

Berlin, 8. September 2022

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdeu.de

Positionspapier

für eine Verbesserung der Direktvermarktung von EEG- Anlagen bis 25 kW(p)

durch Wegfall der verpflichtenden Steuerung durch den
Direktvermarkter

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten über 1.900 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 90 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Inhalt

1	BDEW-Forderung: Keine verpflichtende Steuerung von EEG-Anlagen bis 25 kW(p) durch den Direktvermarkter	3
1.1	Status quo	4
1.1.1	EEG 2021	4
1.1.2	Direktvermarktung kleiner Anlagen in der Praxis	5
1.2	Keine verpflichtende Sichtbarkeit und Steuerung für Anlagen bis 25 kW(p) durch den Direktvermarkter.....	6
1.3	Bleibende Rahmenbedingungen.....	8
1.4	Formulierungsvorschlag	9

1 BDEW-Forderung: Keine verpflichtende Steuerung von EEG-Anlagen bis 25 kW(p) durch den Direktvermarkter

In seiner [Stellungnahme](#) zum Sofortmaßnahmengesetz hat sich der BDEW bereits für verschiedene Verbesserungen bei der Direktvermarktung eingesetzt.¹

Der BDEW sieht außerdem kurzfristig erhebliches Vereinfachungs- und Verbesserungspotential für die Direktvermarktung von kleinen EEG-Anlagen in einer einfachen Änderung des § 10b EEG 2021, die die zwingende „Sichtbarkeit“ und „Steuerbarkeit“ durch den Direktvermarkter² von direkt vermarkteten Anlagen bis 25 kW(p) aufhebt. Die 25 kW(p)-Grenze orientiert sich an den Vorgaben für die Steuerbarkeit durch den Netzbetreiber nach § 9 EEG 2021. Anlagen über 25 kW(p) müssen nach entsprechender BSI-Markterklärung ohnehin technische Einrichtungen vorhalten, mit denen der Netzbetreiber die Einspeiseleistung reduzieren kann. Für Anlagen bis 25 kW(p) gilt diese Anforderung aber nicht, solange sie sich in der Einspeisevergütung befinden, sehr wohl aber, sobald sie in die Direktvermarktung wechseln. Hiersollte stattdessen ein Gleichlauf hergestellt werden: An Anlagen, die in die marktliche Option „Direktvermarktung“ wechseln, sollten gesetzlich keine höheren technischen Anforderungen gestellt werden als an Anlagen, die sich weiter in der Einspeisevergütung befinden und deren erzeugte Strommengen von den Übertragungsnetzbetreibern vermarktet werden.

Diesen Vorschlag erläutert das vorliegende Positionspapier.

Die Direktvermarktung ist die marktliche Option, mit der Erzeuger bedarfsgerecht über einen Marktplatz den Stromabnehmern ihren Strom zur Verfügung stellen können. Durch die Marktprämie wird ein wirtschaftlicher Betrieb der Erzeugungsanlagen gewährleistet und dennoch eine Integration in den Strommarkt erzielt. Die Prognose- und Bilanzierungsverantwortung liegt durch die Direktvermarktung nicht mehr beim Netzbetreiber, sondern in der Verantwortung des vom Erzeuger beauftragten Direktvermarkters.

Insbesondere für die immer größere Anzahl von ausgeförderten EEG-Anlagen, die ohne weiteren Anspruch auf Anschlussförderung beim Netzbetreiber ohnehin direktvermarktet werden müssen und keine EEG-Förderung mehr beziehen oder nur eine geringe Anschlussförderung erhalten, muss die Direktvermarktung einfacher und kostengünstiger werden. Gleiches gilt für neue, kleine noch förderfähige Anlagen. Es entstünde dadurch ein wesentlich höherer Anreiz, einen marktlichen Weg für den Betrieb zu wählen. Insgesamt sind die Investitionen für den

¹ Siehe etwa S. 25, 68, 70.

² Oder Anlagenbetreiber, wenn dieser den Strom selbst direkt vermarktet.

marktlichen Betrieb von Bestands- und ausgeförderten Anlagen so gering wie möglich zu halten, um günstige Alternativen zu einer Volleinspeisung bzw. abgeregelten Überschusseinspeisung zu bieten.

