



Grenzen des Wachstums? Der Isolationswiderstand als limitierender Faktor für die Größe von PV-Generatoren

*Andreas Falk, Adrian Häring, Dirk Hermeling, Joachim Laschinski,
Stephan Sander, Mario Willenberg, Alexander Waletzki*

SMA Solar Technology AG, Sonnenallee 1, D-34266 Niestetal, www.sma.de
Kontakt: Andreas Falk, andreas.falk@sma.de, Tel.: +49 561 9522-3313

Anhand eines Fallbeispiels wird in diesem Beitrag hergeleitet, in welchem Bereich ein sinnvoller Grenzwert für die elektrische Isolation von PV-Großanlagen liegen sollte. Dabei orientiert sich die Beurteilung eines Isolationsfehlers an bewährten Brandschutzkriterien der Installationstechnik. Aus dieser Betrachtung geht hervor, dass für die Mindestisolation nicht nur die Anlagenleistung sondern auch die Anlagenspannung entscheidend ist. Unter zusätzlicher Berücksichtigung von Alterungseffekten wird gezeigt, dass die heute gültigen normativen Anforderungen an die Isolation von PV-Modulen spätestens beim Übergang zu Großanlagen mit Systemspannungen von über 1.000 VDC verschärft werden müssen. Diesen Betrachtungen werden aktuelle Isolationsmessungen an 73 Großanlagen mit 1.000 VDC Systemspannung gegenübergestellt und Aussagen über die Isolationseigenschaften heutiger PV-Module abgeleitet. Abschließend werden die sich daraus ergebenden Anforderungen an künftige Messeinrichtungen zur Isolationsüberwachung abgeleitet und verfügbare Methoden zur besseren Diagnose erläutert.

Auf dem Weg zu kosteneffizienten PV-Anlagen werden immer größere Wechselrichter eingesetzt, die an einer immer größeren Anzahl von PV-Modulen arbeiten. Durch die steigende Anzahl paralleler Stränge und Teilgeneratoren resultiert eine stetige Verringerung des Isolationswiderstands neuer PV-Anlagen. So kann ein Isolationsproblem auftreten, obwohl die Auswahl der Komponenten wie auch deren Installation normkonform erfolgte.

Seit Jahren werden Mindestanforderungen an die Isolation diskutiert und zum Teil herabgesetzt. Dabei wurden oft ganzheitliche Schutzziele für alle Anlagentypen zugrunde gelegt, obwohl galvanisch getrennte Anlagen aufgrund fehlender Netzkopplung differenziert betrachtet werden müssen. Zu Beginn dieses Beitrags sollen deshalb zunächst einige grundlegende Begriffe und Zusammenhänge erklärt werden. Ergänzt wird dies durch einen Überblick über die ursprünglichen sowie die aktuell diskutierten Grenzwerte der elektrischen Isolation von PV-Modulfeldern.

Der Isolationswiderstand

Jeder PV-Generator besitzt sowohl vor der Netzaufschaltung als auch im Einspeisebetrieb eine gewisse elektrische Spannung gegenüber Erde – sein sogenanntes Potenzial. Die Art (Wechsel- bzw. Gleichspannung gegen Erde) und Größe des Potenzials hängt von der Netzspannung, der Wechselrichtertopologie und einer eventuellen Generatorerdung ab [12], aber auch vom gerade betrachteten Ort innerhalb des Generators. Nur eine ausreichende Isolierung gegenüber Erde verhindert einen Potenzialausgleich mit einem erheblichen Strom gegenüber Erde. Ein minimaler Erdstrom, auch Leckstrom genannt, ist allerdings nicht zu vermeiden und setzt sich aus den Beiträgen aller Anlagenkomponenten (PV-Module, DC-Kabel, Unterverteilung und Wechselrichter) zusammen.

Bei gegebener PV-Spannung lässt sich dieser Leckstrom in einen wirksamen Isolationswiderstand umrechnen, den man als R_{iso} bezeichnet [11].

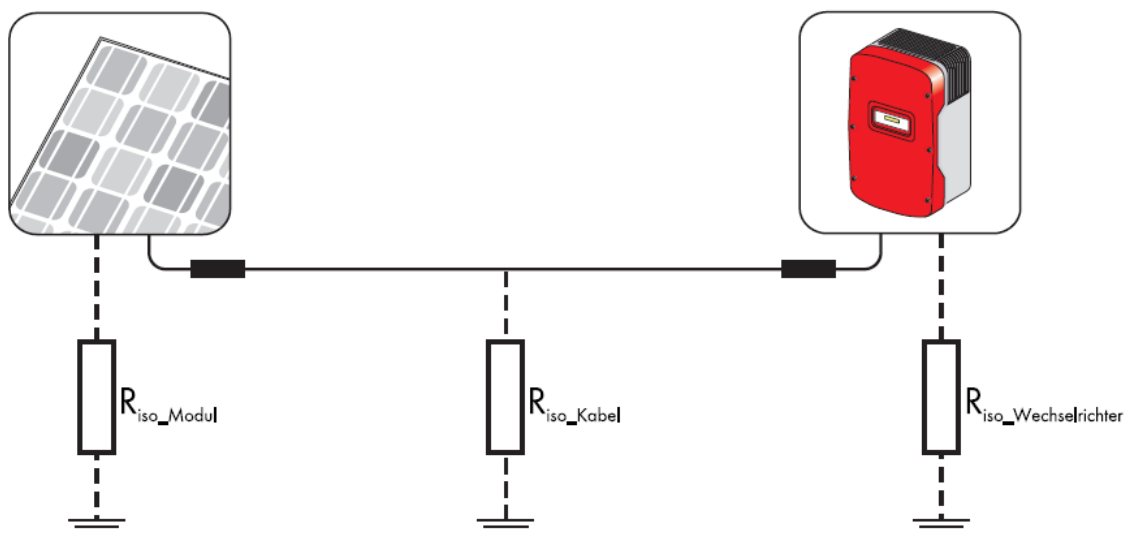


Abbildung 1: Die Isolationswiderstände der Einzelkomponenten einer PV-Anlage können als parallele Widerstände gegenüber Erde aufgefasst werden.

