

Technische Information

Kapazitive Ableitströme

Hinweise zur Auslegung von transformatorlosen Wechselrichtern
Sunny Boy, Sunny Tripower, Sunny Highpower



Alle PV-Module haben konstruktiv bedingt eine elektrische Kapazität gegen ihre Umgebung. Diese Kapazität ist für die Funktion des PV-Generators nicht erforderlich, ergibt sich jedoch im Wesentlichen aus dem mechanischen Aufbau der Module bzw. deren Montage und wird daher auch „parasitäre“ Kapazität genannt. Insbesondere wächst sie mit den im PV-Generator vorhandenen elektrisch leitfähigen Flächen. Ein großes, leistungsstarkes PV-Feld weist deshalb eine entsprechend große parasitäre Kapazität auf, die im Falle einer feuchten Oberfläche (Regen, Tau) noch weiter ansteigt.

Die Isolation der PV-Module wird durch diesen Effekt in keiner Weise beeinträchtigt, so dass der Personenschutz selbstverständlich jederzeit gewährleistet ist. Das Betriebsverhalten der Wechselrichter kann allerdings durch die parasitäre Kapazität beeinflusst werden. Beim Einsatz von transformatorlosen Wechselrichtern können dann sogenannte Verschiebungsströme auftreten, die die Fehlerstrom-Überwachung des Wechselrichters oder aber sogar die der Einspeiseleitung auslösen. Das führt im ersten Fall dazu, dass sich der Wechselrichter für kurze Zeit vom öffentlichen Stromnetz trennt und dann den Einspeisebetrieb automatisch fortsetzt. Im zweiten Fall wird die Einspeisung so lange unterbrochen, bis der Fehlerstrom-Schutzschalter (RCD) der Einspeiseleitung manuell wieder aktiviert worden ist.

Solche Unterbrechungen der Einspeisung können durch eine sorgfältige und fachgerechte Anlagenplanung weitgehend verhindert werden. Im Folgenden werden daher die technischen Zusammenhänge erläutert, die in der Planungsphase sowie der Installation und Inbetriebnahme einer PV-Anlage unbedingt berücksichtigt werden sollten. Diese Technische Information richtet sich an zwei Lesergruppen: An den Hersteller der o. g. PV-Module mit der Bitte zur Weitergabe der Information an seine Kunden und außerdem an Installateure und Anlagenplaner.

