dena

Steckbriefe

Massengeschäftstaugliche Direktvermarktung kleiner PV-Anlagen: Best Practices

Ergebnisse aus einem Branchenprozess

Impressum

Herausgeber:
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin

Tel.: +49 30 66 777-0
Fax: +49 30 66 777-699

E-Mail: info@dena.de
Internet: www.dena.de

Autorinnen und Autoren:
David Fritsch, dena
Lisa Strippchen, dena
Daniel Fürstenwerth, 1000 GW GmbH

Konzeption & Gestaltung:
Heimrich & Hannot GmbH

Bildnachweis:
shutterstock/Animaflora_PicsStock

Stand:
05/2026

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

Bitte zitieren als:
Deutsche Energie-Agentur (dena, 2026): Massengeschäftstaugliche Direktvermarktung kleiner PV-Anlagen: Best Practices. Berlin.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Die Veröffentlichung dieser Publikation erfolgt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Die Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) unterstützt die Bundesregierung in verschiedenen Projekten zur Umsetzung der energie- und klimapolitischen Ziele im Rahmen der Energiewende.

Inhalt

Einleitung **4**

Direktvermarktung kleiner PV-Anlagen ist Voraussetzung für ein effizientes Stromsystem 4

Folgende Best-Practice-Sammlung zeigt, wie Direktvermarktung kleiner PV-Anlagen schon heute erfolgreich funktioniert 4

Anmeldeprozess in die Direktvermarktung bei kleinen PV-Anlagen **5**

Best Practices für die Direktvermarktung kleiner PV-Anlagen **6**

Best Practice 1: Die Marktlokations-ID wird direkt bei der Bearbeitung der Netzanschlussanfrage zugewiesen 6

Best Practice 2.1: Bei Einbau eines Smart Meters verzichtet der grundzuständige Messstellenbetreiber auf die Anwesenheit einer eigenen Fachkraft 7

Best Practice 2.2: Die Umstellung auf 15-Minuten-Bilanzierung erfolgt innerhalb von fünf Tagen nach Smart-Meter-Einbau 7

Best Practice 3.1: Der Prozess „Neuanlage“ wird inklusive des 60-Tage-Prüfprozesses durchgeführt 8

Best Practice 3.2: Bei erfolglosem Wechsel oder erfolgloser Anmeldung in die Direktvermarktung werden Ablehnungsgründe genannt 8

Best Practice 4: Der standardisierte Nachweis der Steuerbarkeit kann massentauglich digital übermittelt werden 9

Best Practice 5: Die Abtretung und Abrechnung der Marktprämie erfolgen vollständig digital 9

Best Practice 6: Durch eine Herstellererklärung wird die Anmeldung der Änderung der Speichernutzung vereinfacht 10

Best Practice 7: Das SMGW wird für Steuerung durch den Direktvermarkter genutzt 10

Ausblick **11**

Anhang: Steckbriefe im Detail **12**

Quellenverzeichnis **21**

Abkürzungen **22**

Einleitung

Direktvermarktung kleiner PV-Anlagen ist Voraussetzung für ein effizientes Stromsystem

Mit dem steigenden Anteil erneuerbarer Energien an der Stromproduktion erhöhen sich die Anforderungen an deren sichere, effiziente und marktorientierte Einbindung in das Energiesystem. In diesem Zusammenhang rückt die Marktintegration kleiner PV-Anlagen zunehmend in den Fokus. In der Direktvermarktung haben PV-Anlagen, anders als in der festen Einspeisevergütung, einen Anreiz für eine marktdienliche Einspeisung. So besteht in Zeiten von negativen Strompreisen ein Anreiz, Einspeisung zu vermeiden.

Zugleich können Anlagenbetreibende in Zeiten hoher Strompreise mit ihrer Einspeisung Erlöse an der Strombörse erzielen. Insgesamt wird die Einspeisung dadurch stärker an der tatsächlichen Nachfrage ausgerichtet. Das reduziert Überschüsse, stabilisiert das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch und erleichtert die Integration erneuerbarer Energien.

Folgende Best-Practice-Sammlung zeigt, wie Direktvermarktung kleiner PV-Anlagen schon heute erfolgreich funktioniert

Schlüssel für eine effiziente Direktvermarktung im Interesse der Betreiber von kleinen PV-Anlagen sind massengeschäftstaugliche Prozesse. Dafür gibt es bereits heute eine Vielzahl an Beispielen von verschiedenen Verteilnetzbetreibern (VNB), bei denen unterschiedliche Prozessschritte für kleine PV-Anlagen besonders effizient umgesetzt werden. Vorliegendes Dokument zeigt diese bestehenden Best Practices auf. Detaillierte Informationen über die einzelnen Best Practices können dem Anhang entnommen werden. Im Fokus stehen dabei PV-Anlagen kleiner 30 Kilowatt (kW), welche häufig mit einem Speicher betrieben werden.

Die vorliegende Best-Practice-Sammlung ist im Rahmen eines Branchenprozesses entstanden, der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) beauftragt und von der dena – Deutsche Energie-Agentur koordiniert wird. Ziel dieses Stakeholderprozesses ist es, die Massengeschäftstauglichkeit der Direktvermarktung kleiner PV-Anlagen zu verbessern. In einer Reihe von Workshops haben Vertreterinnen und Vertreter von VNB, Direktvermarktungsunternehmen (DVU), Messstellenbetreibern (MSB) sowie der entsprechenden Branchenverbände Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) und Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne) gemeinsam über Herausforderungen und mögliche Lösungsansätze für die Direktvermarktung diskutiert. Im Verlauf des Prozesses wurde deutlich, dass bereits heute zahlreiche Ansätze existieren, um die Anmeldung kleiner PV-Anlagen zur Direktvermarktung massentauglich zu gestalten. Aufseiten der Netzbetreiber ist die nachfolgende Best-Practice-Sammlung insbesondere an VNB gerichtet, da kleine PV-Anlagen vor allem auf dieser Netzebene angeschlossen sind und die massentaugliche Ausgestaltung der Direktvermarktung besonders relevant sein wird.