Den vorliegenden Vorschlag sieht der BDEW als geeignet an, kurzfristig umgesetzt zu werden und insbesondere im Zusammenhang mit der anstehenden BSI-Markterklärung neue Anreize für den weiteren Ausbau von Erneuerbaren Energien durch Abbau technischer Hürden zu schaffen.

1.1 Status quo

1.1.1 EEG 2021

Aktuell müssen Direktvermarkter *alle* direkt vermarkteten Anlagen

- › unabhängig von der Leistung und
- › unabhängig von der Inanspruchnahme einer EEG-Förderung

„sehen“ und „steuern“ können. Der Direktvermarkter muss also die Ist-Einspeisung jeder direkt vermarkteten Anlage abrufen können und die Einspeiseleistung stufenweise oder, sobald die technische Möglichkeit besteht, stufenlos ferngesteuert regeln können (§ 10b Abs. 1 Satz 1 EEG 2021).

Diese Regelung sollte die „marktorientierte“ Steuerung der EEG-Anlagen ermöglichen. Während das EEG 2017 diese Verpflichtung als Fördervoraussetzung für den Erhalt der Marktprämie ausgestaltete (§ 20 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2017), hat das EEG 2021 diese Anforderungen in allgemeine Voraussetzungen für die Direktvermarktung überführt. Eine Ausnahme von der verpflichtenden Steuerung von kleinen, direktvermarkteten Anlagen durch Vereinbarung zwischen Direktvermarkter und Anlagenbetreiber ist derzeit zwar möglich, wenn der Strom voll eingespeist wird (§ 10b Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 EEG 2021). **Prosumer-Sachverhalte sind hiervon aber ausgeschlossen. Zudem entfällt die gesetzliche Ausnahme für Volleinspeisungsanlagen zum 1. Januar 2023.**

Um den gesetzlichen Anforderungen zu entsprechen, müssen Direktvermarkter auch im Kleinstanlagensegment aktuell

- › entweder RLM-Messungen oder freiwillig intelligente Messsysteme vor BSI-Markterklärung einbauen (und damit ohne geltende Preisobergrenzen), um die Anlagen viertelstündlich bilanzieren zu können UND
- › eine Lösung zur jederzeitigen Abrufung der Ist-Einspeisung bereithalten UND
- › Technik zur Fernsteuerung installieren.

1.1.2 Direktvermarktung kleiner Anlagen in der Praxis

Wie funktioniert Direktvermarktung kleiner Anlagen und welchen Daten- und Steuerungsbedarf hat der Direktvermarkter daher?

- › Der Direktvermarkter meldet dem ÜNB für den *gesamten Pool* der von ihm vermarkteten kleinen Anlagen eine Einspeiseprognose für jede Viertelstunde des nächsten Tages.
- › Im Anschluss „verkauft er seine Prognose“ an der Strombörse.
- › Entspricht die Einspeisung je Viertelstunde am nächsten Tag nicht seiner Prognose, bezieht er die Differenzmengen in Form von Ausgleichenergie, für die die ÜNB ggf. Regelenergie aufwenden müssen. Er hätte dann mehr (oder weniger) Strom verkauft, als seine Anlagen tatsächlich eingespeist haben.
- › Erkennt der Direktvermarkter jedoch untertägig, dass seine tatsächliche Einspeisung von der am Vortag aufgestellten Prognose abweichen wird – etwa, weil die Sonne stärker scheint als gedacht – so hat er zwei Möglichkeiten, sich noch zu korrigieren: Entweder er regelt die zusätzliche Einspeisung von Solarenergie per Fernsteuerung ab. Seine Prognose stimmt wieder, aber Erneuerbare Energie wurde verschwendet. Oder er nimmt an der Strombörse Intraday-Handelsgeschäfte vor, die seinen Prognosefehler ausgleichen. Vereinfacht gesprochen: Er kauft indirekt einem anderen Kraftwerk ab, dass es an seiner Stelle herunterregelt. Hierbei wählt er von beiden Varianten die wirtschaftlich sinnvollere.
- › Der Direktvermarkter schafft vor allem einen Mehrwert für den Anlagenbetreiber und das System durch eine *möglichst gute Prognose* und weniger durch das aktive Hoch- oder Herunterregeln von Erneuerbaren-Energien-Anlagen.
- › Der Datenbedarf des Direktvermarkters beschränkt sich damit am Vortag auf die Daten, die es ihm erlauben, die Einspeisung seines *gesamten Pools* für den nächsten Tag möglichst präzise zu prognostizieren.
- › Untertägig benötigt er die Daten, die es ihm erlauben zu erkennen, ob sich die Einspeisung seines gesamten Pools tatsächlich entsprechend seiner Prognose entwickelt. So kann er noch abhelfen, wenn es zu einer Abweichung von der Prognose kommt.
- › Steuerungsbedarf hat er nur, wenn die Steuerung günstiger, d.h. insbesondere mit geringeren Transaktionskosten verbunden ist als der Ausgleich von Prognose-Fehlern durch Handelsgeschäfte am Intraday-Markt. Der Ausgleich am Intraday-Markt ist dabei heute regelmäßig günstiger. Direkt vermarktete Kleinanlagen werden daher in der Praxis nicht gesteuert. Hiervon völlig unabhängig ist das Recht des Netzbetreibers, Anlagen nach den Vorgaben des § 9 EEG und den technischen Anschlussregeln aus Gründen der Systemsicherheit herunterzuregeln. Dies besteht jederzeit.

