

## 7 Errichtung von Photovoltaik-(PV)-Stromversorgungssystemen

Photovoltaik-Stromversorgungssysteme bis 1,5 kV DC und 1 kV AC fallen in den Anwendungsbereich der Errichtungsnorm DIN VDE 0100-712: Errichtung von Niederspannungsanlagen – Anforderungen für Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art – Photovoltaik-(PV)-Stromversorgungssysteme.

In deren Anwendungsbereich fallen PV-Stromversorgungssysteme, die eine elektrische Anlage insgesamt oder teilweise versorgen und elektrische Energie in ein öffentliches Stromversorgungsnetz oder eine Verbrauchereinrichtung ohne Anbindung an das öffentliche Stromversorgungsnetz einspeisen.

Ein PV-System besteht gemäß der Norm aus einem oder mehreren PV-Modulen, die über vorgesehene Anschlusskabel in Reihe, parallel oder einer Kombination daraus miteinander verbunden sind und in ein öffentliches Stromversorgungsnetz oder eine Verbrauchereinrichtung elektrische Energie einspeisen.

Die normativen Anforderungen gemäß der DIN VDE 0100-712 gelten demnach für PV-Systeme zur Einspeisung in eine elektrische Anlage,

- die nicht an ein öffentliches Stromverteilungsnetz angeschlossen ist,
- die parallel mit dem öffentlichen Stromverteilungsnetz,
- alternativ zum öffentlichen Stromverteilungsnetz oder
- als geeignete Kombinationen der zuvor genannten Aufzählungen

elektrische Energie einspeist. Energiespeichersysteme sind nicht im Anwendungsbereich enthalten und werden in anderen Errichtungsnormen behandelt.

Seitens der Anschlussnutzeinrichtung sind Photovoltaik-(PV)-Stromversorgungssysteme ortsfeste elektrische Erzeugungseinrichtungen. PV-Stromversorgungssysteme bestehen aus einem PV-Generatorfeld einschließlich Wechselrichter und einem PV-Wechselstrom-Versorgungskreis. Das PV-Generatorfeld besteht aus elektrisch untereinander verbundenen PV-Modulen, PV-Strängen, PV-Teilgeneratorfeldern und Anschlussgehäusen. Das PV-Generatorfeld besteht je nach Anwendungsfall aus mehreren in Reihe geschalteten PV-Modulen – einem PV-Strang – oder aus mehreren parallel geschalteten PV-Modulen. Das PV-Generatorfeld ist über das PV-Generatorfeldkabel/-leitung an den DC-Anschlüssen des PV-Wechselrichters

angeschlossen. Dieser wandelt die vom PV-Generatorfeld gelieferte Gleichspannung und Gleichstrom in Wechselspannung/Wechselstrom um. Der Wechselrichter speist den Wechselstrom in den PV-Wechselstrom-Versorgungskreis ein.



Bild 7.1 PV-Generator einer Freiflächenanlage

Anders als bei fest angeschlossenen Betriebsmitteln sind bei der Auslegung netzgekoppelter Photovoltaikanlagen der PV-Generator, die Wechselrichter und Elektroverteilungen in folgenden Eigenschaften zu berücksichtigen:

- PV-Generator als Gleichstromerzeuger;
- der Strom fließt bei Einspeisebetrieb vom Wechselrichter in den PV-Stromversorgungskreis hinein;
- die Wechselrichter und die Wechselstromversorgungskreise sind als Betriebsmittel aus Sicht des Fehlerschutzes anzusehen.

Zu beachten sind:

- die Strombelastbarkeit des PV-Wechselstrom-Versorgungskabels,
- der maximale Einspeisestrom vom Wechselrichter unter Fehlerbedingungen,
- die Strombelastbarkeit des PV-Generators,
- der maximal zulässige DC-Eingangstrom bzw. die maximal zulässige DC-Eingangsspannung an den Wechselrichtern.

