

Positionspapier Kleine Direktvermarktung für post-EEG-Anlagen

15. Juni 2020

I. Einleitung und Zusammenfassung

Prosumer werden in der nächsten Dekade eine zentrale Rolle bei der effizienten Weiterentwicklung der Energiesysteme spielen. Die Energiewende wird zunehmend dezentral, digital und nah am Bürger stattfinden. Neue Marktteilnehmer erfordern deshalb neue Marktformen. Wenn künftig jeder Bürger einzeln in die Lage versetzt werden soll, die Energiewende aktiv zu unterstützen, dann braucht es dafür einen einfachen und günstigen Marktzugang.

Unser Vorschlag für eine Kleine Direktvermarktung von post-EEG-Anlagen ist dafür ein erster Schritt, um zu zeigen wie Erneuerbare Energien nach Ablauf der staatlichen Förderung einfach und bürgerorientiert in den Markt überführt werden können. Er leistet einen unmittelbaren Beitrag, die Systemkosten niedrig zu halten, die Klimaziele zu unterstützen und zugleich neue Formen der Teilhabe zu ermöglichen. Beides sind in unseren Augen Schlüsselemente für eine weiterhin hohe Akzeptanz der Energiewende.

Die hier vorgestellte Kleine Direktvermarktung erlaubt die einfache und kostengünstige Direktvermarktung von grünem Strom, insbesondere aus ausgeförderten PV-Anlagen mit einer Größe bis zu 10 kWp und stellt damit einen essenziellen Baustein für eine dezentrale, sektorübergreifende und bürgernahe Energiewende dar.

Damit ab 2021 die ersten post-EEG-Anlagen in eine volkswirtschaftlich sinnvolle Weiternutzung überführt werden und mittelfristig auch Speicher oder Elektromobile ihren Strom am Strommarkt mit verhältnismäßig geringem Aufwand vermarkten können, bedarf es aus Sicht der Autoren nur geringer gesetzgeberischer und prozessualer Anpassungen.

Die Kleine Direktvermarktung

- gibt jedem Anlagenbetreiber die Möglichkeit, seinen (Überschuss-)Strom einfach am Markt zu verkaufen.
- reduziert die Kosten der Vermarktung soweit, dass sich der Weiterbetrieb von Solaranlagen lohnt.
- setzt die Anforderungen des Europarechts um.

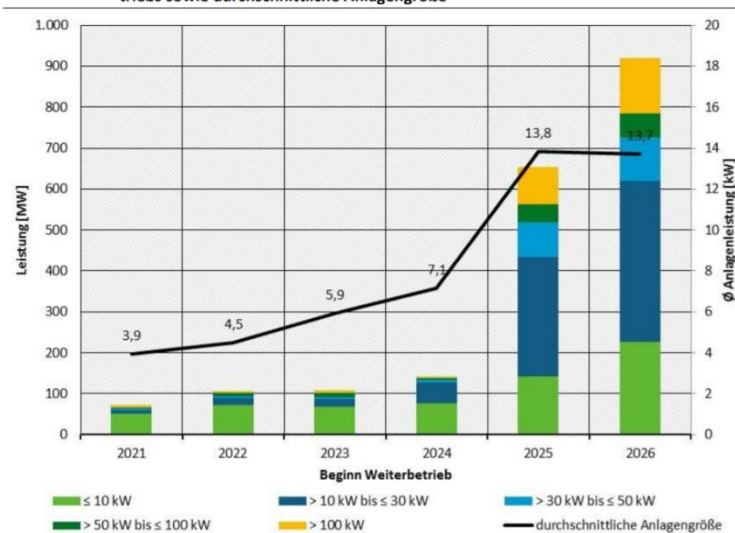
II. Was ist die Herausforderung?