1 Wie berechnet sich die PV-Kapazität des PV-Generators gegen Erde?

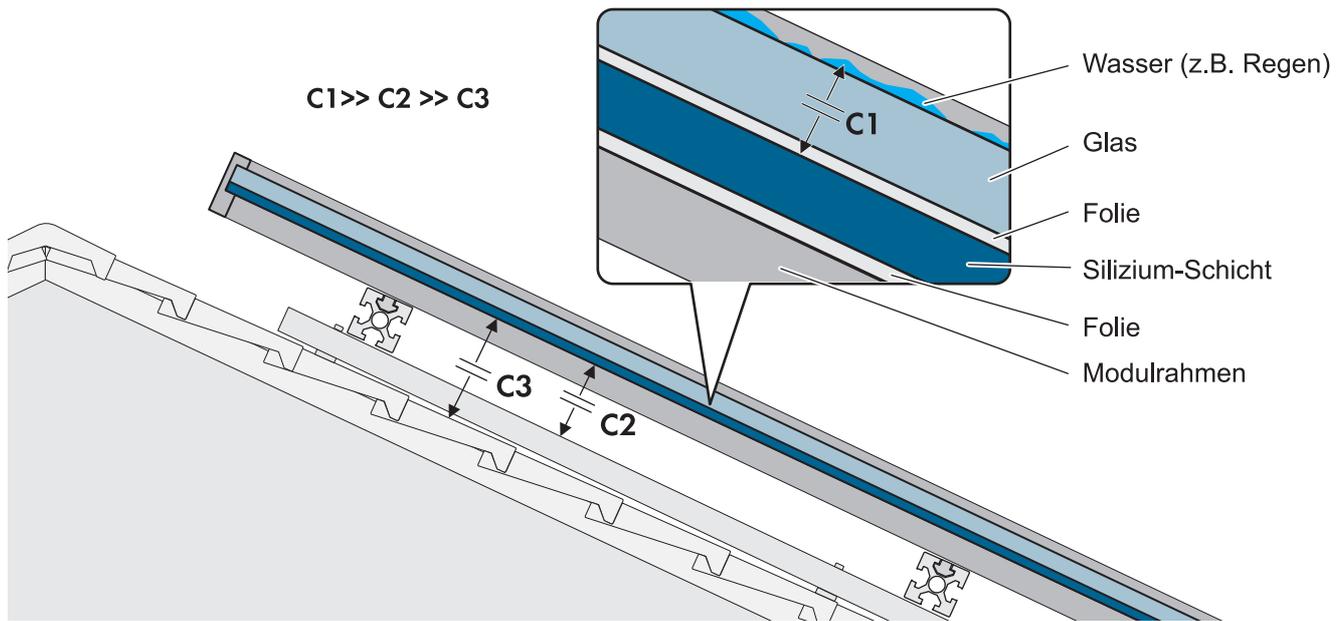


Abbildung 1: Darstellung eines PV-Moduls in Dachmontage und schematische Darstellung „parasitärer Kapazitäten“

C1	Parasitäre Kapazität durch Wasserfilm auf dem Glas
C2	Parasitäre Kapazität durch das geerdete Gestell
C3	Parasitäre Kapazität durch die Dachfläche

Ein PV-Modul bildet eine elektrisch leitende Fläche, die einem geerdeten Gestell gegenüber steht. Solch eine Anordnung, die bei angelegter Spannung Ladung speichert, wird als Kondensator und dessen Kapazität mit „C“ bezeichnet. Da diese Kapazität hier als unerwünschter Nebeneffekt auftritt, spricht man auch von einer „parasitären Kapazität“ C_{PE} , die sich aus der Summe aller Einzelkapazitäten zusammensetzt:

$$C_{PE} = C1 + C2 + C3$$

Die Kapazität errechnet sich anhand folgender Formel und hängt von vier Faktoren ab:

$$C = \epsilon_0 \epsilon_r \cdot A/d$$

Bedeutung der Faktoren:

- ϵ_0 : Permittivität, Naturkonstante ($8,85 \cdot 10^{-12} \text{ As/Vm}$)
- ϵ_r : Permittivitätszahl, materialabhängig ($\epsilon_{rLuft} = 1$; $\epsilon_{rGlas} \approx 5-10$)
- A: Elektrisch wirksame Fläche des Kondensators
- d: Abstand zwischen den Kondensatorplatten

Was ist nun als Fläche A und Abstand d anzusetzen? Das ist nicht immer ganz einfach, da neben den Daten des PV-Moduls auch die Montageart berücksichtigt werden muss. Deshalb befindet sich hierzu in der Regel auch keine Angabe auf dem Datenblatt. Anhand von 2 Beispielen soll im Folgenden aufgezeigt werden, wie trotzdem eine Abschätzung vorgenommen werden kann (für das verwendete Glas wird jeweils ein $\epsilon_r = 6$ angenommen).

Für die Größe der parasitären Kapazitäten in Abbildung 1 gilt bei Regen und Nässe die folgende Beziehung:

$$C1 \gg C2 \gg C3$$

Daraus geht hervor, dass bei Regen und Nässe die Gesamtkapazität C_{PE} von C1 dominiert wird, so dass C2 und C3 bei der weiteren Betrachtung vernachlässigt werden können. Bei Trockenheit wiederum ist C1 so klein, dass auch die anderen parasitären Kapazitäten berücksichtigt werden müssen. Die Gesamtkapazität C_{PE} bleibt allerdings so klein, dass der Einfluss auf das Betriebsverhalten der PV-Anlage vernachlässigbar ist. Die Größe von C1 bei Regen und Nässe ist daher Gegenstand der weiteren Betrachtung.

