

Herausforderungen bei der Teilnahme kleiner PV-Anlagen am Regelreservemarkt aus bilanzieller Sicht

Manuela McCulloch, Kay Wiedemann, Holger Ruf und Dietmar Graeber

PV-Anlagen werden künftig eine wichtige Rolle auch im Bereich der Systemdienstleistungen wie dem Regelreservemarkt übernehmen müssen. Derzeitige regulatorische Vorgaben, Präqualifikationsbedingungen sowie Bilanzierungsregeln verhindern bisher jedoch eine Integration insbesondere der kleinen PV-Anlagen. Die Installation eines intelligenten Messsystems und die damit einhergehende Umstellung vom Standardlastprofilverfahren auf monatliche Zählerstandgangmessung gemäß Messstellenbetriebsgesetz ebnen ihnen nun den Weg zur Teilnahme am Regelreservemarkt.

Auf dem Weg zur Klimaneutralität erfolgt ein enormer Ausbau erneuerbarer Energien und gleichzeitig eine Stilllegung konventioneller Kraftwerke. Dadurch entstehen zeitgleich viele Millionen kleinteiliger und dezentraler Flexibilitätpotenziale. Ein weiterhin zügiger PV-Ausbau erfordert die Nutzung auch von diesen Flexibilitäten zur Sicherstellung der Netzstabilität.

Aktuell optimieren sich Anlagenbetreiber im Privathaushalt dahingehend, dass sie ihren Eigenverbrauch maximieren und den Überschuss ins Netz einspeisen. Gleichzeitig können die bisher zur Bilanzierung verwendeten Standardlastprofile (SLP) das geänderte Verbrauchsverhalten mit Eigenverbrauch, Speichernutzung bzw. Elektrofahrzeug nicht korrekt abbilden. Dadurch ergeben sich in der Bilanzierung Ungleichgewichte [1], die z.B. einen erhöhten Regelenergiebedarf verursachen können.

Auch kann die attraktive Option, PV-Anlagen zur Erhaltung der Systemstabilität zu integrieren, im bisherigen Bilanzierungsverfahren nicht genutzt werden. So bergen PV-Anlagen ein sehr hohes Potenzial zur Erbringung von negativer Regelleistung. Bestehende PV-Anlagen mit einer Wirkleistungsbegrenzung von 70 % könnten zusätzlich signifikante Mengen an positiver Regelleistung erbringen [2]. Dabei gilt es jedoch zu berücksichtigen, dass die Wirkleistungsbegrenzung für Neuanlagen gemäß EEG 2023 entfällt [3].

Trotz des hohen technischen Potenzials für die Bereitstellung von Regelreserve aus PV-Anlagen nimmt jedoch bisher keine Anlage am Regelreservemarkt teil. Dies liegt vor allem daran, dass kleine PV-Anlagen die



Es gilt, für das künftige Strommarktdesign zu prüfen, wie auch kleine PV-Anlagen ihren Beitrag zur Systemstabilität leisten können

Bild: Adobe Stock

geltenden Präqualifikationsbedingungen insbesondere in Bezug auf die Ermittlung von Arbeitspunkten derzeit nicht erfüllen können und somit de facto vom Regelreservemarkt ausgeschlossen sind [4]. Darüber hinaus schließt das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) die Teilnahme am Regelreservemarkt für PV-Anlagen, die eine Einspeisevergütung beanspruchen, gemäß § 21 (2) aus [5]. Dies verhindert die Teilnahme am Regelreservemarkt insbesondere für Anlagen unter 100 kWp, da hier die Direktvermarktung noch die absolute Ausnahme ist.

Anlagen, die an der Direktvermarktung teilnehmen, könnten hingegen grundsätzlich am Regelreservemarkt partizipieren. Voraussetzung für die Direktvermarktung ist jedoch, dass diese Anlagen lastganggemessen sind.

Dies war aus wirtschaftlichen Aspekten bisher für kleine Anlagen nicht sinnvoll. Eine Änderung des Messstellenbetriebsgesetzes öffnet kleinen PV-Anlagen in einem ersten Schritt nun den Weg in den Regelreservemarkt.

Im Folgenden sollen zunächst die derzeit gültigen Bilanzierungsregeln Strom vorgestellt werden. Im Weiteren werden die geltenden Regeln für PV-Anlagen weiter detailliert. Aufbauend auf diesen Grundlagen werden die Hemmnisse zur Erbringung von Regelreserve durch PV-Anlagen betrachtet. Anschließend wird analysiert, warum die Nutzung der intelligenten Messsysteme entscheidend ist. Zuletzt erfolgt ein Ausblick auf die künftige Bilanzierung von PV-Anlagen.