Stark ansteigende Zahl nicht mehr geförderter Anlagen

Ab dem nächsten Jahr werden sukzessive die ersten Solaranlagen, die vor oder im Jahr 2000 in Betrieb genommen wurden, aus der Förderung des EEG fallen. In den Folgejahren wird zudem diese Anzahl signifikant ansteigen. Damit nicht die Gefahr droht, dass viele dieser Anlagen abgebaut werden und somit Strom aus Erneuerbaren Energien der Bestandsanlagen verloren ginge, müssen die Anlagenbetreiber ihren erneuerbaren Strom, neben der Möglichkeit der Eigennutzung, auch zu

wirtschaftlichen Bedingungen ab dem 1. Januar 2021 weiter vermarkten können. Bei diesen sogenannten post-EEG- Anlagen handelt es sich bis 2024 überwiegend um kleine Aufdach-Anlagen mit einer Größe bis zu 10 kWp. Diese können ohne große Wartungs- und Reparaturkosten noch geschätzte fünf bis zehn Jahre sauberen und günstigen grünen Strom erzeugen:

Abbildung 2: Leistung ausgeförderter PV-Anlagen nach Leistungsklassen und Beginn des Weiterbetriebs sowie durchschnittliche Anlagengröße



Quelle: Stiftung Umweltenergierecht im Auftrag des Umweltbundesamts, <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/analyse-der-stromeinspeisung-ausgeforderter>

Status Quo: Sperrige und teure Prozesse

Unstrittig ist, dass diese Anlagen nach Ablauf der Förderung des EEG ihren produzierten Strom, sofern dieser vollständig oder teilweise ins Netz eingespeist wird, am Markt, wie jeder andere Stromerzeuger auch, verkaufen müssen. Der Mechanismus zur Bilanzierung und zum Verkauf von nicht (mehr) gefördertem Grünstrom heißt „sonstige Direktvermarktung“. Die Regularien und Prozesse für diesen Mechanismus wurden ursprünglich für den Verkauf von Strom aus größeren Windparks konzipiert. D.h. sie gelten als entsprechend „sperrig“ und können nicht ohne weiteres zu wirtschaftlich sinnvollen Kosten bei kleinen PV-Anlagen angewandt werden. Als Beispiel: Eine 5 kWp PV-Anlage kann am Strommarkt bei Volleinspeisung etwa 200 Euro jährlich Erlösen.¹ Klassische Direktvermarkter verlangen für ihre Dienstleistung jedoch regelmäßig jährlich mehrere hundert Euro. Dies liegt vor allem an der derzeit verwendeten Messtechnik und Datenübertragung für eine Viertelstunden-Bilanzierung. Sofern entsprechende Fernsteuertechnik zusätzlich verbaut werden muss, fallen zumindest einmalig weitere Investitionskosten an.

Anlagenbetreiber haben die Möglichkeit, für den produzierten Strom aus ihren post-EEG-Anlagen zusätzlich Herkunftsnachweise zu generieren und zu vermarkten. Jedoch überschreiten die Kosten für

¹ Annahme Anlagengröße 5 kW, 1000 kWh Ertrag pro kW, Börsenstrompreis 4 Cent pro kWh: $5 \cdot 1000 \cdot 0,04$ Euro = 200 Euro.

das Führen eines Kontos für Herkunftsnachweise („Grünstromzertifikate“) beim Umweltbundesamt mit 50 Euro pro Jahr regelmäßig den Ertrag der Herkunftsnachweise, die dem Anlagenbetreiber zustehen.

Hinzu kommt erheblicher bürokratischer Aufwand mit über 900 verschiedenen Netzbetreibern bei der Umstellung der Messstelle für die Direktvermarktung. Die Umstellung auf eine Viertelstunden-Bilanzierung muss in bilateraler Abstimmung mit jedem Netzbetreiber erfolgen. Ohne diese Abstimmung – teilweise durch Einreichung von Papier-Formularen zur erneuten Erstzuordnung für jede Messstelle – gelingt die anschließende elektronische Marktkommunikation zum Zweck des Beginns der sonstigen Direktvermarktung nicht.

Fazit: Aufwand und zu erwartender Ertrag stehen also bei der klassischen sonstigen Direktvermarktung von kleinen PV-Anlagen heute in keinem Verhältnis.

