

Berlin, 18. September 2026

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdew.de

Anwendungshilfe

Aktuelle Fragen der Direktvermarktung

- standardisierter Nachweis der marktorientierten Steuerung gemäß § 10b Abs. 5 EEG 2023
- Umgang mit kleinen PV-Anlagen

Versionsnummer: 1.0

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 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 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

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

Inhalt

1	Standardisierter Nachweis der marktorientierten Steuerung gemäß § 10b Abs. 5 EEG 2023	3
1.1	Hintergrund und konkreter gesetzlicher Auftrag	3
1.2	Umsetzung.....	4
1.2.1	Angepasste Datenformate	5
1.2.2	Begleitende Mitteilung der Bundesnetzagentur	6
1.2.3	Fragen und Antworten zum Steuerbarkeitsnachweis.....	7
1.3	Übersicht: Umsetzung und erforderliche Schritte für Direktvermarkter und Netzbetreiber	13
2	Weitere Informationen zur Direktvermarktung	17
2.1	Abwicklung der Direktvermarktung	17
2.1.1	Einordnung	17
2.1.2	Frühzeitige Zuordnung der MaLo-ID zu einer Marktllokation	18
2.1.3	Abwicklung der Direktvermarktung in der Marktkommunikation	18
2.2	Marktorientierte Steuerung	19
2.3	Speicher	19

1 Standardisierter Nachweis der marktorientierten Steuerung gemäß § 10b Abs. 5 EEG 2023

Das „PV-Spitzen-Gesetz“¹ (s. u.) hat im Februar 2025 die rechtliche Grundlage für eine einheitliche Nachweisführung zu den Anforderungen an direktvermarktete Anlagen im EEG geschaffen. Diese Nachweise sollen unter den Netzbetreibern abgestimmt und für Anlagenbetreiber und Direktvermarktungsunternehmen einfach umsetzbar sein und eine massengeschäftstaugliche Abwicklung ermöglichen.

Aus BDEW-Sicht steht der letztgenannte Aspekt im Vordergrund, um die Abwicklung der Direktvermarktung deutlich zu vereinfachen. Der BDEW hat in seinen Gremien Angaben für standardisierte Nachweise für die marktorientierte Steuerung von EEG-Anlagen durch den Direktvermarkter erarbeitet.

Die BDEW-Projektgruppe EDI@Energy hat diese zum 1. April 2026 in den Datenformaten der UTILMD, d. h. der UTILMD MIG Strom S2.2 und UTILMD AHB Strom 2.2 und ggf. Folgeversionen abgebildet. Die Datenformate sind ab dem 1. Oktober 2026 in der Praxis umzusetzen (siehe [BNetzA-Veröffentlichung](#)).

Eine Übersicht und Zusammenfassung der notwendigen Schritte findet sich unter 1.3.

1.1 Hintergrund und konkreter gesetzlicher Auftrag

Mit dem am 25. Februar 2025 in Kraft getretenen „PV-Spitzen-Gesetz“ haben sich u.a. Vorgaben in § 10b EEG 2023 (neu) für technische Einrichtungen zur marktorientierten Steuerung geändert. Als Aufgabe für Netzbetreiber bestimmt **§ 10b Abs. 5 EEG 2023** die Abstimmung einheitlicher, einfach umsetzbarer Nachweise für die Pflichten des § 10b EEG 2023:

„Die Netzbetreiber stimmen untereinander bis zum Ablauf des 1. März 2026 einheitliche, für Anlagenbetreiber und Direktvermarktungsunternehmen einfach umsetzbare Nachweise ab, die sie zur Überprüfung der in diesem Paragraphen genannten Pflichten heranziehen. Sie stellen dabei die Massengeschäftstauglichkeit der Nachweisführung sicher. Soweit die Bundesnetzagentur eine Festlegung nach § 85 Absatz 2 Nummer 2

¹ Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen, auch als „PV-Spitzen-Gesetz“ bekannt, [BGBl 2025 I Nr. 51 vom 24.02.2025](#), siehe auch [BDEW-Anwendungshilfe](#) dazu, S. 21.

getroffen hat, müssen Netzbetreiber, Direktvermarktungsunternehmen und Anlagenbetreiber für die Nachweisführung das festgelegte Verfahren und Format nutzen.“

Zu den Pflichten des Anlagenbetreibers nach § 10b EEG 2023, für die einfach umsetzbare Nachweise zur Verwendung gegenüber den Netzbetreibern erforderlich sind, gehören:

- › technische Einrichtungen zur marktdienlichen Steuerung – also zur Abrufung der Ist-Einspeisung und ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung durch den Direktvermarkter – sind
 - installiert
 - und können ausgelesen/angesteuert werden.
- › Dem Direktvermarkter wurde die Befugnis zur Abrufung der Ist-Einspeisung und ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung erteilt.
- › Die Steuerung durch den Netzbetreiber muss vorrangig vor der Steuerung durch den Direktvermarkter umsetzbar sein.

Erfüllt der Anlagenbetreiber diese Pflichten nicht, greift ein **eigenständiger monetärer Sanktionsanspruch des Netzbetreibers (§ 52 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2023)**, den dieser gegenüber dem Anlagenbetreiber geltend machen muss.