Anmeldeprozess in die Direktvermarktung bei kleinen PV-Anlagen

Für eine erfolgreiche Anmeldung in die Direktvermarktung sind verschiedene Prozessschritte zu erfüllen. Diese können teilweise auch parallel ablaufen. Für eine eindeutige Zuordnung der Anlage im Strommarkt ist eine Einspeise-Marktlokations-ID (Einspeise-MaLo-ID oder auch MaLo-ID) notwendig. Bestandsanlagen sollten bereits über eine solche MaLo-ID verfügen. Für Neuanlagen teilt der VNB eine MaLo-ID zu und übermittelt diese an den Anschlussbegehrenden (1). Zudem müssen für die Direktvermarktung an der Strombörse Erzeugungsdaten 15-minütig bilanziert werden. Dafür ist es erforderlich, dass ein Smart Meter (auch genannt intelligentes Messsystem; iMSys), d. h. ein digitaler Stromzähler mit Smart-Meter-Gateway[1], verbaut und die Bilanzierung auf 15-Minuten-Werte umgestellt wird (2). Sobald eine MaLo-ID vorliegt, ein Smart Meter installiert und dies auch im IT-System des VNB hinterlegt ist, kann die Anmeldung in die Direktvermarktung erfolgen (3). Zur Erfüllung der Vorgaben im § 10b Absatz 1 EEG 2023 ist bei Anlagen über 25 kW zusätzlich notwendig, einen Nachweis der Steuerbarkeit einzureichen (4). Im Falle der geförderten Direktvermarktung bieten einige DVU ein Gesamtpaket an d. h., sie verrechnen Kosten und Erlöse der PV-Anlage mit der Marktprämie. In diesen Fällen ist es für den Kunden wünschenswert, die Marktprämie vom Anlagenbetreiber an den DVU abzutreten (5). Zuletzt soll auch der Speicher für die Direktvermarktung genutzt werden können. Diese Änderung der Betriebsweise ist beim VNB anzumelden (6). Die marktliche Steuerung der PV-Anlage kann gemeinsam mit der netzorientierten Steuerung über das Smart Meter Gateway (SMGW) erfolgen (7).

Abbildung 1: Prozessschritte für den Start in die Direktvermarktung

[1] Was ist ein intelligentes Messsystem (Smart Meter)? | BMWE.

Best Practices für die Direktvermarktung kleiner PV-Anlagen

Für die einzelnen Prozessschritte konnten folgende Best Practices identifiziert werden, die heute bereits umgesetzt werden:

Prozessschritte	Best Practice
1 Anfrage Netzanschluss & Bereitstellung MaLo-ID	**1.** Die MaLo-ID wird mit Zusage zum Netzanschluss bereitgestellt.
2 Einbau Smart Meter & Start 15-Min.-Bilanzierung	**2.1** Der gMSB verzichtet auf Anwesenheit beim Smart-Meter-Einbau. **2.2** Die Umstellung auf 15-Minuten-Bilanzierung erfolgt 5 Tage nach Smart-Meter-Einbau.
3 Anmeldung Direktvermartkung	**3.1** Der Prozess „Neuanlage" wird inkl. des 60-Tage-Prüfprozesses durchgeführt. **3.2** Im Falle einer Ablehnung werden Fehlergründe übermittelt.
4 Nachweis Steuerbarkeit	**4.** Der Steuerbarkeitsnachweis wird massentauglich digital übermittelt.
5 Abrechnung Marktprämie	**5.** Die Marktprämie wird dem Direktvermarkter digital abgetreten und digital abgerechnet.
6 Änderung Speichernutzung	**6.** Die Änderung der Speichernutzung wird mittels „Herstellererklärung" massentauglich übermittelt.
7 Marktliche Steuerung über SMGW	**7.** Der Direktvermarkter nutzt das SMGW für marktliche Steuerung.

Abbildung 2: Best Practices für den Start in die Direktvermarktung

Best Practice 1: Die Marktlokations-ID wird direkt bei der Bearbeitung der Netzanschlussanfrage zugewiesen

Um den PV-Strom an der Börse zu verkaufen, braucht das DVU eine Marktlokations-ID, ähnlich der IBAN-Nummer im Bankensystem. Diese ID ist notwendig, um die Marktlokation eindeutig zuordnen zu können. Bei der MaLo-ID wird zwischen Einspeise-MaLo und Bezugs-MaLo unterschieden. Da es sich im Falle der Direktvermarktung um Einspeisung handelt, wird die Einspeise-MaLo-ID benötigt.

Problembeschreibung: Für Neuanlagen wird diese ID häufig erst nach der Inbetriebnahme der Anlage bereitgestellt, teils mit vielen Wochen bis Monaten Verzögerung. Dadurch kommt es in allen folgenden Prozessschritten zu Verzögerungen und hohem manuellem Klärungsaufwand. Ohne MaLo-ID kann die Anmeldung in die Direktvermarktung nicht vollautomatisch über die Marktkommunikation (MaKo) erfolgen. Der analoge Prozess, über die Verwendung des von der Bundesnetzagentur (BNetzA) bereitgestellten Templates, ist nicht für die Anmeldung einer Vielzahl kleiner PV-Anlagen geeignet.

Best Practice: Einige VNB haben ihre Systeme dahingehend umgestellt, dass die MaLo-ID dem Anschlussbegehrenden direkt mit Zusage des Netzanschlusses übermittelt wird. Dadurch können im Anschluss alle Folgeprozesse frühzeitig starten. Dafür wird eine MaLo-ID nicht erst nach Inbetriebnahme oder Inbetriebsetzung der PV-Anlage wie bisher, sondern bereits bei der Bearbeitung der Netzanschlussanfrage der PV-Anlage zugewiesen.

Pflichten: Gemäß § 8b EEG 2023 ist der Anschlussnetzbetreiber verpflichtet, dem Anschlussbegehrenden innerhalb von vier Wochen nach Einigung auf den Netzverknüpfungspunkt die alphanumerischen Bezeichnungen des vereinbarten Ortes der Messung, der Entnahme und der Einspeisung von Energie mitzuteilen, wozu auch die MaLo-ID zählt.

Hürden: Die Übermittlung der MaLo-ID mit Netzanschlusszusage bedarf einer Umstellung im IT-System des VNB. Zudem entstehen für PV-Anlagen mit Netzanschlusszusage, welche später nicht errichtet werden, „Karteileichen“, die später aus den Systemen gelöscht werden müssen.

Best Practice 2.1: Bei Einbau eines Smart Meters verzichtet der grundzuständige Messstellenbetreiber auf die Anwesenheit einer eigenen Fachkraft

Für die erfolgreiche Anmeldung in die Direktvermarktung müssen die Erzeugungsmengen viertelstündlich gemessen werden. Möglich ist das mit Registrierender Leistungsmessung (RLM-Zählern) oder intelligenten Messsystemen (iMSys). Für den Messstellenbetrieb kann ein grundzuständiger Messstellenbetreiber (gMSB) oder ein wettbewerblicher Messstellenbetreiber (wMSB) beauftragt werden. Der gMSB ist häufig zugleich der zuständige VNB. Wenn ein wMSB mit dem Messstellenbetrieb beauftragt wird, hat der bisherige MSB nach der Festlegung BK6-24-17 das Recht, seinen alten Zähler selbst auszubauen.

