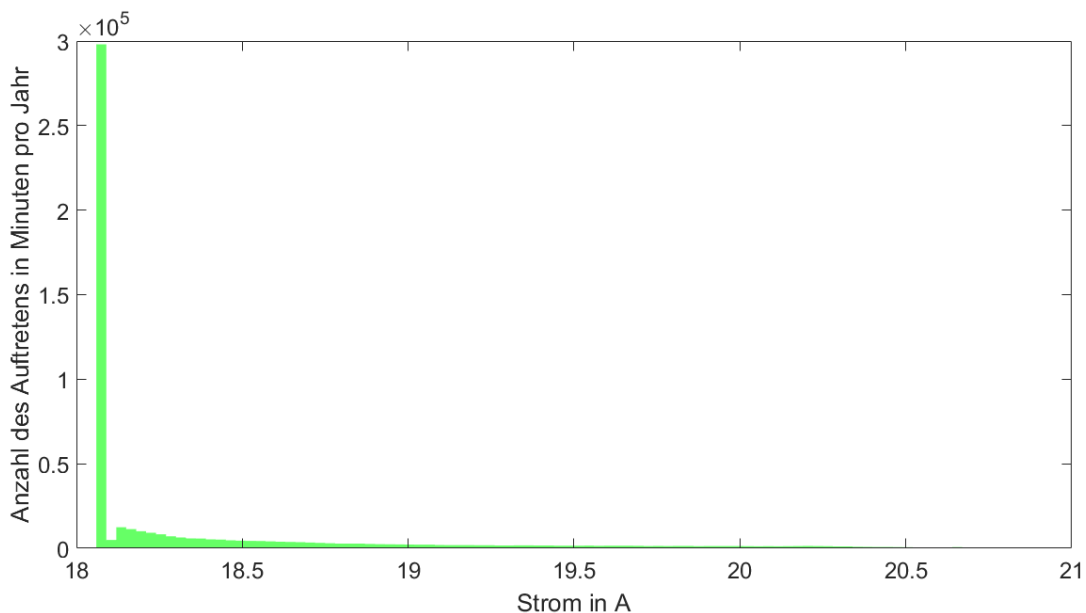


Abbildung 7: Häufigkeitsverteilung der maximalen Ströme

Der mittlere maximale Leiterstrom steigt von 18,1 A um 0,3 A auf 18,4 A.

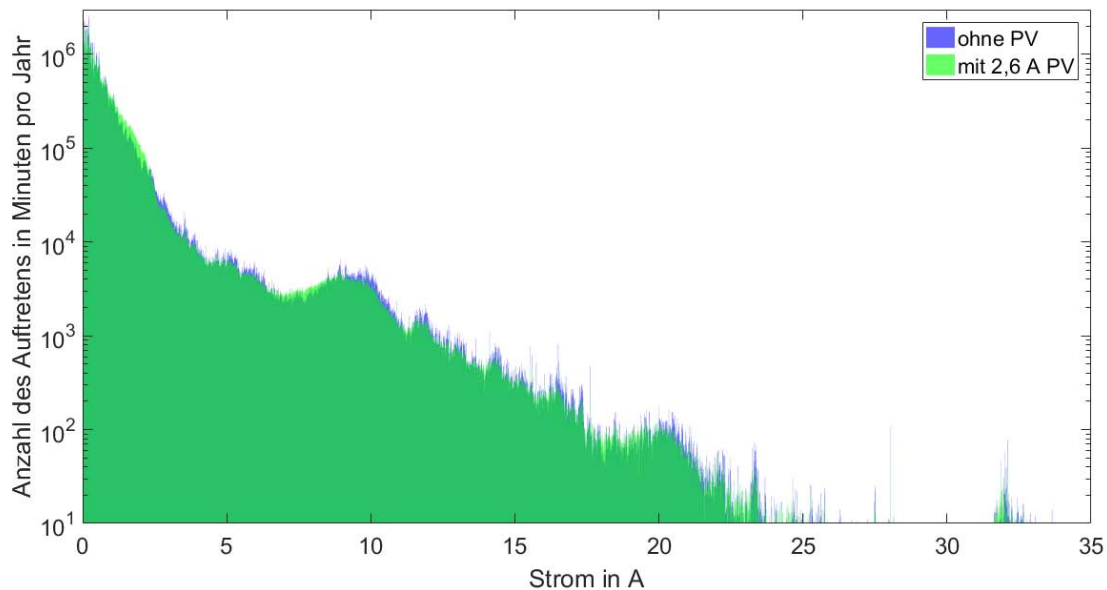
Damit ein Überlastfall eintritt, der zur Überlastung, nicht aber zur Auslösung des MCB führt, müssen folgende Umstände gleichzeitig auftreten:

1. Der Verbrauch im Steckdosenstromkreis ist genau so groß (20,7 A), dass abzüglich des maximalen Stromflusses des Stecker-Solar-Gerätes (2,6 A) nicht mehr als 18,1 A ( $16 \text{ A} \cdot 1,13$ ) über den Leitungsschutzschalter fließen.

2. Der Verbrauch bleibt über längere Zeit konstant, d.h. dass weder mehr Strom fließt (wodurch der Automat auslöst), noch weniger, so dass auf der betroffenen Leitung kein Überlastfall auftreten kann.
3. Die Einstrahlungsverhältnisse sind über längere Zeit so hoch, dass die maximale Einspeisung aus dem Stecker-Solar-Gerät erhalten bleibt. Die Solarmodule erbringen nur ihre maximale Leistung und damit auf der Wechselstromseite 2,6 A, wenn diese bei vollem Sonnenschein senkrecht beschienen werden und ihre Modultemperatur 25°C (sehr kühles Wetter) beträgt.

### 2.1.9.2 Reale Leiterströme

Dies wird auch anhand der Häufigkeitsverteilung der realen Ströme von 222 Lastprofilen die in ihrer Summe H0 (Referenzlastprofil, siehe Kapitel 2.1.11.2) entsprechen für die in Kapitel 2.1.7 grün markierten Leiter deutlich:



**Abbildung 8: Ströme bei H0 (Referenzlastprofil) mit und ohne 2,6 A Stecker-Solar-Gerät**

Hier zeigt sich, dass nur die Ströme bis 2,4 A zunehmen. Insbesondere die hohen Ströme nehmen durch ein 2,6 A Stecker-Solar-Gerät ab.

### 2.1.9.3 Kurzschluss

Eine Beeinträchtigung der LS-Auslösung bei Kurzschluss findet nicht statt, da der Kurzschlussstrom um wenigstens Faktor 10 höher ist als der Auslösestrom des LS-Schalters. Zudem hat die Stromspitze eine Trennung durch den magnetischen Auslöser des LS-Schalters zur Folge.

## 2.1.10 Untersuchung der Leitertemperaturen

### 2.1.10.1 Maximale Leitertemperaturen bei verschiedenen Einbausituationen

Laut DIN VDE 0298-4 sind 1,5 mm<sup>2</sup> Kupferleitungen mit zwei belasteten Adern bei Verlegebedingungen A2 wie folgt abzusichern:

**Tabelle 2: Absicherung einer 1,5 mm<sup>2</sup> Kupferleitung gemäß DIN VDE 0298-4**

		Umgebungstemperatur in °C								
		25	30	35	40	45	50	55	60	65
Häufung	1	16	13	13	13	10	10	6	6	
	2	13	10	10	10	6	6	6	6	
	3	10	10	10	6	6	6	6		
	4	10	10	6	6	6	6	6		
	5	6	6	6	6	6	6			
	6	6	6	6	6	6	6			
	7	6	6	6	6	6	6			
	8	6	6	6	6	6				
	9	6	6	6	6	6				
	10	6	6	6	6					
	12	6	6	6	6					
	14	6	6	6						
	16	6	6	6						
	18	6	6							
	20	6								

Dabei können bei  $I_n \cdot 1,13$  folgende Leitertemperaturen erreicht werden:

**Tabelle 3: max. Leitertemperaturen ohne Stecker-Solar-Gerät**

		Umgebungstemperatur in °C							
		25	30	35	40	45	50	55	60
Häufung	1	78,0	62,6	67,6	72,6	62,7	67,7	60,4	65,4
	2	90,2	65,4	70,4	75,4	55,7	60,7	65,7	70,7
	3	78,0	83,0	88,0	56,1	61,1	66,1	71,1	
	4	95,7	100,7	56,5	61,5	66,5	71,5	76,5	
	5	51,8	56,8	61,8	66,8	71,8	76,8		
	6	57,2	62,2	67,2	72,2	77,2	82,2		
	7	62,6	67,6	72,6	77,6	82,6	87,6		
	8	67,9	72,9	77,9	82,9	87,9			

Bei einer normgerechten Installation laut DIN VDE 0298-4 können bis zu 100,7 °C erreicht werden. Die Reduktionsfaktoren der DIN VDE 0298-4 für Häufung und Umgebungstemperaturen reichen nicht aus, um die Leitungstemperaturen auf dem Niveau ohne Häufung zu betreiben.<sup>6</sup>

Nun wurde auf einer Leitung ein Einspeiser mit 2,6 Ampere hinzugefügt und erneut die Temperaturen für die in Kapitel 2.1.7 rot markierten Leiter berechnet.