Derzeitige Bilanzierungsregeln Strom

Der bilanzielle Ausgleich von Stromerzeugung und -verbrauch ist eine maßgebliche Voraussetzung für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit. In Deutschland sind daher Bilanzkreisverantwortliche verpflichtet, für jede Viertelstunde ihre Bilanzkreise ausgeglichen zu bewirtschaften.

Das bedeutet, jeder Akteur wie Stromhändler, Stromversorger und Direktvermarkter muss in seinen Bilanzkreisen dafür sorgen, dass in jeder Viertelstunde darauf möglichst exakt so viel Strom eingespeist wie ausgespeist wird. Im liberalisierten Strommarkt ist daher die Kenntnis des Lastganges eines Kunden grundsätzlich von besonderer Bedeutung [1].

Bei Verbrauchern mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100.000 kWh/a werden die tatsächlichen Lastgänge gemessen. Hierbei spricht man von einer registrierenden Leistungsmessung bzw. Lastgangmessung (RLM). RLM-Zähler erfassen im Viertelstundentakt sowohl die elektrische Arbeit wie auch die Leistungsaufnahme. Der Verteilnetzbetreiber (VNB) liest den Lastgang täglich per Datenfernübertragung aus dem Stromzähler aus und stellt die gemessenen Daten dem Netznutzer zur Verfügung [6]. Für diese Verbraucher stehen jährlich rund 35.000 Messwerte zur Verfügung.

Die VNB haben gemäß § 12 Abs. 1 der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) im Niederspannungsnetz für die Abwicklung der Stromlieferung an Letztverbraucher mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 kWh SLP anzuwenden, soweit nicht nach Maßgabe des Messstellenbetriebsgesetzes eine Übermittlung von Last- oder Zählerstandsgängen erfolgt [7]. Für Verbraucher mit einem geringeren Jahresverbrauch ist die Lastgangmessung somit nicht vorgeschrieben. Hier liegt jährlich bisher aktuell nur ein Messwert und somit die kumulierte Energiemenge über den Abrechnungszeitraum (üblicherweise ein Jahr) vor. SLP substituieren das zeitliche Verbrauchsverhalten eines typischen Endverbrauchers durch normierte kundengruppen- oder branchenbezogene Verbrauchsmuster. Durch Gewichtung mit der geschätzten (Prognose) bzw. gemessenen Jahresarbeitsmenge (Abrechnung) wird so ein Lastprofil

für diese Kleinverbraucher angenähert. Die SLP ersetzen die nicht vorhandenen Lastganglinien von Verbrauchern durch eine errechnete, hinreichend genaue Prognose der Stromabnahme im Viertelstundentakt [6].

Diese SLPs sind für den einzelnen Verbraucher nicht genau, jedoch passen sie in Summe über eine große Zahl an gleichartigen Verbrauchern (z.B. Haushalten) recht gut. Die Stromlieferanten sind verpflichtet, in jeder Viertelstunde exakt die Menge zu beschaffen, einzuspeisen und zu liefern, die über die SLP ermittelt werden.

Status quo Direktvermarktung vs. Einspeisevergütung

Der Fokus des zugrunde liegenden Forschungsprojektes liegt auf einer möglichen Integration kleiner PV-Anlagen in den Regelreservemarkt. Daher werden im Folgenden die derzeit möglichen Vermarktungsformen der Direktvermarktung bzw. der Einspeisevergütung von PV-Anlagen vorgestellt.

Anlagen zur Erzeugung von erneuerbaren Energien (EE), die ab dem 1. Januar 2016 in Betrieb genommen wurden, müssen ab einer installierten Leistung von 100 kW ihren Strom direkt vermarkten (Direktvermarktung; EEG 2023). Zusätzlich gilt die verpflichtende Fernsteuerbarkeit der Anlagen durch ein zentrales Leitsystem. Der Direktvermarkter erstellt individuelle Prognosen für jede Anlage bzw. sein Portfolio, handelt den produzierten Strom möglichst abweichungsfrei an der Strombörse, kümmert sich um den Ausgleich von Fehl- oder Überschussmengen im untertägigen Stromhandel und rechnet die Erlöse aus der Stromproduktion mit dem Betreiber ab. Diese Anlagen werden mittels Viertelstundenlastgang abgerechnet [8]. Hinter jeder direkt vermarkteten Anlage steht ein bewirtschafteter Bilanzkreis. Differenzen landen auf dem Bilanzkreis des Direktvermarkters [9].