Der messbare Gesamtisolationswiderstand R_{iso} einer PV-Anlage setzt sich aus der Parallelschaltung von zwei Isolationswiderständen zusammen: dem Isolationswiderstand des positiven Anlagenanschlusses gegenüber Erde (R_{iso+}) und dem Isolationswiderstand des negativen Anschlusses der PV-Anlage gegenüber Erde (R_{iso-}). R_{iso+} und R_{iso-} sind nur bei ideal symmetrischen Verhältnissen gleich groß; in der Praxis sind diese Teilwiderstände jedoch unterschiedlich.

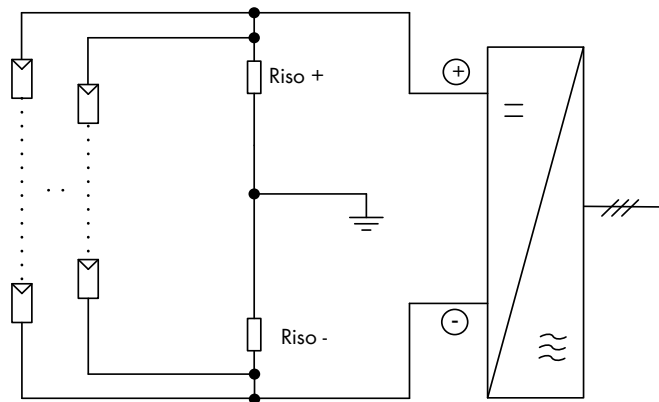


Abbildung 2: Zur einfacheren Betrachtung kann der Gesamteisolationswiderstand der Einzelkomponenten in Isolationswiderstände im positiven und negativen Pol zerlegt werden.

Die Zusammenfassung des Isolationszustandes in einen Gesamt-isolationswiderstand ist dabei als Vereinfachung anzusehen. In der Realität bestehen positiver und negativer Teilwiderstand auch aus einer Parallelschaltung von vielen verteilten Widerständen. Bei PV-Modulen kann man dies z.B. durch die Angabe eines Widerstandsbelags (Widerstand pro Modulfläche in $M\Omega/m^2$) beschreiben.

Entwicklung der Grenzwerte

Bei der Errichtung der ersten PV-Anlagen orientierte man sich in Deutschland bezüglich der Isolationsanforderungen, also auch der Generator-Isolation, an bewährten Grenzwerten aus dem Bereich elektrischer Betriebsmittel. Der Isolationswiderstand wurde deshalb an die Systemspannung¹ geknüpft und $1k\Omega$ Isolationswiderstand pro Volt gefordert. Für eine Anlage mit 1.000 VDC Systemspannung war also ein Isolationswiderstand von 1.000 $k\Omega$ erforderlich. Diese Vorgaben wurden zusammen mit einem absoluten Minimalwert von 500 $k\Omega$ in die VDE 0126-1-1 [1] übernommen.

Mit Anlagengrößen oberhalb von 10 kWp sind diese vorgeschriebenen Grenzwerte jedoch nicht mehr in jedem Fall erreichbar. Zusammen mit der zuständigen Berufsgenossenschaft BG ETEM wurden von der deutschen Solarindustrie im Dezember 2010 Grenzwerte definiert, die in PV-Anlagen realisierbar sind und gleichzeitig das Schutzziel sicherstellen. Ein leistungsabhängiger Isolationswiderstand von 2.000 $k\Omega/kWDC$ wurde eingeführt und der Minimalwert auf 200 $k\Omega$ abgesenkt. Die nationale VDE 0126-1-1 [1] wurde mittlerweile überarbeitet und verweist beim Thema Isolationsüberwachung auf die Geräteproduktnorm für Wechselrichter.

Die Geräteproduktnorm für Wechselrichter - IEC bzw. EN 62109-2 [3] – sieht im Abschnitt 4.8.2.1 einen unteren Grenzwert für den Isolationswiderstand von $U_{DCmax}/30$ mA vor. PV-Anlagen mit 1.000 VDC Systemspannung müssen also einen Isolationswiderstand von

¹ Maximale Leerlaufspannung des PV-Generators bei minimaler Umgebungstemperatur (Kriterium der Anlagendimensionierung)



mindestens 33,3 k Ω aufweisen. Die Festlegung basiert auf Personenschutzaspekten, nimmt aber keinen Bezug auf die Anlageninstallation.

Derzeit wird parallel an zwei Installationsnormen gearbeitet. Der Entwurf der IEC 60364-7-712 [5] fordert zwar eine Isolationsüberwachung des PV-Generators, gibt aber keine direkten Grenzwerte vor. In der IEC 62548 [4] sollen dagegen neue Grenzwerte für den Isolationswiderstand definiert werden. Bezugsgröße soll anstelle der DC-Leistung des Wechselrichters nunmehr die tatsächliche Nennleistung des PV-Feldes sein. Berücksichtigt werden dadurch auch künftig stärker überdimensionierte Großanlagen. Beide Papiere sind noch in Beratung und sollen künftig in der IEC 60364-Serie zusammengeführt werden.