Problembeschreibung: Macht der bisherige MSB von diesem Recht nach der Festlegung BK6-24-17 Gebrauch, müssen zwei Fachkräfte für einen einfachen Zählertausch gleichzeitig vor Ort sein. Dafür muss ein für beide verbindlich einzuhaltender Termin vereinbart werden. Dies macht die Arbeitsplanung beider Unternehmen unflexibler, weniger Smart Meter können pro Tag verbaut werden. Kommt es zu Verzögerungen und kann eine bzw. einer der Fachkräfte infolgedessen den vereinbarten Zeitpunkt nicht einhalten, muss ein neuer Termin vereinbart werden.

Best Practice: Viele gMSB verzichten grundsätzlich auf dieses Recht und nehmen es nur ausnahmsweise in Anspruch, wenn berechtigte Gründe dafür vorliegen. Bei Umbau durch den wMSB sendet dieser den ausgebauten Zähler per Post an den Eigentümer (gMSB), übermittelt den letzten Zählerstand über die MaKo sowie auf Wunsch des gMSB ein Foto mit zusätzlich erforderlichen Details. Dadurch wird erheblicher Aufwand sowohl bei dem alten als auch bei dem neuen MSB vermieden.

Pflichten: Der wMSB muss eine verlässliche Umsetzung der anzuwendenden technischen Vorgaben und der Dokumentation der letzten Zählerstände sicherstellen. Ein Ausbau des alten Zählers darf nur mit Zustimmung des gMSB erfolgen. Der wMSB muss mit dem zuständigen VNB den Messstellenbetreiberrahmenvertrag abgeschlossen haben. Die technischen Mindestanforderungen des VNB müssen für wMSB und gMSB diskriminierungsfrei sein.

Best Practice 2.2: Die Umstellung auf 15-Minuten-Bilanzierung erfolgt innerhalb von fünf Tagen nach Smart-Meter-Einbau

Nach dem Einbau der Hardware muss eine IT-seitige Umstellung erfolgen, damit die 15-Minuten-Messwerte des Smart Meters korrekt gesendet, empfangen, zugeordnet und bilanziert werden. Dafür müssen verschiedene Prozessschritte in der Marktkommunikation gemeinsam mit VNB, MSB und ÜNB durchlaufen werden. Zu diesen Prozessschritten zählt die Bestellung der richtigen Art und Weise der Messung (Messprodukt TAF 7), die Bestätigung der Änderungen und die Übermittlung von OBIS-Kennzahlen sowie die Bestellung der Änderung des Bilanzierungsverfahrens auf 15-Minuten-Werte durch den VNB.

Problembeschreibung: In der Praxis kommt es bei diesen Prozessschritten häufig zu Verzögerungen von mehreren Wochen bis Monaten. Ein besonderes Problem stellen Abläufe bei solchen VNB dar, bei denen Prozesse bei gMSB und wMSB unterschieden werden.

Best Practice: Einige VNB führen die Anpassungen im Standardfall bereits in weniger als fünf Tagen durch, sofern der wMSB die erforderlichen Prozesse optimal umsetzt. Um diese schnelle Prozessumsetzung zu ermöglichen, setzen sie die in 2024 mit der Festlegung BK6-24-174 aktualisierten Prozessvorgaben der BNetzA für die IT-seitige Umstellung der Bilanzierung in einem sehr hohen Automatisierungsgrad um. Dies ermöglicht den Start der Direktvermarktung unmittelbar nach Inbetriebnahme der PV-Anlage und Installation des Smart Meters.

Pflichten: MSB und VNB müssen die Prozesse gemäß der Festlegung BK6-24-174 umsetzen. Zudem muss der VNB wMSB und gMSB diskriminierungsfrei behandeln.

Hürden: MSB und VNB müssen ihre IT-Systeme einmalig auf die aktuellen Prozessvorgaben und Datenformate umstellen.

Best Practice 3.1: Der Prozess „Neuanlage“ wird inklusive des 60-Tage-Prüfprozesses durchgeführt

Um die anteiligen oder gesamten Strommengen einer Anlage in die Direktvermarktung zu bringen, ist eine Anmeldung in die Direktvermarktung beim VNB erforderlich. Für eine erfolgreiche Anmeldung ist notwendig, dass ein Smart Meter installiert ist und die Anlage mittels einer gültigen MaLo-ID eindeutig zugeordnet werden kann.

Problembeschreibung: Häufig kommt es bei der Anmeldung in die Direktvermarktung zu Fehlern, weil die MaLo-ID zum Zeitpunkt der Anmeldung noch nicht vorliegt. Bisher wurde hierdurch ein vollständig neuer Anmeldeprozess erforderlich.

Best Practice: Einige VNB setzen bereits den Use Case 2.2 „Neuanlage“ für die Anmeldung in die Direktvermarktung gemäß Festlegung BK6-24-174, „GPKE Teil 2“ um. Dabei wird ohne MaLo-ID beim VNB ein automatischer Prüfprozess gestartet, der 60 Werktage lang prüft, ob eine MaLo-ID vorliegt. Sobald diese Prüfung erfolgreich ist, erfolgt die Bestätigung zur Direktvermarktung durch den VNB.

Pflichten: DVU und VNB müssen die Prozesse gemäß der Festlegung BK6-24-174 umsetzen.

Hürden: DVU und VNB müssen ihre IT-Systeme einmalig auf die aktuellen Prozessvorgaben und Datenformate umstellen.

Best Practice 3.2: Bei erfolglosem Wechsel oder erfolgloser Anmeldung in die Direktvermarktung werden Ablehnungsgründe genannt

Beim Wechsel in die Direktvermarktung von Bestandsanlagen oder bei der Anmeldung in die Direktvermarktung von Neuanlagen kann es zu Fehlern kommen. Beispielsweise kann es vorkommen, dass das Vorhandensein eines Smart Meters und somit die Fähigkeit zu viertelstündlicher Messung noch nicht im System des VNB hinterlegt ist, obwohl der Smart Meter bereits eingebaut ist. Ebenso kann die Anmeldung des DVU fehlerhaft sein und nicht alle erforderlichen Informationen vollständig und korrekt enthalten. In diesen Fällen kommt es zur Ablehnung des Wechsels bzw. der Anmeldung in die Direktvermarktung.

Problembeschreibung: Im Falle einer Ablehnung des Wechsels bzw. der Anmeldung in die Direktvermarktung werden nicht immer korrekte bzw. spezifizierte Ablehnungsgründe angegeben. Das erschwert dem DVU die Behebung der Fehler.

