

# Netzintegration 2012

Hinweise zur BDEW-Mittelspannungs- und  
FNN/VDE-Niederspannungsrichtlinie und dem EEG 2012

Version November 2011

Technische Information



# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>BDEW-Mittelspannungsrichtlinie</b>	<b>3</b>
1.1	Anforderungen	3
1.1.1	Erzeugungs- und Netzsicherheitsmanagement (verbindlich seit 1.1.2009)	3
1.1.2	Statische Spannungshaltung durch Blindleistung (verbindlich seit 1.4.2011)	4
1.1.3	Dynamische Netzstützung (verbindlich seit 1.4.2011)	4
1.1.4	Zertifizierung von Wechselrichtern und PV-Anlagen (verbindlich seit 1.4.2011)	6
1.2	SolarMax-Lösungen	6
<b>2</b>	<b>FNN/VDE-Niederspannungsrichtlinie (VDE-AR-N 4105)</b>	<b>7</b>
2.1	Anforderungen	7
2.1.1	Statische Spannungshaltung durch Blindleistung	8
2.1.2	P(f)-Reduktion – Frequenzabhängige Leistungsreduktion	9
2.1.3	Symmetrische dreiphasige Einspeisung	9
2.1.4	Netz- und Anlagenschutz	9
2.2	SolarMax-Lösungen	10
<b>3</b>	<b>EEG 2012</b>	<b>11</b>
3.1	Einspeisemanagement	11
3.2	Solarmax-Lösungen	12
<b>4</b>	<b>Dimensionierung einer PV-Anlage mit Blindleistungseinspeisung</b>	<b>13</b>

# 1 BDEW-Mittelspannungsrichtlinie

Die Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ (Ausgabe vom Juni 2008) des BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) beschreibt die Anforderungen für den Netzanschluss von Energieerzeugungsanlagen wie z.B. von PV-Anlagen mit Einspeisepunkt im Mittelspannungsnetz.

Die BDEW-Mittelspannungsrichtlinie gilt grundsätzlich seit dem 1. Januar 2009. Seit dem 1. April 2011 ist die Richtlinie nach einer Übergangsphase auch für PV-Anlagen vollumfänglich verbindlich (mit einer Ausnahme betreffend der Zertifizierungspflicht). Wechselrichter für PV-Anlagen müssen seit diesem Datum über eine Reihe neuer Funktionen verfügen, um in Deutschland ans Mittelspannungsnetz angeschlossen werden zu können.

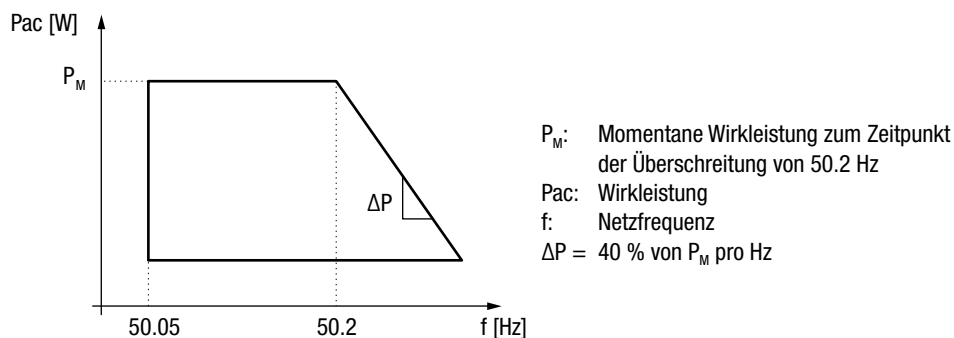
## 1.1 Anforderungen

Zentraler Punkt und wichtigste Neuerung gegenüber früheren Versionen der Richtlinie ist die Anforderung, dass dezentrale Energieerzeugungsanlagen einen aktiven Beitrag zur Stabilität des Versorgungsnetzes leisten müssen. PV-Anlagen dürfen sich bei bestimmten Netzstörungen nicht mehr sofort vom Netz trennen, sondern müssen im Gegenteil in diesen Fällen das Netz stützen. Der Grund für diese Neuerung in der Richtlinie ist die stark zunehmende Anzahl von dezentralen Energieerzeugungsanlagen; der gleichzeitige Wegfall von vielen Energieerzeugungsanlagen bei Netzstörungen würde die Netzstabilität negativ beeinflussen.

### 1.1.1 Erzeugungs- und Netzsicherheitsmanagement (verbindlich seit 1.1.2009)

Für PV-Anlagen mit Einspeisepunkt im Mittelspannungsnetz ist es erforderlich, dass der Netzbetreiber eine Reduktion der von der PV-Anlage eingespeisten Wirkleistung anfordern kann. Dies versetzt den Netzbetreiber in die Lage, das Netz vor Überlastung zu schützen. Die PV-Anlage muss dabei die Wirkleistung in Stufen von maximal 10 % der vereinbarten Anschluss-Wirkleistung reduzieren. Übliche Werte für die Vorgabe sind 60, 30 oder null Prozent der Anschluss-Wirkleistung – in der Regel erfolgt die Vorgabe des Netzbetreibers über ein Funk-Rundsteuersignal.