Bedürfnisse der Anlagenbetreiber und Dienstleister

Woran es für eine aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvolle Integration fehlt, ist ein entsprechend einfacher und günstiger Marktzugang für die ausgeförderten Anlagen (und in mittelbarer Zukunft auch für solche Neuanlagen, die auf eine staatliche Förderung verzichten wollen). Steht, wie oben beschrieben, dem Betreiber einer kleinen ausgeförderten Anlage kein einfacher und wirtschaftlicher Marktzugang zur Verfügung, dann wird er seine Anlage stilllegen oder zumindest auf eine Einspeisung ins Netz verzichten (so genannte „Nulleinspeisung“). Günstiger erneuerbarer Strom geht dann dem Gesamtsystem verloren.

Teilweise werden für die ausgeförderten Anlagen sogenannte Auffanglösungen vorgeschlagen, bei denen der Netzbetreiber den Anlagenbetreibern den Strom gegen eine geringe Entschädigung abnimmt.² Solche Auffanglösungen sind richtig, damit Anlagen nicht allein deshalb vom Netz getrennt werden müssen, weil die Betreiber es verpasst haben, sich rechtzeitig einen Direktvermarkter zu suchen. Derzeit wird aber auch diskutiert, dass die dafür anzusetzende Vergütung maximal zwischen 20–50% des Marktwertes ausmachen soll. D.h. im obigen Beispiel würde sich der Jahreserlös für den Anlagenbetreiber auf ca. 30–100 Euro reduzieren, was letztlich nur einer Mindest-Kompensation der operativen Kosten entsprechen würde.

Entflechtung und europarechtliche Vorgaben

Auffanglösungen können daher einen echten Marktzugang für jedermann nicht ersetzen. Sie sollten entsprechend künftig nur als „Rückfall-Option“ betrachtet werden. Zum einen dürfen nach den Grundsätzen der Entflechtung Netzbetreiber nur in absoluten Ausnahmesituationen die Vermarktung von Strom vornehmen. Zum anderen haben grundsätzlich alle Anlagenbetreiber einen europarechtlichen Anspruch auf einfachen, freien und günstigen Marktzugang. Gemäß Artikel 21 Abs. 2 Ziffer a) Unterziffer i) der Erneuerbaren Energien Richtlinie II hat jeder Anlagenbetreiber das Recht, seinen Strom per Vertrag an *beliebige Dritte* („peer-to-peer“) und *als Erneuerbare Energie* am Markt zu verkaufen, ohne dabei *unverhältnismäßigen* Verfahren und Abgaben unterworfen zu sein. Ferner darf er den Strom aus seiner Anlage selbst vor Ort verbrauchen, ohne dabei Abgaben und Umlagen unterworfen zu sein – solange die installierte Leistung der Anlage kleiner ist als 30 kW. Diese

² s. etwa das Modell der Stiftung Umweltenergierecht für das Umweltbundesamt <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/analyse-der-stromeinspeisung-ausgefoerderter>

Vorschriften müssen bis zum 1. Juli 2021 in deutsches Recht überführt werden. Im Umkehrschluss würde dies auch bedeuten, dass neue oder bestehende regulatorische Anforderungen, die dazu führen, dass die Kosten der Vermarktung des Stroms heute höher sind als die zu erwartenden Einnahmen, nach dieser Vorschrift im besten Sinne des Wortes unverhältnismäßig wären und angepasst werden müssten.

III. Was ist das Ziel der Kleinen Direktvermarktung von post-EEG-Anlagen?

Die Kleine Direktvermarktung erlaubt den einfachen und kostengünstigen Marktzugang für ausgeförderte PV-Anlagen. Dabei werden die Anforderungen an die Anlagenbetreiber und die Direktvermarktung so gestaltet, dass sie einfach, standardisiert und auch in Verbindung mit der Strombelieferung für den Kunden erbracht werden können. Kunden wünschen sich zum größten Teil Rund-um-sorglos-Lösungen, bei denen Vermarktung, Eigenverbrauch und Reststrombelieferung aus einer Hand als Dienstleistung erfolgen. Dabei übernehmen bereits heute die Energielieferanten eine wichtige Rolle: die Belieferung und die Optimierung des Eigenverbrauchs. Entsprechend muss für die Kleine Direktvermarktung keine neue Marktrolle geschaffen werden, denn auch der Kleine Direktvermarkter ist ein Direktvermarkter im Sinne des Gesetzes.