Bei mehrfachen Verstößen des Anlagenbetreibers kommt die Sanktion der Anlagentrennung vom Netz in Frage (§ 52a EEG 2023), siehe hierzu auch die [BDEW-Anwendungshilfe zum EEG 2023 \(neu\)](#), siehe unter 1.2.3.

1.2 Umsetzung

Schon während des Gesetzgebungsverfahrens zum „PV-Spitzen-Gesetz“ war angedacht – aber letztlich nicht umgesetzt –, die Leistungsschwelle für eine verpflichtende Direktvermarktung statt einer Einspeisevergütung von 100 kW auf 25 kW abzusenken. Eine weitere Absenkung der Schwellen ist in der politischen Diskussion. Die Direktvermarktung – gerade von kleineren Anlagen – wird voraussichtlich in Zukunft eine noch größere Rolle spielen.

Besonders wichtig war bei der Erarbeitung der standardisierten Nachweise daher, auch für Kleinanlagensegmente eine einfache, massengeschäftstaugliche Umsetzung zu finden.

Die Umsetzung folgt der in der Branche bereits üblichen Abfrage einer Eigenerklärung mit der grundsätzliche Möglichkeit, Nachweise für die Fernsteuerbarkeit nachzufordern. Im Folgenden werden die standardisierten Nachweise, ihre massengeschäftstaugliche Übermittlung in den Datenformaten sowie erste FAQs beantwortet.

Eine zusammenfassende Übersicht zur Umsetzung und der erforderlichen Schritte findet sich unter 1.3.

1.2.1 Angepasste Datenformate

Die Angabe, ob die Anlage durch den Direktvermarkter steuerbar ist oder nicht, erfolgt durch diesen über die Datenformate. Da § 10b EEG 2023 vorsieht, dass der Anlagenbetreiber die Nachweise erbringt, den auch bei Nichterfüllung die Sanktionen der §§ 52 und 52a EEG 2023 treffen, muss der Direktvermarkter für diese Angabe vom Anlagenbetreiber bevollmächtigt sein. **Allerdings wird auf den Nachweis von Vollmachten durch den Anlagenbetreiber für die Berechtigung zur Direktvermarktung der eingespeisten Strommengen in den Datenformaten verzichtet.** Denn bereits die Anmeldung von Anlagen zur Direktvermarktung über die Marktkommunikation erfolgt ohne Nachweis einer entsprechenden Vollmacht und sichert so die Massengeschäftstauglichkeit. Dass die Angaben nur gemacht werden, wenn eine entsprechende Beauftragung und Bevollmächtigung vorliegen, sichert die begleitende BNetzA-Mitteilung (siehe unter 1.2.2.).



Zu beachten ist, dass sich

- › die Angabe der Steuerbarkeit durch den Direktvermarkter auf die **Technische Ressource**, nicht auf die „Anlage“ im Sinne von § 3 Nr. 1 EEG 2023 bezieht (siehe zu den Konsequenzen hieraus unter 1.2.3) und
- › der **Direktvermarkter** nach dem EEG sich in der **Marktrolle Lieferant (LF)** wiederfindet und sich **die Anmeldung einer Anlage zur Direktvermarktung auf eine Marktllokation bezieht**

Siehe hierzu die [BDEW-Anwendungshilfe - Einführungsszenario zu den neuen Segmenten und Codes zum 1. Oktober 2026 in der UTILMD](#)“ (siehe auch auf www.bdew-mako.de unter dem Reiter „Marktprozesse“)

1.2.2 Begleitende Mitteilung der Bundesnetzagentur

Die [BK6-Mitteilung Nr. 56 vom 1. April 2026](#) zu den Datenformaten zur Abwicklung der Marktkommunikation² ergänzt die Nachweise in den Datenformaten wie folgt:

UTILMD Strom im Zusammenhang mit §10b EEG (Fernsteuerbarkeit)

Im Zuge der Angabe zum Status der Fernsteuerbarkeit (Z24) erfolgt für den angegebenen Zeitraum die Erklärung, ob die Technische Ressource steuerbar (ZW5) oder nicht steuerbar (ZW6) ist. Sie erfolgt mit Wirkung zum angegebenen Stichtag im eigenen Namen des Direktvermarkters oder eines Dritten in seiner Marktrolle sowie mit Vollmacht und im Namen des Betreibers, sofern der Betreiber nicht selbst die Befugnisse des Direktvermarktungsunternehmens oder des Dritten wahrnimmt. Mit der Nutzung des Codes ZW5 wird bestätigt, dass sämtliche Anforderungen nach § 10b EEG 2023 erfüllt sind. Auf Nachfrage des Netzbetreibers können Nachweise hierfür vorgelegt werden.

Danach bedeutet die Nutzung des entsprechenden Codes, dass der Direktvermarkter (in der Rolle Lieferant) in seinem eigenen Namen und mit Vollmacht und im Namen des Anlagenbetreibers handeln darf und dass auf Nachfrage des Netzbetreibers konkrete Nachweise für die jeweiligen Anforderungen vorgelegt werden müssen. Eine begleitende Mitteilung war erforderlich, da sich die Angaben in den Datenformaten lediglich auf die Eigenschaften der Technischen Ressourcen beziehen und keine weiteren, insbesondere rechtlichen Umstände wie Vollmachten berücksichtigen können.