Entfällt die Steuerungsmöglichkeit für den Direktvermarkter, unterscheidet sich die Vermarktung dieser Anlagen kaum von der Vermarktung der Anlagen in der Festvergütung durch die ÜNB.

1.2 Keine verpflichtende Sichtbarkeit und Steuerung für Anlagen bis 25 kW(p) durch den Direktvermarkter

Die zwingende Sichtbarkeit und Steuerbarkeit für Anlagen bis 25 kW(p) durch den Direktvermarkter sind abzuschaffen, weil

- › **die Regelung den Direktvermarktern dienen soll, die diese in der Praxis nicht benötigen.** Sie diene ursprünglich dazu, technische Anforderungen gegenüber Anlagenbetreibern besser durchsetzen zu können, die Prognosen zu erleichtern und die Reaktion auf Marktsignale zu ermöglichen. Das Gesetz schreibt nur die *Möglichkeit* der Sichtbarkeit und Steuerbarkeit vor, nicht die tatsächliche Anwendung. Direktvermarkter lehnen diese Anforderungen jedoch ab, weil Anlagen in diesem Segment nicht gesteuert werden. Ein Grund hierfür ist, dass die Anlagen häufig in Überschusseinspeisung betrieben werden und ihr Mehrwert bei einer marktbedingten Anpassung nur gering wäre.

Die Daten für die Prognosen können auch anders als durch Einrichtungen zur Abrufung der Ist-Einspeisung ermittelt werden, etwa aus den Daten der Wechselrichter oder aus Messtechnik in den regelmäßig mit den Anlagen verbauten Speichern. Beide verfügen standardmäßig über eine Online-Anbindung. Zudem genügen einzelne Referenzanlagen zur Hochrechnung. Lediglich die viertelstündliche Bilanzierung ist dabei für Direktvermarktung zwingend notwendig. Die jederzeitige Abrufung der Ist-Einspeisung ist mit erheblichen Kosten für die Datenübertragung verbunden – insbesondere, wenn sie zukünftig mit intelligenten Messsystemen erfolgen soll. Dabei benötigt der Direktvermarkter jedoch nicht die Ist-Einspeisewerte jeder einzelnen Anlage. Es reichen einzelne Referenzanlagen, um eine belastbare Prognose für den gesamten Pool für den nächsten Tag aufzustellen und untertäglich eine mögliche Abweichung der Einspeisung hiervon zu erkennen (Gebiets- und Hochrechnungsprognosen statt Einzelprognosen). Mit der Möglichkeit die Anlagen, vor allem Altanlagen, von der Volleinspeisung in die Direktvermarktung zu überführen, erfolgt erst eine bedarfsgerechte Eigennutzung und die Überschusseinspeisung wird vom Direktvermarkter korrekt prognostiziert.