<sup>6</sup> Bei der Häufung werden vermutlich Gleichzeitigkeitsfaktoren berücksichtigt, da die Wahrscheinlichkeit, dass alle Leitungen gleichzeitig voll belastet werden, mit steigender Häufung rapide sinkt.

Tabelle 4: max. Leitertemperaturen mit 2,6 A Stecker-Solar-Gerät

	Umgebungstemperatur in °C							
	25	30	35	40	45	50	55	60
1	97,5	77,7	82,7	87,7	73,7	78,7	66,4	71,4
2	105,3	76,4	81,4	86,4	61,8	66,8	71,8	76,8
3	89,0	94,0	99,0	62,2	67,2	72,2	77,2	
4	106,7	111,7	62,5	67,5	72,5	77,5	82,5	
5	57,9	62,9	67,9	72,9	77,9	82,9		
6	63,3	68,3	73,3	78,3	83,3	88,3		
7	68,6	73,6	78,6	83,6	88,6	93,6		
8	74,0	79,0	84,0	89,0	94,0			

Mit zusätzlichen 2,6 A auf einer Leitung können bis zu 112 °C erreicht werden. Dabei kann im ungünstigsten Fall die Temperatur um 11 Grad über den Temperaturen ohne Stecker-Solar-Gerät liegen.

In Deutschland sind mit Photovoltaik Systemnutzungsgrade von 14% zu erreichen. Es müssten also theoretisch mehr als sieben Erzeugungsgeräte eingesetzt werden, um die Leitungen mit einer ähnlichen Wahrscheinlichkeit zu nutzen, wie sie bei einer Häufung von 7 möglich ist. Die Wahrscheinlichkeit, dass mit einem 2,6 A Stecker-Solar-Gerät 98 °C erreicht werden ist dabei deutlich kleiner als das ohne dieses Gerät 101 °C auftreten.

Die maximal auftretenden Leitungstemperaturen werden im Abbildung 9 in Abhängigkeit vom Generatorstrom dargestellt.

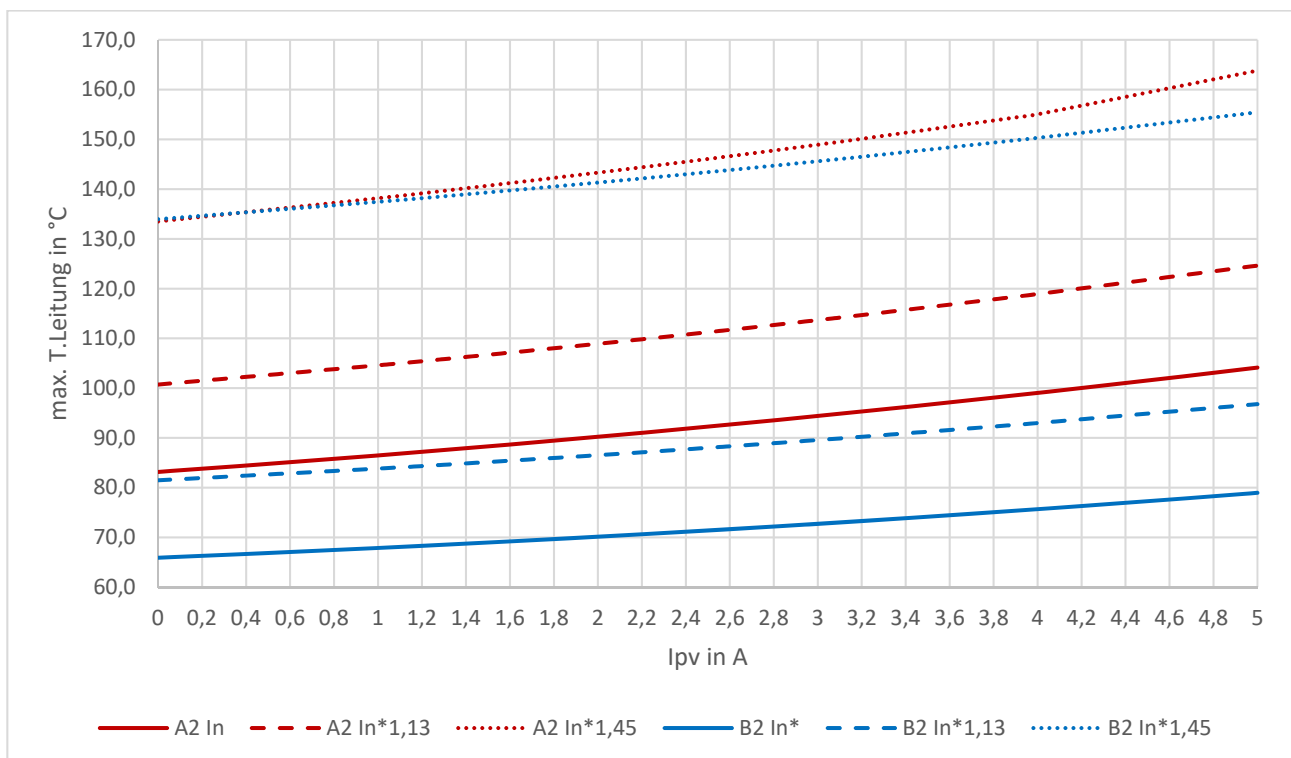


Abbildung 9: max. Leitungstemperatur = f(Generatorstrom) über Umgebungstemperaturen 25°-60 °C und Häufungen 1-8

Es zeigt sich hierbei, dass erst bei einem Stecker-Solar-Gerät mit einem Einspeisestrom ab 3,2 A die ersten kritischen Temperaturen erreicht werden können. Dagegen sind mit einem 2,6 A Stecker-Solar-Gerät bei keiner Einbausituation (über alle Häufungen und Umgebungstemperaturen) brandrelevante Temperaturen erreichbar.

### 2.1.10.2 Dynamisch auftretende Leitermaximaltemperaturen

Bei der maximalen Strombelastung  $I_n \cdot 1,13 + I_{PV}$  sind folgende Leiter maximal Temperaturen erreichbar:

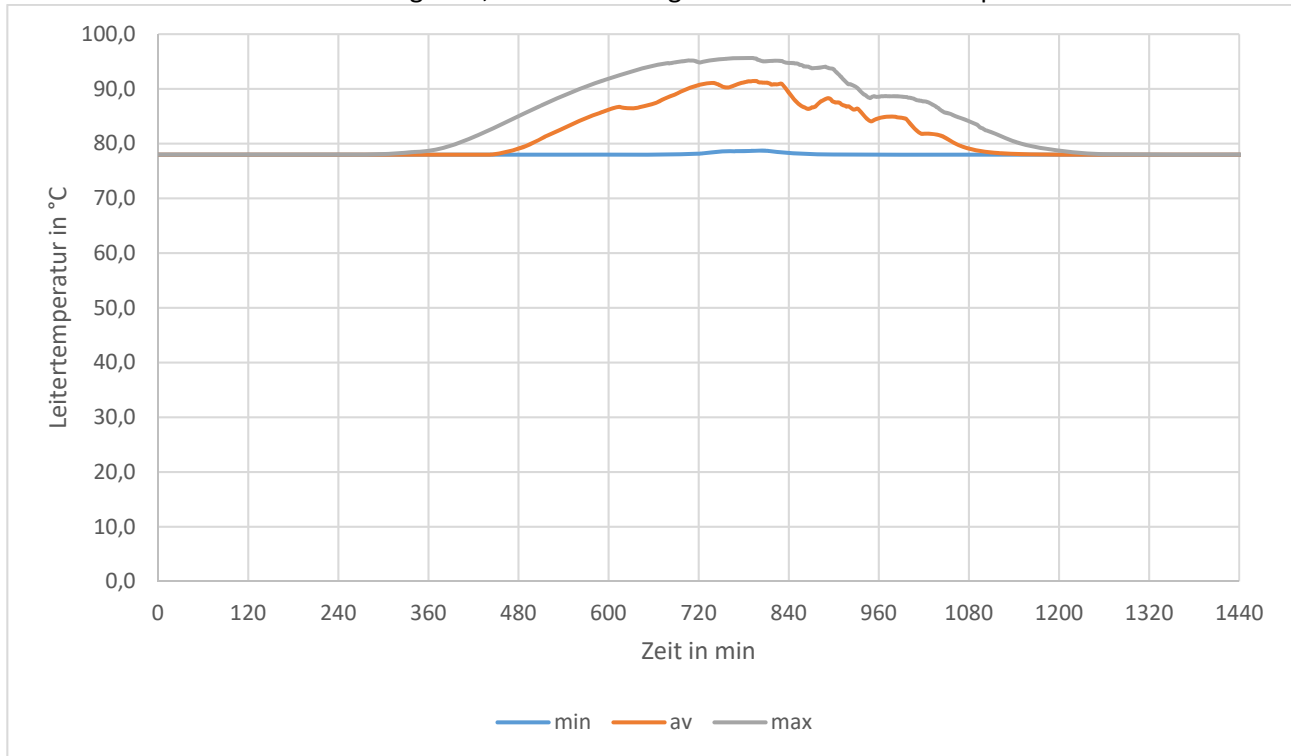


Abbildung 10: maximale Leitertemperatur bei  $I_n \cdot 1,13 + I_{PV}$

Zudem wurde die Häufigkeitsverteilung der maximalen Leitertemperaturen simuliert:

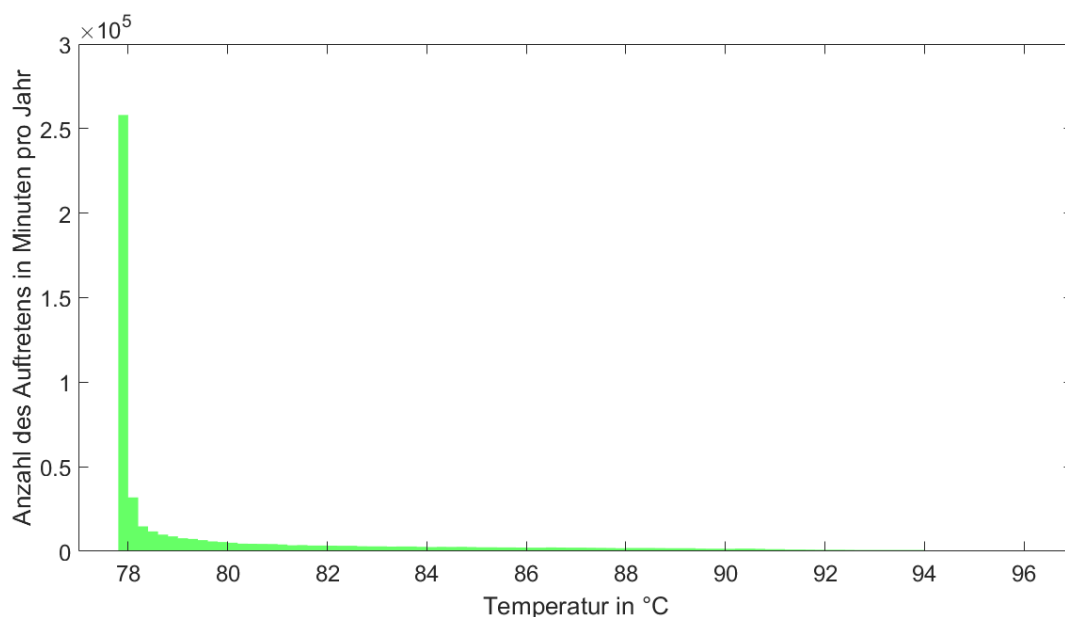


Abbildung 11: Häufigkeit der maximalen Temperaturen mit 2,6 A Stecker-Solar-Gerät

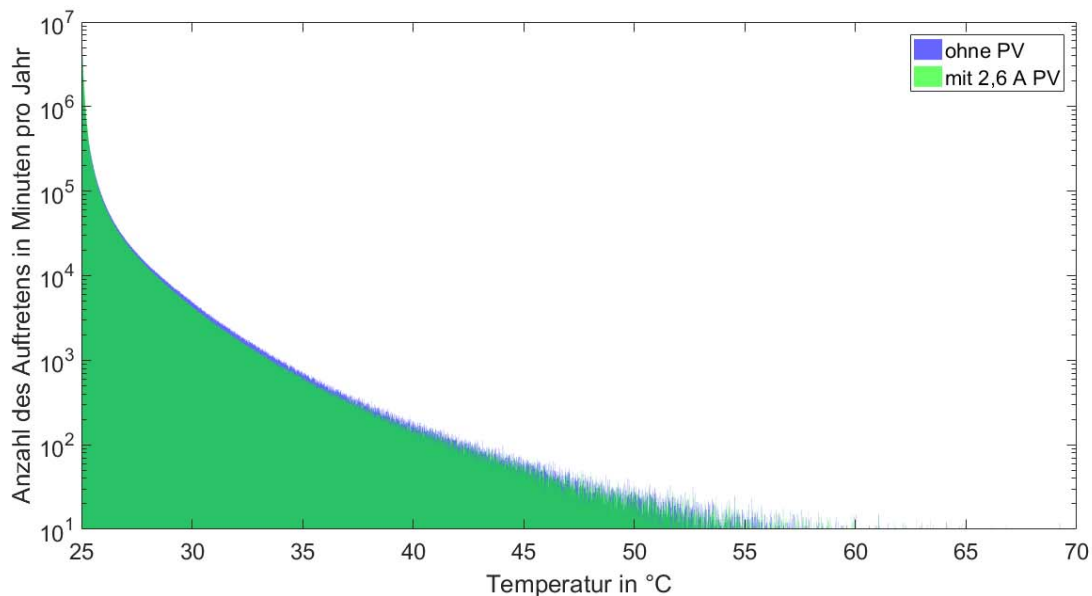
Die mittlere maximale Leitertemperatur steigt von 80 °C um 0,3°C auf 80,3 °C. In keinem der Fälle erreicht die Leitertemperatur brandrelevante Temperaturen.

**Tabelle 5: brandrelevante Temperaturen von Baustoffen (Dr. Thomas Erge, 2017)**

Temperatur	Eigenschaften/Grenzwerte
150 °C	PVC bildet Chlorwasserstoffgas
160 °C	Maximale Kurzschlussstemperatur
200 °C	Zersetzungstemperatur PVC
200 °C	Min. Flammpunkte von Baustoffen

### 2.1.10.3 Reale Leitertemperaturen

Dies wird auch anhand der Häufigkeitsverteilung der realen Temperaturen von 222 Lastprofilen, die in ihrer Summe H0 entsprechen für die in Kapitel 2.1.7 grün markierten Leiter deutlich:



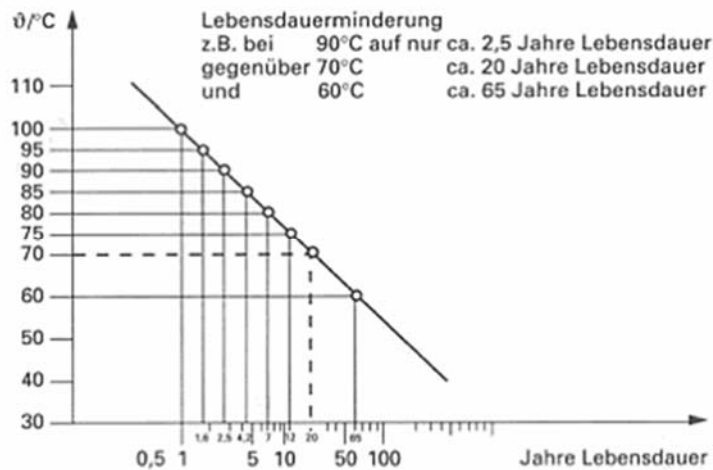
**Abbildung 12: Temperaturen bei H0 mit und ohne 2,6 A Stecker-Solar-Gerät**

Hier zeigt sich, dass nur Temperaturen bis 25,4 °C häufiger auftreten. Insbesondere die hohen Temperaturen treten hingegen seltener auf.