Best Practice: Viele VNB nutzen die vom BDEW vorgegebenen Ablehnungsgründe und spezifizieren diese bei Bedarf. Auf diese Weise kann der VNB den korrekten Ablehnungsgrund angeben, das DVU den Fehler seinerseits beheben und den Wechsel- oder Anmeldeprozess erneut anstoßen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass eine korrekte Ablehnung nur dann überhaupt möglich ist,

wenn zuvor eine Anmeldung der Erzeugungsanlage erfolgt ist. Zudem ist zu beachten, dass die Qualität der vom DVU übermittelten Informationen für die automatisierte Bearbeitung aufseiten des VNB ausreichend ist.

Pflichten: Bei Ablehnung ist gemäß Festlegung BK6-24-174 der Grund der Ablehnung anzugeben.

Hürden: Die entsprechenden Codes müssen im IT-System hinterlegt und Anpassungen regelmäßig nachgepflegt werden.

Best Practice 4: Der standardisierte Nachweis der Steuerbarkeit kann massentauglich digital übermittelt werden

Betreiber von Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 25 kW, die den erzeugten Strom direkt vermarkten, sind verpflichtet, ihre Anlagen mit technischen Einrichtungen auszustatten, über die das DVU jederzeit die Ist-Einspeisung abrufen sowie die Einspeiseleistung vollständig oder – sofern technisch möglich – stufenweise oder stufenlos ferngesteuert regeln kann. Darüber hinaus ist dem DVU oder der sonstigen Person die entsprechende Befugnis zur Abrufung und Steuerung der Einspeiseleistung einzuräumen.

Problembeschreibung: Die Durchführung und Übermittlung des Steuerbarkeitsnachweises konnte teils erheblichen Aufwand für Anlagenbetreiber und VNB bedeuten. Der dabei entstehende administrative Aufwand war für kleine Anlagen häufig unverhältnismäßig hoch.

Best Practice: Einige VNB nutzten im Fall von kleinen PV-Anlagen eine Selbsterklärung für die Steuerbarkeit, welche einfach und digital übermittelt wird. Dies verringert den Aufwand bei DVU und VNB.

Pflichten: Laut § 10b Absatz 1 EEG 2023 müssen Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 25 kW durch den DVU fernsteuerbar sein. Der DVU muss dies anlagenscharf dokumentieren und eine Bestätigung der Fernsteuerbarkeit an den VNB übermitteln.

Hürden: Eine einmalige Einrichtung der entsprechenden IT-Prozesse ist für den VNB erforderlich. Zusätzlich konnte bislang eine Abstimmung zum Inhalt der Selbsterklärung für die Steuerbarkeit mit den Wirtschaftsprüfern, die für den VNB im Sinne des Energiefinanzierungsgesetzes (EnFG) tätig sind, erforderlich werden (dies wird durch die Einführung eines standardisierten Nachweises nach § 10b Absatz 5 EEG erwartungsgemäß entfallen).

Best Practice 5: Die Abtretung und Abrechnung der Marktprämie erfolgen vollständig digital

Anders als Investoren großer PV-Parks bevorzugen Eigentümer kleiner PV-Anlagen meist eine „Abrechnung aus einer Hand“. Wenn das DVU für solche Kunden die Direktvermarktung umsetzt, ist eine Abtretung der Marktprämie an das DVU sinnvoll.

Problembeschreibung: Die Abtretung der Marktprämie erfolgt häufig nicht digital und verursacht dadurch einen hohen Aufwand bei DVU und VNB. Zusätzlich erfolgt die Abrechnung der Marktprämie teilweise noch postalisch, was zu unnötigen Kosten aufseiten des VNB und hohem Aufwand bei dem DVU führt.

Best Practice: Die Abtretung der Marktprämie an das DVU erfolgt in einigen Fällen bereits mit einer digital übermittelten Abtretungserklärung. Die Abrechnung mit dem DVU erfolgt ebenfalls auf vollständig digitalem Weg.

Pflichten: Nach § 26 Absatz 3 EEG 2023 ist eine digitale und massengeschäftstaugliche Abrechnung der Marktprämie zu ermöglichen. Zudem gilt nach § 14 UStG ab dem 1. Januar 2025, dass bei Umsätzen zwischen inländischen Unternehmern regelmäßig eine elektronische Rechnung (E-Rechnung) zu verwenden ist. Die Abtretung hat dabei nach Maßgabe der §§ 398 ff. BGB zu erfolgen.

Best Practice 6:
Durch eine Herstellererklärung wird die Anmeldung der Änderung der Speichernutzung vereinfacht

Sobald ein Speicher nicht nur für den Eigenverbrauch, sondern auch für den optimierten Strombezug aus dem Netz und für die Einspeisung in das Netz – wie im Fall der Direktvermarktung – genutzt werden soll, muss der Betreiber die Änderung der Nutzungsart des Speichers dem VNB mitteilen. Dieser benötigt diese Information sowohl für die korrekte Bilanzierung der Einspeisung des Speichers als auch für eine Prüfung der erforderlichen Netzkapazitäten auf Verbrauchs- und ggf. auf Einspeiseseite.

Problembeschreibung: In Ermangelung anderer Prozesse erfolgt bei bestehenden, bereits angemeldeten Anlagen diese Mitteilung oft mit einem vollständig neuen, vom Installateur auszufüllenden Netzanschlussantrag. Da eine direkte Anmeldung einer neuen PV-Anlage in die Direktvermarktung häufig nicht möglich ist, wird dies sogar bei eigentlich neuen Anlagen erforderlich, da die Ummeldung zeitgleich mit dem Wechsel in die Direktvermarktung erfolgen muss. Dies verursacht großen Aufwand für DVU, VNB und Installateure. Bei bereits länger bestehenden Bestandsanlagen kommt häufig hinzu, dass der ursprüngliche Installateur nicht mehr verfügbar ist.

Best Practice: Viele VNB nutzen eine sogenannte „Herstellererklärung“ in der Zusammenarbeit mit DVU. Darin versichert das DVU, dass die beantragte Netzeinspeisung des Speichers erst nach Wechsel in die Direktvermarktung erfolgt. Damit sind die Anforderungen aus der Bilanzkreisbewirtschaftung erfüllt. Parallel dazu erfolgt – auf Basis der bereits durch die erstmalige Speicheranmeldung übermittelten technischen Daten des Speichers – die Prüfung und Einplanung der benötigten Netzanschlusskapazität durch den VNB, sofern dies erforderlich ist. Der Verzicht auf einen vollständig neuen Netzanschlussantrag reduziert Bürokratie bei DVU, VNB und Installateuren.

Pflichten: Der Wechsel der Betriebsweise des Speichers durch den Betreiber oder das DVU darf erst nach Bestätigung des VNB erfolgen.

Hürden: Da bisher keine entsprechenden standardisierten Formulare vorhanden sind, müssen derzeit noch individuelle Hersteller- und Betreibererklärungen genutzt werden.