Zusammenfassend:

Im Nachgang zur Anmeldung zur Direktvermarktung kann die Erklärung, dass die Anlage fernsteuerbar ist (sofern das schon der Fall ist), über die Datenformate erfolgen, ohne dass konkrete Nachweise oder eine Vollmacht vorzulegen sind. Dies entspricht einer massengeschäftstauglichen Variante der bisher in der Branche üblichen Eigenerklärung hierzu.

Erst bei Zweifeln wird der Netzbetreiber bilateral nachfragen. Dann sind entsprechende Nachweise zu erbringen (siehe dazu „Wie erfolgt der konkrete Nachweis der Fernsteuerbarkeit“?). Dies sollte allerdings die Ausnahme und nicht der Regelfall sein.

² Vom 1. April 2026.

1.2.3 Fragen und Antworten zum Steuerbarkeitsnachweis

- › **Warum bezieht sich die Angabe zur Steuerbarkeit in den Datenformaten auf die Technische Ressource und nicht wie § 10b EEG 2023 auf die „Anlage“ nach dem EEG?**

Die Marktkommunikation und die Datenformate kennen nicht die „Anlage“ nach dem EEG. Die Umsetzung des Nachweises in der massengeschäftstauglichen Form der Datenformate erfolgt dadurch, dass die Angabe für jede einzelne Technische Ressource erfolgen muss. Denn die Technische Ressource ist das Objekt, dessen Leistung gesteuert wird und nicht die „Anlage“ nach dem EEG.

Für Direktvermarkter heißt das, dass die Angabe „Voraussetzungen nach § 10b EEG liegen vor“ für jede der Technischen Ressourcen vorzunehmen ist, die insgesamt die „Anlage“ nach dem EEG 2023 bilden.

Beispiel 1: Im Fall eines Windparks (Onshore) ist die einzelne Windenergieanlage eine Technische Ressource und gleichzeitig eine „Anlage“ im Sinne des EEG 2023. Hier fallen „Anlage“ und „Technische Ressource“ also zusammen. Da der Anlagenbetreiber nach § 10b Abs. 1 Satz 2 EEG 2023 seine Pflichten auch dann erfüllt, wenn mehrere Anlagen hinter einem Verknüpfungspunkt gemeinsam steuerbar sind und diese Option genutzt werden soll, müsste für jede Windenergieanlage (= Technische Ressource) in den Datenformaten bestätigt werden, dass die Voraussetzungen vorliegen.

Beispiel 2: Bei mehreren Dach-PV-Modulen gilt jedes PV-Modul als eigenständige Anlage nach dem EEG 2023 (vgl. § 3 Nr. 1 Satz 1 2. Halbsatz EEG 2023). Der Anlagenbegriff ist jedoch nicht deckungsgleich mit der Technischen Ressource. Für PV-Anlagen sieht das MaStR bspw. vor, dass alle Module, die an demselben Standort gleichzeitig in Betrieb genommen werden, als eine Technische Ressource gelten.³

Für Netzbetreiber heißt das, dass für Anlagen, die sich zur Direktvermarktung anmelden, eine TR-ID vergeben werden muss. Außerdem muss das „Mapping“, also die Zusammenführung von Technischen Ressourcen und der „Anlage“ nach dem EEG 2023, im internen System abgebildet werden: Welche Technischen Ressourcen bilden eine Anlage nach dem EEG? Dies ist insbesondere für die Sanktionierung bzw. die Aufrechnung bei Sanktionsfall mit der

³ Siehe [FAQ der BNetzA](#) zum Markstammdatenregister unter „Wie registriere ich meine Anlage“?

auszuzahlenden EEG-Förderung relevant.

Dem Netzbetreiber sind die jeweiligen Technischen Ressourcen bekannt.



Bei der Technischen Ressourcen-ID (**TR-ID**) handelt es sich um eine alphanumerische, 11-stellige Identifikationsnummer. Die Identifikationsnummer wird zentral durch die Energie Codes und Services GmbH ausgegeben und dezentral durch den Codeinhaber einer Technischen Ressource zugeordnet. Der Netzbetreiber ist verantwortlich für die Zuweisung der TR-ID zu einer Technischen Ressource. Eine Veränderung der TR-ID ist unzulässig, solange die Technische Ressource existiert. Auch im Fall eines Netzbetreiberwechsels oder BTR-Wechsels bleibt die TR-ID unverändert bestehen.



Im Nachfolgenden werden die Abkürzungen wie folgt verwendet:

NB = Netzbetreiber

LF = Lieferant (in EEG-Umfeld oftmals als Direktvermarkter bezeichnet)

Damit der Informationsaustausch zur Fernsteuerbarkeit über die Datenformate möglich wird, müssen Netzbetreiber allen Technischen Ressourcen (TR), für die diese Information benötigt wird, eine TR-ID zuweisen.