### 2.1.11 Untersuchung der Alterung der Isolierung

Neben der Verhinderung von Bränden hat die Strombegrenzung durch den MCB auch die Aufgabe, die Isolierung vor beschleunigter Alterung zu schützen. Die Alterung von Kunststoffen ist eine Funktion der Temperatur. Somit ist davon auszugehen, dass die PV-induzierte Temperaturerhöhung eine beschleunigte Alterung der Kabelisolierung zur Folge hat. Dabei verhält sich die Lebenserwartung  $\tau$  (in Jahren) des Isolationsmaterials (PVC) nach folgender Funktion ( $\vartheta$  ist die Temperatur in °C):

$$\tau = 29966 \cdot e^{-0,104 \cdot \vartheta}$$



**Abbildung 13: Lebensdauer des Isolationsmaterials (PVC) in Abhängigkeit der Temperatur  $\vartheta$  (HEA Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendung e. V., kein Datum)**

#### 2.1.11.1 bei maximalem Strom

Nach dieser Funktion hat eine dauerhaft mit dem maximal zulässigen Strom belastete NYM-J 3x1.5 mm<sup>2</sup> Mantelleitung bei Referenzverlegeart A2 eine Lebenserwartung von 9 Jahren. Nun wurde ein 2,6 A Stecker-Solar-Gerät hinzugefügt und die Lebenserwartung für ein Jahr simuliert. Die Lebenserwartung sinkt dadurch um 1,4 Jahre auf 7,6 Jahre. Hierbei handelt es sich allerdings um eine rein theoretische Belastung, die erst ab einem Jahresstromverbrauch 31.442 kWh auftreten kann.<sup>7</sup>

#### 2.1.11.2 bei Referenzlastprofil H0

In der Praxis werden Leitungen nicht voll ausgelastet. Im ungünstigsten Fall ist eine Belastung mit einer Phase des Referenzlastprofils H0 möglich. Dabei kommt es durch ein Stecker-Solar-Gerät nicht zu einer Erhöhung der Temperatur. Ganz im Gegenteil: Bei ca. 13 % der Leitungen im Stromkreis reduziert sich sogar der Strom um den PV-Strom. Die Alterung der betroffenen Leitungen wurde mit einem 2,6 A Stecker-Solar-Gerät simuliert. In der Praxis steigt damit die Lebenserwartung eines Teils der Elektroinstallation theoretisch von 2.158 Jahren um 3 Jahre auf 2.161 Jahre.

<sup>7</sup> Anschaulich beschrieben entspricht dieser Fall folgendem Handeln einer Person: Eine Person stimmt die Anzahl und Leistung der Geräte genauso ab, dass Sie im Betrieb dem Maximum entsprechen, was in einem Stromkreis fließen kann, bis zu der Schwelle an der die Sicherung auslöst. Sobald dann die erste Solarstromerzeugung auftritt, steht mehr Leistung zur Verfügung und diese wird dann umgehend durch das Hochregeln bestimmter Geräte ebenfalls komplett verbraucht.

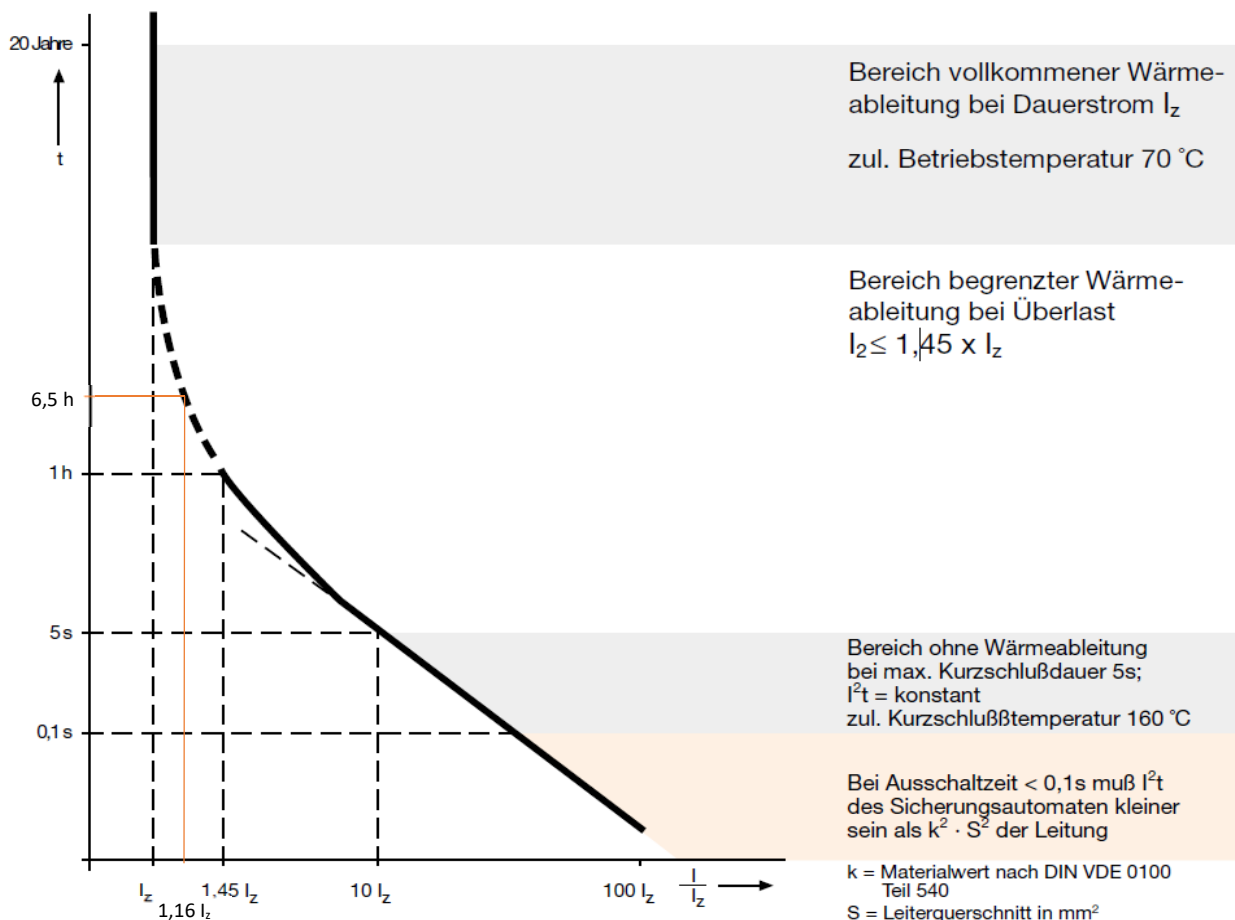
### 2.1.12 Normative Einordnung

Bei der Auslegung von elektrischen Installationen werden temporäre/potentielle Überlastsituationen in folgenden Fällen berücksichtigt:

1. MCB haben ein Auslöseverhalten nach Abbildung 5. Diese Geräte dürfen beim kleinen Prüfstrom von  $1,13 \cdot I_n$  nicht, müssen aber beim großen Prüfstrom von  $1,45 \cdot I_n$  nach spätestens 60 min auslösen. Daher kann es vorkommen, dass der große Prüfstrom für 60 min anliegt. Die Norm DIN VDE 0100-430 für Leitungsschutzschalter erlaubt, dass die Grenzwerte der VDE 0298-4 für eine Stunde um das 1,45-fache überschritten werden dürfen. Zum Vergleich: ein 2,6 A Stecker-Solar-Gerät würde den Grenzwert nur um das 1,16-fache überschreiten.
2. Laut DIN VDE 0100-100 dürfen bei der Planung einer elektrischen Anlage Gleichzeitigkeitsfaktoren berücksichtigt werden. Dies berücksichtigt die Tatsache, dass nie alle Geräte einer Elektroanlage gleichzeitig mit voller Leistung betrieben werden.
3. Gleichzeitigkeitsfaktoren bei Leitungshäufung berücksichtigen zudem die Tatsache, dass nie alle Leitungen einer Elektroanlage gleichzeitig mit maximalem Strom betrieben werden.