Zusätzlich besteht die Anforderung, bei einer Netzfrequenz ab 50.2 Hz automatisch die Wirkleistung zu drosseln (P(f)-Reduktion). Bei aktivierter P(f)-Reduktion „friert“ der Wechselrichter bei Überschreitung der Frequenzgrenze von 50.2 Hz die momentane Wirkleistung ( $P_M$ ) ein. Wenn die Netzfrequenz weiter ansteigt, reduziert der Wechselrichter diese Wirkleistung mit einem Gradienten von 40 % von  $P_M$  pro Hz. Wenn die Netzfrequenz 51.5 Hz übersteigt, muss sich der Wechselrichter vom Netz trennen. Fällt die Frequenz hingegen vorher wieder auf einen Wert unter 50.05 Hz, so kann der Wechselrichter wieder mit der maximal möglichen Leistung einspeisen (siehe Bild 1).



**Bild 1** P(f)-Reduktion - Frequenzabhängige Leistungsreduktion

### 1.1.2 Statische Spannungshaltung durch Blindleistung (verbindlich seit 1.4.2011)

Die kontrollierte Einspeisung bzw. Aufnahme von Blindleistung durch den Wechselrichter ist eine Möglichkeit, die Netzspannung bei gleichzeitiger Einspeisung von Wirkleistung im zulässigen Bereich zu halten. Moderne Wechselrichter eignen sich aufgrund ihrer Schaltungstopologie sehr gut für diese Aufgabe. Die Richtlinie fordert unterschiedliche Verfahren für die einstellbare Einspeisung von Blindleistung:

- **Vorgabe einer konstanten Blindleistung**

In diesem Modus wird eine feste Blindleistung definiert, die der Wechselrichter unabhängig von der Wirkleistung ins Netz einspeist.

- **Blindleistung in Abhängigkeit der momentanen Netzspannung**

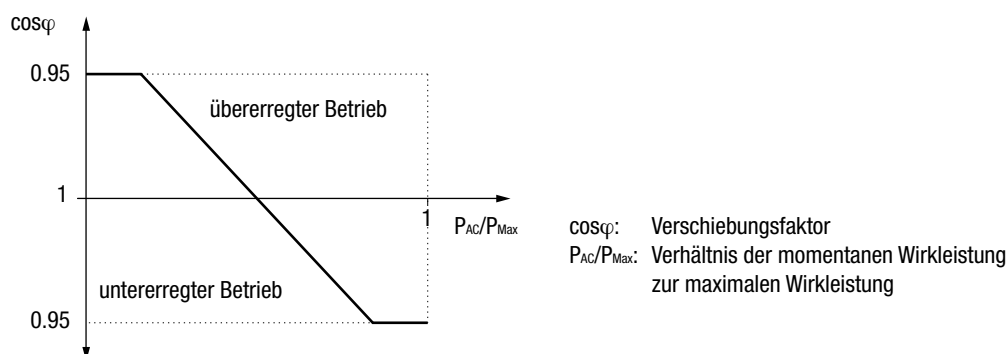
Der Wechselrichter speist in diesem Modus mehr oder weniger Blindleistung ein, je nachdem wie hoch die Netzspannung ist. Der Netzbetreiber gibt dazu eine Q(Uac)-Kennlinie vor.

- **Vorgabe eines Verschiebungsfaktors  $\cos\varphi$**

In diesem Modus wird ein konstanter Verschiebungsfaktor definiert. Die eingespeiste Blindleistung ergibt sich aus der momentanen Wirkleistung des Wechselrichters.

- **Phasenverschiebung  $\cos\varphi$  in Abhängigkeit der momentanen Wirkleistung**

Der Wechselrichter verändert den Wert der Phasenverschiebung  $\cos\varphi$  in Abhängigkeit der Wirkleistung. Der Netzbetreiber gibt dazu eine  $\cos\varphi$  (Pac)-Kennlinie vor (siehe Bild 2).