Der NB ist bereits heute in der Lage zu jeder Marktllokation die dieser angehörigen TR im Rahmen der Marktkommunikation allen berechtigten Marktpartnern zu kommunizieren. Denn der NB hat die Aufgabe, alle Objekte, die in der Marktkommunikation benötigt werden, mit den nötigen Identifikatoren zu versehen und den berechtigten Marktteilnehmer diese Informationen zur Verfügung zu stellen.

Ist ein LF somit heute einer Marktllokation zugeordnet, müssten ihm heute schon alle TR (inkl. deren TR-ID) dieser Marktllokation bekannt sein.

Wird ein LF einer Marktllokation neu zugeordnet, so ist der NB verpflichtet, dem LF im Rahmen des GPKE Use-Cases „Lieferbeginn“ bzw. des GPKE Use-Cases „Neuanlage“ die TR der Marktllokation über den GPKE Use-Case „Stammdatenänderung vom NB (verantwortlich) ausgehend“ mitzuteilen, da dieser vom GPKE Use-Case „Lieferbeginn“ bzw. Use-Case „Neuanlage“ ausgelöst wird.

Sollte einem LF zu einer Marktllokation die benötigten TR-ID nicht vorliegen, muss er den NB über den GPKE Use-Case „Stammdatenänderung vom NB (Verantwortlich)

ausgehend“ in die Lage versetzen, ihm die benötigten Informationen über die entsprechenden Marktkommunikationsprozesse mitzuteilen.

› **Was muss der Netzbetreiber tun, wenn der Direktvermarkter die Möglichkeit zur Angabe in den Datenformaten nicht genutzt hat?**

Zum einen wird es ab dem 1. Oktober 2026 die Möglichkeit für den Netzbetreiber geben, eine Anfrage zum Datenclearing für den Status zur Erklärung zur Fernsteuerbarkeit nach § 10b EEG beim Lieferanten (Direktvermarkter) zu stellen, falls sich dieser nicht an das in dem Einführungsszenario beschriebene Vorgehen gehalten hat. Diese Möglichkeit sollte der Netzbetreiber nutzen. Allerdings ist der Netzbetreiber bei Überschreitung der in § 10b Abs. 1 EEG 2023 genannten Fristen ohne Angabe in den Datenformaten verpflichtet, nach § 52 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2023 zu sanktionieren. Denn ein Nachweis über die Fernsteuerbarkeit durch den Direktvermarkter fehlt in diesem Fall.

› **Müssen Vollmachten separat übermittelt werden?**

Nicht standardmäßig. Wie die [Mitteilung Nr. 56 der Bundesnetzagentur vom 1. April 2026](#) ausführt, bestätigt der Direktvermarkter in der Rolle Lieferant mit der Angabe in den Datenformaten, dass die Voraussetzungen erfüllt sind, und damit

- für diese Angabe die notwendigen Vollmachten des Anlagenbetreibers, also des Betreibers der für die Anlage relevanten Technischen Ressourcen, vorliegen und
- die Bestätigung auch im Namen des Anlagenbetreibers erfolgen darf. Bei Zweifeln kann der Netzbetreiber sich jedoch entsprechende Unterlagen vorlegen lassen (siehe auch die folgende Frage).

› **Muss der Direktvermarkter ggf. Nachweise für die Angabe der Fernsteuerbarkeit vorlegen?**

Nicht standardmäßig. Wie die [Mitteilung Nr. 56 der Bundesnetzagentur vom 1. April 2026](#) ausführt, wird mit der Angabe in den Datenformaten, dass die Voraussetzungen erfüllt sind, auch bestätigt, dass Nachweise für die Fernsteuerbarkeit vorgelegt werden können. **Der Direktvermarkter bestätigt mit den Angaben in den Datenformaten also, dass die Voraussetzungen vorliegen und er in der Lage ist, entsprechende Nachweise tatsächlich vorzulegen.** Diese werden aber nicht als Standard abgefragt, sondern nur, wenn der Netzbetreiber konkrete Zweifel an der Fernsteuerbarkeit durch den Direktvermarkter hat oder haben muss.

› **Wie erfolgt der konkrete Nachweis der Fernsteuerbarkeit bei Nachfrage?**

Da der konkrete Nachweis der Fernsteuerbarkeit nur noch im Ausnahmefall vorgelegt werden muss und nicht standardmäßig zu übermitteln ist, können Direktvermarkter auf in der Branche bislang verwendete Nachweise zurückgreifen und mit dem Netzbetreiber ggf. bilateral den erforderlichen Nachweis klären.

Als Nachweise für die Einhaltung von § 10b EEG 2023 haben sich für die Steuerbarkeit der Anlagen ein Fernsteuerungsprotokoll und für die Abrufung der Ist-Einspeisung ein Nachweis über die verwendete technische Einrichtung bewährt.