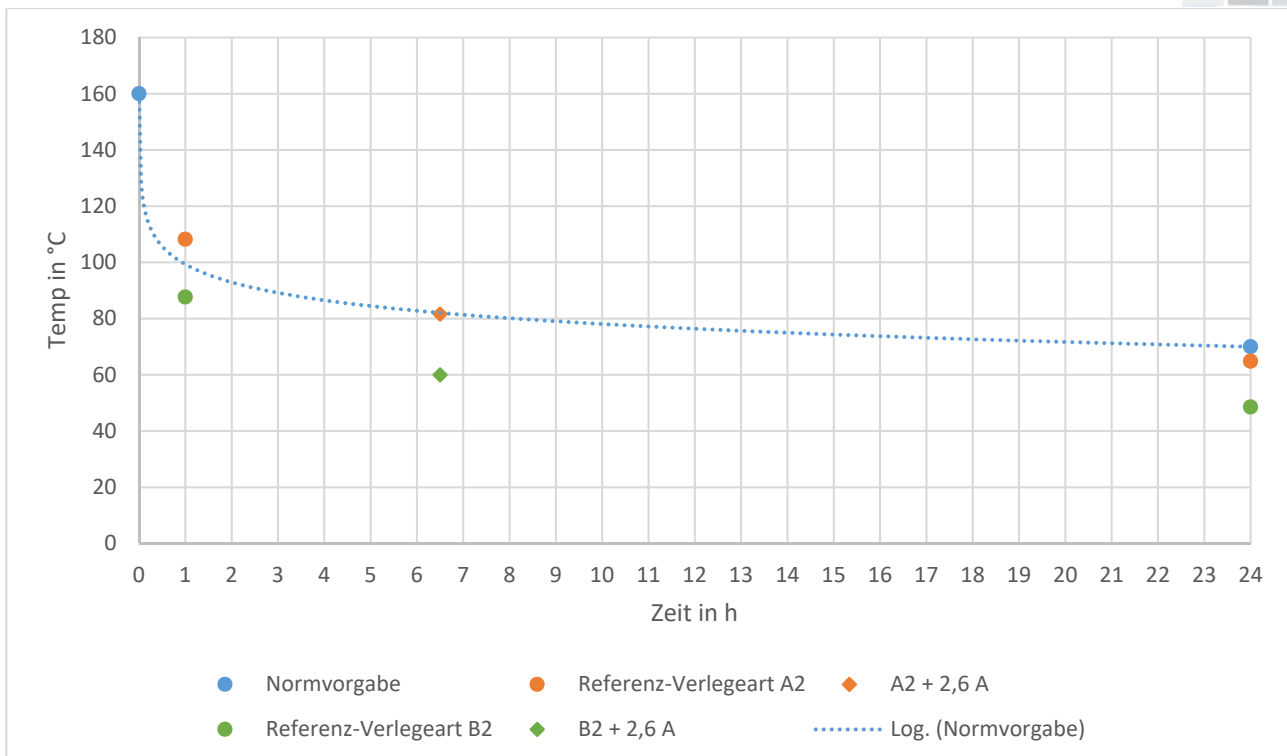
Die Forderungen nach DIN VDE 0100-430 haben das Ziel, den Betrieb innerhalb der Grenzbelastungskennlinie für PVC-isolierte Leitungen sicherzustellen. Wie zu erkennen ist, erfolgt auch der Betrieb eines 2,6 A Stecker-Solar-Gerätes mit max. 6,5 Tagesvollaststunden innerhalb dieser Kennlinie.

## Grenzbelastungskennlinie für PVC-isolierte Leitungen



Dabei liegen auch die auftretenden Temperaturen innerhalb der Normvorgabe: Die DIN VDE 0100-430 erlaubt dauerhaft  $70\text{ °C}$  und für 5 Sekunden  $160\text{ °C}$ .





**Abbildung 14: Zulässige Temperaturen als Funktion der Zeit**

Es zeigt sich, dass die temporäre mögliche Erhöhung der Maximaltemperaturen durch ein 2,6 A Stecker-Solar-Gerät innerhalb der Grenzbelastungsvorgaben der Norm liegt, während ohne Stecker-Solar-Gerät die Grenzen bei Verlegeart A2 überschritten werden.

## 2.2 Belastung der Kontaktstellen

Verbindungs-dosenklemmen sind für einen Bemessungsstrom von 24 A ausgelegt. Daher können mit einem 2,6 A Stecker-Solar-Gerät theoretisch keine Überlastungssituationen hergestellt werden. Dennoch kommt es durch fehlerhafte Installationen und gealterte Kontaktstellen immer wieder zu Bränden. Anders als bei der Untersuchung der Leitertemperaturen ist der Querschnitt der Kontaktflächen nicht bekannt. Daher wird die statistische Brandwahrscheinlichkeit im Folgenden als Funktion des Stromes untersucht.

### 2.2.1 Brände und Brandtote in Deutschland

In Deutschland kam es in den Jahren 2002 bis 2006 im Mittel zu 184.485 Bränden (Institute für Schadenverhütung und Schadensforschung). Nach der IFS-Brandursachenstatistik 2016 sind 31% (57.190 Brände) auf Elektrizität zurückzuführen. Davon werden 28 % (16.013 Brände) durch fehlerhafte Elektroinstallationen verursacht (Drews, 2012).

**Tabelle 6: jährliche Brände und Brandtote**

		Brände	Brandtote
in Deutschland		184485	403
durch Elektrizität	31%	57190	125
durch fehlerhafte Elektroinstallationen	9%	16013	35

## 2.2.2 Brandwahrscheinlichkeit

Im Jahr 2015 gab es in Deutschland 45,7 Mio. Netzanschlüsse (Statista, kein Datum). Nach Kapitel 2.1.7 ergeben sich 124 Kontaktstellen pro Netzanschluss. Es sind also mindestens 5,9 Milliarden Kontaktstellen in deutschen Hausinstallationen vorhanden. Falls alle Brände fehlerhaften Kontaktstellen zuzuordnen sind, ergeben sich folgende Wahrscheinlichkeiten, dass eine Kontaktstelle innerhalb eines Jahres einen Brand auslöst:

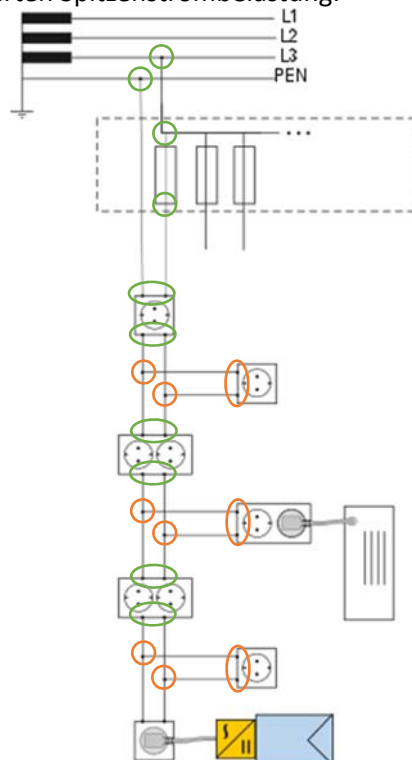
**Tabelle 7: Brandwahrscheinlichkeit von Elektroinstallationen in Deutschland**

		Brandwahrscheinlichkeit	Wahrscheinlichkeit von Brandtoten
Netzanschlüsse	47.700.000	$3,357 * 10^{-4}$	$7,075 * 10^{-7}$
Kontaktstellen	5.914.800.000	$2,71 * 10^{-6}$	$5,71 * 10^{-9}$

Anders ausgedrückt: Nach durchschnittlich 2.979 Jahren brennt es an jedem deutschen Netzanschluss.

## 2.2.3 Betroffene Kontaktstellen

Wenn optimistischerweise 5 Mio. Stecker-Solar-Geräte (Quaschnig, 2014) in Deutschland in einem von drei Stromkreisen installiert sein werden, hat das Auswirkungen auf 150 Mio. Kontaktstellen (2,5 %). Dabei käme es in 60 Mio. (1,0 %) der Kontaktstellen (rot markiert) zu einer Anhebung des max. Leiterstroms. Bei mindestens 80 Mio. - also 1,4 % der Kontaktstellen (grün markiert) - käme es dagegen bei unverändertem Nutzungsverhalten zu einer verringerten Spitzenstrombelastung.



**Abbildung 15 Schematischer Aufbau eines im Hausnetz eingebundenen Stecker-Solar-Gerätes**

Die Wahrscheinlichkeit eines Brandes an einer Kontaktstelle ist eine Funktion der Temperatur. Die Temperatur einer Kontaktstelle ist eine Funktion des Stromes.