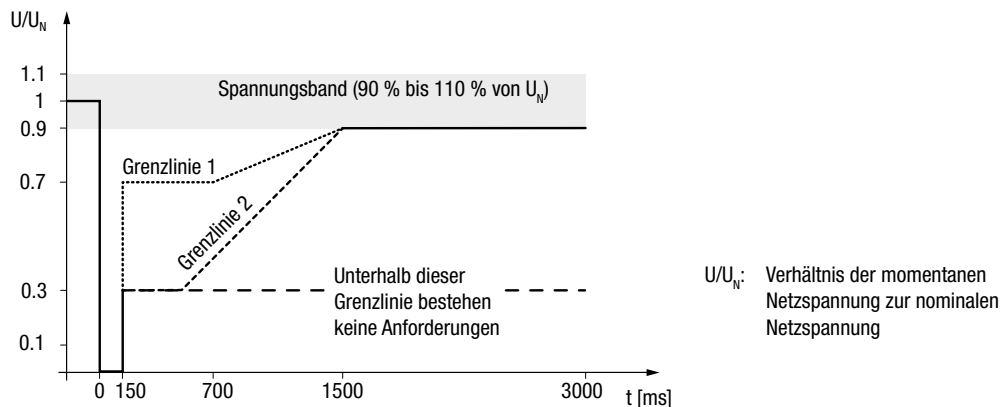
**Bild 2** Beispiel für eine  $\cos\varphi$  (Pac)-Kennlinie

### 1.1.3 Dynamische Netzstützung (verbindlich seit 1.4.2011)

Maßnahmen zur dynamischen Netzstabilisierung durch den Wechselrichter dienen dazu, das Netz bei Netzausfällen von kurzer Dauer zu stützen bzw. bei der Klärung des Fehlers und dem Auslösen der Schutzorgane zu helfen.

#### **Fault-Ride-Through (FRT)**

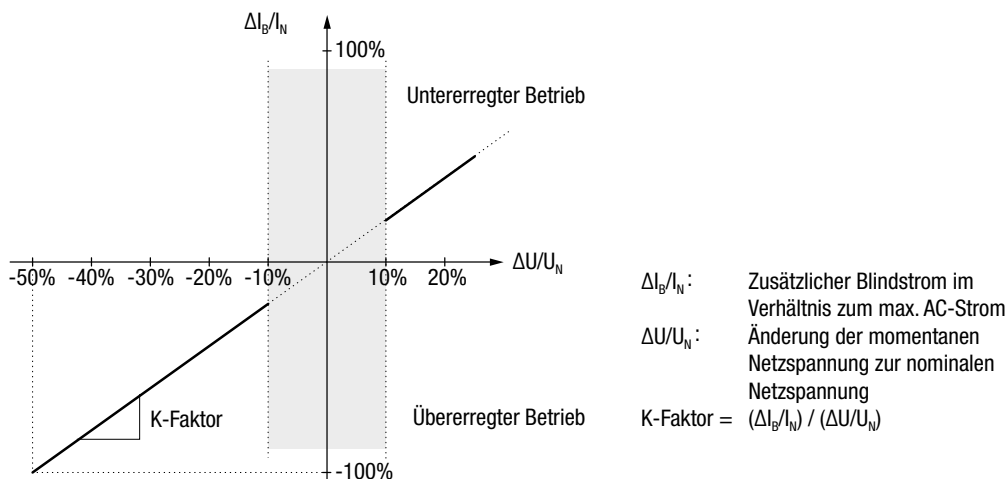
Das Überbrücken von kurzzeitigen Netzeinbrüchen des Wechselrichters wird auch als Fault-Ride-Through (FRT) bezeichnet. Das bedeutet, dass sich der Wechselrichter in solchen Fällen nicht vom Netz trennen darf und einen definierten Kurzschluss-Strom zur Verfügung stellen muss.



**Bild 3 Spannungsprofil für FRT-Funktion**

Der Wechselrichter darf sich bei Spannungseinbrüchen auf 0 % der nominalen Netzspannung und einer Dauer von  $\leq 150$  ms nicht vom Netz trennen. Oberhalb der Grenzzlinie 1 darf sich der Wechselrichter nicht vom Netz trennen. Spannungseinbrüche mit Werten oberhalb der Grenzzlinie 1 oder zwischen Grenzzlinie 1 und 2 müssen vom Wechselrichter „durchfahren“ (d.h. der Wechselrichter darf sich dabei nicht vom Netz trennen) werden. In Abstimmung mit dem Netzbetreiber ist bei Einbrüchen zwischen Grenzzlinie 1 und 2 auch eine kurzzeitige Trennung vom Netz erlaubt (siehe Bild 3).

Die Spannungsregelung mit Blindstrom bei Netzspannungs-Anomalien erfolgt gemäss Bild 4.



**Bild 4 Blindstromeinspeisung bei FRT (K-Faktor)**

Wenn die kurzzeitige Abweichung von der nominalen Netzspannung mehr als 10 % beträgt, kann der Netzbetreiber die Einspeisung von Blindstrom verlangen. Je nachdem, ob die Netzspannung zu hoch oder zu niedrig ist, verhält sich der Wechselrichter als untererregter bzw. übererregter Generator. Der K-Faktor bestimmt dabei die Höhe des Blindstroms im Verhältnis zur Spannungsänderung.

