

## Schwieriger Start für die 50,2-Hz-Problemlösung

Die 50,2-Hertz-Nachrüstung von Solaranlagen kommt kaum in Gang, weil die Kommunikation zwischen Netz- und Solaranlagenbetreibern hakt. Doch werden die Sonnenkraftwerke nicht rasch neu eingestellt, sinkt die Zuverlässigkeit der Netze.

### Erhitzte Gemüter

Die Kritik des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) hat die Solaranlagenbetreiber heftig aufgebracht. „Die schlepende Beteiligung der Betreiber von Photovoltaikanlagen an der gesetzlich vorgeschriebenen Nachrüstung bereitet den deutschen Netzbetreibern Sorge“, schrieb der Verband jüngst in einer Pressemitteilung unter dem Titel „Nachrüstung von 300000 Solaranlagen beginnt“. Je nach Region habe die Hälfte der Anlagenbesitzer bereits die Fristen zur Meldung ihrer Anlagen verstreichen lassen, daher könne ihnen nun die Einspeisevergütung gestrichen werden, drohte der BDEW.

Dass die Stromnetzlobby den Solarbetreibern auf die Füße tritt, ist durchaus verständlich. Die Bundesregierung hat im Juli 2012 die Verordnung zur Gewährleistung der technischen Sicherheit und Systemstabilität des Elektrizitätsversorgungsnetzes (Systemstabilitätsverordnung – SysStabV) verabschiedet, nach der die Verteilungsnetzbetreiber die Nachrüstung in relativ kurzer Zeit organisieren müssen: Bis Ende 2014 sind nahezu alle vor dem 1. Januar 2012 angeschlossenen Solargeneratoren ab 10 kW Leistung so einzustellen, dass sie sich bei einer kritischen Netzfrequenz von 50,2 Hz nicht mehr zeitgleich, sondern zwischen 50,2 und 51,5 Hz gestaffelt ausschalten. Auf



diese Weise soll ein plötzlicher Rückgang der Einspeiseleistung und somit die Gefahr eines Blackouts vermieden werden. Was an der Betreiberschelte des BDEW jedoch irritiert: Viele Anlagenbesitzer haben laut einer Online-Umfrage im „Photovoltaikforum“ noch keine Fragebögen zur Meldung

ihrer Kraftwerke erhalten. „Offensichtlich sind bisher nur wenige Netzbetreiber tätig geworden. Statt mit dem Finger auf andere zu zeigen, hätte der BDEW besser etwas Selbstkritik geübt“, schimpft Jürgen Haar, Geschäftsführer des Photovoltaikforums. In der Diskussionsrunde im Internet erhitzten sich

## Schalten und Schützen in einem kompakten Gerät

Reduzieren Sie den Aufwand für Verdrahtung und Installation auf ein Minimum.

### > Fernschaltbarer Leitungsschutzschalter

Mit dem Acti 9™ Reflex iC60 steht Ihnen eine All-in-one-Lösung für die Funktion Schalten und Schützen in nur einem Gerät zur Verfügung. Die Schaltung der Last erfolgt mit den Kontakten des Leitungsschutzschalters. Durch diesen Aufbau sparen Sie sich einen erheblichen Verdrahtungsaufwand wie er für vergleichbare Einzelgeräte notwendig ist.

### > Einfache Installation

Dank der integrierten 24 V DC-Schnittstelle zur Steuerung sowie Meldung der Fehlerauslösung und Schaltstellung ist die Einbindung in automatisierte Anlagen äußerst leicht umzusetzen. Vor-Ort-Steuerung ist weiterhin möglich. Im Rahmen von Energieeffizienzmaßnahmen lässt sich der Reflex iC60 zur Abschaltung von bis zu 63 A einsetzen – eine Halteleistung ist dank des bistabilen Schaltmechanismus nicht nötig.



Laden Sie sich unsere Broschüre „Das leistungsstarke Komplettsystem“ herunter und gewinnen Sie ein iPhone 5!

Besuchen Sie [www.SEreply.com](http://www.SEreply.com)  
Schlüsselcode **32635p**



Halle 11,  
Stand C 50

Halle 1,  
Stand G 32



Die patentierten Ausstattungsmerkmale bieten Vorteile, die einzigartig sind; unter anderem ein noch nie dagewesenes Maß an Sicherheit, selbst in den rauen Umgebungen.



### + Superimmunisierte FI-Schalter

Garantiert die höchste Stufe an Betriebskontinuität und elektrischer Immunität.



### + VisiTrip™ Fehlermeldeanzeige

Erkennt Fehler auf einen Blick und sorgt somit für kürzere Reaktions- und Instandsetzungszeiten.



### + VisiSafe™

Sorgt dafür, dass der nachgeschaltete Stromkreis selbst bei Überspannung (Uimp = 6 kV) stets sicher ist.



### + Frontseitig Schutzklasse 2

Garantiert gefahrlose Bedienung während der Lebensdauer der Anlage.