## 7.1 PV-Module

Die PV-Module werden je nach Strom- und Eingangsspannungsbereichen der Wechselrichter in Reihe zu einem PV-Strang oder parallel zu einem PV-Teilgeneratordfeld geschaltet. Die installierte Leistung eines PV-Stromversorgungssystems berechnet sich aus der Summe der Nennleistungen unter STC aller im PV-Generator verschalteten PV-Module. PV-Stromversorgungssystem werden nach der installierten Modulnennleistung klassifiziert.

$$P_{Go} = \text{Anzahl der PV-Module} \cdot P_{STC}$$

PV-Module sind nichtlineare Gleichstromquellen. Der Kurzschlussstrom steigt proportional zur in die Modulebene eingestrahlten Bestrahlstärke. Die Leerlaufspannung steigt mit fallender Modultemperatur. Demnach stellen diese zwei Grenzwerte die für die Auslegung der Betriebsmittel relevanten Beanspruchungen dar. Die Anlage ist also nach der niedrigsten zu erwartenden Temperatur der PV-Module und nach der am höchsten zu erwartenden Bestrahlstärke auszulegen. PV-Module werden in Reihe zu einen PV-Strang oder/und parallel zu einen PV-Array geschaltet. Die Verbindung erfolgt über Stecker. Je nach Schaltungskonfiguration kann so die Leerlaufspannung eines Strangs ein Vielfaches der einzelnen Modulspannungen sein. Gleiches gilt bei parallel geschalteten PV-Modulen und Strängen bei den Strömen.

Durch die Verschaltung und durch die damit verbundene Erhöhung der Leerlaufspannungen eines Strangs übersteigt diese nach wenigen in Reihe geschalteten PV-Modulen die Grenze von 120 V DC. Ist die Grenze von

$$n_{\text{Reihe}} \cdot U_{oc, STC} \cdot K_U > 120 \text{ V}$$

erreicht, ist die Schutzmaßnahme Schutz durch Kleinspannung mittels SELV oder PELV nicht anwendbar. Zudem stehen die PV-Stränge und Leitungen permanent unter Spannung. Dies kann bei einem Isolationsfehler oder einem Ziehen der Steckerkontakte zu einem Gleichstromlichtbogen führen. Die PV-Module sind in ihrer Bauart so auszuführen, dass sie mit den Anforderungen an die Schutzklasse 2 übereinstimmen.

Die elektrischen Betriebsmittel auf der DC-Seite sind entsprechend den PV-Modulen (in einer Verschaltung zum Strang oder parallel) nach der maximalen Leerlaufspannung und dem maximalen Kurzschlussstrom auszuwählen.

Das Verfahren zur Berechnung der maximalen Leerlaufspannung und dem maximalen Kurzschlussstrom ist in DIN VDE 0100-712 Anhang B beschrieben. Die maximale Leerlaufspannung ergibt sich aus

$$U_{OC, \max} = K_U \cdot U_{OC, STC}$$

mit

$$K_U = 1 + \left( \frac{\alpha_{U_{OC}}}{100} \right) \cdot (T_{\min} - 25 \text{ }^\circ\text{C})$$

$T_{\min}$  niedrigste Temperatur der PV-Anlage in  $^\circ\text{C}$

$\alpha_{U_{OC}}$  negativer Faktor in  $[\text{mV}/^\circ\text{C}]$  oder  $[\%/\text{ }^\circ\text{C}]$ , der das Temperaturverhalten der PV-Module beschreibt

$K_U$  Korrekturfaktor, der die Temperaturabhängigkeit der Leerlaufspannung unter den gegebenen Temperaturen der PV-Anlage beschreibt

Liegen vom Hersteller keine Angaben vor, ist der Korrekturfaktor  $K_U$  von 1,2 zu verwenden.

Der maximale Kurzschlussstrom eines PV-Moduls, PV-Strangs oder PV-Teilgenerators wird berechnet mit

$$I_{SC, \max} = K_I \cdot I_{SC, STC}$$

Für  $K_I$  ist ein Mindestwert von 1,25 anzusetzen. Dieser Korrekturfaktor kann je nach Umgebungsbedingungen jedoch höher liegen. Dieser berücksichtigt zusätzlich zum Anteil der direkten und diffusen Strahlung auf die PV-Modulfläche den Anteil der reflektierten diffusen Strahlung durch die Beschaffenheit des Bodens.