Best Practice 7:
Das SMGW wird für Steuerung durch den Direktvermarkter genutzt

Das SMGW kann sowohl für die netzorientierte Steuerung durch den VNB als auch für die marktliche Steuerung genutzt werden. Dafür werden die Steuerbefehle der unterschiedlichen Akteure – DVU und VNB – über das gleiche IT-System des MSB an das SMGW gesendet. Bei konkurrierenden Steueranforderungen hat die netzorientierte Steuerung zur Sicherstellung der Netzstabilität Vorrang.

Problembeschreibung: Bislang erfolgt die Steuerung der PV-Anlagen meist über eigene Systeme der DVU. Dadurch entstehen zusätzliche Infrastruktur- und Betriebskosten. Zudem werden potenzielle Vorteile einer gemeinsamen Nutzung der SMGW-Infrastruktur, insbesondere hinsichtlich IT-Sicherheit, Standardisierung und Systemintegration, bislang nur begrenzt genutzt.

Best Practice: Die marktliche Steuerung der PV-Anlagen erfolgt über das SMGW, über welches bereits die netzorientierte Steuerung umgesetzt wird.

Pflichten: Ab 2028 muss gemäß § 10b Absatz 2 Satz 1 EEG 2023 auch die marktliche Steuerung der PV-Anlage bei Anlagen größer 25 kW durch den Direktvermarkter über das SMGW erfolgen, sobald ein Smart Meter verbaut ist.

Hürden: Bislang gibt es nur wenige Anbieter für die erforderliche Software und wenig praktische Erfahrungen in der Integration der Prozesse zwischen MSB, Netzbetreibern und DVU. Bedenken bestehen bei DVU derzeit insbesondere mit Blick auf Signallaufzeiten zwischen Steuerbefehl und Umsetzung (Latenzen) sowie die Kommunikationsanforderungen der Smart-Meter-Verbindung und die erforderlichen Datenvolumina.

Ausblick

Durch die Anreize für eine marktdienliche Steuerung der PV-Anlagen leistet die Direktvermarktung einen wichtigen Beitrag zur Stromnetzstabilität, trägt zur Preisstabilität an der Strombörse bei und kann Anlagenbetreibenden wirtschaftliche Vorteile bieten. Insofern ist die Direktvermarktung kleiner PV-Anlagen ein zentraler Hebel, um das Stromsystem effizient, marktorientiert und stabil zu gestalten.

Damit dies in der Praxis gelingt, müssen die dahinterliegenden Prozesse für kleine PV-Anlagen massengeschäftstauglich ausgestaltet werden. Erfahrungen aus der Praxis zeigen, dass bereits bewährte Lösungsansätze existieren, die diesen Einstieg kleiner PV-Anlagen in die Direktvermarktung erleichtern. Eine branchenweite Umsetzung dieser Ansätze reduziert Aufwand und Kosten bei allen Beteiligten und kann eine verlässliche Grundlage für eine massengeschäftstaugliche Direktvermarktung schaffen.

Anhang: Steckbriefe im Detail

Best Practice 1: Die MaLo-ID wird direkt bei der Netzanschlussanfrage zugewiesen

Einführung

- Für die Anmeldung in der Direktvermarktung ist eine Marktlokations-ID (MaLo-ID) zur eindeutigen Zuordnung der Anlage notwendig.

Beschreibung Best Practice

- Der VNB weist der Anlage bereits bei der Bearbeitung der Netzanschlussanfrage die Einspeise-MaLo-ID zu.
- Die MaLo-ID wird zusammen mit der Bestätigung des Netzverknüpfungspunktes an den Netzkunden mitgeteilt, sobald beide Parteien sich über den Ort des Verknüpfungspunktes geeinigt haben.
- Dadurch werden Probleme und Aufwände im späteren Prozess vermieden, die mit dem Fehlen der MaLo verbunden sind.
- Direktvermarkter können die zugewiesene MaLo-ID später auch via MaLo-Ident-Prozess beim VNB abfragen.

Problemstellung

- Häufig wird der Start in die Direktvermarktung dadurch verzögert, dass die MaLo-ID erst Wochen oder Monate nach der Inbetriebsetzung vorhanden ist.

Pflichten

- Gemäß § 8b EEG 2023 ist der VNB verpflichtet, dem Anschlussbegehrenden innerhalb von vier Wochen nach Einigung auf den Netzverknüpfungspunkt die alphanumerischen Bezeichnungen des vereinbarten Ortes der Messung, der Entnahme und der Einspeisung von Energie mitzuteilen, wozu auch die MaLo-ID zählt.
- Der Anlagenbetreiber bzw. DVU sowie der wMSB führen den Netzanschlussprozess sowie eventuell den Zählertausch gemäß den gesetzlichen Regelungen aus.

Vorbereitung für Umsetzung

- Der VNB hat eine zentrale Anpassung vorgenommen: MaLo-IDs für neue PV-Anlagen werden direkt bei der Bearbeitung der Netzanschlussanfrage der PV-Anlage dem Anschlussbegehrenden zugewiesen.

Wesentliche Herausforderungen und Erkenntnisse

- Die frühzeitige Zuordnung der MaLo-ID und ihre Übermittlung bei Netzanschlusszusage erfordert eine Umstellung im IT-System des VNB.
- Für PV-Anlagen mit Netzanschlusszusage, welche später nicht errichtet werden, entstehen „Karteileichen“, die ggf. vernichtet werden müssen.
- Wesentliche Erkenntnis: Durch eine hohe Automatisierung der neuen Zuordnungsprozesse kann in Summe der Aufwand für die Zuteilung der MaLo-IDs reduziert werden.

Best Practice 2.1: Der gMSB verzichtet auf Anwesenheit bei Smart-Meter-Einbau

Einführung

- Für Direktvermarktung ist zum Zwecke der viertelstündlichen Bilanzierung der Einbau eines Smart Meters sinnvoll, welcher häufig durch wMSB eingebaut wird.
- Der bisherige MSB, meist der VNB (gMSB), hat das Recht, seinen alten Zähler selber auszubauen – er kann also entscheiden, ob er zum Einbau mit einer Fachkraft vor Ort sein möchte oder nicht.