**Schneider**  
Electric™

schnell die Gemüter: „Die ganze Sache zeigt, wozu die Netzbetreiber nicht einmal in der Lage sind. Wie wollen sie so die Umrüstung bewerkstelligen“, lautete einer von vielen kritischen Einwänden. Das klingt nach einem schwierigen Start des ersten wegweisenden Projekts zur Netzintegration der Photovoltaik. Das Beratungsunternehmen Ecofys und die Universität Stuttgart hatten in ihrer gemeinsamen Studie „Nachrüstung von Solarstromanlagen zur Lösung der 50,2-Hz-Problematik“ noch gewarnt: Um eine rasche Nachrüstung zu gewährleisten, muss eine hohe Akzeptanz für die Maßnahmen bei den Anlagenbetreibern geschaffen werden. Anscheinend haben sich aber nicht alle Verteilungsnetzbetreiber an diese Empfehlung gehalten.

### Organisation ist gefragt

Stattdessen starten die Verteilungsnetzbetreiber alles andere als koordiniert in die große Umrüstaktion. Zwar schreibt die Systemstabilitätsverordnung konkrete Fristen vor. So müssen Photovoltaikkraftwerke am Niederspannungsnetz ab 100 kW Leistung bis 31. August 2013 die neuen Auflagen erfüllen, Anlagen ab 30 kW bis 31. Mai 2014 und die kleinste Kategorie ab 10 kW bis 31. Dezember 2014. Bis dahin sind die Verteilungsnetzbetreiber verpflichtet, den Übertragungsnetzbetreibern regelmäßig vierteljährlich über den Stand der Dinge zu berichten. Doch wie sie die Nachrüstung organisieren, bleibt gänzlich ihnen überlassen. So kommt es, dass einige Verteilungsnetzbetreiber schon seit vorigem Sommer Daten sammeln, während andere erst jetzt damit beginnen. Eon Bayern zum Beispiel muss nach eigenen Informationen in den kommenden zwei Jahren mehr als 150 000 Anlagen abwickeln, die Hälfte des gesamten deutschen Nachrüstportfolios. Bis Ende Dezember hatte der süddeutsche Netzriese aber erst 6 000 Fragebögen verschickt. „Die Auswertung wird nicht lange dauern, wir liegen voll im Zeitplan“, teilt das Unternehmen zwar beschwichtigend mit. Das kann sich allerdings schnell ändern, denn Eon und Co haben neben der Datenerfassung noch weitere Verpflichtungen: Externe Techniker sind mit der Nachrüstung zu beauftragen, die Maßnahmen

zu dokumentieren und die Kosten schließlich je zur Hälfte auf die Netzentgelte und die Umlage zur Förderung der erneuerbaren Energien (EEG-Umlage) umzulegen. Das dürfte mit einem hohen bürokratischen und zeitlichen Aufwand verbunden sein.

Allerdings sind es nicht nur die Verteilungsnetzbetreiber, die den Zeitplan gefährden. Sie spekulieren darauf, dass die Betreiber ihre PV-Anlagen nach Erhalt der Fragebögen pünktlich innerhalb der gesetzlich vorgeschriebenen Frist von einem Monat melden. Doch wie es aussieht, kommen auch die Anlagenbetreiber nur schwer in die Gänge. „Wir haben Ende Oktober 86 Schreiben an die erste Tranche über 100 Kilowatt versendet und einigen Betreibern auch schon zwei Erinnerungsschreiben geschickt. Doch bisher kam nicht einmal die Hälfte zurück“, sagt *Michael Leukam*, Sprecher des Darmstädter Verteilnetzbetreibers (VNB) Rhein-Main-Neckar. Auch bei den Augsburger Lechwerken laufen laut Sprecher Dr. *Thomas Renz* bereits Nachfassaktionen. Das Unternehmen hat 25 000 Anlagen mit 620 MW Gesamtleistung umzurüsten. „Damit wir loslegen können, rufen wir sogar bei den Betreibern an“, sagt *Renz*.

### Auch Betreiber müssen einen Zahn zulegen

Dabei verursacht die Umrüstung den Anlagenbetreibern weder große Mühen noch Kosten. Sie müssen nur auf den zweiseitigen standardisierten Fragebögen ihrer