*Erläuterung:* Die Sonnenstrahlung setzt sich aus einem direkten und einem diffusen Strahlungsanteil zusammen. Die auf die Erde einfallende extraterrestrische Sonnenstrahlung wird von der Atmosphäre teils reflektiert, absorbiert oder gestreut. Das Maß der Absorption, Reflexion und Streuung hängt vom auftreffenden Winkel, den Wellenlängen der Lichtanteile und den in der Atmosphäre vorkommenden Gasen ab. Aus den an der Erdoberfläche absorbierten und gestreuten Strahlungsanteilen setzt sich die auf der Erdoberfläche auftreffende Globalstrahlung – bestehend aus direkten und diffusen Strahlungsanteilen – zusammen. Durch den Anstellwinkel der PV-Module und die Ausrichtung kann über das Jahr gesehen die Nutzung dieses Strahlungsanteils aufgrund der Sonnenlaufbahn optimiert werden. Durch die Erdoberfläche werden Teile des Sonnenlichts reflektiert. Diese diffusen Strahlungsanteile verstärken die auf der Modulfläche auftreffende Bestrahlung. Dieser Strahlungsanteil der vom Erdboden reflektierten Energie wird über den Reflexionsfaktor – auch Albedo genannt – abgeschätzt. In unseren Höhenlagen und Breitengraden werden PV-Anlagen – auch Freiflächen-PV-Anlagen – in der Nähe von Straßen, Wäldern, Wiesen o. Ä. errichtet. Die Reflexionsgrade hierfür liegen zwischen 0,1 und 0,3, sodass der Korrekturfaktor  $K_I$  den reflektierten

Strahlungsanteil mit 1,25 in unseren Regionen hinreichend berücksichtigt. In Wüstenregionen und bei Schnee liegt dieser deutlich höher.

### 7.1.1 Normbedingungen

Die elektrischen Kenngrößen von PV-Modulen werden unter den STC (Standard Test Conditions) nach DIN EN IEC 60904-3 (VDE 0126-4-3) angegeben.

Die STC (Standard Test Conditions) sind die Bedingungen, unter denen die PV-Modulleistung bzw. PV-Generatorleistung angegeben ist. Die Leistung der PV-Module hängt von der Bestrahlungsstärke, der Temperatur der Zelle und dem Lichtspektrum ab. Die extraterrestrische Strahlung trifft in einem Winkel auf die Atmosphäre. An der Atmosphäre wird das Licht gebrochen. Die absorbierten Lichtanteile treffen auf die Erde. Die Air-Mass Zahl (AM) drückt dabei die relative Wegelänge des Lichts bezogen auf den senkrechten direkten Weg zwischen Erdoberfläche und der äußeren Atmosphärenschicht aus. In Mitteleuropa ist diese Zahl mit 1,5 angegeben. In den STC sind zusammenfassend folgende Werte festgelegt:

- Bestrahlungsstärke  $G_0 = 1000 \text{ W/m}^2$
- Zelltemperatur der PV-Module  $T_M = 25 \text{ °C}$
- Air Mass (AM) = 1,5

Zu den STC (Normprüfbedingungen) ist die Angabe der elektrischen Bemessungsgrößen unter den NOCT vorgesehen. Die Bestrahlung in Modulebene wirkt sich erhöhend auf die Zelltemperatur aus. Hinzu kommt, dass in Mitteleuropa die Bestrahlstärke nur kurzzeitig um die Mittagszeit bei  $1000 \text{ W/m}^2$  liegt. Die NOCT bilden hier die Bestrahl- und Temperaturbedingungen im Mittel praxisnäher ab. Die NOCT sind für folgende Werte festgelegt:

- Bestrahlungsstärke  $G = 800 \text{ W/m}^2$
- Zelltemperatur der PV-Module  $T_M = 45 \text{ °C}$
- Air Mass (AM) = 1,5

Die für die Auslegung des PV-Generators anzugebenden elektrischen Kenngrößen unter Angabe der Grenzabweichungen sind nach DIN EN 50461 (VDE 0126-17-1) Abs. 3.5 bei  $1000 \text{ W/m}^2$ ,  $800 \text{ W/m}^2$  und  $200 \text{ W/m}^2$ ,  $(25 \pm 2 \text{ °C})$ , AM 1,5 in den Datenblättern der Hersteller enthalten:

- Leerlaufspannung  $U_{OC}$  [V]
- Kurzschlussstrom  $I_{SC}$  [A]