Beschreibung Best Practice

- Der gMSB verzichtet bei privaten Letztverbrauchenden mit einfachen Messkonzepten grundsätzlich auf die Anwesenheit vor Ort. Lediglich in begründeten Ausnahmefällen macht der gMSB von seinem Recht auf Eigenausbau Gebrauch.
- Dadurch reduziert sich der Aufwand für gMSB und wMSB erheblich, da beide Termine flexibler planen können. Die knappen Ressourcen von Fachkräften für den Smart-Meter-Rollout werden effizienter genutzt.
- Der letzte Zählerstand für alle genutzten Register wird zusammen mit den relevanten Identifaktoren (MeLo, MaLo, Anschlussnutzerdaten) an den NB übermittelt.
- Ein lesbares Foto (mit beiden Registern) wird gemacht.
- Die Übermittlung der Daten erfolgt über die MaKo, das Foto wird zur Dokumentation hinterlegt sowie auf Wunsch übermittelt.
- Der ausgebaute Zähler wird per Post an den gMSB gesandt.

Problemstellung

- Wenn der gMSB entscheidet, seinen alten Zähler selber auszutauschen, müssen zwei Fachkräfte zur gleichen Uhrzeit vor Ort sein.
- Dadurch müssen beide MSB – der alte und der neue – die Einsatzplanung ihrer Fachkräfte so gestalten, dass diese sicher und exakt zu der vereinbarten Uhrzeit vor Ort sind.
- Die Anzahl der möglichen Ein- bzw. Ausbauten pro Tag wird durch die erforderlichen zeitlichen Puffer stark reduziert.
- Der gMSB verliert wertvolle und teure Zeit von Fachkräften, die für den Smart-Meter-Rollout genutzt werden könnte.
- Für den wMSB steigen die Kosten für den Einbau der Smart Meter.

Pflichten

- Der wMSB darf den Ausbau des Gerätes des gMSB nur nach dessen Bestätigung vornehmen.
- Der wMSB muss bei Verzicht des gMSB auf Eigenausbau (a) den technisch einwandfreien Ausbau und Versand, (b) die fristgerechte und korrekte Übermittlung der erforderlichen Daten über die MaKo sowie (c) die Dokumentation des letzten Zählerstands verlässlich gewährleisten. Der wMSB muss mit dem zuständigen VNB den Messstellenbetreiber-rahmenvertrag abgeschlossen haben.

Vorbereitung für Umsetzung

- Es bedarf einer internen Klarstellung der Bedingungen zum Verzicht auf Anwesenheit.

Wesentliche Herausforderungen und Erkenntnisse

- Es bestehen teils Bedenken aufseiten der VNB bezüglich der Zuverlässigkeit der DVU bei der Zusendung von Geräten und Daten.
- Es besteht teils Unverständnis aufseiten der MSB bezüglich der schlechten Erfahrungen mit einzelnen wMSB in den letzten Jahren.
- Ein Austausch bezüglich der Zuverlässigkeit verschiedener wMSB findet bislang nicht statt – „unzuverlässige Akteure“ können daher bislang nicht identifiziert werden.

Best Practice 2.2: Die Umstellung auf 15-Minuten-Bilanzierung erfolgt fünf Tage nach Smart-Meter-Einbau

Einführung

- Für Direktvermarktung ist eine 15-minütige Bilanzierung in den Bilanzkreisen erforderlich, wofür das SMGW die entsprechenden Messwerte (TAF 7) versenden und der betroffene Netzbetreiber diese Daten empfangen muss.
- Hierfür müssen nach dem Einbau des Smart Meters eine Vielzahl von aufeinander aufbauenden Kommunikationsprozessen zwischen MSB, VNB und ÜNB ablaufen.

Beschreibung Best Practice

- Best Practice ist die korrekte Umsetzung der in der Festlegung BK6-24-174 enthaltenen Prozesse (beschrieben in der BDEW-Anwendungshilfe zu LFW24 im Kapitel 7) innerhalb von fünf Tagen in den allermeisten Fällen.
- Dazu gehören insbesondere folgende Teilschritte:
  - die Bestellung von TAF 7 vom VNB beim MSB (erfolgt in den allermeisten Fällen bei vielen VNB innerhalb von 24 Stunden nach der Information über den erfolgten Einbau eines Smart Meter)
  - die Bestätigung der Änderung des Bilanzierungsverfahrens vom VNB an den MSB
  - die Bestätigung der aktualisierten OBIS-Kennzahlen vom VNB an den MSB

Problemstellung

- Die Zählerstandsgangmessung (TAF 7) ist Grundvoraussetzung für die Direktvermarktung. Ohne Bilanzierung in 15-Minuten-Intervallen kann PV-Strom nicht an der Börse gehandelt werden.
- In der Praxis dauert dieser Wechsel häufig sehr lange und erfordert einen hohen manuellen Aufwand bei Mitarbeitenden der VNB und DVU.
- Probleme treten insbesondere bei der Aktualisierung der Stammdaten sowie bei der Übermittlung dieser Daten auf.
- Die Herausforderung ist für wMSB in einigen Fällen größer bei solchen VNB, bei denen andere Prozesse für wMSB als für gMSB angewendet werden.

Pflichten

- DVU, wMSB und VNB sind verpflichtet, die Prozesse gemäß der Festlegung der BNetzA (WiM und GPKE) umzusetzen. Bei einer vollständig mit Smart Meter ausgestatteten Marktlokation ist darin ausschließlich die Bilanzierung auf Basis von Viertelstundenwerten vorgesehen.
- Der wMSB muss insbesondere bei Einbau des Smart Meters die Konfiguration des ausgebauten Geräts übernehmen.
- Der VNB ist zu diskrimierungsfreien Prozessen verpflichtet.

Vorbereitung für Umsetzung

- Prozesse der Festlegung BK6-24-174 müssen korrekt implementiert werden.
- Es sollte eine nahezu vollautomatische Umsetzung der einzelnen Prozessschritte erfolgen.

Wesentliche Herausforderungen

- Eine einmalige Aktualisierung der IT-Systeme bei VNB und MSB auf die aktuellen Prozessvorgaben und Datenformate ist erforderlich.

Best Practice 3.1: Aktualisierter Prozess „Neuanlage“ wird inkl. 60-Tage-Prüfprozess durchgeführt

Einführung

- Die erfolgreiche Anmeldung ist der zentrale Schritt für den Start der Direktvermarktung.

Beschreibung Best Practice

- DVU können mit dem Use Case 2.2 „Neuanlage“ die Anmeldung in die Direktvermarktung einer Neuanlage auch ohne MaLo-ID bereits anstoßen (Festlegung BK6-24-174, GPKE Teil 2, Use Case 2.2. „Neuanlage“).
- Sind die Vorbedingungen erfüllt, prüft der VNB 60 Werktage lang, ob die MaLo-ID vorliegt.
- Sobald die MaLo-ID vorliegt, ist die Prüfung erfolgreich und die Anmeldung in die Direktvermarktung wird bestätigt.

Problemstellung

- Eine Anmeldung in die Direktvermarktung konnte vor der Aktualisierung des Prozesses nicht über die elektronische MaKo gestartet werden, solange die MaLo-ID nicht bekannt war.