In der Kleinen Direktvermarktung werden die (überschüssigen) Strommengen von ausgeförderten PV-Anlagen ganz regulär und kostengünstig zum Marktwert verkauft. Es steht dem Kunden frei, wie viel Strom er zu diesem Zweck einspeist und wie viel er im Haus verbraucht. Sie lässt Kunden, Lieferanten und Netzbetreibern alle bekannten Wahlfreiheiten. Die Kleine Direktvermarktung nutzt dafür im Wesentlichen bestehende gesetzliche Vorschriften und Prozesse, so dass der Einführungsaufwand minimal ist. Es müssen lediglich Vereinfachungen dort vorgenommen werden, wo ansonsten die durch den Rechtsrahmen definierten Kosten der klassischen Direktvermarktung drohen, die verbleibenden Einnahmen des kleinen Haushaltskunden wieder aufzuzehren.

Selbstverständlich besteht weiterhin für den Kunden die Möglichkeit, sich einen klassischen Direktvermarkter zu suchen oder an einer Auffanglösung seines Netzbetreibers teilzunehmen. Diese Varianten werden in diesem Papier jedoch nicht weiter betrachtet.

Die Kleine Direktvermarktung ist ferner geeignet, eine organische Nachfrage nach günstigem Grünstrom zu bedienen. Wir rechnen künftig mit einer steigenden Nachfrage nach Strom aus ausgeförderten Anlagen von Akteuren, die Ihren CO₂-Footprint senken wollen – sowohl von Unternehmen als auch von Privatpersonen.

Die Kleine Direktvermarktung sollte zunächst mit ausgeförderten PV-Anlagen erprobt werden. Für neue oder bestehende Anlagen, die der Systematik des EEG 2017 unterliegen, sehen die Autoren aktuell keinen Anpassungsbedarf. Die vereinfachenden Vorschriften für die ausgeförderten Anlagen könnten aber perspektivisch in ein bis zwei Jahren nach bestandem Praxistest auf Neuanlagen übertragen werden – etwa das Recht auf elektronische Kommunikation mit dem Netzbetreiber. Von solchen Vereinfachungen kann die Direktvermarktung insgesamt profitieren.

Der Kunde steht im Mittelpunkt

Für ein gutes und nachhaltiges Kundenerlebnis und ein zugleich wirtschaftlich attraktives Produkt müssen aus Sicht des Direktvermarkters acht Regelungsbereiche einfach und flexibel ausgestaltet sein:

1. Vertragsabschluss und Vertragsdurchführung
2. Energiemengenbilanzierung
3. Verwendung des eigenen Solarstroms
4. Zähler-/Messwesen
5. Abrechnung
6. Technische Anbindung
7. Kommunikation der Marktpartner untereinander
8. Grünstromzertifikate

Nachfolgend wird beschrieben, wie die Kleine Direktvermarktung in diesen acht Bereichen ausgestaltet sein muss, um Haushaltskunden vom Weiterbetrieb ihrer Anlage zu überzeugen.

IV. Wie funktioniert die Kleine Direktvermarktung im Detail?

1. Vertragsschluss und Vertragsdurchführung

Zielbild

- Der Kunde schließt einen elektronischen Vertrag für seine Belieferung und einen Vertrag für die Direktvermarktung seiner Anlage ab. Dies geschieht in der Regel als integrierter Vertrag mit demselben Unternehmen, dem Full-Service-Lieferanten.
- Der Vertrag über die Direktvermarktung regelt die Vergütung für den zu vermarktenden Strom.
- Der Anlagenbetreiber tritt seine Herkunftsnachweise im Vertrag (HKN, auch „Grünstromzertifikate“) an den Full-Service-Lieferanten ab, der diese HKN aggregiert und vermarktet. Der Kunde bekommt dafür eine entsprechende Vergütung.