Isolationsüberwachung in PV-Großanlagen

Die permanente Anpassung der Grenzwerte in der Vergangenheit macht deutlich, dass unterschiedliche Auffassungen bezüglich der verfolgten Schutzziele bestehen. Entscheidend für die Definition der Schutzziele ist aber eine Differenzierung zwischen PV-Anlagen ohne galvanische Trennung vom Netz und galvanisch getrennten Anlagen.

Bei PV-Anlagen ohne galvanische Trennung können bereits netzgetriebene Erstfehler zu Sach- oder Personenschäden führen. Daher sind bei diesen Anlagen sowohl eine Diagnose des Isolationswiderstandes als auch eine Fehlerstromüberwachung während des Betriebs notwendig.

Netzgetriebene Erstfehler können bei galvanisch getrennten Anlagen jedoch nicht auftreten. Anlagen mit galvanischer Trennung, wie beispielsweise PV-Großanlagen mit Zentralwechselrichter und Mittelspannungstransformator, werden zumeist im isolierten Betrieb aufgebaut, d.h. der DC-Stromkreis wird nicht geerdet. Die Grundstruktur ähnelt dabei einem IT-Netz mit nicht geerdetem Sternpunkt (vgl. DIN VDE 0100-410 [2]). Daraus ergibt sich der Vorteil, dass bei einem einpoligen Isolationsfehler noch kein großer Fehlerstrom fließen kann. Erst bei einem zweiten Fehler mit Erdberührung würde sich ein niederohmiger Stromkreis schließen. Der sich dann ausbildende Fehlerstrom kann unter Umständen sehr groß werden und gegebenenfalls einen Brand verursachen.

Laut DIN VDE 0100-410 [2] muss bei IT-Netzen eine Isolationsüberwachungs-einrichtung vorgesehen werden. Auch wenn bei PV-Großanlagen kein echtes IT-Netz vorliegt, so hat sich diese Überwachungsmaßnahme etabliert. Gerechtfertigt wird dies durch die Ausführung aller PV-Anlagenkomponenten gemäß Schutzklasse II (DIN EN 61140 [8]).

Schutzziel bei PV-Großanlagen ist folglich die Gewährleistung des sicheren Betriebs durch Verhinderung eines Brandschadens. Ein gefährlicher Zweitfehlerfall wird durch frühzeitige Erkennung des Erst-Isolationsfehlers verhindert.

Auswirkungen eines Isolationsfehlers

Gemäß [9] und [10] ist für Niederspannungsanlagen als Brandschutzmaßnahme ein RCD von ≤ 300 mA bei einem Versorgungsnetz mit 230 VAC vorzusehen. Daraus lässt sich eine Leistung von 70 W als Grenzwert ableiten, wenn ein gleich hohes Schutzniveau zur Vermeidung eines Brandes in der PV-Anlage erreicht werden soll. Um den minimalen Isolationswiderstand zu ermitteln, soll die in Abbildung 3 dargestellte Situation analysiert werden.

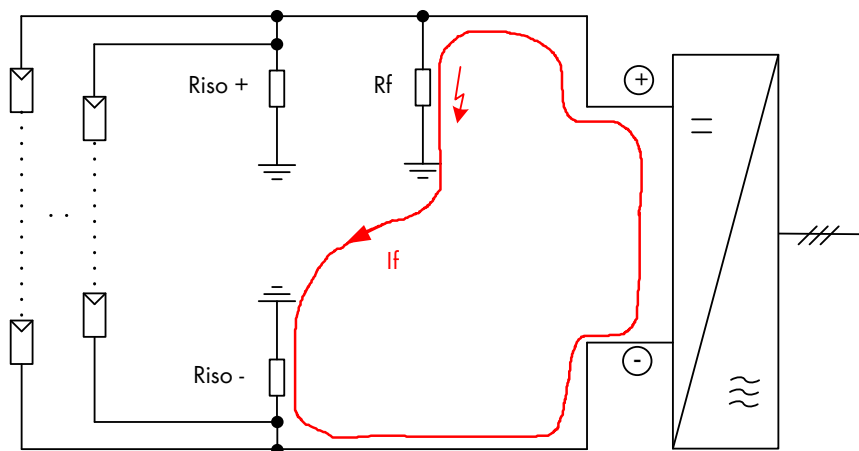


Abbildung 3: Darstellung eines konzentrierten Isolationsfehlers durch den Widerstand R_f im positiven DC-Pfad. Rot eingezeichnet ist der Stromkreis des Fehlerstromes I_f , der durch die Fehlerstelle fließt.

In der positiven Zuleitung zum Wechselrichter sei ein konzentrierter Isolationsfehler mit Widerstand R_f vorhanden. Dieser ist im elektrischen Ersatzschaltbild als Parallelwiderstand zu dem verteilten Isolationswiderstand R_{iso+} anzusehen. Der sich ausbildende Stromkreis des Fehlerstroms I_f besteht dann folglich aus einer Serienschaltung des Isolationsfehlers R_f und dem verteilten R_{iso-} Widerstand.

Variiert man den Widerstand des Fehlers R_f bei einer PV-Anlage mit 1.000 VDC Systemspannung, so ergeben sich Fehlerstrom und umgesetzte Leistung in der Fehlerstelle wie in Abbildung 4 dargestellt. Die Leistung in der Fehlerstelle erreicht ihr Maximum, wenn Isolationsfehler und Gesamtisolationswiderstand der fehlerfreien Anlage gleich groß sind. Im gezeigten Beispiel sind beide Werte mit 900Ω angenommen; die umgesetzte Leistung in der fehlerhaften Stelle beträgt dann bereits 70 W.