### 2.2.4 Brandwahrscheinlichkeit bei maximalem Leiterstrom ( $I_n \cdot 1,13$ )

Im ungünstigsten Fall ist die Leitung mit 10 A abgesichert. Demnach verhält sich die Wahrscheinlichkeit eines Brandes in Abhängigkeit vom maximalen Leiterstrom an einer Kontaktstelle nach:

$$\zeta_{brand.max} = 2,1202 \cdot e^{-8} \cdot I^2$$

Auf dieser Grundlage wurde die Brandwahrscheinlichkeit mit einem 2,6 A Stecker-Solar-Gerät ausgerechnet: Danach würde die Brandwahrscheinlichkeit pro Hausanschluss durch stärker belastbare Kontaktstellen bei 2,6 A Einspeisung um  $1,99 \cdot 10^{-6}$  auf  $3.376 \cdot 10^{-4}$  steigen.

Verständlich ausgedrückt:

- Nach durchschnittlich 2.975 Jahren (vier Jahre früher) brennt es an jedem deutschen Netzanschluss mit 2,6 A Stecker-Solar-Gerät.
- Bei diesem Ansatz steigt die Brandwahrscheinlichkeit in deutschen Elektroinstallationen um 0,062%

### 2.2.5 Brandwahrscheinlichkeit bei Referenzlastprofil H0

In der Praxis ist die Brandwahrscheinlichkeit nicht an den maximal zulässigen Bemessungsstrom  $I_n$  gekoppelt, sondern an den momentanen Strom eines Stromkreises. Diese Brandwahrscheinlichkeit für den untersuchten Lastgangsatz verhält sich nach:

$$\zeta_{brand.real} = 5,2669 \cdot e^{-7} \cdot I^2$$

Danach würde die Brandwahrscheinlichkeit pro Hausanschluss an den grün markierten Kontaktstellen, durch 2,6 A Einspeisung, um  $7,342 \cdot 10^{-9}$  auf  $3,357 \cdot 10^{-4}$  steigen.

Anders ausgedrückt:

- In Deutschland kommt es jährlich zu 0,08 zusätzlichen Bränden pro Jahr.
- Bei diesem Ansatz steigt die Brandwahrscheinlichkeit in deutschen Elektroinstallationen um 0,00023% (die Brandwahrscheinlichkeit ändert sich also praktisch nicht)

## 2.3 Vergleich mit anderen Kraftwerken

In Deutschland kam es in den Jahren 2010 bis 2014 im Mittel zu 403 Brandtoten (Deutscher Feuerwehrverband e. V. (DFV), kein Datum). Demnach sind 34 Brandtote auf Brände der Elektroinstallation zurückzuführen.<sup>8</sup> Bei 5 Mio. Stecker-Solar-Geräten in Deutschland würden zwischen 0,000077 und 0,020981 (im Mittel 0,010529) Brandtote pro Jahr hinzukommen. (ein Todesfall in 95 Jahren)

Konservativ betrachtet könnten 5 Mio. Stecker-Solar-Geräte mit 500 W<sub>p</sub> 1,55 TWh/a produzieren.

Im Jahr 2015 produzierten die deutschen Kohlekraftwerke 260 TWh. Dabei verursachten sie durch die damit verbundene Umweltverschmutzung 3.100 Todesopfer (Philipp Preiss, 2013).<sup>9</sup> Würden 1,55 TWh/a Kohlestrom durch Stecker-Solar-Geräte substituiert, würde das jährlich 18,5 Menschen das Leben retten. (1.756 Todesfälle in 95 Jahren)

Stecker-Solar-Geräte sind damit 1755-mal sicherer als Kohlekraftwerke.

<sup>8</sup> Wobei diese Mehrheitlich durch Rauchgase im Schlaf zurückzuführen sind (Deutscher Feuerwehrverband e. V. (DFV), kein Datum) Da sich die PV-Erzeugung mehrheitlich nicht mit Schlafphasen deckt, ist mit keiner Beeinflussung zu rechnen.

<sup>9</sup> jährlich 11,9 Todesopfer/TWh



## 2.4 Auswertung

Bei einer Strombegrenzung auf 2,6 A:

- Besteht keine Brandgefahr durch die thermische Überlastung von Leitungen
- Nimmt die Lebensdauer der Isolierung in der Praxis zu
- Tritt keine signifikante Steigerung der Brandwahrscheinlichkeit in Deutschland auf
- Könnten jährlich 18 Todesopfer durch Kohleverstromung vermieden werden

## 2.5 Handlungsempfehlung

Wie in den Niederlanden mit 500 W und 2,25 A, in Österreich mit 600 VA und in der Schweiz mit 600 W und 2,6 A erprobt, kann mit einer Begrenzung des max. AC-Stroms z.B. auf 2,6 A eine Überlastung von Leitungen ausgeschlossen werden.

Da das Brandrisiko vor allem bei älteren Installationen auftritt, sollte bei Installationen mit Schraubsicherungen der Einbau einer kleineren Sicherung verlangt werden. (z. B. eine Reduzierung von 16 A auf 13 A) .

## 3 Anhang

### 3.1 Test und Messgeräte

Die Messungen wurden in den Laboren der HTW-Berlin durchgeführt. Die Messungen für Kapitel 1 wurden im Labor für Solare Energiewandlung am Steady-State-Sonnensimulator Klasse B und die Messungen für Kapitel 2 wurden im Labor für Elektrische Antriebstechnik und Leistungselektronik am Xantrex XKW 55-55 durchgeführt.

Es wurden zwei Wechselrichter mit galvanischer Trennung (AE-Conversion 250 und Letrika 260) und ein Wechselrichter ohne galvanische Trennung (StecaGrid 300) untersucht. Diese wurden passend zu ihren Spezifikationen mit folgenden Photovoltaik-Modulen verschaltet: aleo S\_19 mit 245 W ( $I_{mpp}$  8,48 A,  $U_{mpp}$  31,3 V); Ningbo Dragon JGM-220M mit 220 W ( $I_{mpp}$  4,64 A,  $U_{mpp}$  47,5 V); EMMVEE ES 215 P 60 mit 215 W ( $I_{mpp}$  7,39 A,  $U_{mpp}$  28,96 V)

Als RCD wurde ein Hager CDA 225D eingesetzt. Zur Strom- und Spannungsmessung wurden mehrere METRAHIT ONE Plus Multimeter eingesetzt. Es wurde ein Ahlborn AMR ALMEMO 2590-4S Datenlogger mit PCT und TC Sensoren eingesetzt.

### 3.2 Simulationsparameter

Das System wurde mit Matlab unter Verwendung der PV\_LIB Toolbox modelliert und simuliert. Die PV\_LIB Tool-box wurde von Sandia National Laboratories herausgegeben und vom Fraunhofer ISE teilweise mitentwickelt.

Das PV-Wechselrichter-System wurde mithilfe der PV\_LIB Toolbox simuliert. Die Leistungsberechnung der PV-Module fand mit dem Eindiodenmodell statt. Die Umrechnung der Globalstrahlung in Direkt- und Diffusstrahlung auf eine geneigte Ebene wurde mithilfe des Modells von David King durchgeführt.

Grundlage für die Simulation der Energieerzeugung sind die Wetterdaten für Oldenburg, bestehend aus der Globalbestrahlungsstärke und der Umgebungstemperatur. Die Simulation basiert auf 74 Lastprofilen für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis, die in Summe dem Referenzlastprofil H0 entsprechen (Tjaden, Bergner, Weniger, & Quaschnig, 2015). Die Simulation wurde minutengenau mit 3 Phasen (222 Lastgängen) durchgeführt.

Der Aufbau des Systems besteht aus zwei in Reihe geschalteten PV-Modulen und einem Modul-Wechselrichter mit den in Tabelle 8 aufgeführten Parametern. Der maximale AC-Strom wurde auf 2,6 A skaliert. Folgende Systemkomponenten wurden verwendet:

**Tabelle 8 Übersicht der Parameter der verwendeten PV-Module und des Wechselrichters**

	PV-Module	Wechselrichter
<b>Hersteller</b>	aleo solar GmbH	AE-Conversion GmbH & Co KG
<b>Bezeichnung</b>	Aleo S19H250	INV500-90
<b>Technologie</b>	Monokristallines Si	-
<b>Anzahl</b>	2	1
<b>Verschaltung</b>	seriell	-
<b>Anzahl Zellen</b>	60	-
<b>I_MPP in A</b>	8,02	-
<b>I_DCmax in A</b>	8,46	11
<b>U_MPP in V</b>	31,19	-
<b>U_DCmax in V</b>	38,02 (2 Module: 76,04 V)	90
<b>U_ACnenn in V</b>	-	240
<b>P_DC in W</b>	250 (2 Module: 500 W)	509,72
<b>P_AC in W</b>	-	480,5
<b>MPP-Trackingbereich in V</b>	-	40,0...80,0

Folgende Annahmen wurden getroffen.

