

## Positionspapier

zur

### verbesserten Prognose und Bilanzierung von Solarstromeinspeisungen

Angesichts des rasanten Zubaus von Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) ist ein gravierendes strukturelles Problem bezüglich der Prognose, der Vermarktung und der Abrechnung von Strom aus PV-Anlagen zu Tage getreten. So kommt es systematisch zu erheblichen Abweichungen zwischen der von den Übertragungsnetzbetreibern an der Börse vermarkteten Solarstrommenge und der tatsächlichen Solarstrom-Einspeisung mit bereits spürbaren Auswirkungen auf die Systemsicherheit. Ursache hierfür ist vor allem, dass der weit überwiegende Teil der installierten PV-Leistung der PV-Anlagen (rd. 75% entsprechend rd. 7.500 MW Ende 2009) nicht leistungsgemessen ist und somit echte Viertelstunden-Ist-Werte als Basis für die Vermarktung nicht ermittelbar sind. Verschärft wird das Problem dadurch, dass die Übertragungsnetzbetreiber keine zeitnahen Informationen darüber erhalten, wie viel PV-Leistung in den Verteilnetzen aktuell installiert ist.

Die Bundesnetzagentur sieht hier dringenden **Handlungsbedarf**. Um den Übertragungsnetzbetreibern eine den Vorgaben des EEG und der AusglMechV entsprechende Vermarktung der Solarstrommengen zu ermöglichen, ist es erforderlich, dass die Verteilnetzbetreiber bilanzielle viertelstundenscharfe Istwerte ermitteln, die der tatsächlichen Solarstromeinspeisung in ihrem Verteilnetz in jeder Viertelstunde möglichst nahe kommen. Da eine viertelstundenscharfe Einspeisegangmessung sämtlicher PV-Anlagen zumindest kurzfristig nicht realisierbar ist, schlägt die Bundesnetzagentur die Einführung eines **Referenzmessverfahrens** vor, wie es bereits im Bereich der Windanlagen praktiziert und auch von einigen Verteilernetzbetreibern bereits angewandt wird. Gegenstand dieses Verfahrens ist die Hochrechnung ausgewählter, repräsentativer leistungsgemessener Anlagen auf den Gesamtbestand im jeweiligen Netzgebiet.

- Die **Verteilnetzbetreiber** werden daher aufgefordert, für die nicht leistungsgemessenen PV-Anlagen ein geeignetes Referenzmessverfahren zur Bestimmung der tatsächlichen viertelstundenscharfen Einspeiseleistung der in ihrem Netzgebiet angeschlossenen PV-Anlagen in Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern zu erarbeiten und spätestens zum Frühjahr 2011 umzusetzen.
- Bis zur Umsetzung eines Referenzmessverfahrens sind die **Verteilnetzbetreiber** verpflichtet, Einspeiseprofile für die Meldung in den EEG-Bilanzkreis zu verwenden, die die tatsächliche Einspeisung möglichst weitgehend reflektieren. Hierzu gehören selbstverständlich Tag/Nacht-Profile sowie saisonale Anpassungen an die erwartbare Sonneneinstrahlung.
- Die **Übertragungsnetzbetreiber** werden aufgefordert, zügig auf die Verteilnetzbetreiber zuzugehen, um derartige Verfahren zu implementieren. Dabei hält die Bundesnetzagentur ein kaskadierendes Vorgehen, wonach zunächst die Einführung von Referenzmessungen bei den großen Verteilnetzbetreibern vorangetrieben wird, für zulässig.
- Darüber hinaus werden die **Verteilnetzbetreiber** aufgefordert, ihren Verpflichtungen nach § 47 Abs. 1 Nr. 1 EEG nachzukommen und den Übertragungsnetzbetreibern unverzüglich die Leistung und den Standort, der in ihrem Netzgebiet installierten EEG-Anlagen zu übermitteln. Eine solche Meldung hat zumindest einmal monatlich zu erfolgen und insbesondere die vollständigen PV-Anmeldungen des vergangenen Monats zu umfassen. Sollte übergangsweise aufgrund des erheblichen gegenwärtigen Zubaus von PV-Anlagen die Übermittlung der Daten an die ÜNB nur mit mehrmonatiger Verzögerung möglich sein, haben die Verteilernetzbetreiber bis zur Übermittlung monatsaktueller Da-