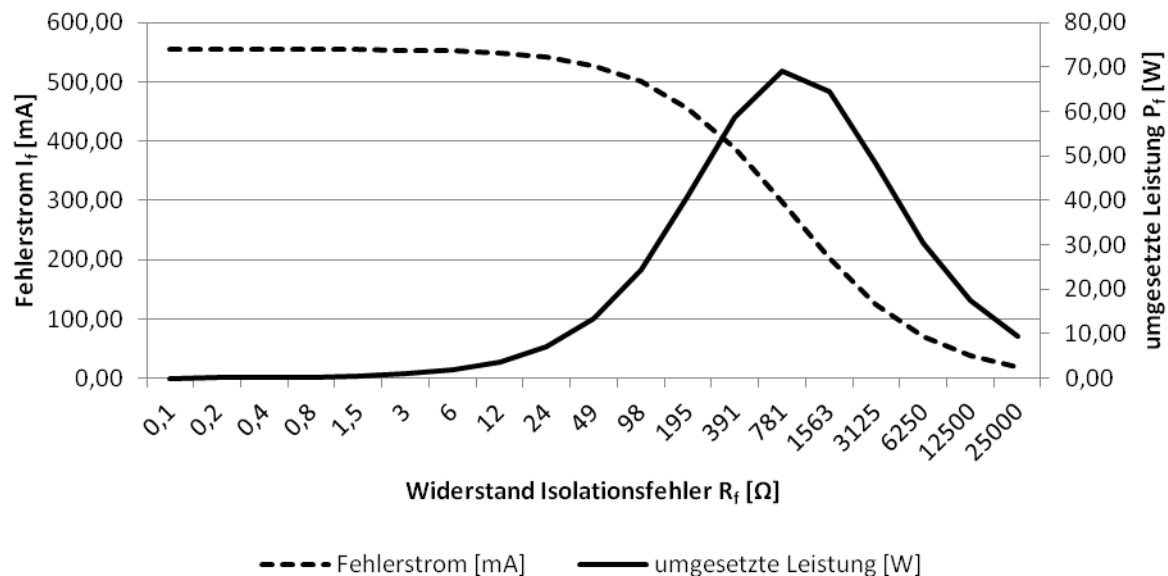


Abbildung 4: Ergebnis der Beispielrechnung für eine Anlage mit 1.000 VDC Leerlaufspannung und einem Isolationswiderstand von 900 Ω . Dargestellt sind Fehlerstrom und umgesetzte Leistung gegenüber dem Widerstandswert der Fehlerstelle.

Bei einer PV-Anlage mit maximal 1.000 VDC würde also ein Isolationswiderstand von $\leq 900 \Omega$ zu einem gefährlichen Erstfehler führen. Der minimale Isolationswiderstand für andere Generatorspannungen ist in Tabelle 1 aufgeführt.

U_{PV} [VDC]	750	1000	1250	1500
min. R_{iso} [Ω]	510	900	1410	2020

Tabelle 1: Minimal erforderliche Isolationswiderstände für unterschiedliche Generatorspannungen. Die Werte ergeben sich aus der maximal umgesetzten Leistung von 70 W in einer Fehlerstelle gemäß betrachtetem Fehlerfall.

Zusammenhang zwischen Isolationswiderstand und Generatorgröße

Nach diesen Vorbetrachtungen ist jetzt selbstverständlich interessant, die Generatorgröße zu ermitteln, bei der der normativ geforderte Isolationswiderstand der Module bereits dazu führt, dass die minimale Isolation für das Modulfeld unterschritten wird. Gemäß [6] und [7] werden kristalline Module und Dünnschichtmodule auf eine Isolationsfestigkeit von 40 M Ω /m² geprüft. Mit diesem Grenzwert ergeben sich rein rechnerisch folgende Isolationswiderstände einer PV-Anlage:

Bei einem PV-Wechselrichter mit 800 kW Nennleistung und einem zu 150 % überdimensionierten PV-Generator ergibt sich eine PV-Leistung von 1.200 kWp. Die Modulfläche beträgt bei einem Wirkungsgrad der Zellen von 18 %:

$$A_{PV-Generator} = \frac{1200 \text{ kW}}{180 \text{ W/m}^2} = 6667 \text{ m}^2$$

Besteht die Anlage ausschließlich aus Modulen mit einem gemäß der Norm geforderten Isolationswert von $40 \text{ M}\Omega/\text{m}^2$, ergibt sich der Gesamtisolationswiderstand der Zellen R_{iso_Module} zu:

$$R_{ISO_Module} = \frac{40 \text{ M}\Omega * \text{m}^2}{6667 \text{ m}^2} = 6 \text{ k}\Omega$$

Bei einem PV-Generator von 2 MWp, was einer Fläche von ca. 11.110 m^2 entspräche, läge der Isolationswiderstand lediglich bei $3,6 \text{ k}\Omega$. Für verschiedene Anlagengrößen zeigt Abbildung 5 den sich rechnerisch ergebenden Gesamtisolationswiderstand bei unterschiedlichen spezifischen Modulisolationswiderständen (in $\text{M}\Omega/\text{m}^2$). Zu erkennen ist ein sinkender Gesamtisolationswiderstand der Module bei wachsender Anlagengröße. Eine alterungsbedingt geringer werdende spezifische Modulisolationswerte (vgl. Kurven $40 \text{ M}\Omega/\text{m}^2$ (normativ gefordert) und $20 / 10 \text{ M}\Omega/\text{m}^2$) könnte darüber hinaus weiter zur Verkleinerung des Isolationswiderstandes beitragen.