- Die Raumtemperatur beträgt 25°C.
- Die Windgeschwindigkeit beträgt 0 m/s.

### 3.3 Code

```
clear all; %clear memory before running script
close all; %close all files and figures
%% Parameter-Festlegung
%%
%Definition Azimutwinkel: Westen 90 bis Osten - 90
%Definition Azimutwinkel PVLib Intern: Westen 90 bis Osten 270

% FÃ¼r Testlauf
Array.Azimuth=180;
Array.Tilt=35;

%%Variation von Azimut und Neigung 7x9 Matrix
% Array.Azimuth=(90:22.5:270);
% Array.Tilt= (90:-10:0);
```



```

dT = 60; %dT = 1 sekÄ¼ndliche Berechnung
%dT = 60 minÄ¼tliche Berechnung
%% System Definition
%%
%Pfad einfÄ¼gen notwendig um PVLlib zu nutzen

load('CECModuleDatabaseSAM2015.6.30.mat')
% Aleo S19H250 => #431
% 250 Watt Modul, 60 Zellen
Module = CECModuleDB(428);
clear CECModuleDB ModuleNames

load('CECInverterDatabaseSAM2015.6.30.mat')
% Wechselrichter AEconversion GmbH: INV500-90US-xxxxx (240V) 240V [CEC 2014]
Inverter = CECInverterDB(176);
clear CECInverterDB InverterNames

f_scale = 2.6/2.1;

%Modulverschaltung
Array.Ms = 2; %Anzahl der Module in Reihe
Array.Mp = 1; %Anzahl parallel verschalteter Module

%interne Modulparameter
Array.a = -3.56;
Array.b = -0.075;
%% Wetterdaten, Zeit, Standort
%%
%Wetterdaten in minütlicher Auflösung
load('input_min.mat');

Time = pvl_maketimestruct(time_datenum, 1); % 1 = Zeitzone UTC+1
time = time_datetime;
DNI = G_dn;
DHI = G_dh;
GHI = G_gh;
clear time_datetime time_datenum G_dh G_dn G_gh

%Luftdruck in Pa
PresPa=101325;
%Windgeschwindigkeit in m/s
w_spd=0;

Location = pvl_makelocationstruct(Koordinaten(1),Koordinaten(2),altitude);
%% Berechnung Bestrahlung
%%
[SunAz, SunEl, AppSunEl, SolarTime] = pvl_ephemeris(Time,Location,PresPa,T_amb);
AMa = pvl_absoluteairmass(pvl_relativeairmass(90-AppSunEl),PresPa);
AOI = pvl_getaoi(Array.Tilt,Array.Azimuth, 90-AppSunEl, SunAz);

```



```

Eb = 0*AOI;
Eb(AOI<90) = DNI(AOI<90).*cosd(AOI(AOI<90)); %Only calculate when sun is in view of the plane of array

EdiffSky = pvl_kingdiffuse(Array.Tilt,DHI, GHI, 90-AppSunEl);

Albedo = 0.2;
EdiffGround = pvl_grounddiffuse(Array.Tilt,GHI, Albedo);
% Globale Bestrahlungsstärke in W/m^2
E = Eb + EdiffSky + EdiffGround; %Total incident irradiance (W/m^2)
%diffuse Bestrahlungsstärke in W/m^2
Ediff = EdiffSky + EdiffGround; %Total diffuse incident irradiance (W/m^2)
clear EdiffGround Ediff EdiffSky Eb AOI AMa altitude Albedo DHI DNI SunEl SolarTime Sun Az PresPa
AppSunEl
%% Berechnung des PV-Modul Arrays
%%
deltaT=3;

%STC
EO = 1000; %Reference irradiance (1000 W/m^2)
celltemp = pvl_sapmcelltemp(E, EO, Array.a, Array.b, w_spd, T_amb, deltaT);

[IL, IO, Rs, Rsh, a] = pvl_calcparams_CEC(E, celltemp, Module);
[IVResult] = pvl_singlediode(IL, IO, Rs, Rsh, a); %11 Sekunden
%% Wechselrichter Ausgangsleistung
% Umrechnung DC zu AC
%%
P_WR_AC = pvl_snlinverter(Inverter, IVResult.Vmp*Array.Ms, IVResult.Pmp*Array.Ms*Array.Mp) .*
f_scale;
I_WR_AC = P_WR_AC ./ 230;
clear deltaT EO f_scale i j IL In Rs Rsh SunAz T_amb t_stat t_vor time_datenum_MEZ w_spd

%% Simulation der Ströme

%%maximal Ströme
%Bemessungsstrom in Dämmung = 16 A
I_max=16 * 1.13;
I_max_PV = I_max + I_WR_AC;
I_max_PV_av = mean(I_max_PV);

%%real Ströme
%Lastprofile laden
load('ADRES_IZES_74_1min_W_var_v2.mat');
clear time_datenum_MEZ time_datevec_MEZ
IL1 = sqrt(double(PL1).^2 + double(QL1).^2)/230;
IL2 = sqrt(double(PL2).^2 + double(QL2).^2)/230;
IL3 = sqrt(double(PL3).^2 + double(QL3).^2)/230;
clear PL1 PL2 PL3 QL1 QL2 QL3

I_H0 = [IL1,IL2,IL3];

```





```
clear IL1 IL2 IL3
I_H0_PV = abs(I_H0 - I_WR_AC);

%% Darstellungen Strom
figure
plot(I_max_PV)
title('max Ströme')

% maximale Ströme
figure
h1=histogram(I_max_PV);
h1.EdgeAlpha=0;
h1.FaceColor='g';
f=gca;
f.XLim=[18,21];
xlabel('Strom in A');
ylabel('Anzahl des Auftretens in Minuten pro Jahr');

% reale Ströme
figure
h1=histogram(I_H0); hold on;
h2=histogram(I_H0_PV); hold off;
legend('ohne PV', 'mit 2,6 A PV')
h1.EdgeAlpha=0;
h2.EdgeAlpha=0;
h1.FaceColor='b';
h2.FaceColor='g';
f=gca;
f.XLim=[0,35];
f.YLim=[10,3000000];
f.YScale = 'log';
xlabel('Strom in A');
ylabel('Anzahl des Auftretens in Minuten pro Jahr');

%% Simulation der Temperatur

%Raumtemperatur
T_raum=25;
T_vor=T_raum;

%Temperaturverlauf in Abhängigkeit des Leiterstromes
%gemessene Fitfunktion  $T = 0,0615 * I.^2,3347$ 
tau=1804/60; %beachte Minutenwert
a= 0.0615; % Koeffizient a Fitfunktion
b= 2.3347; % Koeffizient b Fitfunktion

%%maximal Temperaturen
T_max = T_raum + a .* I_max^b;
```



```
T_max_PV(:,1) = zeros(size(I_max_PV));
for i = 2:length(I_max_PV)
    T_stat = T_raum + a .* I_max_PV(i).^b;
    T_max_PV(i) = T_vor + (T_stat - T_vor) * (1 - exp(-1/tau));
    T_vor=T_max_PV(i);
end
T_max_PV(1,:) = T_stat;
T_max_PV_av = mean(T_max_PV);
```

#### %%real Temperaturen

```
T_HO = zeros(size(I_HO));
for j = 1:size(I_HO,2)
    for i = 2:length(I_HO)
        T_stat = T_raum + a .* I_HO(i,j).^b;
        T_HO(i,j) = T_vor + (T_stat - T_vor) * (1 - exp(-1/tau));
        T_vor=T_HO(i,j);
    end
    T_HO(1,j) = T_stat;
end
T_HO_av = mean(T_HO);
```

```
T_HO_PV = zeros(size(I_HO_PV));
for j = 1:size(I_HO_PV,2)
    for i = 2:length(I_HO_PV)
        T_stat = T_raum + a .* I_HO_PV(i,j).^b;
        T_HO_PV(i,j) = T_vor + (T_stat - T_vor) * (1 - exp(-1/tau));
        T_vor=T_HO_PV(i,j);
    end
    T_HO_PV(1,j) = T_stat;
end
T_HO_PV_av = mean(T_HO_PV);
T_HO_PV_max = max(T_HO_PV_av);
```