ten den ÜNB zusätzlich eine nach bestem Wissen und Gewissen erstellte Abschätzung der monatsaktuell installierten PV-Leistung in ihrem Netzgebiet zu übermitteln.

### **Zur Begründung:**

I. Derzeit sind ca. 75 % der installierten Leistung der PV-Anlagen nicht leistungsgemessen und werden nur anhand von Standard-Einspeiseprofilen von den Anschluss-Verteilnetzbetreibern in den EEG-Bilanzkreis der Übertragungsnetzbetreiber gemeldet. Diese Profile werden von den Verteilnetzbetreibern gebildet und spiegeln in der Regel lediglich Durchschnittseinspeisereihen wieder oder bestehen z. T. sogar aus durchlaufenden Bändern. Nach dem bisherigen System werden diese Zeitreihen bei der Bilanzierung mangels gemessener Werte als „Ist-Werte“ der Solarstromeinspeisung zugrunde gelegt. Tägliche oder gar untertägige Anpassungen entsprechend der jeweiligen Wetterlage erfolgen nicht. Dadurch kommt es zu z. T. erheblichen Differenzen zwischen der bilanziellen, von den Verteilernetzbetreibern bilanzierten „Ist“-Einspeisung und der tatsächlichen Einspeisung von Solarstrom.

Die Übertragungsnetzbetreiber antizipieren derzeit beim Verkauf der von den nicht leistungsgemessenen Solaranlagen eingespeisten Strommengen die erwarteten bilanziellen „Ist“-Werte“, die von den Verteilernetzbetreibern nachträglich im Folgemonat im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung als „Ist-Werte“ der Einspeiseleistung den Übertragungsnetzbetreibern gemeldet werden. Die Übertragungsnetzbetreiber vermarkten damit letztlich den nicht leistungsgemessenen Solarstrom auf Basis von Standard-Einspeiseprofilen. Die von den Verteilernetzbetreibern im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung eingestellten „Ist-Werte“ des nicht leistungsgemessenen Solarstroms sind jedoch i. d. R. Standardeinspeiseprofile, die tägliche Unterschiede der Sonneneinstrahlung je nach Wetterlage nicht berücksichtigen. Dies führt dazu, dass der EEG-Bilanzkreis der Übertragungsnetzbetreiber zwar weitgehend ausgeglichen ist. Da diese Werte aber oftmals die physikalische Einspeisung nicht widerspiegeln, kann dies je nach Wetterlage zu erheblichen Leistungsungleichgewichten im Netz führen, die z. B. am 06.09.2010 über mehrere Stunden hinweg zur Inanspruchnahme der vollständig verfügbaren Regelleistung geführt haben. Bilanziell laufen diese Abweichungen in die Differenzbilanzkreise der Verteilnetzbetreiber, die von diesen z. T. aktiv bewirtschaftet werden.

Alternativ hätten die Übertragungsnetzbetreiber zwar grundsätzlich die Möglichkeit, jeweils die von Ihnen täglich prognostizierte tatsächliche Solarstromeinspeisung an der Börse zu vermarkten. Dies hätte den Vorteil, dass die Vermarktungsmenge weitgehend der physikalischen Einspeisung entsprechen würde und die Inanspruchnahme von Ausgleichs-/Regelenergie minimiert würde. Jedoch führte dies dazu, dass die Übertragungsnetzbetreiber dann strukturell erhebliche Unausgeglichheiten ihres EEG-Bilanzkreises zu tragen hätten. Denn als Referenzwert für die Bilanzkreisabrechnung gelten die von den Verteilnetzbetreibern gelieferten Profilwerte, die wie vorstehend erläutert von der physischen Einspeisung abweichen.