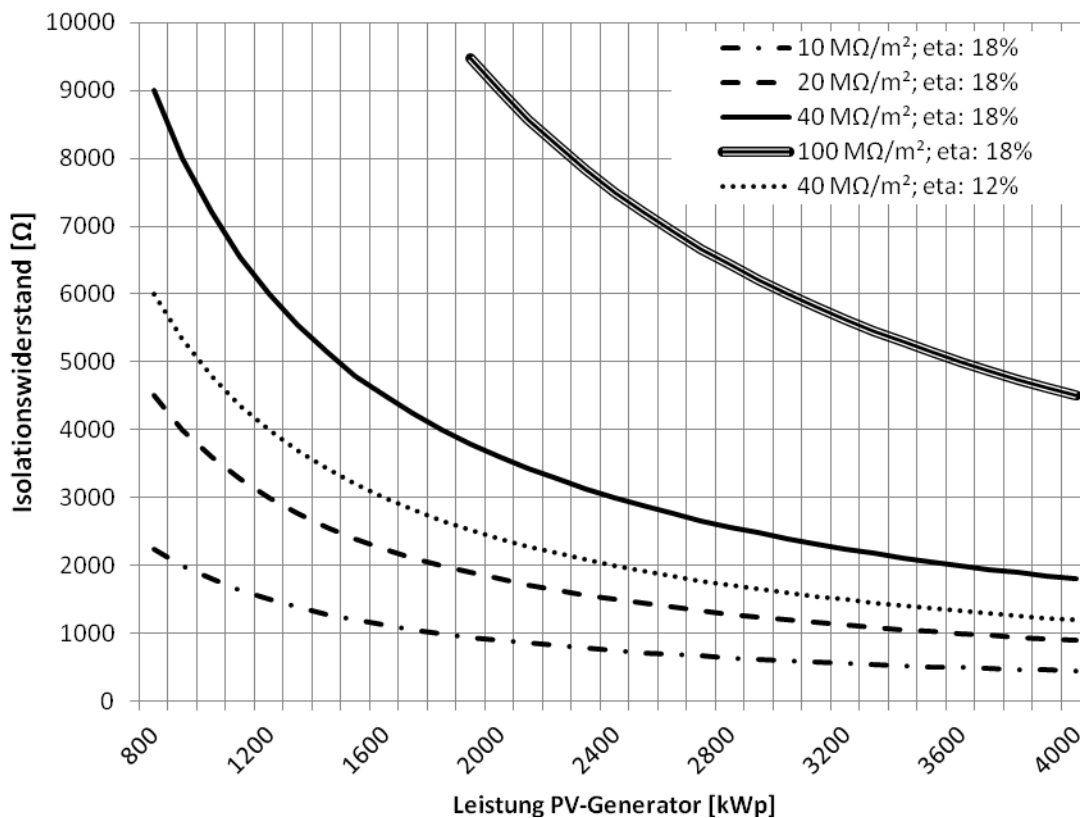


Abbildung 5: Darstellung des Isolationswiderstandes in Abhängigkeit von Anlagengröße für verschiedene spezifischen Modulisolationswiderstände und Modulwirkungsgrade.

Schlussfolgerung

Der geschilderte Fehlerfall betrachtet:

- einen konzentrierten Isolationsfehler (unmittelbar vor dem Wechselrichter)
- und einen konzentrierten symmetrischen Isolationswiderstand.

Nicht berücksichtigt wurden dabei, dass

- der Isolationswiderstand R_{iso} über die Anlagengröße verteilt ist. Dadurch wird die Umrechnung des spezifischen Isolationswiderstands auf den konzentrierten R_{iso} Widerstand komplexer.
- die Teilwiderstände R_{iso+} und R_{iso-} nicht immer symmetrisch sind. In der Praxis ist eine leichte Asymmetrie oft zu finden.
- die Fehlerstelle sicher nicht immer in einem Punkt konzentriert ist. Ein Isolationsfehler kann sich auch aus einer Reihen-/Parallelschaltung von Einzel-Isolationsfehlern ergeben.

Die Berechnungsergebnisse bezüglich Leistungen im Fehlerort und die absoluten Werte für minimal erforderlichen Isolationswiderstand bzw. spezifischer Modulisolationswerte sind daher nicht als Grenzwerte anzusehen. Vielmehr soll verdeutlicht werden, dass bei zu geringem Isolationswiderstand bereits ein Erstfehler gefährlich werden kann. Darüber hinaus wird anhand des Beispiels klar, dass eine Verminderung der spezifischen Modulisolationswerte im Laufe der Zeit zu einem Problem werden kann.

Die festzulegenden Grenz- und Überwachungswerte in zukünftigen Normen sollten daher nicht zu niedrig gewählt werden und müssen neben der Anlagengröße auch die PV-Systemspannung berücksichtigen.

Isolationswiderstandsmessungen an großen PV-Anlagen

Der Isolationswiderstand eines PV-Generators ist während des Betriebs nicht konstant. Betriebszustand, Alterung und insbesondere Temperatur und Witterung haben einen entscheidenden Einfluss auf den gemessenen Wert.