Im Falle der Einspeisevergütung erfolgt die Aufnahme der Strommenge durch den VNB nach dem EEG durch Zuordnung der Zählpunkte und Energiemengen zu einem Bilanzkreis. Der VNB zahlt die finanzielle Förderung an den Anlagenbetreiber. Auch hierbei wird unterschieden in EEG-Strommengen aus Anlagen mit RLM und ohne RLM, die in

der Regel mittels eines Standardeinspeiseprofils (SEP) ermittelt werden. Bei der Bildung von PV-Summeneinspeiseprofilen sind die Vorgaben der Bundesnetzagentur zu Referenzprofilen anzuwenden.

Diese beiden Zeitreihen werden im Rahmen der Energiemengenbilanzierung an den Bilanzkoordinator übermittelt. Auf Basis der Jahresabrechnung werden die Differenzen zwischen Prognose und Abrechnung ermittelt. Der Ausgleich der Differenzen erfolgt als Fahrplan in Monatsbandform [10]. Von kleinen Erzeugungsanlagen erstellt der VNB Hochrechnungen, die sich in der Vergangenheit kontinuierlich verbessert haben. Kommt jedoch beim Anlagenbetreiber ein Eigenverbrauch ohne viertelstündliche Messung hinzu, entstehen große bilanzielle Ungleichgewichte. Die aktuellen Profile passen nicht mehr zu Einspeisung und Verbrauch: Der VNB kann die Anlage nicht mehr korrekt prognostizieren.

Aufgrund der Kombination von Eigenversorgung und Belieferung über SLP bzw. SEP ergibt sich aus der derzeitigen Vorgehensweise zu gewissen Teilen eine Doppelversorgung. Strom, den der Anlagenbetreiber selbst verbraucht, wird aktuell gleichzeitig zusätzlich von seinem Stromlieferant bilanziell geliefert. Dadurch ergibt sich eine falsche bilanzielle Zuordnung der Strommengen. Die Qualität der Profile wird immer weiter unterlaufen. Die entstehenden Ungleichgewichte landen derzeit auf dem Differenzbilanzkreis des Verteilnetzbetreibers und werden in der Regel durch einen Vertrag mit einem Stromhändler ausgeglichen. Mit jeder hinzukommenden PV-Anlage mit Eigenverbrauch sind die EEG-Bilanzkreise immer schwerer zu führen.

Es wurde bereits mehrfach der Vorschlag gemacht, dass sich die Abwicklung der Verbraucher über eine Kombination von Verbrauchs- und Einspeiseprofilen verbessern könnte. Die Verbrauchsprofile stehen bereits zum 1. Januar für das ganze Jahr fest. Erzeugungsprofile sind jedoch wetterabhängig und frühestens am Vortag absehbar. Durch eine zeitliche Synchronisation von Anlagenbetrieb und Verbrauch würden sich beide Profile so verschieben, dass beide systematisch unrichtig sind. Sobald ein Speicher oder Elektroauto hinzukommen, entstehen in beiden Profilen Fehler [1]. Um die Ungleichgewichte zu bereinigen,

ist es erforderlich, Erzeugung, Eigenverbrauch und Verbrauch sauber zu messen und zu bilanzieren.

Erbringung von Systemdienstleistungen am Beispiel Regelreserve

Wie können also Anlagenbetreiber vor dem oben beschriebenen Hintergrund aktiv ihr Potenzial beispielsweise für Regelreserve nutzen? Die korrekte Bilanzierung von Verbrauch und Erzeugung ist schon unter der derzeitigen Marktentwicklung komplex. Für eine zusätzliche Erbringung von Systemdienstleistungen wächst der Anforderungsbedarf an kleine PV-Anlagen nochmals immens. Im Folgenden soll dies am Beispiel der Bilanzierungs- und Abrechnungsregeln auf dem Regelreservemarkt verdeutlicht werden.

Gemäß den Modalitäten für Regelreserveanbieter ist jeder Regelreserveanbieter verpflichtet, in der Leistungsfrequenzregelzone des Anschluss-Übertragungsnetzbetreibers einen Bilanzkreis (Anbieter-Bilanzkreis) je Pool zu benennen. Die Abrechnung und Bilanzierung der Regelreserve erfolgt für alle drei Regelenergiearten FCR, aFRR und mFRR gemäß den Modalitäten für Regelreserveanbieter (MfRRA). Bei der Erbringung von FCR findet aus Vereinfachungsgründen keine Messung oder Bilanzierung statt. Für aFRR und mFRR erfolgt jeweils eine individuelle Abrechnungs- und Bilanzierungssystematik [11].