### 1.1.4 Zertifizierung von Wechselrichtern und PV-Anlagen (verbindlich seit 1.4.2011)

Aus der Richtlinie geht auch die Pflicht für die Zertifizierung des Wechselrichters und der PV-Anlage hervor. Damit soll sichergestellt werden, dass die Geräte und PV-Anlagen konform zur Richtlinie sind. Beim Wechselrichter spricht die Richtlinie vom Einheitenzertifikat; bei der PV-Anlage vom Anlagenzertifikat.

Das Anlagenzertifikat ist nur dann erforderlich, wenn die Gesamtleistung der PV-Anlage mehr als 1 MVA beträgt oder die Anschlussleitung der PV-Anlage zum Netzanschlusspunkt länger als 2 Kilometer ist. In diesen Fällen muss der Anlagenbetreiber das Anlagenzertifikat von einem akkreditierten Dienstleister erstellen lassen und dem Netzbetreiber beim Antrag auf Netzanschluss einreichen.

Die Anforderung für die Zertifizierung ist seit dem 1. April 2011 verbindlich mit einer Übergangsfrist bis zum 30. September 2011. Für die Anlagenzertifikate gilt zudem, dass der Anlagenbetreiber bis zum 30. September mindestens die Beauftragung der Erstellung des Anlagenzertifikats nachweisen und der Dienstleister einen Endtermin nennen muss.

## 1.2 SolarMax-Lösungen

### Zentralwechselrichter der TS- und TS-SV-Serie

Die Zentralwechselrichter SolarMax 50TS / 80TS / 100TS / 300TS / 330TS-SV erfüllen alle Anforderungen der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie. Sie verfügen über die nötigen Einheitenzertifikate. Mit einem bei der Inbetriebnahme der Wechselrichter wählbaren Standardsetting sind die Wechselrichter schnell und unkompliziert bereit für den Anschluss an das deutsche Mittelspannungsnetz. Sputnik Engineering kann bei Bedarf einen geeigneten Dienstleister für die Erstellung von Anlagenzertifikaten vermitteln.



**Bild 5** SolarMax 50-100TS, 300TS & 330TS-SV

### MaxTalk 2 Pro

Mit der Kommunikationssoftware MaxTalk 2 Pro lassen sich individuelle Vorgaben des Netzbetreibers hinsichtlich den Anforderungen aus der Mittelspannungsrichtlinie einfach umsetzen. Autorisierte Fachpersonen können mit diesem Tool die benötigten Funktionen aller oben angeführten Wechselrichter festlegen und bei Bedarf manuell konfigurieren.

### **Einspeisemanagement mit MaxWeb xp & MaxRemote**

Der internetfähige Datenlogger MaxWeb xp und die dazu passende Software-Erweiterung MaxRemote erlauben dem Netzbetreiber folgende Parameter der PV-Anlage fernzusteuern:

- Begrenzung der Wirkleistung
- konstante Blindleistungseinspeisung (in Prozent der Nennleistung)
- konstanter  $\cos\varphi$ -Wert

Der Netzbetreiber übermittelt die Signale für die Parameteränderungen mittels Funk-Rundsteuersignale an die PV-Anlage. Der Funk-Rundsteuerempfänger, welcher an MaxWeb xp mit MaxRemote angeschlossen ist, empfängt die Funksignale und übermittelt digitale Signale an MaxWeb xp. MaxWeb xp interpretiert diese Signale und leitet die nötigen Befehle per RS485 oder Ethernet an die angeschlossenen Wechselrichter weiter. Weitere Details hierzu entnehmen Sie bitte der Installationsanleitung MaxRemote, welche im Downloadbereich unserer Website ([www.solarmax.com](http://www.solarmax.com)) zur Verfügung steht.

Mit MaxWeb xp lässt sich die Blindleistungseinspeisung auch ohne Fernsteuerung einstellen. Die Funktion  $\cos\varphi(t)$  erlaubt die Vorgabe von  $\cos\varphi$ -Werten in Abhängigkeit der Tageszeit.

### **Stringwechselrichter der MT-Serie**

Für die Stringwechselrichter der MT-Serie ist die Prüfung & Zertifizierung gemäß der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie beauftragt. Laut Handlungsempfehlung von BDEW und BSW vom 22. September 2011 ist somit das Nachreichen der Einheiten- und Anlagenzertifikate bis spätestens 30. Juni 2012 ausreichend.

## **2 FNN/VDE-Niederspannungsrichtlinie (VDE-AR-N 4105)**

Die Niederspannungsrichtlinie beschreibt die Anforderungen für den Netzanschluss von Energieerzeugungsanlagen wie z.B. von PV-Anlagen an das Niederspannungsnetz.