Konkret für die Steuerbarkeit durch den Direktvermarkter⁴:

1. Gemeinsame Erklärung des Anlagenbetreibers und des Direktvermarkters zur Möglichkeit der Fernsteuerung:

- › Erkennbar durch den Anlagenbetreiber und den Direktvermarkter erstellt inkl. Bestätigung aller gesetzlichen Vorgaben des § 10b EEG
- › Beinhaltet die eindeutige Identifikation der Anlage(n), z.B. Nennung der betroffenen TR-IDs, SEE-Nummern und EEG-Anlagenschlüssel oder der Marktllokation bzw. weiterer Stammdaten
- › Beinhaltet das Startdatum der Fernsteuerbarkeit
- › Unterschrieben/digital unterzeichnet
- › **Alternativ zur gemeinsamen Erklärung von Anlagenbetreiber und Direktvermarkter: die Bevollmächtigung des Direktvermarktungsunternehmens durch den Anlagenbetreiber, dass die genannten Angaben nur durch den Direktvermarkter und auch für den Anlagenbetreiber erfolgen können und dem Direktvermarktungsunternehmen die Befugnis zur Abregelung eingeräumt wurde.**

2. Beleg / Erklärung über den Einbau der zur Fernsteuerung notwendigen Installation an der Anlage:

- › erkennbar durch einen Befähigten (Anlagenbetreiber, Anlagenerrichter, Installationsbetrieb) erstellt und bestätigt

⁴ Bzw. soweit einschlägig durch die "andere Person, an die der Strom veräußert wird" oder den Anlagenbetreiber, sofern dieser den Strom unmittelbar an einen Letztverbraucher oder unmittelbar an einer Strombörse veräußert, § 10b Abs. 1 Satz 3 EEG 2023.

- › beinhaltet den eindeutigen Bezug zur Anlage / deren Stammdaten, damit die Anlagenidentifikation zweifelsfrei möglich ist
- › beinhaltet das Datum der Herstellung der Fernsteuerbarkeit
- › unterschrieben/digital unterzeichnet

3. Testprotokoll über die erfolgte Fernsteuerung:

- › beinhaltet die eindeutige Identifikation der Anlage(n), z.B. Nennung der betroffenen TR-IDs, SEE-Nummern und EEG-Anlagenschlüssel sowie der Marktllokation und weiterer Stammdaten
- › beinhaltet das Datum des Tests
- › Kennlinie als Nachweis, dass das Direktvermarktungsunternehmen die Anlage angesteuert hat und deren Leistung reduzieren konnte
- › Einen Bezug zum Zweck des Tests (Bezugnahme auf die Pflichten nach § 10b EEG 2023)

Konkret für die Abrufung der Ist-Einspeisung durch den Direktvermarkter⁵:

- › Nutzung des TAF 9 bei einem intelligenten Messsystem oder
- › Verwendung eines RLM-Zählers, zusätzlich
- › Einbaubeleg der technischen Inbetriebnahme der Schnittstelle zum Direktvermarktungsunternehmen

› Wann muss der Netzbetreiber sanktionieren? Auf welcher Grundlage?

§ 52 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2023 verpflichtet den Netzbetreiber, bei Verstößen des Anlagenbetreibers gegen § 10b EEG 2023 einen eigenständigen Sanktionsanspruch geltend zu machen.

Sofern in den Datenformaten bestätigt wird, dass für die relevante Anlage (die Technischen Ressourcen, welche die Anlage bilden) die Voraussetzungen nach § 10b EEG vorliegen, kann der Netzbetreiber davon ausgehen, dass die Anforderungen erfüllt sind. Weitere Nachweise werden nicht vorgelegt. Nur bei konkreten Zweifeln besteht die Pflicht, nachzufragen. Wird

⁵ Bzw. soweit einschlägig durch die "andere Person, an die der Strom veräußert wird" oder den Anlagenbetreiber, sofern dieser den Strom unmittelbar an einen Letztverbraucher oder unmittelbar an einer Strombörse veräußert, § 10b Abs. 1 Satz 3 EEG 2023.

bestätigt, dass die Anforderungen für einen Zeitraum nicht vorliegen, in dem aber die Pflichten nach § 10b EEG 2023 zu erfüllen sind, sanktioniert der Netzbetreiber nach § 52 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2023. Gleiches gilt im Grundsatz für den Fall, dass für einen Zeitraum, in dem die Pflichten nach § 10b EEG 2023 zu erfüllen wären, keine Angabe erfolgt. In diesem Fall kann eine Klärung über die vorgesehenen Anfrage- und Datenclearingprozesse erfolgen.

Hinsichtlich der Fristen für die Sanktionierung sieht § 10b Abs. 1 Satz 3 EEG 2023 vor:

Die Pflicht nach Satz 1 muss nicht vor dem Beginn des zweiten auf die erstmalige Einspeisung der Anlage folgenden Kalendermonats und nicht vor dem Beginn des zweiten auf die Meldung des Direktvermarktungsunternehmens an den Netzbetreiber zur Übernahme der Vermarktung folgenden Kalendermonats erfüllt werden.

**Hinweis:**

Da für die Mitteilung der Steuerbarkeit Fristen vorgesehen sind, sollte der Netzbetreiber die TR-IDs so zeitig mitteilen, dass die Mitteilung fristgerecht vorgenommen werden kann, ohne dass es zu einer Sanktionierung kommen kann. Dieser Austausch ist bereits heute möglich. Aufgrund der hinterlegten Zeitscheibenlogik kann die Angabe auch für einen zurückliegenden Zeitraum angegeben werden.