Eine Erzeugungsanlage, die am Regelreservemarkt teilnimmt, muss die konkrete Einbringung von Regelreserve nachweisen können. Die erbrachte Regelreserve ist die Differenz zwischen dem Leistungsverlauf ohne Abruf von Regelreserve und dem aufgrund des Abrufs tatsächlich erbrachten Leistungsverlaufs.

Es ergibt sich hierbei die technische Herausforderung für fluktuierende Erzeuger, bei Abruf negativer Regelreserve (also einer Verringerung der Stromproduktion) im abgeregelten Betrieb die maximal mögliche Erzeugungsleistung zu bestimmen. Gleiches gilt für die Vorhaltung positiver Regelreserve (also einer Erhöhung der Stromproduktion) [4].

Die Bestimmung der möglichen Einspeisung (mE) ist notwendig, um die Leistung der PV-Anlage zu ermitteln, die die Anlage eingespeist hätte, wenn sie nicht abgeregelt worden wäre. Die Information über die mE sind für den ÜNB als Nachweis erforderlich, ob die Regelarbeit erbracht wurde. Noch gibt es kein Verfahren, das die Anforderungen der Regelarbeit für PV-Anlagen hinsichtlich Genauigkeit und zeitlicher Auflösung erfüllt.

Es gibt jedoch bereits Verfahren, die Lösungen zum Nachweis anbieten. Ein Ansatz ist der Nachweis des vorausseilenden Arbeitspunktes. Bei diesem Verfahren wird mit einem gewissen Vorlauf (in Minuten) sekundlich die mögliche Einspeisung „vorangemeldet“. Die Anlage muss zum späteren Zeitpunkt die vorangemeldete Leistung liefern bzw. unterhalb dieses Leistungswertes bleiben. Das Nachweisverfahren „vorausseilender Arbeitspunkt“ erfordert neue Strategien für die Anlagenregelung. Die Anlagenleistung muss hierbei prognostiziert werden [12].

Windkraftanlagen können nach einer erfolgreichen Pilotphase und anschließender Anpassung der Präqualifikationsbedingungen seit Mai 2020 am Regelreservemarkt teilnehmen. Hierbei kann der Regelreserveanbieter das Konzept der mE verwenden. Dabei ermittelt der Anbieter den Leistungswert, den die Windkraftanlagen aufgrund des vorliegenden Winddargebotes sowie der technischen Gegebenheiten maximal einspeisen könnten [4].

Neben der Problematik bei der Bestimmung der mE besteht insbesondere bei kleineren PV-Anlagen die Schwierigkeit, dass eine Regelreserveerbringung zu nicht trivialen Abweichungen bei der Bilanzierung von PV-Strom führen können. Mit einem geeigneten, noch zu erarbeitenden Verfahren könnten die PV-Anlagen im Rahmen der Präqualifikationsbedingungen für den Regelreservemarkt zugelassen werden. Eine Anpassung der Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom vorausgesetzt, stellt sich weiterhin die Frage, wie man den prozessualen Rahmen für Systemdienstleistungen schaffen kann.

In der jüngsten Vergangenheit wurde der Redispatch-Mechanismus mit der Einführung des sogenannten „Redispatch 2.0“ weiterentwickelt. Im Redispatch 2.0 werden Erzeu-

gungsanlagen ab einer Nennleistung von 100 kW verpflichtend im Redispatch integriert. Der VNB kann zusätzlich auch alle steuerbaren Erzeugungseinrichtungen mit einer Nennleistung kleiner 100 kW im Redispatch 2.0 integrieren. Der Redispatch bezeichnet Maßnahmen zum Umgang mit Engpässen bei der Übertragung und Verteilung von Strom, durch die eine Veränderung der regionalen Verteilung der Stromerzeugung aktiviert wird. Um der Integration von erneuerbaren Energien und Kraftwärmekopplung in ein Redispatch-Regime Rechnung zu tragen, wurde bei der Ausgestaltung der Prozesse der Fokus auf die Abregelung dieser dezentralen Erzeugungsanlagen gelegt [13].

Dass nach Einbindung der dezentralen Anlagen ab 100 kW auch eine Integration kleinteiliger dezentraler Flexibilitäten in den Redispatch-Prozess erfolgen muss, schlussfolgert auch eine aktuelle Studie zum Redispatch 3.0. Neben regulatorischen Anforderungen gilt es auch, eine technische Umsetzung in der Steuerungstechnik zu entwickeln [13]. Der notwendige gesetzliche Rahmen besteht mit dem § 13a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) schon heute.