Die neue Niederspannungsrichtlinie VDE-AR-N 4105 wurde vom VDE Anfang August 2011 als VDE-Anwendungsregel veröffentlicht. Sie ist ab dem Veröffentlichungszeitpunkt anwendbar, allerdings mit einer Übergangsfrist bis zum 31. Dezember 2011. Während dieser Übergangsfrist dürfen Wechselrichter sowohl nach der alten VDEW-Niederspannungsrichtlinie von 2001 wie auch nach der neuen Niederspannungsrichtlinie ans Netz angeschlossen werden. Die Entscheidung, welche der beiden Richtlinien zur Anwendung kommt, trägt bis zum Ablauf dieser Frist der Anschlussnehmer (d.h. der Anlagenbetreiber).

Ab dem 1. Januar 2012 müssen neu an das deutsche Niederspannungsnetz angeschlossene Erzeugungsanlagen die VDE-AR-N 4105 erfüllen.

### **2.1 Anforderungen**

Die Anforderungen der neuen Niederspannungsrichtlinie sind ähnlich wie jene der Mittelspannungsrichtlinie, allerdings ohne die Notwendigkeit einer dynamischen Netzstützung (FRT).

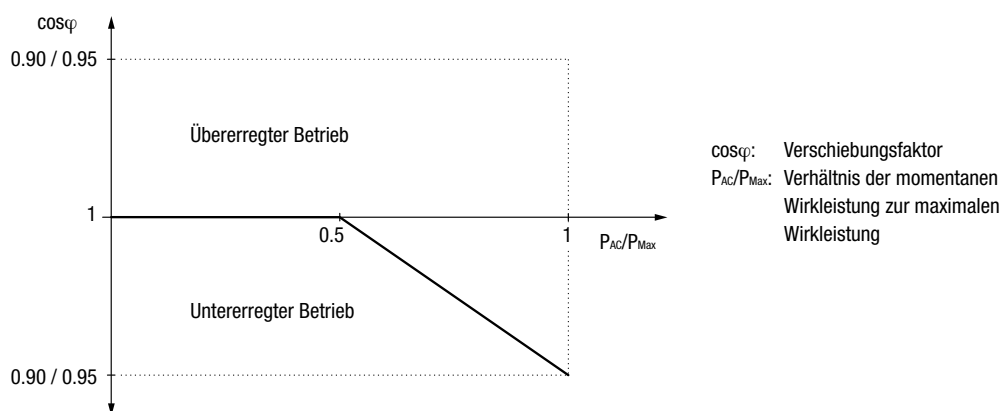
## 2.1.1 Statische Spannungshaltung durch Blindleistung

Die Einspeisung von Wirkleistung ins Niederspannungsnetz hat in der Regel eine Spannungserhöhung am Einspeisepunkt zur Folge. Ein blindleistungsfähiger Wechselrichter kann dieser Spannungserhöhung entgegen wirken.

Die Richtlinie verlangt je nach Leistung der PV-Anlage ein unterschiedliches Verhalten:

Anlagenleistung	Verhalten
$\leq 3.68$ kVA	Keine Blindleistungsvorgabe ( $\cos\varphi$ zwischen 0.95 übererregt/untererregt) – Betrieb erfolgt mit $\cos\varphi = 1$
$> 3.68$ kVA und $\leq 13.8$ kVA	Kennlinienvorgabe des Netzbetreibers innerhalb $\cos\varphi$ 0.95 übererregt/untererregt
$> 13.8$ kVA	Kennlinienvorgabe des Netzbetreibers innerhalb $\cos\varphi$ 0.90 übererregt/untererregt

Ist eine  $\cos\varphi$ -Vorgabe gefordert, so muss der  $\cos\varphi$ -Wert als konstanter Wert oder in Abhängigkeit der momentan eingespeisten Wirkleistung als  $\cos\varphi(P_{AC})$ -Kennlinie vorgegeben werden können. Bei Anlagen  $> 3.68$  kVA müssen die Wechselrichter mit einer  $\cos\varphi(P_{AC})$ -Kennlinie betrieben werden. Diese Standardkennlinie schreibt einen  $\cos\varphi$ -Wert von 1 bis zur Hälfte der Nennleistung vor. Wenn die eingespeiste Wirkleistung 50 % der Nennleistung übersteigt, muss die Phasenverschiebung linear zunehmen. Bei Nennleistung beträgt der  $\cos\varphi$ -Wert 0.90, bzw. 0.95 (siehe Bild 6).



**Bild 6** Standard-Kennlinie  $\cos\varphi(P_{AC})$

## 2.1.2 P(f)-Reduktion – Frequenzabhängige Leistungsreduktion

Diese Anforderung ist ähnlich wie die entsprechende Anforderung in der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie. Der Wechselrichter muss im Frequenzbereich ab 50.2 Hz bis 51.5 Hz die Wirkleistung mit einem Gradienten von 40 % von  $P_M$  pro Hz reduzieren. Wenn die Netzfrequenz kleiner als 47.5 Hz oder größer als 51.5 Hz ist, muss sich der Wechselrichter vom Netz trennen. Der Unterschied zur Anforderung in der Mittelspannungsrichtlinie besteht darin, dass der Wechselrichter die Wirkleistung sofort mit dem gleichen Gradienten wieder steigern darf, wenn die Netzfrequenz entsprechend abnimmt (sogenanntes „Fahren auf der Kennlinie“).