Gesetzlicher Anpassungsbedarf

- Das Recht des Kunden auf elektronischen Vertragsschluss und ausschließlich elektronische Kommunikation mit dem VNB und allen anderen Markttrollen für die Kleine Direktvermarktung muss im EEG verankert werden.
- Für die Bündelung der Markttrollen Lieferant und Direktvermarkter in einem Unternehmen bedarf es keiner gesetzlichen Änderung.

2. Bilanzierung

Zielbild

- Der Full-Service-Lieferant bilanziert die Einspeisung grundsätzlich viertelstündlich.

- Stehen die Kosten für die viertelstündliche Bilanzierung außer Verhältnis zu den erwartbaren Erträgen aus der Vermarktung des Stroms, was im Regelfall für Anlagen < 7 kWp zu erwarten ist, wird empfohlen, eine Ausnahmeregelung von der Pflicht zur Viertelstunden scharfen Messung und eine jährliche Abrechnung der eingespeisten Strommengen in Form von Standard-Einspeiseprofilen einzuführen. Das Wahlrecht sollte hier beim Direktvermarkter bzw. dem Full-Service-Lieferanten liegen. Hierfür muss der Verteilnetzbetreiber einen neuen Prozess zur Mehr-Minderungen-Abrechnung etablieren. Die dadurch zusätzlich entstehenden Kosten müssen entsprechend regulatorisch anerkannt werden.
- Unabhängig davon gilt, dass das aktuell verwendete Standard-Einspeiseprofil auf Prosumer-Sachverhalte (Berücksichtigung von Eigenverbrauch) angepasst werden sollte.
- Aktuell wäre eine Viertelstundenbilanzierung erst für Anlagen ab 7 kW Leistung verhältnismäßig. Die erwartbaren Einnahmen belaufen sich hier auf 280 Euro jährlich abzüglich der Kosten der Direktvermarktung.³
- Sinken mit der Zeit die Kosten für die Kleine Direktvermarktung – insbesondere die Kosten für Intelligente Messsysteme (s.u.) – so kann die Grenze von 7 kW sukzessive herabgesetzt werden, bis irgendwann alle Anlagen viertelstündlich bilanziert werden. Dieses Vorgehen, den verpflichtenden Einsatz von viertelstündlich messenden Zählern an deren Kosten zu knüpfen, entspräche auch der heutigen Systematik nach dem Messstellenbetriebsgesetz.
- Der Bilanzkreis für die Einspeisung muss kein sortenreiner Grünstrom-Bilanzkreis sein, da keine Förderung mehr in Anspruch genommen wird. Dies wäre lediglich notwendig, wenn auch Herkunftsnachweise an den Full-Service-Lieferanten ausgestellt werden und er den Strom explizit als Grünstrom vermarkten will.
- Der Full-Service-Lieferant übernimmt die Vermarktung der eingespeisten Energiemengen seiner Kunden (gebündelt) am Markt.
- Der Full-Service Lieferant bilanziert die *Belieferung*, d.h. den Stromverbrauch oberhalb des Eigenverbrauchs, weiterhin im Standardlastprofilverfahren (SLP) oder auf Wunsch des Kunden viertelstündlich. Auch hier sollten schnellstmöglich entsprechende Prosumer-SLP entwickelt und zur Verfügung gestellt werden. Dies setzt insbesondere das Recht des Kunden auf einen datensparsamen Tarif um.

Gesetzlicher Anpassungsbedarf

- Ausnahmeregelung in § 21b Abs. 3 EEG 2017 erforderlich, damit bei Anlagen unter 7 kW installierter Leistung auch vereinfachte Verfahren in der Direktvermarktung anwendbar sind, nämlich die Bilanzierung von (Prosumer-)Standard-Einspeiseprofilen.
- Ggf. Klarstellung notwendig: Auch im Full-Service-Lieferanten-Modell hat ein Kunde gemäß § 12 Abs. 1 StromNZV trotz viertelstündlicher Bilanzierung der *Einspeisung* ein Recht auf eine *Belieferung* im SLP.