Hier gilt es nun, insgesamt für das künftige Strommarktdesign zu prüfen, wie kleine PV-Anlagen ihren Beitrag zur Systemstabilität leisten können – ob im Bereich Regelreserve oder im Rahmen des Redispatch 3.0. Idealerweise kann sich beides ergänzen. Die Voraussetzungen hierzu müssten verifiziert werden, um mögliche Lösungen zu definieren. Die vorhandenen Prozesse aus dem Redispatch 2.0 für PV-Anlagen größer 100 kW können mindestens auch für kleine PV-Anlagen als Basis dienen. Die Erfahrungen aus der Prozessdefinition für Redispatch 2.0 kann aber auch für eine mögliche Integration im Regelreservemarkt genutzt werden. So sind hier beispielsweise sowohl Bilanzierungsmodelle als auch speziell Abrechnungsmodelle zur Ermittlung für die Ausfallarbeit definiert, die sich möglicherweise als Basis für die zu entwickelnden Prozesse für Regelreserve eignen.

Intelligente Messsysteme nutzen

Eines haben die oben beschriebenen Entwicklungen gemeinsam: Es werden mehr Daten benötigt, um eine möglichst exakte Bewirt-

schaftung der Bilanzkreise zu ermöglichen, die Kosten für Differenzenergie so gering wie möglich zu halten sowie den Markt für Regelreserve zu öffnen.

Eine klassische registrierende Lastgangmessung bei allen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen zu installieren, ist sowohl betriebswirtschaftlich als auch volkswirtschaftlich nicht sinnvoll. Hunderte von Profilen zu berechnen, um alle derzeitigen und möglichen künftigen Verbrauchsverhalten abzubilden, ist viel ebenfalls zu aufwendig und von den Marktakteuren nicht handlebar.

Erforderlich ist daher eine kostengünstige massentaugliche Lösung für kleine Anlagen. Dies müssen iMSys (ugs. Smart Meter) sein. In Deutschland ist der Einbau intelligenter Zähler für bei einem Jahresverbrauch über 10.000 kWh bzw. einer installierten Leistung größer 7 kWp seit dem 1. Januar 2010 durch das EnWG vorgeschrieben. Ein solches intelligentes Messsystem besteht aus einem digitalen Stromzähler (moderne Messeinrichtung) und einem Smart Meter Gateway, das die sichere und verschlüsselte Kommunikation ermöglicht. Der Einbau der iMSys war aufgrund von rechtlichen Unsicherheiten und bürokratischen Aufwänden zuletzt nur schleppend vorangekommen. Aktuell wird das entsprechende Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) novelliert, um den Rollout zu beschleunigen und bürokratische Hürden abzubauen. Nur mit einem digitalen Energiesystem können erneuerbare Energien sowie Elektroautos und Wärmepumpen gut ins Netz integriert werden. Dies ist auch Kern des jüngst eröffneten Festlegungsverfahren der Bundesnetzagentur für die Neugestaltung des § 14a EnWG für steuerbare Verbraucher [14]. Darüber hinaus kann der für iMSys eingerichtete Kommunikationskanal beispielsweise auch zur Steuerung von PV-Anlagen eingesetzt werden [15]. Beim sog. Smart-Meter-Rollout sollen auch die bestehenden Zähler von PV-Anlagen sukzessive gegen einen iMSys ausgetauscht werden. Weiterhin ist die Installation ab 7 kWp verpflichtend [16].

Seit dem 1. Januar 2021 ist gemäß § 12 Abs. 5 StromNZV die Anwendung standardisierter Lastprofile an einem Netzanschlusspunkt nicht mehr zulässig, wenn hinter dem Netzanschlusspunkt sowohl Verbrauch als auch Erzeugung stattfinden, dabei der erzeugte Strom nicht vollständig in das Netz einge-



Ingenieur Regulierungs- und Assetmanagement (w/m/d) für unser Versorgungsnetz in 58093 Hagen, DE

Im Unternehmensverbund der ENERVIE - Südwestfalen Energie und Wasser AG liefern Mark-E und Stadtwerke Lüdenscheid im Schwerpunkt im südlichen Nordrhein-Westfalen Strom, Gas, Wärme und Trinkwasser. Zu unseren rund 400.000 Kunden zählen Haushalte, Industrie- und Gewerbebetriebe sowie Stadtwerke und Kommunen. Unser Energiehandel ist ein kompetenter Partner der Energiewende. Für das kunden-orientierte Angebot technischer und energienaher Dienstleistungen stehen in der Unternehmensgruppe ENERVIE Service und Mark-E Effizienz. Die Netzgesellschaft ENERVIE Vernetzt baut und betreibt Strom-, Gas- und Wassernetze in der Region.