Pflichten

- DVU, wMSB und VNB sind verpflichtet, die Prozesse gemäß der Festlegung BK6-24-174 umzusetzen.

Vorbereitung für Umsetzung

- Der neue Prozessschritt erfordert eine Bestellung des entsprechenden Moduls bei einem Softwareanbieter.

Best Practice 3.2: Fehlergründe bei Wechsel/Anmeldung in Direktvermarktung werden übermittelt

Einführung

- Im Falle von Fehlern bei Wechsel oder Anmeldung in der Direktvermarktung muss das DVU diese für den weiteren Prozess beheben.

Beschreibung Best Practice

- Im Fall einer Bestandsanlage ist ein Wechsel in die Direktvermarktung mit Festlegung BK6-24-174, GPKE Teil 2, Use Case 2.1. „Lieferbeginn“ durchzuführen.
- Im Falle einer Neuanlage ist die Anmeldung in der Direktvermarktung mittels der Festlegung BK6-24-174, GPKE Teil 2, Use Case 2.2. „Neuanlage“ durchzuführen.
- Sollte der Wechsel (Use Case „Lieferbeginn“) oder die Anmeldung (Use Case „Neuanlage“) in die Direktvermarktung fehlerhaft sein und daher vom VNB abgelehnt werden, ist eine Best Practice, den vorliegenden Fehler korrekt anzugeben.
- Entsprechende Ablehnungsgründe sind vom BDEW standardisiert und im Dokument „Entscheidungsbaum-Diagramme und Codelisten für die Antwortnachrichten“ zu finden. Bei Nutzung des Codes „Sonstiges“ ist das identifizierte Problem in der Antwort zu benennen (Ablehnungsgrund „Sonstiges“ für Use Case „Neuanlage“ und Use Case „Lieferbeginn“ kann nur noch bis zum 1. April 2026 genutzt werden).

Problemstellung

- Im Falle von Fehlern aufseiten des DVU bei Anmeldung oder Wechsel ist es wichtig, die spezifischen Probleme zu benennen. Nur so kann der Direktvermarkter die Fehler möglichst schnell beheben.

Pflichten

- DVU und VNB müssen die Prozesse gemäß der Festlegung BK6-24-174, GPKE Teil 2 umsetzen. Dazu zählt die Angabe von Ablehnungsgründen im Fehlerfall.

Vorbereitung für Umsetzung

- Die Ablehnungsgründe sind im IT-System zu hinterlegen.

Wesentliche Herausforderungen und Erkenntnisse

- Zur Vermeidung von Fehlern sind die Datenqualität und -aktualität auf beiden Seiten (DVU und VNB) zentral.

Best Practice 4: Steuerbarkeitsnachweis wird massentauglich digital übermittelt

Einführung

- Für die Direktvermarktung von PV-Anlagen mit einer Leistung von über 25 kWp muss das DVU nach § 10b EEG 2023 nachweisen, dass es die Anlage (marktlich) steuern kann.

Beschreibung Best Practice

- Der Nachweis kann in Form einer Selbsterklärung auf digitalem Weg übermittelt werden.

Problemstellung

- Für große EE-Anlagen wurden häufig manuelle, zeitaufwendige und je nach VNB unterschiedliche Nachweise der Steuerbarkeit eingefordert, eine Übermittlung erfolgte auf unterschiedlichen Wegen.
- Für große EE-Anlagen war der dadurch entstehende Aufwand vernachlässigbar – bei kleinen PV-Anlagen entstanden hierdurch jedoch unverhältnismäßig hohe Aufwände und Kosten.

Pflichten

- Das DVU muss die Fernsteuerbarkeit der Anlage anlagenscharf prüfen und eine entsprechende Dokumentation vorweisen können.

Vorbereitung für Umsetzung

- Die Funktionalität des Kundenportals oder anderer Übermittlungswege für Annahme des Steuerbarkeitsnachweises muss eingerichtet werden.

Wesentliche Herausforderungen und Erkenntnisse

- Ein standardisierter Nachweis der Fernsteuerbarkeit liegt gemäß § 10b EEG 2023 seit März 2026 vor.
- Eine Übermittlung der Bestätigung über die Fähigkeit zur Fernsteuerung wird in Zukunft über die MaKo angestrebt.

Best Practice 5: Die Marktprämie wird an Direktvermarkter abgetreten und digital abgerechnet

Einführung

- Die einfache Abtretung sowie die digitale Abrechnung der Marktprämie vereinfachen Prozesse für VNB und DVU.

Beschreibung Best Practice

- Die Abtretung ist eine Erklärung des Anlagenbetreibers, die vom DVU unterschrieben wird. Geregelt wird darin, dass Meldeprozesse und Vergütung abgetreten werden.
- Die Abtretung der Marktprämie wird per PDF bestätigt und per E-Mail an den VNB übermittelt.
- Die Abrechnung der Marktprämie erfolgt digital per PDF.

Problemstellung

- Die Abtretung der Marktprämie erfolgt häufig nicht digital und die Abrechnung der Marktprämie erfolgt häufig postalisch. Dies führt zu erheblichen Mehraufwänden bei VNB und DVU.

Pflichten

- Laut § 26 Absatz 3 EEG 2023 ist die Abrechnung auf Anfrage digital und massengeschäftstauglich abzuwickeln.
- Nach § 14 UStG gilt ab dem 1. Januar 2025, dass bei Umsätzen zwischen inländischen Unternehmern regelmäßig eine elektronische Rechnung (E-Rechnung) zu verwenden ist.
- Die Abtretung erfolgt nach Maßgabe der §§ 398 ff. BGB.

Best Practice 6: Die Änderung der Speichernutzung wird mittels „Herstellererklärung“ massentauglich übermittelt

Einführung

- Speicher werden zunehmend nicht nur für den Eigenverbrauch genutzt, sondern auch für die Optimierung des Stromeinkaufs sowie der Stromeinspeisung. Diese systemorientierte Nutzung wird insbesondere durch die Festlegung zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL) zunehmen.
- Eine solche Änderung der Betriebsweise muss der Betreiber oder das DVU dem VNB mitteilen bzw. bei diesem anfragen. Eine Mitteilung ist erforderlich für die korrekte Bilanzierung der Einspeisung des Speichers. Eine Anfrage an und Prüfung durch den VNB ist erforderlich im Fall einer Erhöhung der benötigten Netzkapazitäten auf Verbrauchs- und Einspeiseseite.