³ Annahme Anlagengröße 7 kW, 1000 kWh Ertrag pro kW, Börsenstrompreis 4 Cent pro kWh: $7 \cdot 1000 \cdot 0,04$ Euro = 280 Euro.

3. Verwendung des eigenen Solarstroms

Zielbild

- Umlagen-freier Eigenverbrauch („Tanken vom Dach“) bleibt möglich.

Gesetzlicher Anpassungsbedarf

- Keine Änderung unmittelbar aufgrund der Kleinen Direktvermarktung notwendig.

4. Zähler

Zielbild

- Intelligentes Messsystem (IMSys) mit Zwei-Richtungs-Zähler am Netzverknüpfungspunkt für Anlagen mit einer installierten Leistung ab 7 kW.
- Moderne Messeinrichtung (mME) oder der vorhandene konventionelle Zähler als Zwei-Richtungszähler am Netzverknüpfungspunkt für Anlagen mit einer installierten Leistung bis 7 kW.
- Ein Produktionszähler an der PV-Anlage ist im Normalfall nicht mehr notwendig. Denn aufgrund von Art. 21 Abs. 2 a) ii) Erneuerbare Energien Richtlinie II ist der Eigenverbrauch aus ungefördernden Anlagen < 30 kW zukünftig nicht mehr EEG-Umlage-pflichtig. Er muss also auch nicht (mehr) gemessen werden.

Gesetzlicher Anpassungsbedarf

- Es bestünde nach unserem Verständnis kein gesetzlicher Anpassungsbedarf hinsichtlich der Pflichtausstattung mit einem IMSys. Denn für Anlagen ab einer installierten Leistung von 7 kW sieht das Messstellenbetriebsgesetz ohnehin die Pflicht zur Ausstattung mit einem IMSys vor, § 31 Abs. 2 Nr. 1 MsbG. Ist der Einbau noch nicht erfolgt, so müsste ein IMSys spätestens mit Beginn der Kleinen Direktvermarktung eingebaut sein, um die Anforderungen einer viertelstündigen Messung der Ist-Einspeisung nach § 21b Abs. 3 EEG 2017 zu erfüllen. Der Anlagenbetreiber – oder der Full-Service-Lieferant in seinem Auftrag – kann den Einbau gemäß § 33 Abs. 1 MsbG auch jederzeit gegen angemessenes Entgelt vom grundzuständigen Messstellenbetreiber (gMSB) verlangen.
- Die Durchführung der sonstigen (!) Direktvermarktung wird als Standardleistung in § 35 Abs. 1 MsbG definiert, die innerhalb der Preisobergrenze (POG) vom gMSB zu erbringen ist. Nach unserem aktuellen Verständnis genügt für die sonstige Direktvermarktung die Übersendung von geeichten Viertelstunden-Einspeiselastgängen vom Vortag. Benötigt der Direktvermarkter Live-Daten, z.B. für eine untertägige Optimierung o.ä., so kann er sich diese auf anderem Wege und ungeeicht beschaffen, etwa aus dem Wechselrichter der PV Anlage oder dem Energiemanagementsystem eines Batteriespeichers. Die Übersendung von viertelstündlichen Zählerstandsgängen vom Vortag ist bereits für Verbrauchswerte als Standardleistung im Messstellenbetriebsgesetz, § 35 Abs. 1 Nr. 2, definiert. Dies sollte entsprechend auf die Übermittlung von Einspeise-Zählerstandsgängen erweitert werden, da der Aufwand derselbe ist. Vor allem aber kann nur so verhindert werden, dass der Preis für die Nutzung des IMSys zur Direktvermarktung *als Zusatzleistung* mit 900 verschiedenen gMSB mit hohen Transaktionskosten ausgehandelt werden muss oder einige gMSB diese Zusatzleistung gar nicht erst anbieten.

5. Abrechnung

Zielbild

- Der Full-Service-Lieferant rechnet die Kleine Direktvermarktung jährlich ab.
- Es können monatlich Abschläge gezahlt werden.