Im Rahmen einer Datenanalyse von 73 PV-Anlagen mit Zentralwechselrichter wurde deren Isolationszustand ausgewertet. Die untersuchten Anlagen stehen in Deutschland, Italien, Tschechien und Spanien und besitzen eine kontinuierliche Überwachung durch ein Isolationsmessgerät. Die R_{iso} -Werte lagen in 15-Minuten-Intervallen vor.

Im Boxplot (Abbildung 6) sind die R_{iso} -Werte für unterschiedlich große Anlagen (500 kW / 630 kW / 800 kW bei 1.000 VDC Systemspannung) mit polykristallinen bzw. Dünnschichtmodulen abgebildet.

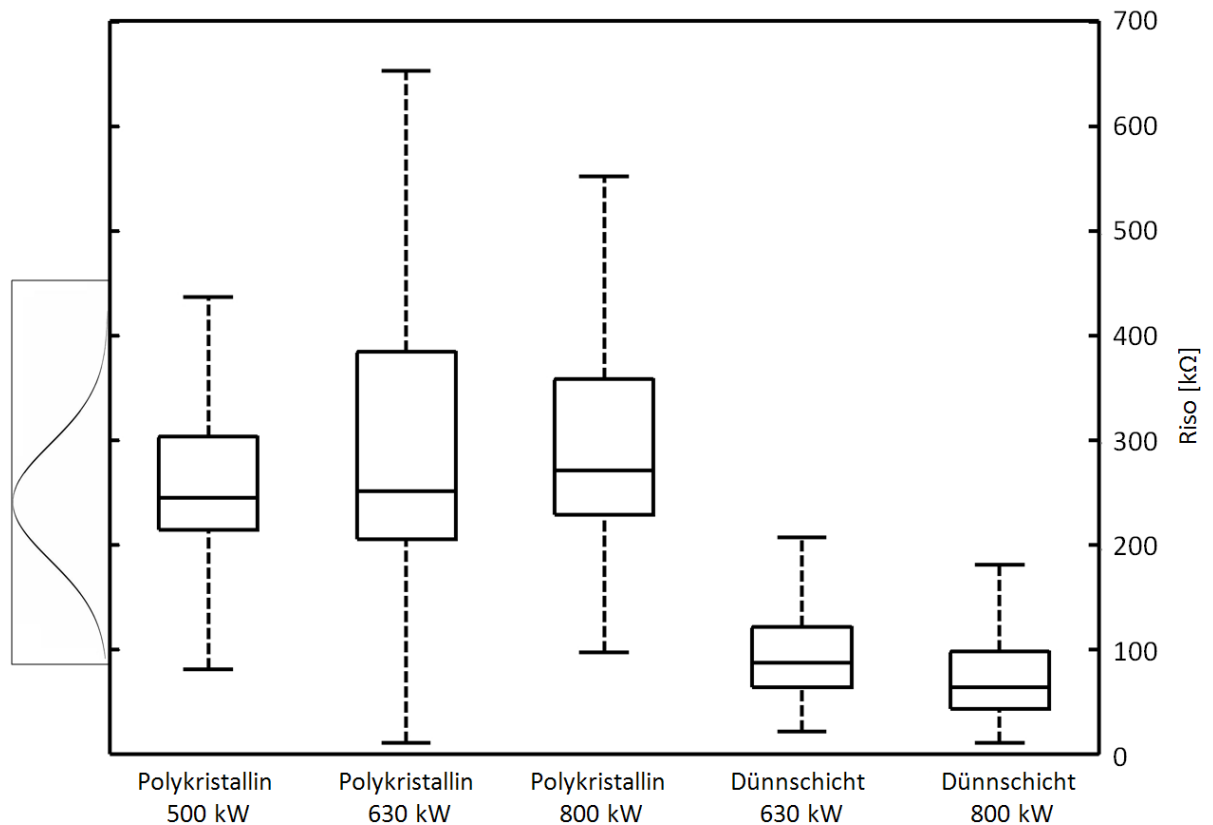


Abbildung 6: Boxplot über die Verteilung der gemessenen Isolationswiderstände bei den 73 analysierten Anlagen. Links daneben ist die Gaußverteilung für den Fall Polykristallin-500 kW abgebildet.

Im Diagramm ist der Median als vertikaler Strich in den Boxen dargestellt. Im Bereich der Boxen liegen 50% der erfassten Messwerte. Die horizontalen Linien der gestrichelten Whisker zeigen die Messwertstreuung bis 95 %. Zu sehen ist ein breites Spektrum an Messwerten. Eine Aussage über die Abhängigkeit des R_{iso} Widerstandes von der Anlagengröße kann deshalb nicht direkt abgeleitet werden. Die untersuchten Anlagen mit polykristallinen Modulen weisen im Schnitt einen höheren Isolationswiderstand gegenüber Anlagen mit Dünnschichtmodulen auf.

Nachfolgend ist die Wahrscheinlichkeitsverteilung der gemessenen R_{iso} Werte dargestellt. Im Mittel schwanken die Werte um 100 kΩ, wobei nur wenige Messungen unter 10 kΩ zu verzeichnen sind. Somit ist der mittlere Isolationswiderstand der betrachteten Anlagen im Vergleich zu den Werten vom Rechenbeispiel ausreichend entfernt. Nichtsdestotrotz wurden aber auch Werte im einstelligen kΩ-Bereich verzeichnet, bei denen jedoch kein Isolationsfehler vorlag.