Der Anreiz, hier sehr präzise zu arbeiten ist sehr hoch, da jede Abweichung von der Prognose mit Ausgleichsenergie ausgeglichen werden muss, d.h. vereinfacht gesprochen mit den Kosten der aufgrund der Abweichung angefallenen teuren Regelleistung.

- › **unnötige Kosten und Abwicklungsaufwand verursachen.** Die Kosten dieser technischen Anforderungen stehen im Kleinanlagen-Segment regelmäßig in keinem Verhältnis zu ihrem

Nutzen. Anlagen kleiner 25 kW(p), vor allem älterer Generation, haben keine Monitoring-systeme. Die technische Herstellung einer Schnittstelle zu den Wechselrichtern ist nur bei neueren Modellen möglich, so dass bei älteren Anlagen ein recht hoher technischer Aufwand getrieben werden müsste. Hier kann die Investition in Fernsteuerungstechnik bei bis zu 1.000 € je Anlage liegen.

- › **sie den Kleinanlagenbetreibern als Kunden kaum zu vermitteln sind.** Jede Form der Fernsteuerung ist sowohl mit Kosten für die Technik als auch mit Transaktionskosten und erheblichem Unmut der Kunden verbunden. Warum sollte eine 3 kWp-Anlage, die aktuell und zukünftig nach einer entsprechenden BSI-Markterklärung nicht einmal durch den Netzbetreiber geregelt werden muss, Fernsteuerungstechnik für Direktvermarkter vorhalten? Zusätzlich müssten sie ggf. für die fehlende Einspeisung entschädigt werden, was bei einem Pool aus vielen Kleinanlagen enorme Transaktionskosten erzeugt. Aus diesem Grund ist es heute stets die wirtschaftlichere Variante, erkennbare Abweichungen bei der Prognose durch Handelsgeschäfte am Intraday-Markt, statt durch Abregelung auszugleichen. Die Fernsteuerungstechnik wird nur installiert, um bei der Anmeldung zur Direktvermarktung dem § 10b EEG zu genügen, ihre Einsatzfähigkeit wird gegenüber dem Netzbetreiber in einem bürokratischen Verfahren einmal nachgewiesen und danach wird sie nie wieder genutzt.
- › **auch keine andere Wertschöpfungsstufe Interesse daran hat, dass Direktvermarkter Anlagen bis 25 kW(p) steuern können müssen.**
- › **hierdurch ein Gleichklang mit den Vorgaben für das Redispatch durch den Netzbetreiber hergestellt wird.**

Nach Start des Rollouts intelligenter Messsysteme gilt die verpflichtende Fernsteuerbarkeit für Anlagen im Rahmen des Redispatch durch den Netzbetreiber bspw. auch erst ab einer Leistung über 25 kW(p). Bis 7 kW(p) müssen Anlagen vom Netzbetreiber nicht einmal „gesehen“ werden. Über 7 bis 25 kW(p) gilt die Anforderung, dass der Netzbetreiber die Ist-Einspeisung der Anlage jederzeit abrufen können muss. Diese Anforderung wird durch Einbau eines intelligenten Messsystems unproblematisch ermöglicht. Für kleine Bestandsanlagen gibt es vor Einbau eines intelligenten Messsystems außerdem die Möglichkeit, am Verknüpfungspunkt ihrer Anlage mit dem Netz die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 70 Prozent der installierten Leistung zu begrenzen,³ die weithin genutzt wurde und wird. Nach aktuellen Gesetzgebungsvorschlägen sollen die Anforderungen an Anlagen bis 25 kW(p) vor Rolloutstart sogar noch weiter herabgesetzt werden.

³ Vgl. §§ 9 Abs. 2 und 100 Abs. 4 EEG 2021.