Gesetzlicher Anpassungsbedarf

- Nach unserem jetzigen Wissenstand ist keine Änderung notwendig, da keine Pflicht zur monatlichen Abrechnung in der sonstigen Direktvermarktung besteht.
- Ggf. Klarstellung im Gesetz: Anders als in der klassischen Direktvermarktung genügt in der Kleinen Direktvermarktung die jährliche Abrechnung (analog der rechtlichen Regelung bei Stromlieferungsverträgen). Das gilt zur Einsparung von Kosten für den Endkunden, obwohl theoretisch alle Daten für eine monatliche Abrechnung vorlägen.

6. Technische Anbindung

Zielbild

- Eine Fernsteuerung der PV-Anlage ist zunächst weiterhin nicht verpflichtend, weil sie bereits aktuell gesetzlich nicht erforderlich ist. Teure und veraltete Tonrundsteuer-Empfänger werden nicht verbaut.
- Eine Fernsteuerung erfolgt ausschließlich über das IMSys für den Fall, dass zu einem späteren Zeitpunkt eine gesetzliche Pflicht dazu eingeführt wird, die technische Möglichkeit einer Umsetzung nach § 30 MsbG durch das BSI festgestellt ist und entsprechende Übergangsvorschriften für die Umsetzung der Steuerbarkeit abgelaufen sind.
- Bis dahin erfolgt ggf. eine Steuerung über einen zusätzlich verbauten Speicher oder durch andere Hardware des Full-Service-Lieferanten, soweit er das für seine Zwecke als notwendig erachtet.

Gesetzlicher Anpassungsbedarf

Nach unserem jetzigen Wissenstand ist *keine* Änderung des Rechtsrahmens notwendig, denn:

- Es ist aktuell keine Fernsteuerung in der sonstigen Direktvermarktung gesetzlich gefordert, da keine Marktprämie in Anspruch genommen wird, §§ 20 Abs. 1 Nr. 3, 21a EEG 2017.
- Es besteht zumindest bei EEG-Anlagen < 30 kW auch keine Fernsteuerungs-Pflicht gemäß Technischer Anschlussrichtlinie VDE-AR-4105:2018, dort Ziffer 5.7.4.2.1.
- Es besteht entsprechend mangels Fernsteuerbarkeit auch keine Pflicht zur Teilnahme an der Erzeugungsanpassung (ehemals Redispatch), § 13a Abs. 1 EnWG.
- Falls sich zukünftig eine Pflicht zur Fernsteuerung ergeben sollte, bedürfte es einer Klarstellung durch den Gesetzgeber: Eine *verpflichtende* Fernsteuerung von ausgeförderten Anlagen > 7 kW erfolgt nach Ablauf angemessener Übergangsfristen ausschließlich über das IMSys, erst sobald es dazu technisch in der Lage ist und die Kosten für die Implementierung der Steuerbarkeit durch die POG abgedeckt sind bzw. von demjenigen zu tragen sind, zu dessen Zwecke die Steuerung erfolgt. Anlagen < 7 kW werden von der Steuerungspflicht ausgenommen.

7. Kommunikation der Marktpartner untereinander

Zielbild

- Die Kommunikation zwischen VNB, Marktpartnern und Kunden erfolgt ausschließlich elektronisch.
- Der VNB erhält alle für ihn relevanten Stammdaten aus dem Marktstammdatenregister.
- Sollten weitere Messwerte für den VNB zur Erfüllung seiner Aufgaben notwendig sein, so erhält er sie (für Anlagen mit IMSys) ausschließlich als Externer Marktteilnehmer (EMT) über das Smart Meter Gateway (SMGW) des IMSys („sternförmige Kommunikation“).