Die bisherige Praxis, wonach die Übertragungsnetzbetreiber die Vermarktung der nicht leistungsgemessenen Solarstrommengen anhand der gemeldeten Einspeiseprofile vermarkten, hat nicht nur Auswirkungen auf die Systemsicherheit und den Regelenergiebedarf, sondern verstößt aus Sicht der Bundesnetzagentur auch gegen die in EEG und AusglMechV vorgesehenen Regelungen zur Vermarktung von EEG-Strom. Nach § 34 EEG sind die Verteilnetzbetreiber verpflichtet, den nach § 16 vergüteten Strom unverzüglich an die Übertragungsnetzbetreiber weiterzugeben, den diese nach den Regelungen der AusglMechVO vollständig und ausschließlich an der Börse zu vermarkten haben. Die bisherige Praxis führt jedoch dazu, dass z. B. an sehr sonnigen Tagen nicht unerhebliche Teile des Solarstroms faktisch im Portfolio der Verteilnetzbetreiber verbleiben oder an Tagen mit unterdurchschnittlicher Sonneneinstrahlung auch Strommengen (bilanziell) an die Übertragungsnetzbetreiber geliefert werden, die nicht solaren Ursprungs sind. Hierbei handelt es sich keinesfalls um zu vernachlässigende Randunschärfen, sondern je nach Situation können nach Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber Abweichungen von mehr als 30 % der installierten Kapazität auftreten. Dies bedeutet, dass u. U. mehr

als 30 % des Solarstroms faktisch nicht von den Übertragungsnetzbetreibern, sondern von den Verteilnetzbetreibern im Rahmen ihrer Differenzbilanzkreisführung bewirtschaftet werden.

Voraussetzung dafür, den Übertragungsnetzbetreibern eine den Vorgaben des EEG und AusglMechV entsprechende Vermarktung zu ermöglichen, ist aus Sicht der Bundesnetzagentur, dass von den Verteilnetzbetreibern bilanzielle Istwerte ermittelt werden, die die physikalische Realität angemessen widerspiegeln. Sicherstes Mittel hierfür wäre die Leistungsmessung sämtlicher Solaranlagen. Da es sich bei dem weit überwiegenden Teil der PV-Anlagen jedoch um Kleinstanlagen handelt, erscheint dies weder kurzfristig durchführbar noch angemessen. Als Alternative schlägt die Bundesnetzagentur die Einführung eines **Referenzmessverfahrens** vor, wie es auch im Bereich der Windanlagen praktiziert wird. In diesem Verfahren werden repräsentative Anlagen mit einer Leistungsmessung versehen und deren Ist-Werte auf den Gesamtbestand im jeweiligen Netzgebiet hochgerechnet. Ein solches Verfahren ist – auch nach den Erfahrungen im Bereich der Windenergieanlagen – bei sachgerechter Durchführung durchaus geeignet, ausreichend verlässliche Ist-Werte für die EEG-Bilanzkreisabrechnung zu generieren.

Die Bundesnetzagentur hält die Implementierung eines geeigneten Referenzmessverfahrens zumindest für größere Teile der PV-Anlagen bis spätestens zum **Frühjahr 2011** für erforderlich. Angesichts des dann bevorstehenden Sommers ist zu diesem Zeitpunkt mit einer nochmaligen erheblichen Zunahme von Solareinspeisungen zu rechnen, was dazu führt, dass bei Weiterbestehen der gegenwärtigen strukturellen Abweichungen diese eine systemsicherheitsrelevante Größenordnung einnehmen können.