## 2.1.3 Symmetrische dreiphasige Einspeisung

Wenn Wechselrichter einphasig ins Niederspannungsnetz einspeisen, darf die Scheinleistung pro Phase am Netzanschlusspunkt 4600 VA nicht übersteigen. Diese Anforderung an die Auslegung einer PV-Anlage verhindert, dass im Netz eine zu große Unsymmetrie entsteht, falls ein Wechselrichter ausfällt.

Dies hat zur Folge, dass eine PV-Anlage aufgebaut aus einphasig einspeisenden Wechselrichtern maximal  $3 \times 4600 \text{ VA} = 13'800 \text{ VA}$  Scheinleistung ins Niederspannungsnetz einspeisen darf. Größere Anlagen müssen ihre Leistung symmetrisch (dreiphasig) ins Netz einspeisen.

### Beispiel

Der Anlagenbetreiber kann eine PV-Anlage mit drei SolarMax 4200S Stringwechselrichtern aufbauen, die einphasig mit maximal 4'180 VA einspeisen. Damit ergibt sich am Netzanschlusspunkt eine maximale Scheinleistung von  $3 \times 4'180 \text{ VA} = 12'540 \text{ VA}$ .

## 2.1.4 Netz- und Anlagenschutz

Der Netz- und Anlagenschutz (NA-Schutz) ist eine Schutzeinrichtung zwischen der Erzeugungsanlage und dem öffentlichen Netz.

Der NA-Schutz wirkt auf einen Kuppelschalter und verfügt über die folgenden Schutzfunktionen:

Schutzfunktion	Einstellwert
Spannungsrückgangsschutz $U <$	$0.8 \times U_N$
Spannungssteigerungsschutz $U >$	$1.1 \times U_N$
Spannungssteigerungsschutz $U >>$	$1.15 \times U_N$
Frequenzrückgangsschutz $f <$	47.5 Hz
Frequenzsteigerungsschutz $f >$	51.5 Hz
Inselnetzerkennung	Trennung vom Netz innerhalb von 5 Sekunden

Für Erzeugungsanlagen  $\leq 30 \text{ kVA}$  ist ein in den Erzeugungseinheiten integrierter NA-Schutz zulässig. Die SolarMax Wechselrichter der S- und MT-Serie verfügen ab Ende 2011 über einen typgeprüften integrierten NA-Schutz inkl. Kuppelschalter.

Bei Anlagen  $> 30 \text{ kVA}$  ist der NA-Schutz grundsätzlich extern am zentralen Zählerplatz zu realisieren.

Weitere Details zu den Anforderungen an den externen NA-Schutz und die externen Kuppelschalter können der VDE-AR-N 4105 entnommen werden (zu beziehen unter [www.vde-verlag.de](http://www.vde-verlag.de)).

## 2.2 SolarMax-Lösungen

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick, ab wann entsprechende Firmware-Releases verfügbar sein werden:

Gerätetyp	Firmware-Release verfügbar ab	Kennzeichnung	Integrierter NA-Schutz mit Kuppelschalter
SolarMax 2000S/3000S/4200S/6000S	Dezember 2011	Vermerk "VDE-AR-N 4105" auf dem Typenschild	Ja
SolarMax 10MT/13MT/15MT	November 2011	Vermerk "VDE-AR-N 4105" auf dem Typenschild	Ja
SolarMax 50TS/80TS/100TS	Januar 2012	Vermerk "VDE-AR-N 4105" auf dem Typenschild	Keine NA-Schutzfunktion ausser Inselerkennung (externer NA-Schutz notwendig)
SolarMax 300TS	Februar 2012	Vermerk "VDE-AR-N 4105" auf dem Typenschild	Keine NA-Schutzfunktion ausser Inselerkennung (externer NA-Schutz notwendig)

Die oben aufgeführten Typen können bei Bedarf auch per Firmware-Update an die Anforderungen angepasst werden. Dies kann nötig sein, falls noch Lagerbestände mit älteren Geräten bestehen. Die Hardware der aufgeführten Wechselrichter ist aber bereits zum jetzigen Zeitpunkt in der Lage, die Anforderungen der VDE-AR-N 4105 zu erfüllen. Sofern konsequent die oben aufgeführten Typen eingesetzt werden, sind keine aufwändigen Austauschaktionen von SolarMax-Wechselrichtern absehbar.