IHR TÄTIGKEITSFELD

- Im Rahmen der Grundsatzplanung definieren Sie die Regeln zur Weiterentwicklung unserer Versorgungsnetze
- Sie erarbeiten und optimieren Investitions- und Instandhaltungsstrategien für die Netze und Anlagen
- Sie kontrollieren und überwachen die an die Netzserviceeinheiten beauftragten Maßnahmen vor Ort (Wahrnehmen der Auftraggeberfunktion und prüfen, ob die verlangten Standards bau- und betriebsseitig umgesetzt werden)
- Zu Ihren Aufgaben gehört außerdem das Entwickeln von Zielnetzstrukturen
- Die Mitarbeit und die verantwortliche Führung von Projekten und Studien zu Netzentwicklung und -optimierung stellt für Sie kein Problem dar
- Bei der Bearbeitung von Anfragen und Anträgen unterstützen Sie das Regulierungsmanagement
- Sie unterstützen zusätzlich die netzwirtschaftliche Planung
- Sie sind zudem an der Mitarbeit in unternehmensübergreifenden Gremien und Arbeitsgruppen beteiligt

Das bringen Sie mit

- Sie haben ein Diplom-/ Masterstudium der Ingenieurwissenschaften oder Wirtschaftsingenieurwesen mit der Vertiefung Elektrotechnik, Versorgungstechnik, Netzingenieurwesen oder Maschinenbau erfolgreich abgeschlossen
- Idealerweise haben Sie eine mehrjährige Berufserfahrung
- Sie sind mit dem Umgang von MS-Office Produkten vertraut
- Sie sind engagiert, belastbar, entschlossen und flexibel
- Eine gute Kommunikation in Wort und Schrift rundet Ihr Profil ab
- Sie verfügen über ein unternehmerisches Denken und Handeln mit ausgeprägtem Verständnis für betriebswirtschaftliche Zusammenhänge
- Zu Ihren Stärken gehören Team- und Kontaktfähigkeit, eine natürliche Autorität sowie Kreativität und soziale Kompetenz

Was Sie bei uns erwartet

- Ein dynamisches Unternehmen, das sich für die Zukunft aufstellt
- Ein professionelles und modernes Arbeitsumfeld mit einem anspruchsvollen und eigenverantwortlichen Aufgabengebiet
- Eine flexible Arbeitszeitgestaltung und Regelungen für mobiles Arbeiten
- Eine betriebliche Altersvorsorge
- Ein sicherer Arbeitsplatz in einem leistungsfähigen, regional verbundenen Unternehmen der Energiewirtschaft

Bewerben Sie sich direkt online. Wir freuen uns auf Ihre aussagekräftige Bewerbung!

>Enervie Vernetzt

Ansprechpartner:
Karsten Wöstenberg

Telefon: +49 2331 1232 2653
Mail: personal@enervie-gruppe.de

speist wird und die zugehörige Messstelle mit einem intelligenten Messsystem nach dem Messstellenbetriebsgesetz ausgestattet ist [7].

Gemäß des seit Juli 2022 gültigen MsbG muss laut § 55 Abs. 4 die Messung von Strom aus Anlagen nach dem EEG mit einer installierten Leistung von höchstens 100 kW, die mit einem iMSys ausgestattet sind, durch eine Zählerstandgangmessung erfolgen [16]. Im Rahmen der im November 2022 erfolgten Festlegung der Bundesnetzagentur zum „Universalbestellprozess“ wurde der Weg für eine weitgehende Prozessstandardisierung und -automatisierung geebnet, bei der u.a. die Konfiguration und Erbringung von Zählzeit-, Schaltzeit- und Leistungskurvendefinitionen festgelegt werden. Hiernach muss nach einem vollständigen Umbau auf ein iMSys die Bilanzierung fortan auf Basis des Viertelstundenlastgangs erfolgen [17].

Mit Stand 2021 wurden laut Monitoringbericht der Bundesnetzagentur von knapp 1,4 Mio. verpflichtenden Einbaufällen für EE-Anlagen kleiner 100 kW nach § 2 Nr. 1 MsbG jedoch tatsächlich erst 403 iMSys installiert [18]. Faktisch sind von dieser Gesetzesänderung im Moment also kaum Anlagen betroffen. Im Zuge des Rollouts lösen intelligente Messsysteme das konventionelle Standardlastprofilverfahren allerdings automatisch sukzessive ab. Die Bilanzierung der modernisierten Anlagen wird dadurch immer exakter.

Unter diesen Voraussetzungen öffnet sich zeitgleich für diese PV-Anlagen auch der Weg für eine aktive Teilnahme am Regelreservemarkt.