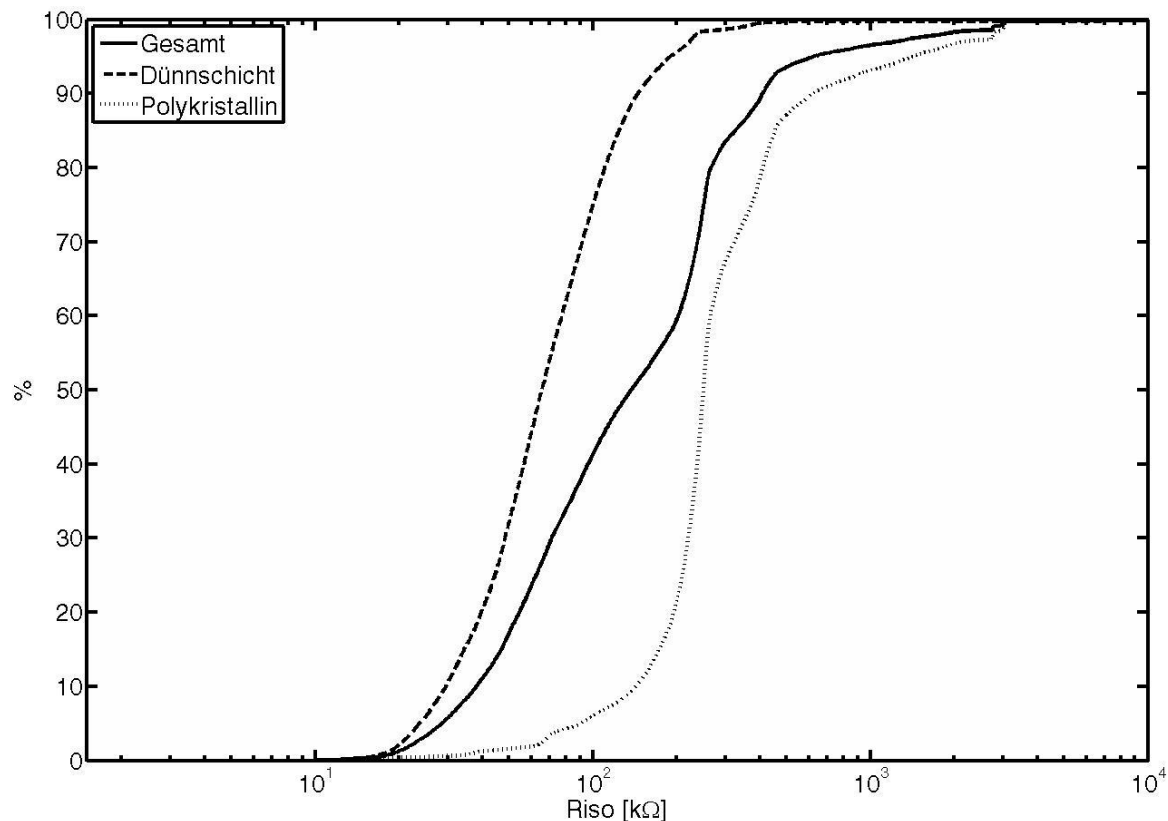


Abbildung 7: Akkumulierte Verteilung der Messwerte bei den 73 analysierten Anlagen.

Von den untersuchten Anlagen befinden sich 35 in Deutschland. Da das Wetter in dem betrachteten Zeitraum von Dez. 2010 bis Feb. 2011 von Tauwetter, Schnee und Forst beherrscht wurde, stellen die Daten keinen „best case“ dar, sondern spiegeln eher recht realistische Werte wieder.

Anforderungen an Messeinrichtungen

Praktisch würde gem. Normentwurf IEC 62548 [4] eine Messung des Isolationswiderstandes vor dem Anlauf der Anlage ausreichen. Eine permanente Überwachung während des Betriebs ist daher nicht zwingend.

Eine kontinuierliche Messeinrichtung zur Überwachung des Isolationswiderstandes gibt jedoch genaue Auskunft über das Isolationsniveau der Anlage - schleichende Änderungen etwa durch Alterung, werden so frühzeitiger erkannt. Daneben können echte Isolationsfehler gegenüber betriebs- und witterungsbedingten niedrigen Messwerten eher unterschieden werden.

Um eine verbesserte Diagnose zu unterstützen, müssen Isolations-messeinrichtungen für PV-Großanlagen ab 500 kW zukünftig im Messbereich unterhalb von 1 kΩ mit einer

Schrittweite von 100Ω messen können. Darüber hinaus müssen diese auch einen niederohmigen Erdschluss in der Mitte eines Strings erkennen.

Noch hilfreicher sind komfortablere Diagnosetechniken zur R_{iso} Auswertung. Diese können durch die Lokalisierung von Isolationsfehlern in Teilgeneratoren einzelne Anlagenbereiche gezielt abschalten und zudem auch zwischen temporären Störungen und echten Fehlern unterscheiden. Erfahrungen mit solchen Systemen gemäß schematischen Aufbau nach Abbildung 8 liegen vor. Durch die Ausgruppierung einzelner Anlagenteile im Fehlerfall können die Anlagenverfügbarkeiten gesteigert werden.