Da insbesondere die Anforderungen an die statische Spannungshaltung (Blindleistung) von der Anlagenleistung und nicht von der Wechselrichterleistung abhängen, verfügen die Wechselrichter über verschiedene voreingestellte VDE-AR-N 4105 Parametersätze (Settings), welche bei der Inbetriebnahme ausgewählt werden können. So kann der Anlagenbetreiber bei der Inbetriebnahme das passende Setting auswählen. Die Stringwechselrichter der S- und MT-Serie können so auch mit einem externen NA-Schutz betrieben werden, wenn die Geräte in Anlagen > 30 kVA betrieben werden sollen.

VDE-AR-N 4105 Konformitätsnachweise für die oben aufgeführten Wechselrichter werden im Downloadbereich unserer Website zur Verfügung stehen, sobald die ersten konformen Wechselrichter ausgeliefert werden.

## 3 EEG 2012

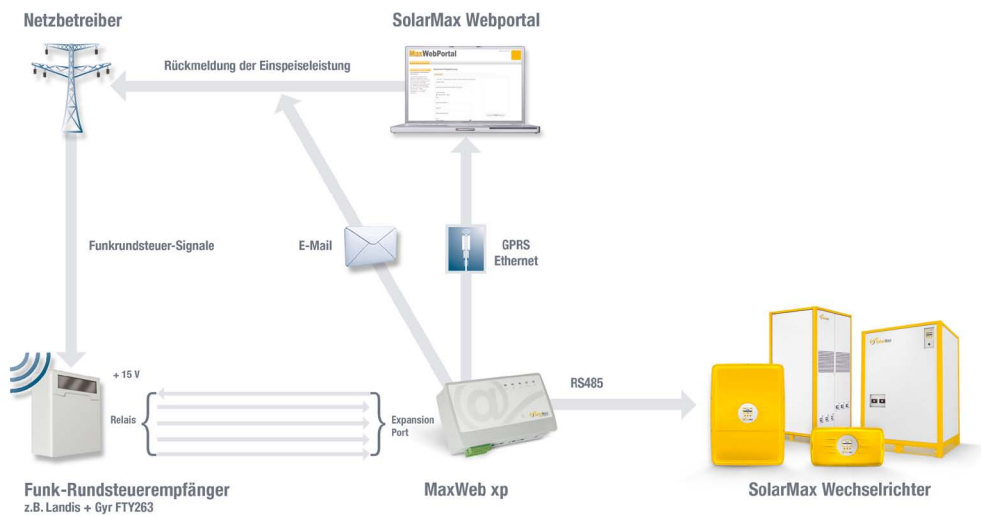
Das EEG 2012 (Erneuerbare-Energien-Gesetz) fordert die flächendeckende Einführung des sogenannten Einspeisemanagements.

Dabei müssen die betroffenen PV-Anlagen dem lokalen Netzbetreiber ermöglichen, bei Bedarf die eingespeiste Wirkleistung vorübergehend zu reduzieren. So soll eine Überlastung des Stromnetzes verhindert werden, wenn viele PV-Anlagen z.B. an einem schönen Sommertag viel Leistung einspeisen und gleichzeitig nur wenig Leistung durch die angeschlossenen Verbraucher entnommen wird.

### 3.1 Einspeisemanagement

Der Befehl zur Reduktion wird gegenwärtig üblicherweise über ein Funk-Rundsteuersignal vom Netzbetreiber zu den PV-Anlagen übermittelt. Ein Funk-Rundsteuerempfänger bei der PV-Anlage empfängt die Signale und setzt diese wiederum in digitale Signale um, die mittels Relaiskontakten angezeigt werden.

SolarMax-Wechselrichter können mit der Funktion MaxRemote diese Signale empfangen und interpretieren. Dazu muss ein Datenlogger (MaxWeb xp) vor Ort installiert sein, welcher über die optionale Funktion MaxRemote verfügt. Die Rückmeldung der aktuellen Einspeiseleistung kann dann über das SolarMax Webportal erfolgen.



Weitere Details hierzu entnehmen Sie bitte der Installationsanleitung MaxRemote, welche im Downloadbereich unserer Website ([www.solarmax.com](http://www.solarmax.com)) zur Verfügung steht.

Betroffen von den Anforderungen sind sowohl Anlagen mit Inbetriebnahmedatum nach dem 1. Januar 2012 als auch gewisse Bestandsanlagen. Die Anforderungen an das Einspeisemanagement unterscheiden sich zudem in Abhängigkeit der Anlagenleistung:

Anlagenleistung	Anforderung	Bestandsanlagen
$PAC \geq 100 \text{ kW}_p$	Einspeisemanagement	Alle PV-Anlagen mit $PAC \geq 100 \text{ kW}_p$ müssen bis zum 1. Juli 2012 nachgerüstet werden.
$PAC > 30 \text{ kW}_p$ und $< 100 \text{ kW}_p$	Vereinfachtes Einspeisemanagement	Alle PV-Anlagen mit $PAC > 30 \text{ kW}_p$ und $< 100 \text{ kW}_p$ mit Inbetriebnahmedatum nach dem 31. Dezember 2008 müssen bis zum 31. Dezember 2013 nachgerüstet werden.
$PAC \leq 30 \text{ kW}_p$	Vereinfachtes Einspeisemanagement oder Begrenzung der Einspeiseleistung auf 70 % der installierten Anlagenleistung	Es müssen keine Bestandsanlagen nachgerüstet werden.