Für die erstmalige Einspeisung bedeutet das:

Der Nachweis der Fernsteuerbarkeit muss zum Beginn des zweiten Kalendermonats, der auf die erstmalige Einspeisung von Strommengen in das Netz, die in der Anlage erzeugt wurden, folgt, nachgewiesen sein.

Für einen Wechsel des Direktvermarktungsunternehmens bzw. einen Wechsel von einer Form der Einspeisevergütung zur Direktvermarktung bedeutet das:

Da die Meldung bei Wechsel einer Veräußerungsform (nicht beim Wechsel des Direktvermarkters ohne Wechsel der Veräußerungsform) mit Vormonatsfrist erfolgen muss (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 1 EEG 2023), wäre „nicht vor Beginn des zweiten auf die Meldung des Direktvermarktungsunternehmens“ zeitgleich mit dem Beginn der eigentlichen Übernahme der Direktvermarktung. Eine Karenzfrist zum Einbau entsprechender Steuerungseinrichtungen würde hierdurch gerade entfallen, was gerade nicht Sinn der Änderung durch den Gesetzgeber war.

Speist die Anlage bereits in einer anderen Veräußerungsform ein und meldet der Direktvermarkter die Anlage zur Direktvermarktung an, sollte die Formulierung „nicht vor dem Beginn des zweiten auf die Meldung des Direktvermarktungsunternehmens an den Netzbetreiber zur Übernahme der Vermarktung folgenden Kalendermonats“ so auszulegen sein, dass die

“Meldung“ der mit der Meldung angekündigte *Beginn der Direktvermarktung* ist, siehe auch die [BDEW-Anwendungshilfe zum EEG 2023 \(neu\)](#), S. 31.)

Der BDEW wird sich im Rahmen der kommenden EEG-Novelle („EEG 2027“) allerdings für eine gesetzliche Klarstellung einsetzen, die rechtssichere und in der Praxis umsetzbare Fristen vorgibt.

Zusätzlich müssen Netzbetreiber prüfen, ob die Anlage wegen Verstoßes gegen § 10b EEG 2023 vom Netz zu trennen ist.

§ 52a Abs. 1 EEG 2023 lautet:

„ Der Netzbetreiber, an dessen Netz eine Anlage angeschlossen ist, muss die Anlage vorbehaltlich der Androhung nach Absatz 2 vom Netz trennen oder deren Einspeisung durch andere Maßnahmen unterbinden, wenn der Anlagenbetreiber hinsichtlich dieser Anlage in einem Zeitraum von zwölf Monaten in insgesamt mindestens sechs Monaten jeweils mindestens einmal gegen § 9 Absatz 1 oder Absatz 2 oder gegen § 10b Absatz 1 oder Absatz 2 verstoßen hat und der Anlagenbetreiber die Anlage nicht bereits nachweislich außer Betrieb genommen hat.“

Der Netzbetreiber muss die Anlage damit erst bei wiederholten Verstößen und auch erst nach Fristsetzung (beschrieben in § 52a Abs. 2 EEG 2023) vom Netz trennen. Dieser zusätzliche Sanktionstatbestand ist eng an § 6 der Elektrotechnische-Eigenschaften-Nachweis-Verordnung (NELEV) angelehnt. Voraussetzungen und Handhabung der Netztrennung bei schweren Pflichtverstößen nach § 52a EEG 2023 erläutert die [BDEW-Anwendungshilfe zum EEG 2023 \(neu\) nach der „kleinen Energierechtsnovelle“](#) (dort Kapitel 4).

1.3 Übersicht: Umsetzung und erforderliche Schritte für Direktvermarkter und Netzbetreiber

Direktvermarkter	Netzbetreiber
Nach Abstimmung mit dem Anlagenbetreiber nutzen Direktvermarkter die angepassten Datenformate zur Kommunikation der Steuerbarkeit nach § 10b EEG gegenüber dem Netzbetreiber. Direktvermarkter stellen sicher, dass entsprechende Vollmachten vorliegen und Nachweise auf Nachfrage des Netzbetreibers vorgelegt werden können.	Netzbetreiber haben die im Folgenden unter Nr. 1 bis 8 genannten Prozess-, Prüf- und ggf. Sanktionspflichten.

Netzbetreiber haben folgende Prozess-, Prüf- und ggf. Sanktionspflichten:

1. TR-IDs vergeben und Stammdaten abbilden

Für Anlagen, die zur Direktvermarktung angemeldet werden, sind den zugehörigen **Technischen Ressourcen TR-IDs zuzuweisen**.

Außerdem müssen die Systeme abbilden, welche Technischen Ressourcen gemeinsam eine EEG-Anlage bilden. Dieses Mapping ist wichtig, die Abfrage der Steuerbarkeit durch den Direktvermarkter auf Ebene der Technischen Ressource erfolgt, die gesetzlichen Pflichten und Sanktionen aber an die EEG-Anlage beziehungsweise den Anlagenbetreiber anknüpfen.

