



energiespektrum



STADTWERKE 24

Marc Tepfer, BRL, über die Finanzierung der öffentlichen Daseinsvorsorge mit Blick auf den Fall Stadtwerke Gera.



ERZEUGUNG 58

Götz Wehberg, KPMG, über Eigenerzeugungsprojekte, Vermarktungsoptionen und die Auswirkungen des EEG.



INDUSTRIE 62

Heribert Hauck, Trimet, über Dienstleistungen für die Netzstabilität und das Projekt »Virtuelle Batterie«.



Erdgas

Potenziale und Herausforderungen bei Energiewende und Klimaschutz

SPEZIAL 27

BHKW FÜR INDUSTRIE & GEWERBE

- KWKK am Flughafen München
- Energie für Langnese

EEG-Reform hat Auswirkungen auf die IT

Datenverarbeitung Das neue Erneuerbare-Energien-Gesetz legt Korridore für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren fest. Auch neue Vermarktungsformen wurden beschlossen. Durch die Vorgaben ergeben sich neue Anforderungen für Netzbetreiber und deren IT-Systeme.

Maßgebend für die Berechnung der Förderung ist der sogenannte anzulegende Wert. Dieser Wert wird im EEG in Abhängigkeit der Anlagenparameter (Erzeugungsart, installierte Leistung, Bemessungsleistung, Zeitraum) in ct/kWh für die tatsächlich eingespeiste Menge gesetzlich festgelegt. Eine marktwirtschaftliche Komponente ist dadurch gegeben, dass dieser Wert sich auf null verringern kann, wenn der Preis am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE für mindestens sechs aufeinanderfolgende Stunden negativ ist.

REGULIERTE VERGÜTUNG

Bei der geförderten Direktvermarktung wird der eingespeiste Strom vom Anlagenbetreiber an einen Dritten veräußert. Der Anlagenbetreiber erhält eine Förderung in Form einer Marktprämie vom Netzbetreiber. Nach dem im EEG festgelegten Verfahren ergibt sich die vom Netzbetreiber an den Anlagenbetreiber zu zahlende Marktprämie aus der Differenz zwischen dem gesetzlich festgelegten anzulegenden Wert und dem Monatsmarktwert. Der Monatsmarktwert wird in Abhängigkeit von Anlagenparametern aus den Preisen am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE ermittelt.

Nach dem neuen EEG ist die gesetzlich regulierte Vergütung (bisher §16 im EEG 2012) nur noch für kleine Einspeiseanlagen möglich. Hier sind die installierte Leistung sowie der Zeitpunkt der Inbetriebnahme maßgebend, sodass für die folgenden Anlagen eine regulierte Vergütung möglich ist. Erstens für Anlagen mit einer Inbetriebnahme bis Ende 2015 und einer installierten Leistung bis maximal 500 kW.

Zweitens für Anlagen mit einer Inbetriebnahme ab 2016 und einer installierten Leistung bis maximal 100 kW. Die Vergütung ist in Abhängigkeit der Anlagenparameter gesetzlich einschließlich einer jährlichen Degression festgelegt. Eine Vermarktung der Einspeisung dieser Vermarktungsform erfolgt durch die Übertragungsnetzbetreiber.

AUSNAHMEFÄLLE MÖGLICH

Über diese Vermarktungsform können Einspeisemengen durch den Netzbetreiber vergütet werden, wenn andere Vermarktungsformen aktuell nicht genutzt werden können, etwa bei Ausfall eines Direktvermarktungsunternehmens durch Insolvenz oder in der Inbetriebnahmephase der Erzeugungsanlage. Die Vergütung richtet sich nach dem für die Marktprämie festgelegten anzurechnenden Wert minus eines Abschlags von 20%. Somit stellt diese Vermarktungsform wegen der unattraktiven Vergütung

H.D. Voitz/Pixelio

für längere Zeiträume keine wirtschaftliche Alternative dar.

Eine weitere Marktintegration wird durch die im EEG vorgesehenen Ausschreibungen erreicht, wodurch die bisher gesetzlich festgelegten Fördersätze durch marktwirtschaftlich ermittelte Beträge ersetzt werden. In einem ersten Schritt ist hierfür die Ausschreibung von Photovoltaikanlagen auf Freiflächen vorgesehen. Ausgeschrieben wird hier die Errichtung von Photovoltaikanlagen auf Freiflächen mit bestimmten Eigenschaften wie etwa die installierte Leistung. Angeboten wird von den Wettbewerbern die zu zahlende Einspeisevergütung je kWh. Zielsetzung ist es, dieses Verfahren ab 2017 für alle Einspeisearten einzusetzen.