Gesetzlicher Anpassungsbedarf

- Klarstellung im EEG: Die elektronische Kommunikation genügt entsprechend auch für den VNB, um seinen eigenen Nachweispflichten gegenüber ÜNB, BNetzA und Wirtschaftsprüfern nachzukommen.
- Aufnahme einer Vorschrift in der StromNAV: Dort, wo für den VNB relevante Stammdaten vom Anlagenbetreiber im Marktstammdatenregister eingetragen sind, hat der VNB diese Daten zu nutzen und darf und muss auf weitere Nachweise in Papierform verzichten.
- Aufnahme eines Standardprozesses für den Wechsel von der Einspeisevergütung/SLP-bilanzierter Einspeisung in die Kleine Direktvermarktung per EDIFACT in die Marktkommunikation. Dieser Prozess existiert bereits heute, setzt aber das Vorhandensein eines RLM-Zählers statt eines IMSys voraus. Dies kann heute zu Ablehnungen in der elektronischen Marktkommunikation führen. Zudem muss dieser Standardprozess auch Anlagen < 7 kW, die über kein IMSys verfügen, entsprechend mit einbeziehen.
- Aufnahme eines Monitorings der ausschließlich elektronischen Kommunikation und der Transaktionskosten in der Kleinen Direktvermarktung durch die BNetzA ins EEG mit einem erstem Erfahrungsbericht nach 24 Monaten. Ziel ist es, die tatsächlich anfallenden Transaktionskosten zu evaluieren und ggf. noch weiter zu senken.

8. Grünstromzertifikate

Zielbild

- Der Kunde kann optional für seinen ins Netz eingespeisten Überschussstrom entsprechend HKN pauschal pro kW installierte Leistung erhalten; hierbei kann eine Unterscheidung zwischen Volleinspeiser und Prosumer erfolgen. Dazu muss ein entsprechender Pauschalwert ermittelt und durch das UBA akzeptiert werden. Erst wenn die Transaktionskosten gegen Null tendieren, sollte bei Kleinanlagen ein Kilowatt-scharfes Verfahren verpflichtend angewendet werden. Dies wäre etwa der Fall, wenn ein Verfahren zwischen Direktvermarkter und dem HKN-Register die sichere und manipulationsfreie Übermittlung der Kilowatt-scharfen Einspeisung und die automatisierte Ausstellung von HKN erlaubt.
- Der Full-Service-Lieferant erwirbt von dem Kunden alle Rechte und Pflichten für den Erwerb und die Vermarktung des HKN. Der Full-Service-Lieferant vereinbart mit dem Anlagenbetreiber eine marktorientierte Vergütung, die durch die Vermarktung der HKN entsteht.

- Die Kommunikation zwischen Full-Service-Lieferant, Marktpartnern und Herkunftsnachweisregister läuft voll elektronisch und standardisiert.

Gesetzlicher Anpassungsbedarf

- Einführung eines pauschalisierten Verfahrens zur Ausstellung von HKN bei Kleinanlagen nach installierter Leistung in kWp.
- Streichung der separaten Anmeldepflicht für Anlagenbetreiber im HKN-Register.
- Streichung der Registrierungsgebühr für Anlagen < 50 kW.
- Reduzierte Angaben auf HKN für Anlagen < 50 kW laut Art. 19 Abs. 7 der neuen Erneuerbare Energien Richtlinie II (EU/2018/2001).
- Sollte keine Anpassung der Mindestgröße möglich sein, Ausstellung von Sammel-HKN über einen sortenreinen Solarstrombilanzkreis („Pooling“).

V. Fazit

Die Kleine Direktvermarktung erlaubt die einfache und kostengünstige Direktvermarktung von grünem Strom aus ausgeförderten PV-Anlagen. Wie hier gezeigt, sind dafür nur minimale gesetzgeberische Anpassungen der klassischen Direktvermarktung notwendig. Mit der Kleinen Direktvermarktung können mittelfristig beliebige Kleinst-Einspeiser wie PV-Anlagen, Speicher oder Elektromobile ihren Strom am Strommarkt mit verhältnismäßig geringem Aufwand handeln. Sie ist damit ein essenzieller Baustein für eine dezentrale, sektorübergreifende und bürgernahe Energiewende.

Kontakt

EnBW: Claus Fest, c.fest@enbw.de

sonnen: Felix Dembski, f.dembski@sonnen.de