Aktiv zu tun:

- TR-ID je Technischer Ressource vergeben,
- TR-ID dem Direktvermarkter beziehungsweise Lieferanten mitteilen,
- Zuordnung von TR-ID, MaLo-ID, EEG-Anlage und Anlagenbetreiber systemseitig dokumentieren,
- sicherstellen, dass die Zuordnung auch bei Netzbetreiber- oder BTR-Wechsel erhalten bleibt.

Die TR-ID sollte so früh mitgeteilt werden, dass der Direktvermarkter die Fernsteuerbarkeit fristgerecht melden kann (siehe unter 1.2.3). Dieser Austausch ist bereits heute möglich.

2. Neue Marktkommunikationsprozesse ab 1. Oktober 2026 umsetzen (siehe 1.2.1)

3. Fehlende Meldungen aktiv klären

Hat der Direktvermarkter die Angabe nicht ordnungsgemäß übermittelt, soll der Netzbetreiber den vorgesehenen **Anfrage- beziehungsweise Datenclearingprozess** nutzen.

Das bedeutet praktisch:

1. Fristablauf überwachen.
2. Prüfen, ob für alle relevanten TR-IDs eine Meldung vorliegt.
3. Bei fehlender Meldung eine Datenclearing-Anfrage an den Lieferanten beziehungsweise Direktvermarkter senden.
4. Antwort und gegebenenfalls rückwirkend eingehende Meldung verarbeiten.
5. Vorgang revisionssicher dokumentieren.

4. Nicht standardmäßig: Einzelnachweise verlangen

Hat der Direktvermarkter die Steuerbarkeit über die Datenformate gemeldet, darf der Netzbetreiber grundsätzlich davon ausgehen, dass die Voraussetzungen erfüllt sind.

Eine standardmäßige Abfrage von Vollmachten, Fernsteuerungsprotokolle, Einbaunachweise oder Nachweisen zur Ist-Wert-Übertragung entfällt daher.

Eine bilaterale Nachweisanforderung ist erst vorgesehen, wenn **konkrete Zweifel** an der Fernsteuerbarkeit bestehen oder bestehen müssen.

Mögliche Zweifel können sich beispielsweise ergeben aus:

- widersprüchlichen Stammdaten,
- technischen Erkenntnissen aus dem Netzbetrieb,
- bekannten fehlgeschlagenen Steuerungsmaßnahmen,
- voneinander abweichenden Erklärungen,
- einer Meldung „steuerbar“, obwohl bekannte technische Voraussetzungen fehlen.

5. Bei Zweifeln geeignete Nachweise anfordern

Im Ausnahmefall kann der Netzbetreiber daher Nachweise verlangen, siehe hierzu oben unter „**Wie erfolgt der konkrete Nachweis der Fernsteuerbarkeit bei Nachfrage?**“

Die Unterlagen müssen die Anlage eindeutig identifizieren, etwa über TR-ID, MaLo-ID, SEE-Nummer oder EEG-Anlagenschlüssel.

6. Individuelle Erfüllungsfrist bestimmen

Netzbetreiber müssen für jede Anlage feststellen, ab wann die Pflichten des § 10b EEG 2027 erfüllt sein müssen.

Die Pflicht greift grundsätzlich nicht vor

- dem Beginn des zweiten Kalendermonats nach der erstmaligen Einspeisung und
- dem Beginn des zweiten Kalendermonats nach der maßgeblichen Meldung beziehungsweise Übernahme der Direktvermarktung.

Diese Fristlogik sollte automatisiert oder zumindest systemgestützt überwacht werden.

7. Sanktion nach § 52 EEG 2023 geltend machen

Liegt nach Ablauf der maßgeblichen Frist keine positive Meldung für die jeweiligen Technischen Ressourcen vor und wird nach Prüfung festgestellt, dass die Voraussetzungen tatsächlich nicht erfüllt sind, muss der Netzbetreiber den Sanktionsanspruch nach § 52 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2023 gegenüber dem Anlagenbetreiber geltend machen.

Hierfür sollten festgelegt werden:

- wie der Fristablauf überwacht wird,
- wann der Sanktionsfall eröffnet wird,
- wie Zeitraum und Höhe berechnet werden,
- wie die Forderung mit EEG-Zahlungen verrechnet oder separat geltend gemacht wird,

8. Wiederholungsverstöße nach § 52a EEG 2023 überwachen

Zusätzlich sind wiederholte Verstöße anlagenbezogen erfassen.

Eine Netztrennung oder anderweitige Unterbindung der Einspeisung kommt in Betracht, wenn der Anlagenbetreiber innerhalb von zwölf Monaten in mindestens sechs Monaten jeweils mindestens einmal gegen die relevanten Pflichten verstoßen hat.

Vor einer Netztrennung sind insbesondere

- die gesetzliche Androhung,
- eine Fristsetzung und
- die weiteren Voraussetzungen des § 52a EEG

zu beachten.

Dafür benötigt der Netzbetreiber eine monatsbezogene Verstoßhistorie.

To-do-Liste für Netzbetreiber

Termin	Maßnahme
Sofort	Betroffene Anlagen- und TR-Vergabe-Prozesse identifizieren.
Sofort	TR-ID-Vergabe und Mapping zwischen TR, Marktlokation und EEG-Anlage prüfen.
Vor 1. Oktober 2026	Anpassung der Datenformate zum 01.10.2026 umsetzen.
Vor 1. Oktober 2026	Clearing- und Prüfprozesse festlegen.