Beispiele zur Abschätzung der parasitären Kapazität C_{PE} bei verschiedenen Modul-Typen unter der Annahme einer durchgehenden Benetzung der Glasoberfläche mit Wasser

Beispiel 1: Gängiges Modul mit Zellen aus kristallinem Silizium (monokristallin, polykristallin)

- Typischer Wirkungsgrad: 15 % bis 20 %
 - Glasdicke: 3 mm bis 4 mm
 - Pro m^2 Modulfläche besitzt das Modul eine Kapazität von 12 nF bis 17 nF
 - Pro kW installierter DC-Leistung besitzt die Anlage 60 nF bis 110 nF
 - Für eine 5 kW-Anlage ergäbe sich ein Wert für C_{PE} von 330 nF bis 550 nF
-

Beispiel 2: Dünnschicht-Modul, z. B. CdTe

- Typischer Wirkungsgrad: 10 % bis 15 %
 - Glasdicke: 3,2 mm
 - Pro m^2 Modulfläche besitzt das Modul eine Kapazität von 16 nF
 - Pro kW installierter DC-Leistung besitzt die Anlage 100 nF bis 160 nF
 - Für eine 5 kW-Anlage ergäbe sich ein Wert für C_{PE} von 500 nF bis 800 nF
-

2 Wie entsteht ein kapazitiver Ableitstrom?

Während des Betriebs ist das PV-Modul über den Wechselrichter mit dem Wechselstromnetz verbunden. Je nach Gerätetyp kommt dabei ein Teil der Wechselspannungsamplitude beim PV-Modul an. Dies führt dazu, dass der komplette PV-Generator mit einer Wechselspannung gegenüber seiner Umgebung schwingt. Hier müssen zwei Fälle unterschieden werden:

Bei fast allen **1-phasigen** transformatorlosen Wechselrichtern wird betriebsbedingt die halbe Netzamplitude an das PV-Modul weitergegeben. In vielen europäischen Netzen mit 230 V/50 Hz schwingt die Anordnung beispielsweise mit 115 V/50 Hz.

Bei **3-phasigen** transformatorlosen Wechselrichtern weisen die Schwingungen systembedingt deutlich geringere Amplituden auf und erzeugen daher geringere Ableitströme. Die Weitergabe der AC-Spannung an das PV-Modul wird weitestgehend unterdrückt.

Die schwankende Spannung ändert ständig den Ladungszustand des im vorherigen Kapitel beschriebenen parasitären Kondensators. Damit ist ein Verschiebungsstrom verbunden, der proportional zur Kapazität und der anliegenden Spannungsamplitude ist. Der Stromkreis dieses Verschiebungsstroms wird erst über die Erdverbindung der PV-Module und die der Potenzialausgleichsschiene am Hausanschluss geschlossen. Daher wird dieser Strom auch als (kapazitiver) Ableitstrom bezeichnet.

Für Experten: Der Verschiebungsstrom I (Effektivwert) lässt sich physikalisch wie folgt beschreiben:

$$I = \frac{\Delta Q}{\Delta t} = C \cdot \frac{\Delta U}{\Delta t} = C \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot U$$

Dabei sind $f = 50$ Hz die Netzfrequenz und U der Effektivwert der Wechselspannung am PV-Generator (115 V bei 1-phasigen transformatorlosen Wechselrichtern). Dieser Ableitstrom ist ein Blindstrom, dessen Phase um 90° versetzt ist zur Netzspannung. Er ist in erster Näherung verlustlos.

3 Wie beeinflusst der Ableitstrom die Erkennung des Fehlerstroms?

Der in Abschnitt 2 beschriebene kapazitive Ableitstrom ist ein Blindstrom (verlustlos).

Kommt es hingegen aufgrund eines Fehlers, z. B. einer schadhaften Isolierung, zum Kontakt einer spannungsführenden Leitung mit einer geerdeten Person (siehe Abbildung 3), so entsteht ein zusätzlicher Strom über Erde. Dieser ungewollte Strom verursacht Verluste und wird als Fehlerstrom bezeichnet. Die Summe aus beiden Strömen (Ableitstrom und Fehlerstrom) ergeben den Differenzstrom.

$$\text{Differenzstrom} = \text{Ableitstrom} + \text{Fehlerstrom}$$

AC-Fehlerströme größer als 30 mA können für Menschen lebensbedrohlich sein.