- › **so eine frühere Ausstattung von kleinen direkt vermarkteten Anlagen mit intelligenten Messsystemen zu den im MsbG genannten Preisobergrenzen kurzfristig möglich werden kann.**

Der BDEW setzt sich aktuell dringlich für eine (erneute) Markterklärung des BSI für nicht gesteuerte Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch bis 100.000 kWh und für nicht zu steuernde Erzeugungsanlagen in Niederspannung bis 25 kW ein (siehe auch das [BDEW-Kurzpositionspapier](#)). Mit entsprechender Markterklärung und mit Umsetzung des BDEW-Vorschlags zu § 10b EEG 2021 kann der Rollout von intelligenten Messsystemen auch bei kleinen direkt vermarkteten Anlagen starten. Selbst vor einem entsprechenden Rollout würde die vorgeschlagene Anpassung zu einer deutlichen Verbesserung führen: Die bereits heute zertifizierten Geräte könnten freiwillig eingesetzt werden, um die viertelstündliche Bilanzierung zu ermöglichen. Weitere Anforderungen an Steuerung und Abrufung der Ist-Einspeisung entfielen.

- › **insbesondere kleine *ausgeförderte* Anlagen kostengünstig im Rahmen des Rollouts intelligenter Messsysteme bei Anlagen bis 25 kW(p) in die Direktvermarktung überführt werden können.** Mit Blick auf die extrem ambitionierten Ausbauziele der nächsten Jahre und die zugleich immer größere Zahl an Anlagen, die nach 20 Jahren aus der Einspeisevergütung fallen, besteht hier Handlungsbedarf. Es sollte all diesen Anlagen so einfach wie möglich gemacht werden, durch präzise Prognosen und Bilanzierung Verantwortung für die Systemicherheit zu übernehmen.

Es erscheint daher unverhältnismäßig, die Installation von Technik zur jederzeitigen Abrufung der Ist-Einspeisung und zur Fernsteuerung *gesetzlich* vorzuschreiben. Denn diese wird in der Praxis mangels Wirtschaftlichkeit nicht genutzt. Über den Gleichlauf zwischen den Anforderungen an die marktorientierte und die netzdienliche Steuerung hinaus, sollte allerdings perspektivisch die 30 kW-Schwelle für weitere Vorgaben an technische Einrichtungen für die marktorientierte Steuerung maßgeblich sein.

Der Vorschlag für eine gesetzliche Änderung wird in § 10b Abs. 1 Satz 5 bis 8 EEG-E umgesetzt (siehe unter 1.4).

1.3 Bleibende Rahmenbedingungen

Diese einfache Lösung übergeht nicht die wesentlichen Bilanzierungsgrundsätze: Direkt vermarktete Anlagen sind weiterhin viertelstündlich zu messen und zu bilanzieren.

Zudem soll eine direkte Steuerung einer PV-Anlage – sofern sie in Zukunft doch gewünscht wird – perspektivisch nur über ein intelligentes Messsystem möglich sein. Sichtbarkeit und Steuerbarkeit durch den Direktvermarkter bei Anlagen bis 25 kW(p) sind jedoch nicht mehr zwingend, sondern optional.

Will der Direktvermarkter die Erzeugungsleistung der Anlage aber direkt steuern, muss sich diese Steuerung in die sichere Systemarchitektur eines intelligenten Messsystems einfügen (keine „Parallelstruktur“). Diese Anforderung findet sich im vorgeschlagenen § 10b Abs. 1 Satz 7 EEG-E wieder und entspricht der Parallelregelung in § 9 EEG 2021. Nur wenn in Bestandsanlagen ein intelligentes Messsystem eingebaut wird (i.d.R. im Rahmen des Pflichtrollout), über das die Steuerung durch den Direktvermarkter tatsächlich möglich ist (vgl. § 84a Nr. 3 EEG 2021), müsste auch die Steuerungshandlung darüber vorgenommen werden.

1.4 Formulierungsvorschlag

In § 10b Abs. 1 EEG 2021 (perspektivisch EEG 2023) werden folgende Sätze 5 bis 8 in Absatz 1 ergänzt:

„§ 10b Vorgaben zur Direktvermarktung

(1) Anlagenbetreiber, die den in ihren Anlagen erzeugten Strom direkt vermarkten, müssen

1. ihre Anlagen mit technischen Einrichtungen ausstatten, über die das Direktvermarktungsunternehmen oder die andere Person, an die der Strom veräußert wird, jederzeit

a) die Ist-Einspeisung abrufen kann und

*b) die Einspeiseleistung, **soweit die technische Möglichkeit besteht**, stufenweise oder, sobald die technische Möglichkeit besteht, stufenlos ferngesteuert regeln kann, und*

2. dem Direktvermarktungsunternehmen oder der anderen Person, an die der Strom veräußert wird, die Befugnis einräumen, jederzeit

a) die Ist-Einspeisung abzurufen und

b) die Einspeiseleistung ferngesteuert in einem Umfang zu regeln, der für eine bedarfsgerechte Einspeisung des Stroms erforderlich und nicht nach den genehmigungsrechtlichen Vorgaben nachweislich ausgeschlossen ist.