#### %% Darstellungen Temperaturen

```
figure
plot(T_max_PV)
title('max Temperaturen')
```

#### % maximale Temperaturen

```
figure
h1=histogram(T_max_PV);
h1.EdgeAlpha=0;
h1.FaceColor='g';
f=gca;
f.XLim=[77,97];
xlabel('Temperatur in °C');
ylabel('Anzahl des Auftretens in Minuten pro Jahr');
```

#### % reale Temperaturen

```
figure
```



```

h1=histogram(T_H0); hold on;
h2=histogram(T_H0_PV); hold off;
legend('ohne PV','mit 2,6 A PV')
h1.EdgeAlpha=0;
h2.EdgeAlpha=0;
h1.FaceColor='b';
h2.FaceColor='g';
f=gca;
f.XLim=[25,70];
f.YLim=[10,1.0E7];
f.YScale = 'log';
xlabel('Temperatur in °C');
ylabel('Anzahl des Auftretens in Minuten pro Jahr');

%% Simulation der Lebensdauer

%%maximal Lebensdauer
%%Mittelwert aus der minütlichen Lebensdauer
L_max = 29966*exp(-0.104*T_max);
L_max_PV = mean(29966*exp(-0.104*T_max_PV));

%%real Lebensdauer
L_H0 = mean(mean(29966*exp(-0.104*T_H0)));
L_H0_PV = mean(mean(29966*exp(-0.104*T_H0_PV)));
L_H0_diff = L_H0_PV - L_H0;

%% Simulation der Brandwahrscheinlichkeit
Braende_DE = 184485;
Braende_EL = Braende_DE * 0.31;
Braende_Inst = Braende_EL * 0.28;

n_Anschluss = 47700000;
n_Kontakt_A = 124;
n_Kontakt = n_Anschluss * n_Kontakt_A;
I_brand_max = 10 * 1.13;

%% maximale Brandwahrscheinlichkeit am Leiter
W_brand_L = Braende_Inst / n_Kontakt;

NR_b_max = W_brand_L / I_brand_max.^2;

I_brand_max_PV = I_brand_max + I_WR_AC;
W_brand_L_max_PV = mean(NR_b_max * I_brand_max_PV.^2);

%%reale Brandwahrscheinlichkeit
NR_b_H0= 5.2669e-07;

T_H0 = zeros(size(I_H0));
for j = 1:size(I_H0,2)
for i = 2:length(I_H0)

```



```
W_brand_L_H0 = NR_b_H0 * I_H0(i,j).^2;
end;
end;
```

```
T_H0_PV = zeros(size(I_H0_PV));
for j = 1:size(I_H0_PV,2)
for i = 2:length(I_H0_PV)
W_brand_L_H0_PV = NR_b_H0 * I_H0_PV(i,j).^2;
end;
end;
```

### %% Brandwahrscheinlichkeit am Hausanschluss

```
SZ = 1; %Sicherheitszuschlag
```

```
n_Kontakt_max = 12;
n_Kontakt_H0 = 16;
```

```
p_Kontakt_max = n_Kontakt_max * SZ / n_Kontakt_A;
p_Kontakt_H0 = n_Kontakt_H0 * SZ / n_Kontakt_A;
```

```
W_brand_H = W_brand_L * n_Kontakt_A;
W_brand_H_max_PV = (W_brand_L * (1 - p_Kontakt_max) + W_brand_L_max_PV * p_Kontakt_max) *
n_Kontakt_A;
W_brand_H_H0_PV = (W_brand_L * (1 - p_Kontakt_H0) + W_brand_L_H0_PV * p_Kontakt_H0) *
n_Kontakt_A;
W_brand_H_max_PV_diff = W_brand_H_max_PV - W_brand_H;
W_brand_H_H0_PV_diff = W_brand_H_H0_PV - W_brand_H;
```

### %% Brandwahrscheinlichkeit in Deutschland

```
n_PV_DE = 5000000;
p_PV_DE = n_PV_DE / n_Anschluss;
```

```
W_brand_DE = W_brand_H * n_Anschluss;
W_brand_DE_max_PV = (W_brand_H * (1 - p_PV_DE) + W_brand_H_max_PV * p_PV_DE) * n_Anschluss;
W_brand_DE_H0_PV = (W_brand_H * (1 - p_PV_DE) + W_brand_H_H0_PV * p_PV_DE) * n_Anschluss;
W_brand_DE_max_PV_diff = W_brand_DE_max_PV - W_brand_DE;
W_brand_DE_H0_PV_diff = W_brand_DE_H0_PV - W_brand_DE;
W_brand_DE_max_PV_prop = W_brand_DE_max_PV_diff / W_brand_DE;
W_brand_DE_H0_PV_prop = W_brand_DE_H0_PV_diff / W_brand_DE;
```



### 3.4 Literaturverzeichnis

- Deutscher Feuerwehrverband e. V. (DFV). (kein Datum). Von <http://www.feuerwehrverband.de/statistik.html> abgerufen
- Dr. Thomas Erge, D.-I. H. (2017). *STECKERFERTIGE, NETZGEKOPPELTE KLEINST-PV-ANLAGEN*. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, ISE.
- Drews. (2012).
- HEA Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendung e. V. (kein Datum). *HEA Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendung e. V.* Von <http://service.hea.de/fachwissen/elektroinstallation/2-3-schutz-von-kabeln-Leitungen-bei-ueberstrom.php> abgerufen
- Institute für Schadenverhütung und Schadensforschung. (kein Datum). *Brandursachen für Deutschland*.
- Philipp Preiss, J. R. (2013). *Assessment of Health Impacts of Coal Fired Power Stations in Germany by Applying EcoSenseWeb*. Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart.
- Quaschnig, V. (2014). Von <https://www.volker-quaschnig.de/artikel/2014-06-Mehr-Guerilla/index.php> abgerufen
- Sandia National Laboratories. (kein Datum). *PVPerformance Modeling Collaborative*. Abgerufen am 8. Februar 2017 von <https://pvpmc.sandia.gov/modeling-steps/1-weather-design-inputs/plane-of-array-poa-irradiance/calculating-poa-irradiance/poa-sky-diffuse/simple-sandia-sky-diffuse-model/>
- Statista. (kein Datum). Von <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/164153/umfrage/anzahl-der-kunden-von-stromanbietern-seit-1999/>) abgerufen
- Statistisches Bundesamt. (kein Datum). Von [https://www.destatis.de/DE/Methoden/Zensus\\_/Tabellen/Wohnsituation\\_HH\\_Zensus11\\_Wohnflaeche.html](https://www.destatis.de/DE/Methoden/Zensus_/Tabellen/Wohnsituation_HH_Zensus11_Wohnflaeche.html) abgerufen
- Tjaden, T., Bergner, J., Weniger, J., & Quaschnig, V. (2015). *Repräsentative elektrische Lastprofile für Einfamilienhäuser*. Berlin: Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW.



### 3.5 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Messaufbau A2 worst case.....	9
Abbildung 2: Messaufbau A2.....	10
Abbildung 3: Stromkreis mit Stecker-Solar-Gerät.....	14
Abbildung 4: $\Delta T = f(I)$ bei A2 Verlegung in wärmegeämmten Wänden.....	15
Abbildung 5: Auslösecharakteristik nach DIN EN 60898-1, VDE 0641-11 .....	15
Abbildung 6: Strom ( $I_n$ :1,13) mit 2,6 A Stecker-Solar-Gerät.....	17
Abbildung 7: Häufigkeitsverteilung der maximalen Ströme.....	17
Abbildung 8: Ströme bei H0 mit und ohne 2,6 A Stecker-Solar-Gerät.....	18
Abbildung 9: max. Leitungstemperatur = f(Generatorstrom) über Umgebungstemperaturen 25-60 °C und Häufungen 1-8 .....	20
Abbildung 10: maximale Leitertemperatur bei $I_n$ :1,13 + $I_{pv}$ .....	21
Abbildung 11: Häufigkeit der maximalen Temperaturen mit 2,6 A Stecker-Solar-Gerät .....	21
Abbildung 12: Temperaturen bei H0 mit und ohne 2,6 A Stecker-Solar-Gerät .....	22
Abbildung 13: Lebensdauer des Isolationsmaterials (PVC) in Abhängigkeit der Temperatur (HEA Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendung e. V., kein Datum).....	23
Abbildung 14: Zulässige Temperaturen als Funktion der Zeit .....	25
Abbildung 15 Schematischer Aufbau eines im Hausnetz eingebundenen Stecker-Solar-Gerätes .....	26