Beschreibung Best Practice

- Durch die Nutzung einer „Herstellererklärung“ wird der bürokratische Aufwand aufseiten von DVU und VNB signifikant reduziert.
- Dabei wird das ursprüngliche Netzanschlussformular, in dem der Installateur die ordnungsgemäße Installation des Speichers bestätigt hat, ergänzt um eine Herstellererklärung von Speicherhersteller und DVU. Darin meldet das DVU den Wechsel der Betriebsweise an für den Moment, in dem der Wechsel in die Direktvermarktung stattfindet. Gleichzeitig wird darin von Hersteller und DVU gemeinsam versichert, dass vor diesem vom VNB bestätigten Wechsel keine Entnahme aus dem Netz oder Einspeisung aus dem Netz durch den Speicher stattfindet.
- Gleichzeitig wird auf Basis der vorhandenen Netzanmeldung des Speichers die Prüfung der verfügbaren Netzkapazitäten des VNB angestoßen, sofern diese erforderlich ist.
- Durch die Nutzung solch einer Erklärung kann der Aufwand aufseiten des DVU und VNB deutlich reduziert werden.

Problemstellung

- Die Anmeldung der Betriebsweise von Speichern durch den Installateur erfolgte bisher lediglich einmalig bei der Installation durch ein standardisiertes „Datenblatt für Speicher“ oder eine entsprechende Angabe in einem digitalen VNB-Portal. Ein Prozess für den Wechsel der Betriebsart ist bislang nicht standardisiert vorgegeben.
- Bei dem Wechsel der Betriebsweise – z. B. in die Direktvermarktung – fordern viele VNB derzeit, in Ermangelung anderer verfügbarer Prozesse, erneut das „Datenblatt für Speicher“ inklusive der erneuten Unterschrift des Installateurs bzw. eine erneute Anmeldung der Betriebsweise im digitalen VNB-Portal durch den Installateur.
- Da die Anpassung der Betriebsweise standardmäßig per Online-Signal durch den DVU vorgenommen wird, ergibt sich durch die verpflichtende Einbindung des Installateurs ein sehr hoher zusätzlicher Aufwand.

Pflichten

- Das DVU muss gemeinsam mit dem Speicherhersteller sicherstellen, die vorgegebenen Beschränkungen der Speichernutzung langfristig einzuhalten.
- Der Wechsel der Betriebsweise des Speichers durch den Betreiber oder das DVU darf erst nach Bestätigung des VNB zum Wechsel in die Direktvermarktung sowie der eventuellen Prüfung der verfügbaren Netzkapazität erfolgen.

Vorbereitung für Umsetzung

- Die Nutzung einer Herstellererklärung muss von den internen Juristen des VNB betätigt werden.
- Die internen Prozesse des VNB müssen angepasst werden.

Wesentliche Herausforderungen und Erkenntnisse

- Da bislang keine entsprechenden standardisierten Formulare vorhanden sind, muss der VNB hier entsprechende Vereinbarungen mit den DVU direkt treffen.

Best Practice 7: Das SMGW wird für Steuerung durch den Direktvermarkter genutzt

Einführung

- Der DVU ist ab dem 1. Januar 2028 verpflichtet, PV-Anlagen größer 25 kW (marktlich) über das SMGW zu steuern.

Beschreibung Best Practice

- Durch die Nutzung des vorhandenen SMGW für die marktliche Steuerung wird der Aufbau von zusätzlicher Infrastruktur vermieden und ein maximales Maß an Sicherheit gewährleistet.

Problemstellung

- Bislang gibt es nur wenige DVU, die SMGW für die Direktvermarktung nutzen. Bedenken bestehen bei DVU derzeit insbesondere mit Blick auf den Zeitverzug zwischen Absenden und Umsetzen des Steuersignals sowie die erforderlichen Datenvolumina für die Smart-Meter-Verbindung.

Pflichten

- Der VNB ist verpflichtet, die netzdienliche Steuerung bei Einbau eines Smart Meters über das SMGW umzusetzen.
- Der DVU ist nach § 10b Absatz 2 Satz 1 EEG 2023 ab 2028 verpflichtet, für PV-Anlagen größer 25 kW die marktliche Steuerung über das SMGW umzusetzen, sobald dieses vorhanden ist.

Vorbereitung für Umsetzung

- Für die Steuerung muss das DVU ein IT-System aufbauen, welches in der Rolle des aEMT (aktiver externer Marktteilnehmer) mit der Steuerungsadministration des MSB verbunden wird.

Wesentliche Herausforderungen und Erkenntnisse

- Bislang können nur wenige IT-Dienstleister ein solches System anbieten.

Quellenverzeichnis

Bundesnetzagentur (2024): Festlegungsverfahren zur Anpassung der Marktkommunikation zur Realisierung der nach dem Messstellenbetriebsgesetz geforderten Übermittlung von Zählerstandsgängen (Datenübermittlung ZSG), Bundesnetzagentur – Beschlusskammer 6 – BK6-24-174

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: Entscheidungsbaum-Diagramme und Codelisten für Antwortnachrichten, aktuell gültige Fassung zu finden unter MaKo-Plattform

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2025): Anwendungshilfe Lieferantenwechsel 24 Stunden (Strom), https://www.bdew.de/media/documents/AWH_LFW24_V1.3.pdf

Bürgerliches Gesetzbuch (BGB), BGB.pdf

Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2023), EEG 2023 – Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien

Umsatzsteuergesetz (UStG), UStG.pdf

Abkürzungen

aEMT	aktiver externer Marktteilnehmer
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BGB	Bürgerliches Gesetzbuch
BK6	Beschlusskammer 6 (Bundesnetzagentur)
BMWE	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
bne	Bundesverband Neue Energiewirtschaft
BNetzA	Bundesnetzagentur
DV	Direktvermarktung
DVU	Direktvermarktungsunternehmen
EE	erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnFG	Energiefinanzierungsgesetz
ERP	Enterprise-Ressource-Planning
gMSB	grundzuständiger Messstellenbetreiber
GPKE	Geschäftsprozesse und Datenformate zum Lieferantenwechsel im Energiemarkt
iMSys	intelligentes Messsystem
kW	Kilowatt
kWp	Kilowatt-Peak
LFW24	Lieferantenwechsel in 24 Stunden
MaLo-ID	Marktlokations-ID
MaKo	Marktkommunikation
MeLo-ID	Messlokations-ID
MiSpeL	Festlegung zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten
MSB	Messstellenbetreiber
NB	Netzbetreiber
OBIS	Object Identification System
PV	Photovoltaik

RLM	Registrierende Leistungsmessung
SMGW	Smart Meter Gateway
TAF	Konfigurierbare Funktion eines Smart Meters, die definiert, wie Messdaten erfasst werden
VNB	Verteilnetzbetreiber
WiM	Wechselprozesse im Messwesen
wMSB	wettbewerblicher Messstellenbetreiber
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

dena

www.dena.de