Die Bundesnetzagentur sieht in erster Linie die Verteilnetzbetreiber in der Pflicht, eine solche Referenzmessung durchzuführen. Sie sind nach § 34 EEG dafür verantwortlich, sämtliche EEG-Mengen an den Übertragungsnetzbetreiber weiter zu geben. Dieses setzt voraus, dass den Übertragungsnetzbetreibern Ist-Werte übermittelt werden, die die tatsächliche Einspeisung widerspiegeln. Die Verteilnetzbetreiber sind insoweit verpflichtet, zumutbare Maßnahmen zu ergreifen, um diese Werte zu ermitteln. Diese Verpflichtung ergibt sich nicht zuletzt auch aus § 14 Abs. 1a EnWG, wonach die Verteilnetzbetreiber die Übertragungsnetzbetreiber durch eigene Maßnahmen zu unterstützen haben, sofern diese erforderlich sind, um Gefährdungen und Störungen in den Übertragungsnetzen zu vermeiden.

Aber auch bis zur Einführung eines Referenzmessverfahrens ist jeder Verteilnetzbetreiber verpflichtet, unverzüglich seine Einspeiseprofile so anzupassen, dass sie sich möglichst nah an den erwartbaren Einspeisungen orientieren. So ist es nicht länger hinnehmbar, dass Verteilnetzbetreiber schlichte Bandprofile in den EEG-Bilanzkreis melden oder keine saisonalen Anpassungen an erwartbare Sonnenscheindauern vornehmen.

II. Die Übertragungsnetzbetreiber benötigen für eine vollständige und möglichst nah an der tatsächlichen Einspeisung liegende Vermarktung von Solar-Strom darüber hinaus Kenntnis der aktuell installierten Kapazität. Nur auf dieser Basis können sie eine valide Prognose über die tatsächlich physikalisch zu erwartenden Strommengen aus PV-Anlagen erstellen. Derzeit erfolgen die Meldungen von den Verteilnetzbetreibern an die Übertragungsnetzbetreiber nach § 47 Abs. 1 Nr. 1 EEG z. T. mit erheblichem Zeitverzug. Dies liegt vor allem an den unerwartet hohen Zubau-Raten in der letzten Zeit, auf die die Verteilnetzbetreiber nicht vorbereitet waren und die zu Staus in der Abarbeitung der jeweiligen Meldungen führen. Darüber hinaus gibt es jedoch diverse Verteilnetzbetreiber, die lediglich einmal jährlich die nach § 47 Abs. 1 Nr. 1 unverzüglich weiterzugebenden Anlagenmeldungen an die Übertragungsnetzbetreiber melden. Angesichts der Bedeutung, die die Kenntnis der aktuell installierten Kapazität für den gesamten EEG-Vermarktungsprozess spielt, sind derartige Zeitverzögerungen nicht hinnehmbar. Um die Übertragungsnetzbetreiber überhaupt in die Lage zu versetzen, die tatsächlich eingespeisten EEG-Mengen zu prognostizieren, müssen die Verteilnetzbetreiber die ihnen vorliegenden Meldungen **unverzüglich**, d. h. ohne schuldhaftes Zögern weitergeben. Sie sind verpflichtet, hierzu Prozesse aufzusetzen, die eine solche Weitergabe ermöglichen. Eine Meldung hat zumindest monat-

lich zu erfolgen und sämtliche in diesem Zeitraum angeschlossene und von den Anlagenbetreibern nach § 46 EEG gemeldeten Anlagedaten zu umfassen. Sollte übergangsweise aufgrund des erheblichen gegenwärtigen Zubaus von PV-Anlagen die Übermittlung der Daten der angemeldeten PV-Anlagen an die ÜNB weiterhin nur mit mehrmonatiger Verzögerung möglich sein, haben die Verteilernetzbetreiber bis zur Übermittlung monatsaktueller Daten den ÜNB zusätzlich eine möglichst realitätsnahe Abschätzung der monatsaktuell installierten PV-Leistung in ihrem Netzgebiet zu übermitteln.

Beschlusskammer 6, Aktenzeichen: BK6-10-164

Ansprechpartnerin: Dr. Kathrin Thomaschki (bk6.poststelle@bnetza.de)