Schlussfolgerungen/Ausblick

Die derzeitigen Bilanzierungsregeln wurden im Zuge der Liberalisierung der Strommärkte aufgesetzt und weiterentwickelt. Die Veränderungen auf der Verbraucherseite verbunden mit einer Zunahme an Eigenverbrauch aus EEG-Anlagen, Speichernutzung oder Ladung von Elektrofahrzeugen verursachen Schiefstände in der Bilanzierung. Der bisherige Rechtsrahmen war nicht dazu geeignet, diese Bilanzkreisabweichungen zu bereinigen.

Digitalisierung und Modernisierung im Energiemarkt schreiten stetig voran. Mit Einbau

eines iMSys bei PV-Anlagen ab 7 kW modernisieren sich nun auch die Bilanzierungsregeln. Der Weg führt sukzessive weg von einer Bilanzierung mittels SLP-Verfahren. Dank dann monatlich vorliegenden Zählerstandsgängen und damit vorhandenen hochauflösenden Daten öffnen sich dadurch neue Möglichkeiten wie beispielsweise für kleinteilige dezentrale Flexibilitäten. So könnten künftig auch PV-Anlagen am Regelreservemarkt integriert werden. Dass dies technisch möglich ist, konnte schon demonstriert werden [2].

Nun sollte im nächsten Schritt sowohl der rechtliche, technische als auch prozessuale Rahmen für die Modernisierung der Bilanzierungs- und Abrechnungsverfahren für kleinteilige dezentrale Flexibilitäten geschaffen werden.

Zudem sollten Anforderungen und Methoden insofern weiterentwickelt werden, um eine Integration von PV-Anlagen in den Regelreservemarkt zu ermöglichen. Hierfür bedarf es Anpassungen im gesetzlichen Rahmen. Auch nach EEG-geförderte Anlagen sollten unter geändertem Rechtsrahmen für den Regelreservemarkt zugelassen werden. Des Weiteren bedarf es einer Anpassung der Präqualifikationsanforderungen, nachdem sich auch PV-Anlagen präqualifizieren können. Basis hierfür ist die Entwicklung eines geeigneten Ermittlungsverfahrens zur möglichen Einspeisung. Erste, bereits vorhandene Ansätze können weiterentwickelt werden.

Basis für die erforderliche Entwicklung der zu ändernden Bilanzierungs- und Abrechnungsprozesse können auf den prozessualen Erfahrungen aus Redispatch 2.0 beruhen. Die unterschiedlichen Abrechnungsverfahren für FCR, aFRR und mFRR bedürfen für kleine PV-Anlagen einer Vereinfachung bzw. Harmonisierung, bspw. über eine Interoperabilität der diversen Plattformen.

Literatur

- [1] Bundesnetzagentur: Prosumer-Modell – Erläuterungen zur Präsentation, 17.11.2022. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ProsumerModell_Erlaue-terungen.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- [2] M. McCulloch, K. Wiedemann, F. Ebe, J. Dierenbach, D. Graeber und C. Kondzialka: Einsatz von kleinen

PV-Anlagen zur Erbringung von Regelleistung, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 11/2021.

- [3] Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2023, 05.12.2022. https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2023.pdf
- [4] TransnetBW, Amprion, 50Hertz, and Tennet, Eds.: Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland („PO-Bedingungen“), 30.09.2022. [Online]. <https://www.regelleistung.net/ext/static/prequalification>
- [5] Drittes Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften (Änderung EEG 2012) | Clearingstelle EEG | KWKG, 07.01.2022. <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/gesetz/2219>
- [6] W. Schellong: Analyse und Optimierung von Energieverbundsystemen, ISBN 978-3-662-48527-9; 2016
- [7] Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV); 05.12.2022. <https://www.gesetze-im-internet.de/stromnztv/StromNZV.pdf>
- [8] www.next-kraftwerke.de; 08.09.2022. <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/direktvermarktung#:~:text=Sobald%20der%20Direktvermarkter%20den%20Fernzugriff%20auf%20die%20Anlage,Erl%C3%B6se%20aus%20der%20Stromproduktion%20mit%20dem%20Betreiber%20ab,;>
- [9] D. Graeber: Kombination von Prognosen beim Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien, 2013.
- [10] BDEW: Umsetzungshilfe zum EEG 2017, Dezember 2022. https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20191217_Umsetzungshilfe-EEG-2017_dbK9yPt.pdf
- [11] TransnetBW, Amprion, 50Hertz, and Tennet: Modalitäten für Regelreserveanbieter, 22.06.2022. https://www.regelleistung.net/ext/download/Modalitaeten_2022-06-22_MfRRA_clean
- [12] T. Bülo, M. Bünemann, B. Osterkamp, S. Poehling, und M. Stark: PV-Regel: Entwicklung von Konzepten und Lösungen zur Regelleistungserbringung mit Photovoltaikanlagen, SMA Solar Technology AG; Technische Universität Braunschweig; GEWI AG, Niestetal, Final Report, 2019. [Online]. <https://doi.org/10.2314/KXP:1679249207>
- [13] E-Bridge Consulting GmbH, Tennet TSO, GmbH und TransnetBW GmbH: Redispatch 3.0: Regulatorischer Rahmen, Markt- und Produktdesign, Oktober 2022. file:///C:/Users/MCCULL-1/AppData/Local/Temp/MicrosoftEdgeDownloads/713a9640-09ad-447c-8b7e-6aeba6c0986f/221013_Bericht-Redispatch3.0_final1.pdf
- [14] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_06_Netzentgelte/68_%C2%A7%2014a%20EnWG/BK8_14a%20EnWG.html: Dezember 2022
- [15] C. Kondzialka, M. McCulloch, J. Dierenbach, R. Taubmann, D. Graeber, G. Heilscher, F. Ebe, K.