AUSWIRKUNG AUF DIE IT

Durch die gesetzliche Verpflichtung zur Direktvermarktung ist eine stabile Prozessabwicklung in den IT-Systemen angezeigt. Einfache und standardisierte Abbildung von EEG- und KWKG-Erzeugungsanlagen in automatisierten Prozessen und ein zukunftsfähiges System zur flexiblen Reaktion auf weitere Veränderungen der gesetzlichen Anforderungen sind die Hauptanforderungen für einen Netzbetreiber.

Bisher ist es aufgrund der Prozesskomplexität und des niedrigen Anreizes nur zu einer geringen Anzahl von Einspeisewechselprozessen gekommen, sodass diese Vorgänge größtenteils manuell bearbeitet wurden.

Durch die zu erwartende Zunahme der Fallzahlen wird es notwendig, effizient die Stammdaten aufzubauen und die Prozesse möglichst automatisiert abzuwickeln. Dieser Druck führt zu neuen Software-Lösungen zur Bewältigung der Anforderungen wie beispielsweise SAP Ixex Genf. Integrierte Lösungen unterstützen eine verzahnte

EEG 2014

Eine Erhöhung der Marktintegration wird durch einen Übergang von der gesetzlich regulierten Form der Einspeisevergütung zu einer marktwirtschaftlich orientierten Vergütung erreicht. Daher wird die direkte Einspeisevergütung auf einige Ausnahmefälle eingeschränkt, sodass die geförderte Direktvermarktung von Strom zukünftig die übliche Vermarktungsform sein wird. Der Anlagenbetreiber kann zukünftig zwischen folgenden Vermarktungsformen wählen:

- Geförderte Direktvermarktung/ Marktprämie
 - Sonstige Direktvermarktung
 - Einspeisevergütung für Kleinanlagen
 - Einspeisevergütung in Ausnahmefällen
- Die Förderung wird für 20 Kalenderjahre nach Inbetriebnahme gewährt. Ein Wechsel der Vermarktungsformen sowie eine prozentuale Aufteilung der Einspeisemenge auf verschiedene Vermarktungsformen sind möglich.

Abwicklung von bestehenden sowie zukünftigen Einspeisekonstrukten, gewährleisten minimale Implementierungs- und Prozesskosten und bieten dem Anwender eine bekannte Systemumgebung.

Damit kommt der Abbildung der komplexen Messstellen eine erhöhte Bedeutung zu. Unter komplexen Messstellen sind Konstrukte zu verstehen, bei denen Mengen in unterschiedlichen Kategorien, berechnete und gemessene Mengen, vorkommen. Als Beispiel kann eine Kundenanlage mit einer Tranchenbildung nach EEG und

unterschiedlichen Lieferanten genannt werden. Bei Einführung einer neuen Softwarelösung ist eine eventuelle Überführung bereits abgebildeter Stammdatenkonstrukte, die bisher manuell bearbeitet worden sind, in ein neues Stammdatenkonzept vorzusehen. Notwendige Berechnungslogiken müssen in den Prozessen berücksichtigt werden.

PROZESS UND TARIFSTRUKTUR

Neben den Anforderungen an die Prozessabwicklung ist auch die Tarifstruktur IT-seitig zu betrachten. Hier sind die neuen Vergütungsklassen im System abzubilden, wobei eine Differenzierung nach der Anlagengröße sicherzustellen ist. Vorteilhaft sind die Änderungen im neuen EEG in Hinsicht auf das bisher geltende Marktintegrationsmodell. Dies findet für Anlagen ab dem Inbetriebsetzungszeitpunkt 1.8.2014 keine Anwendung mehr.

Die abrechnungstechnische Abwicklung gestaltete sich hierbei in der Vergangenheit aufgrund der komplexen gesetzlichen Vorgaben und der Vielzahl an unterschiedlichen Messkonzepten schwierig. Lediglich die Anlagen im Inbetriebsetzungszeitraum von 1.4.2012 bis 1.8.2014 fallen noch unter die Regelung des Marktintegrationsmodells und sind dadurch in ihrer Anzahl beschränkt. Es muss somit in der Prozessabwicklung unterschieden werden, nach welcher gesetzlichen Grundlage die Marktprozesse für die jeweilige Anlage anzuwenden sind.

Daneben ist die Einbeziehung der Konstrukte im EDIFACT-Datenaustausch und in den Prozessen der Energiemengenbilanzierung sicherzustellen:

Dr. Peter Breuer (Enerson)

→ www.enerson.de

www.kisters.de/prognose

BelVis Prognosen

Hochpräzise - Effizient - Universell

Über den gezielten Einsatz innovativer Prognose- und Analyseverfahren erreichen Prognosen mit der Software BelVis eine überaus hohe Güte. Zum Beispiel für Strom, Gas, Wind, Photovoltaik, Fernwärme und Preise. Anwenderfreundlich und automatisiert lassen sich tausende von Prognosen parallel betreiben.

Profitieren Sie von unserer Erfahrung.

 KISTERS