*Die Pflicht nach Satz 1 Nummer 1 gilt auch als erfüllt, wenn mehrere Anlagen, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, mit einer gemeinsamen technischen Einrichtung ausgestattet sind, mit der der Direktvermarktungsunternehmer oder die andere Person jederzeit die Pflicht nach Satz 1 Nummer 1 für die Gesamtheit der Anlagen erfüllen kann. Wird der Strom vom Anlagenbetreiber unmittelbar an einen Letztverbraucher oder unmittelbar an einer Strombörse veräußert, sind die Sätze 1 und 2 entsprechend anzuwenden mit der Maßgabe, dass der Anlagenbetreiber die Befugnisse des Direktvermarktungsunternehmers oder der anderen Person wahrnimmt. Die Pflicht nach Satz 1 muss nicht vor dem Beginn des zweiten auf die Inbetriebnahme der Anlage folgenden Kalendermonats erfüllt werden. **Die Pflicht nach Satz 1 gilt nicht für Anlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 25 Ki-***

lowatt. Zur Bestimmung der Größe einer Anlage nach Satz 5 ist § 9 Absatz 3 Satz 1 entsprechend anzuwenden. Wenn das Direktvermarktungsunternehmen oder im Falle des Satzes 3 der Anlagenbetreiber die Erzeugungsleistung der Anlage dennoch unmittelbar ferngesteuert reduziert, muss bei Anlagen, die nach dem Ablauf des ersten Kalendermonats nach der Bekanntmachung des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik nach § 30 des Messstellenbetriebsgesetzes in Verbindung mit § 84a Nummer 3 in Betrieb genommen worden sind, die Steuerung über ein Smart-Meter-Gateway nach § 2 Nummer 19 des Messstellenbetriebsgesetzes erfolgen; § 9 Absatz 1b ist entsprechend anzuwenden. Bei Anlagen, die bis zum Ablauf des ersten Kalendermonats nach dieser Bekanntmachung in Betrieb genommen worden sind, erfolgt die Fernsteuerung, wenn das Direktvermarktungsunternehmen oder im Falle des Satzes 3 der Anlagenbetreiber die Erzeugungsleistung der Anlage unmittelbar ferngesteuert reduziert, ab dem Einbau eines intelligenten Messsystems nach Satz 6; § 9 Absatz 1b ist entsprechend anzuwenden.“

Begründung zur Änderung des § 10b Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 b EEG 2021 („soweit die technische Möglichkeit besteht“):

Ältere PV-Anlagen haben regelmäßig keine Möglichkeit zur stufenweisen (oder gar stufenlosen) Regelung. Alte Wechselrichter haben in der Regel nur einen An-/Aus-Schalter. Erst seit Einführung der Vorgängerregelungen des § 10b EEG 2021 wurde die Möglichkeit der stufenweisen Regelung in die Wechselrichter integriert. Entsprechend wurde für die technischen Einrichtungen vom Gesetzgeber für die netzdienliche Steuerung eine Amnestieregelung in § 100 Abs. 4 EEG 2021 integriert. Gerade ausgeförderte Anlagen sollten nicht deshalb von der Direktvermarktung ausgeschlossen werden, weil der vorhandene Wechselrichter eine stufenweise Regelung nicht umsetzen kann.

Ansprechpartnerinnen

BDEW

Constanze Hartmann, LL.M. (Bristol)

Recht/ Fachgebietsleiterin EEG

030 300 199-1527

constanze.hartmann@bdew.de

BDEW

Dr. Ruth Brand-Schock

Erzeugung/ Fachgebietsleiterin EE

030 300 199-1310

ruth.brand-schock@bdew.de