Wiedemann: Technical solutions and business prospects for the participation of small PV systems in the balancing energy market, 07.12.2022. <https://ieeexplore.ieee.org/document/9921005>

- [16] MsbG – Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen, Jul. 16, 2021. <https://www.gesetze-im-internet.de/messbg/BJNR203410016.html>; 08.01.2022).
- [17] Bundesnetzagentur: Beschluss BK6-22-128 zur prozessualen Abwicklung von Steuerungshandlungen in Verbindung mit intelligenten Messsystemen (iMS) (Universalbestellprozess), 06.12.2022. <https://www.vku.de/index.php?eID=dumpFile&t=f&f=26790&token=eafcd250eff06e1cb56af155e12ef780ded4f39d>
- [18] Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2022, 07.12.2022. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2022.pdf?__blob=publicationFile&v=3

Dieser Artikel wurde im Rahmen des Forschungsprojektes „Einsatz von kleinen PV-Anlagen zur Erbringung von Regelleistung“ der Smart Grids Forschungsgruppe an der Technischen Hochschule Ulm, dem Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW GmbH und der Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH erstellt. Ziel des durch das Ministerium für Wissenschaft, Forschung und Kunst Baden-Württemberg geförderten Projekts ist es, technische und regulatorische Lösungen zu entwickeln, die es auch kleinen PV-Anlagen ermöglichen, wirtschaftlich erfolgreich am Regelreservemarkt teilzunehmen. Als kleine Anlagen wurden hierbei Anlagen mit einer Leistung unter 100 kWp definiert. Im Projekt wurde unter anderem analysiert, unter welchen Voraussetzungen kleine PV-Anlagen ohne eine verpflichtende Direktvermarktung am Regelreservemarkt teilnehmen könnten.

M. McCulloch und Prof. Dr. D. Graeber, Institut für Energietechnik und Energiewirtschaft, Technische Hochschule Ulm, Ulm; K. Wiedemann, Experte Regelleistung, TransnetBW GmbH, Stuttgart; Dr. H. Ruf, Fachgebietsleiter Projektmanagement Infrastruktur, Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH, Ulm
manuela.mcculloch@thu.de

VDE

VERLAG

Technik. Wissen. Weiterwissen.

**Mit Technikwissen Energie sicher nutzen:
Umfassender Überblick zur Einführung intelligenter Stromzähler**

Nachdem 2020 das Gesetz zur bundesweiten Einführung intelligenter Stromzähler (Smart Meter) in Kraft getreten ist, sind nun auch die erforderlichen zertifizierten Geräte am Markt verfügbar. Dieses Buch beleuchtet alle Facetten des intelligenten Messsystems in Deutschland und zeigt, warum es weit mehr ist als „Smart-Metering“. Es gibt einen Überblick über Protokolle, den rechtlichen Rahmen sowie Geschäftsmodelle.

Arzberger | kv ammy

Intelligente Messsysteme – Smart Metering

Überblick vom Zähler zur digitalen Plattform

2022. 312 Seiten
44,- € (Buch/E-Book)
61,60 € (Kombi)

www.vde-verlag.de

Preisänderungen und Irrtümer vorbehalten. Sowohl das E-Book als auch das Kombiangebot (Buch + E-Book) sind ausschließlich auf www.vde-verlag.de erhältlich. Dieses Buch können Sie auch in Ihrem Onlineportal für DIN-VDE-Normen, der Normenbibliothek, erwerben.

Bestellen Sie jetzt: (030) 34 80 01-222 oder www.vde-verlag.de/buecher/665568