Verteilungsnetzbetreiber Angaben zu ihren Anlagen und Wechselrichtern machen. Auf den Internetseiten einiger Verteilungsnetzbetreiber wie zum Beispiel der Lechwerke haben Solaranlagenbetreiber sogar die Möglichkeit, ihre Daten online einzugeben. „Leichter können wir es ihnen kaum machen“, sagt *Renz*. Liegen die Informationen vor, werden die Elektrohandwerker beauftragt, die Wechselrichter neu zu justieren. Auch das sei „eine Sache von Minuten“, wie *Andreas Schlumberger* vom Wechselrichterhersteller Kaco new energy erklärt. Die Hersteller haben den Frequenzwert für jeden Inverter so festgelegt, dass sich eine gleichmäßige Verteilung der Abschaltfrequenzen über die gesamte Leistung des betroffenen Anlagenbestands einer Regelzone ergibt. Während also künftig zum Beispiel alle umgerüsteten Kaco-Stringwechselrichter bei Frequenzen bis 51 Hz vom Netz gehen, folgen die großen Zentralwechselrichter ab 51,05 Hz. „Die neuen Werte lassen sich über das Gerätemenü leicht manuell einstellen. Nur bei ganz alten Wechselrichtern muss eventuell der Chip getauscht werden“, erklärt *Schlumberger*. Ihre Arbeit stellen die Installateure schließlich den Verteilungsnetzbetreibern in Rechnung, die sich das Geld aus dem EEG-Topf und über die Netzentgelte von den Energieverbrauchern zurückholen.

Kommt jedoch nicht bald Schwung in die Nachrüstung, steigt das Risiko von Blackouts. „Bei Störfällen im Verbundnetz besteht aktuell eine konkrete Gefährdung“,

warnt Ecofys-Netzexperte *Michael Döring*. Im Normalbetrieb werden die Stromnetze in Europa im Verbund betrieben, die systemweite Frequenz bleibt stabil bei Werten nahe des Sollwerts von 50,0 Hz. Steigt die Frequenz jedoch aufgrund einer Störung auf 50,2 Hz an, würden sich an einem sonnigen Tag in Deutschland abrupt bis zu rund 350 000 Solaranlagen mit 14 GW Gesamtleistung vom Netz trennen. Da im europäischen Verbundnetz aber nur 3 GW Reserveenergie verfügbar ist, könnte der Ausfall der solaren Erzeugungslleistung nicht kompensiert werden. „Dann würde die Frequenz wahrscheinlich unter den Sollwert fallen und es zu kaskadierenden Abschaltungen zusätzlicher Erzeugungslleistung zum Beispiel von Windturbinen kommen, von denen sich ein Teil richtlinienkonform bereits bei 49,5 Hz abschalten würde“, erklärt *Döring*. „Die Konsequenz wäre ein großräumiger Ausfall der Elektrizitätsversorgung in Teilen Europas.“

Zu frequenzsteigernden Störungen, die solche Dominoeffekte auslösen können, kann es nach Angaben des Netzexperten leicht aus verschiedenen Gründen kommen. So haben zum Beispiel die Übertragungsnetzbetreiber die Aufgabe, das Gleichgewicht von Verbrauch und Erzeugung elektrischer Energie zu wahren. „Kommt es im Netz nun aufgrund von Prognosefehlern zu einem starken Überschuss an eingespeister Leistung, besteht die Gefahr, dass die Netzfrequenz einen kritischen Wert erreicht“, so *Döring*. Neben Prognosefehlern kann auch eine Verbundnetzstörung wie zum Beispiel im November 2006 zu einer Trennung in Teilnetze mit Über- und Unterfrequenz führen.

Schließlich treiben Verzögerungen bei der Nachrüstung auch die Kosten. Ecofys rechnet allein für die Neujustierung der Wechselrichter mit 65,6 bis 177 Millionen Euro. Hinzu kommen die Verwaltungskosten der Wechselrichterhersteller und Verteilungsnetzbetreiber. Müssen die Unternehmen weiterhin beim Großteil der Solarbetreiber nachfassen, können sich die Gesamtkosten schnell deutlich erhöhen. Den Preis für die schlechte Kommunikation zwischen Netz- und Anlagenbetreibern müsste die Allgemeinheit zahlen.

S. Rentzing

### Stützen statt abschalten

Seit dem 1. Januar 2012 müssen sich Photovoltaikanlagen in Deutschland nach Vorgabe der Niederspannungsrichtlinie an der Netzstabilisierung beteiligen. Die Richtlinie sieht vor, dass die Wechselrichter aller neu installierten Sonnenkraftwerke ab einer kritischen Netzfrequenz von 50,2 Hz die Leistungseinspeisung sukzessive reduzieren müssen. Ältere Geräte, die nach bisherigen Vorgaben bei 50,2 Hz schlagartig abschalten, müssen umprogrammiert werden. Die Details regelt die Systemstabilitätsverordnung vom 26. Juli 2012. Danach müssen zuerst Großanlagen ab 100 kW nachgerüstet werden, die zwischen dem 30. April 2001 und 1. Januar 2012 ans Niederspannungsnetz gegangen sind. Es folgen die Anlagen ab 10 kW, die zwischen dem 31. August 2005 und 1. Januar 2012 angeschlossen wurden. Umzuprogrammieren sind auch die Wechselrichter aller Kraftwerke der Baujahre 30. April 2001 bis 1. Januar 2009 am Mittelspannungsnetz. Insgesamt sind in den kommenden zwei Jahren Solaranlagen mit 14 GW Gesamtleistung umzurüsten.