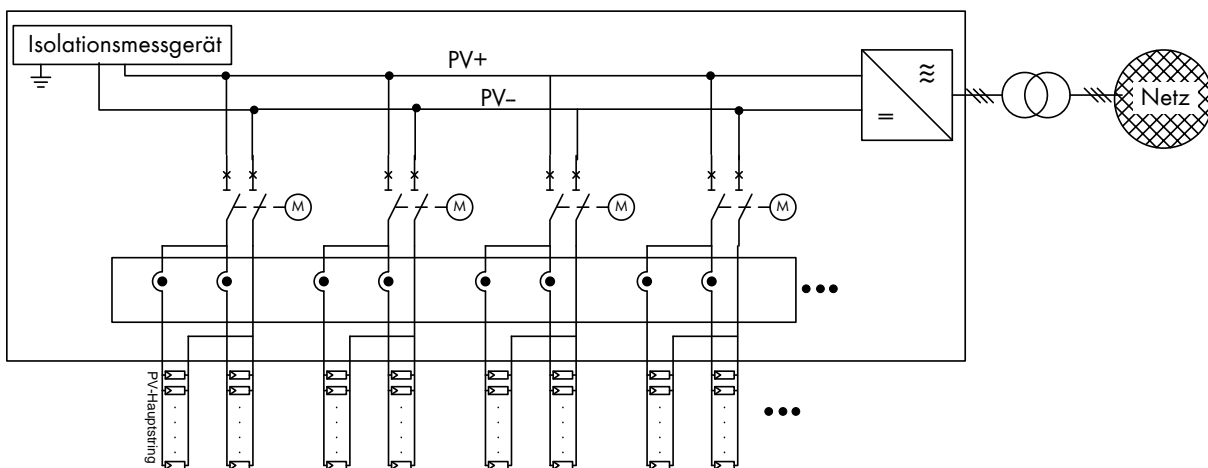


Abbildung 8: Schematischer Aufbau eines Systems, bei denen Teilstrings einzeln gemessen und im Fehlerfall ausgruppiert werden können.



Zusammenfassung

Bisher installierte PV-Großanlagen mit bis zu 1.000 VDC Leerlaufspannung und Leistungen bis ca. 1,2 MWp besitzen einen ausreichend hohen Isolationswiderstand. Auch im Hinblick auf eine Verschlechterung des spezifischen Isolationswiderstandes werden die Isolationswerte der Anlagen nicht in den Bereich eines gefährlichen Erstfehlers hineinwandern.

Künftig werden die Anlagengrößen und Systemspannungen aber steigen, was mit einer Verringerung des Isolationswiderstandes einhergeht. Hierfür müssen sinnvolle Mindest-Grenzwerte in den Installationsnormen verankert werden. Die festzulegenden niedrigeren Grenz- und Überwachungswerte sollten Brandschutzaspekte würdigen und neben der Anlagengröße auch die Systemspannung berücksichtigen. Auf dieser Basis werden auch künftig größere PV-Anlagen sicher in Betrieb gehen können und tatsächliche Isolationsfehler (Modulbruch, Marderbiss) weiterhin zuverlässig erkennbar sein. Die geeigneten genaueren Messeinrichtungen / Diagnosesysteme für Großanlagen sind bereits verfügbar.

PV-Module für künftige Großanlagen müssen jedoch eine bessere Isolationsfestigkeit aufweisen. Insbesondere für 1.500 VDC und/oder für Anlagenleistungen im MWp-Bereich werden $40 \text{ M}\Omega/\text{m}^2$ nicht ausreichend sein, vielmehr ist eine Isolationsfestigkeit von ca. $100 \text{ M}\Omega/\text{m}^2$ erforderlich. Die aufgeführten Messungen an aktuellen Anlagen beweisen, dass PV-Module schon jetzt im Mittel mit einem deutlich höheren spezifischen Isolationswiderstand als $40 \text{ M}\Omega/\text{m}^2$ aufwarten. Bessere Modulisolations stellt also keine technische Hürde dar, sondern kann z.B. schon durch Selektion gewährleistet werden. Damit wäre dem Größenwachstum auch unter Berücksichtigung von Alterungseffekten kein Limit durch den Isolationswiderstand gesetzt.



Quellen:

- [1]: VDE 0126-1-1: Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz
- [2]: DIN VDE 0100-410: Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 4-41: Schutzmaßnahmen – Schutz gegen elektrischen Schlag
- [3]: IEC 62109-2: Sicherheit von Leistungsumrichtern zur Anwendung in photovoltaischen Energiesystemen - Teil 2: Besondere Anforderungen an Wechselrichter
- [4]: Entwurf IEC 62548: Installation und Sicherheitsanforderungen für photovoltaische Generatoren
- [5]: Entwurf IEC 60364-7-712: Errichten von Niederspannungsanlagen - Teil 7-712: Anforderungen für Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art - Photovoltaik-(PV)-Stromversorgungssysteme
- [6] IEC 61215: Terrestrische kristalline Silizium-Photovoltaik (PV) -Module - Bauarteignung und Bauartzulassung
- [7] IEC 61646: Terrestrische Dünnschicht-Photovoltaik (PV) -Module - Bauarteignung und Bauartzulassung
- [8] DIN EN 61140: Schutz gegen elektrischen Schlag - Gemeinsame Anforderungen für Anlagen und Betriebsmittel
- [9] DIN VDE 0100-482: Errichten von Niederspannungsanlagen - Teil 4: Schutzmaßnahmen; Kapitel 48: Auswahl von Schutzmaßnahmen; Hauptabschnitt 482: Brandschutz bei besonderen Risiken oder Gefahren
- [10] DIN VDE 0100–530: Errichten von Niederspannungsanlagen - Teil 530: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel – Schalt- und Steuergeräte
- [11] SMA Solar Technology AG: „Isolationswiderstand Riso von nicht galvanisch getrennten PV-Anlagen“ ; Technische Information Riso-UDE104521 / 2010
- [12] Heribert Schmidt et al.: „Welcher Wechselrichter für welche Modultechnologie?“; 21. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, 2006