Um über die Schutzklasse des Wechselrichters hinaus einen zusätzlichen Personenschutz zu gewährleisten, müssen sich transformatorlose Wechselrichter daher spätestens bei einem Fehlerstromsprung von 30 mA vom öffentlichen Stromnetz trennen (IEC 62109-2). Dafür wird während des Einspeisebetriebs der Differenzstrom (Ableitstrom + Fehlerstrom) über eine allstromsensitive Fehlerstrom-Überwachungseinheit (Residual Current Monitoring Unit) gemessen. Der Fehlerstrom wird aus diesem Messwert berechnet. Bei hohen Ableitströmen ist eine genaue Berechnung des Fehlerstroms nicht immer möglich. Die resultierenden Berechnungsfehler können zu einem unerwünschten Abschalten des Wechselrichters führen.

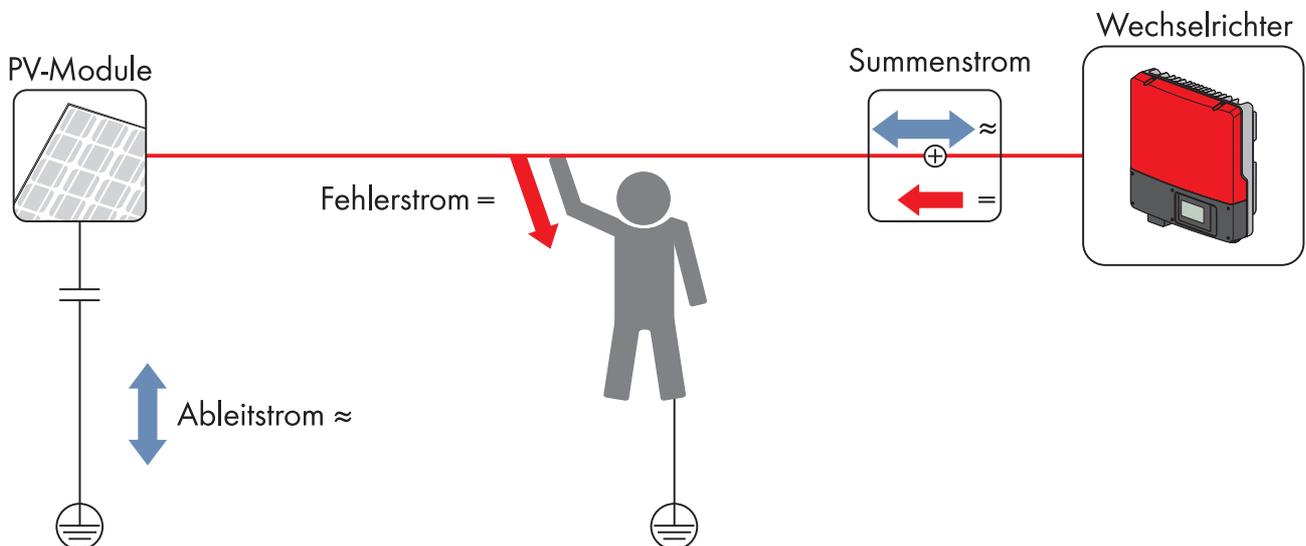


Abbildung 2: Entstehung eines Fehlerstroms durch Kontakt einer geerdeten Person mit einer spannungsführenden Leitung

4 Ab wann wird es problematisch?

Grenzkapazität

Wie zuvor beschrieben sollen zur Vermeidung von Fehlauflösungen der Fehlerstrom-Überwachung des PV-Generators hohe Ableitströme vermieden werden. Da der Ableitstrom direkt von der Kapazität des PV-Moduls gegen Erde abhängt, lässt sich für jede Wechselspannung gegen Erde eine entsprechende Grenzkapazität angeben, ab der mit einem störempfindlichen Betrieb zu rechnen ist. Die Grenzkapazität des Wechselrichters können Sie der Anleitung des Wechselrichters entnehmen.

Eine umfangreiche Feldstudie hat ergeben, dass bei den meisten Glas-Glas-Modulen die Werte der Grenzkapazität Spitzenwerte sind, die nur bei sehr starkem Regen erreicht werden. Auch bei Betauung morgens sind die Werte erhöht, während sie zu Zeiten des besten Ertrages (bei Sonnenschein) auf sehr niedrige Werte abfallen. In der folgenden Abbildung ist die Reaktion des Ableitstroms eines PV-Generators auf solche Ereignisse zu erkennen.