Beim vereinfachten Einspeisemanagement ist keine Rückmeldung der Einspeiseleistung an den Netzbetreiber notwendig.

Die termingerechte Erfüllung dieser Anforderungen ist mit dem Vergütungsanspruch verknüpft, d.h. bei Nichterfüllung ist ein teilweiser oder vollständiger Vergütungsausfall möglich. Die Frage, wer die Kosten für die Nachrüstung der Bestandsanlagen trägt, ist gegenwärtig noch unklar. Allerdings sollten den Anlagenbetreibern aus den Nachrüstungen von Bestandsanlagen im Rahmen des EEG 2012 keine Kosten entstehen.

### 3.2 Solarmax-Lösungen

Die folgenden Wechselrichtertypen sind kompatibel mit der Funktion MaxRemote:

- S-Serie Stringwechselrichter (ab Firmware-Version 1.5.3486)
- MT-Serie Stringwechselrichter (alle Firmware-Versionen)
- S-Serie Zentralwechselrichter (ab Firmware-Version 1.5.3488)
- TS-Serie Zentralwechselrichter (alle Firmware-Versionen)
- C-Serie Zentralwechselrichter (ab Firmware-Version 3.5.3287)

Falls Ihre PV-Anlage von den Anforderungen in der Tabelle im Kapitel 3.1 betroffen ist und Sie entweder über

- ältere SolarMax Wechselrichter als die oben aufgeführten Typen verfügen oder
- ältere Firmware-Versionen auf Ihren Wechselrichtern vorhanden sind

so wenden Sie sich bitte frühzeitig an das SolarMax Service Center (Telefonnummern auf der letzten Seite), damit wir uns rechtzeitig um eine Lösung kümmern können.

## 4 Dimensionierung einer PV-Anlage mit Blindleistungseinspeisung

Wenn der Netzbetreiber die Einspeisung von Blindleistung verlangt, kann sich dies auf die Dimensionierung der Wechselrichter auswirken. Die Dimensionierung des PV-Generators (d.h. der Module) ist davon in der Regel nicht betroffen.

### Beispiel

Der Anlagenbetreiber plant eine PV-Anlage mit einer nominalen Generatorleistung von 1'100 kW. Die Gesamtleistung der Wechselrichter wird somit  $1'100 \text{ kW} \times 0.9 = 990 \text{ kW}$ , da die Leistung der Wechselrichter 5 bis 10 % kleiner als die Generatorleistung gewählt werden sollte. Der Anlagenbetreiber entscheidet sich, 3 Wechselrichter des Typs SolarMax 300TS mit jeweils 330 kW max. Leistung einzusetzen, denn so erreicht er mit  $3 \times 330 \text{ kW} = 990 \text{ kW}$  die erforderliche Wirkleistung. Diese Dimensionierung stimmt, wenn der Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi = 1$  ist und nur Wirkleistung P eingespeist werden soll.

Der Netzbetreiber verlangt aber noch eine veränderbare Blindleistungseinspeisung mit einem Verschiebungsfaktor von  $\cos \varphi = 0.95$ . Wie wirkt sich dies auf die Dimensionierung der PV-Anlage aus?

Zur Wirkleistung P kommt nun noch die Blindleistung Q dazu. Die geometrische Summe von Wirk- und Blindleistung ergibt die Scheinleistung S (gleichbedeutend mit der Gesamt-Scheinleistung der Wechselrichter). Dazu gilt folgende Beziehung:

$$S = \left( \frac{P}{\cos \varphi} \right) = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

Die von den Wechselrichtern zu liefernde Scheinleistung S wird also

$$S = \left( \frac{P}{\cos \varphi} \right) = \left( \frac{990 \text{ kW}}{0.95} \right) = 1042 \text{ kVA}$$

Als mögliche Lösungsvariante könnte der Anlagenbetreiber einen SolarMax 50TS mit 55 kVA maximaler Scheinleistung zusätzlich installieren, um die geforderte maximale Scheinleistung zu erreichen.

## SolarMax Service Center

Deutschland	+49 180 276 5 276
Schweiz / Svizzera / Suisse	+41 32 346 56 06
France	+33 4 72 79 17 97
Italia	+39 0362 312 279
España	+34 902 160 626
Benelux	+32 2 535 77 32
Česká Republika	+420 222 191 456
United Kingdom	+44 208 973 2556
中国	+86 21 6182 6799
Other countries	+41 32 346 56 06
Fax	+41 32 346 56 26
E-Mail	hotline@solarmax.com