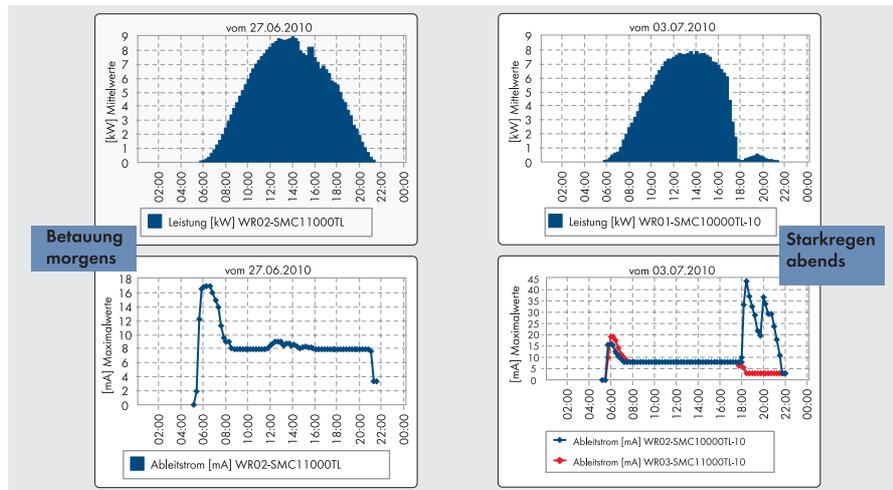


Abbildung 3: Verlauf eines Ableitstroms als Reaktion auf die Änderung der parasitären Generatorkapazität von Glas-Glas-Modulen bei Betauung und Starkregen

5 Checkliste

Jede PV-Anlage sollte schon in der Planungsphase auf die in den vorangegangenen Kapiteln beschriebenen Anforderungen überprüft werden. Zusätzlich empfehlen wir die folgenden Prüfschritte:

Prüfschritt 1

Das betrachtete PV-Modul weist eine hohe konstruktiv bedingte Kapazität gegen Erde C_{pE} auf (Laminat, integrierte Metall-Rückseite) oder eine Einspeiseunterbrechung bei Regen/Betauung soll sicher verhindert werden. Ermitteln Sie die kritische Kapazität gegen Erde:

1. Gesamte Modulfläche der an einem Wechselrichter angeschlossenen PV-Module errechnen.
2. Geringsten Abstand der PV-Zellen zu einer leitenden Fläche ermitteln.
Die leitende Fläche kann gegebenenfalls nur zeitweise leitend sein (z. B. bei Regen oder Betauung). Für den Abstand ist daher im Fall des Regens die Deckglasdicke und bei morgendlicher Betauung die Dicke der Rückseitenisolation entscheidend.
3. Die Werte für Modulfläche und Abstand in die Berechnungsformel einsetzen (siehe Kapitel 1 „Wie berechnet sich die PV-Kapazität des PV-Generators gegen Erde?“, Seite 2) und die Kapazität errechnen.

Prüfschritt 2

Wenn die Kapazität gegen Erde einen kritischen Wert annimmt (siehe Anleitung des Wechselrichters), sollten Maßnahmen geprüft werden, um Einspeiseunterbrechnungen zu vermeiden:

- Einsatz eines externen Fehlerstrom-Schutzschalters mit höherem Bemessungsfehlerstrom
- Einsatz eines Wechselrichters mit höherer Grenzkapazität (Daten entsprechend Angaben in der Anleitung)
- Aufteilung des PV-Generators in kleinere Teilgeneratoren und Verwendung von zusätzlichen Wechselrichtern

Prüfschritt 3

Halten Sie Rücksprache mit dem PV-Modulhersteller. Ist etwas zur parasitären Kapazität bekannt?

Es wird dringend empfohlen, in Zweifelsfällen den PV-Modulhersteller in den Planungsprozess mit einzubeziehen. Dies gilt insbesondere dann, wenn nicht auf eigene Erfahrungen aus der Kombination eines PV-Modultyps mit einem transformatorlosen Wechselrichter zurückgegriffen werden kann.

Kontakt

www.SMA-Solar.com