Termin	Maßnahme
Vor 1. Oktober 2026	Fristenmonitoring für Erstinbetriebnahme und Direktvermarktungsbeginn überprüfen.
Ab 1. Oktober 2026	Meldungen je TR empfangen, prüfen und dokumentieren.
Bei fehlender Meldung	Datenclearing beim Direktvermarkter anstoßen.
Bei konkreten Zweifeln	Bilaterale Nachweise anfordern und bewerten.
Bei Pflichtverstoß	Sanktion nach § 52 EEG geltend machen.
Fortlaufend	Verstöße monatsbezogen für eine mögliche Anwendung des § 52a EEG dokumentieren.

2 Weitere Informationen zur Direktvermarktung

Das nachfolgende Kapitel gibt einen Überblick zu wesentlichen Aspekten für eine effiziente Abwicklung der Direktvermarktung im aktuell geltenden Rechts- und Regulierungsrahmen. Der Fokus liegt auf PV-Anlagen und Speichern bis 30 kW(p).

2.1 Abwicklung der Direktvermarktung

2.1.1 Einordnung

Die **Direktvermarktung** weist folgende Eigenschaften auf:

- › Die Einspeisung in das Netz erfolgt auf Basis von **Viertelstundenwerten** über ein **intelligentes Messsystem**. Spätestens sobald die Einspeisung mithilfe eines iMSys bei der Direktvermarktung viertelstündlich bilanziert wird, muss auch der Bezug viertelstündlich bilanziert werden. Diese Regelung zum Thema „Bilanzierung und Netzzugang mittels Profilverfahren“ sind in GPKE, Teil 1, Kapitel 8.3 (Punkt 6) zu finden (vormals: § 12 Abs. 5 StromNZV): [GPKE Teil 1 – Einführende Prozessbeschreibung, Anlage 1a zur Festlegung BK6-22-024](#) (früher § 12 Abs. 5 StromNZV, jetzt Teil der GPKE).
- › Die Anlagen werden den Veräußerungsformen **Marktpremie oder sonstige Direktvermarktung** nach § 20 oder 21a EEG zugeordnet. Bei Speichern, in denen nicht ausschließlich

Strom aus erneuerbaren Energien zwischengespeichert wird, kann nur der nach § 19 Abs. 3b oder 3c EEG bestimmte förderfähige Anteil der Stromeinspeisung der Marktprämie zugeordnet werden.

2.1.2 Frühzeitige Zuordnung der MaLo-ID zu einer Marktlokation

Um den in einer Marktlokation erzeugten Strom bereits ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme dieser Marktlokation direkt vermarkten zu können, sollte der Netzbetreiber die Marktlokations-Identifikationsnummer (kurz: MaLo-ID) dieser Marktlokation frühzeitig zuordnen. Der Gesetzgeber hatte bereits mit § 8b EEG 2023 durch das PV-Spitzenengesetz eine deutliche Beschleunigung der Vergabe von eindeutigen Identifikatoren innerhalb von vier Wochen nach „Einigung auf einen Netzverknüpfungspunkt“ vorgegeben. Diese Formulierung ist allerdings missverständlich. Nach Sinn und Zweck kann es sich bei der „Einigung“ nur um das Feststehen des Netzverknüpfungspunkts handeln (siehe hierzu auch [BDEW-Anwendungshilfe zum EEG 2023 \(neu\)](#)).

Bei EEG-Anlagen mit einer installierten Leistung bis 30 kW(p), die sich auf einem Grundstück mit bereits **bestehendem Netzanschluss** befinden, kann argumentiert werden, dass der Netzverknüpfungspunkt zum Zeitpunkt der Netzanschlusszusage feststeht, auch wenn ggf. noch fehlende Netzkapazität einen Sofortanschluss verbietet (vgl. § 8 Abs. 6 Satz 3 EEG 2023). Die Bereitstellung der MaLo-ID kann damit grundsätzlich innerhalb von vier Wochen nach „Einigung auf den Netzverknüpfungspunkt“ erfolgen. Eine Letztzuweisung des Netzbetreibers nach § 8 Abs. 3 EEG 2023 dürfte kaum eintreten. In den hier genannten Fällen entspricht dies dann einer vierwöchigen Frist ab Eingang des Netzanschlussbegehrens.

Die missverständliche Formulierung der „Einigung“ auf den Netzverknüpfungspunkt kritisiert der BDEW und wird sich für eine Klarstellung im Rahmen der anstehenden EEG-Novelle einsetzen.

2.1.3 Abwicklung der Direktvermarktung in der Marktkommunikation

In der Marktkommunikation agiert ein Direktvermarktungsunternehmen in verschiedenen energiewirtschaftlichen Marktrollen, das sind die Rollen „Lieferant“ sowie ggf. die Rollen „Bilanzkreisverantwortlicher“ und „Messstellenbetreiber“.

Für die Abwicklung der Direktvermarktung in der Marktkommunikation sind die nachstehenden BNetzA-Dokumente unter Einbeziehung weiterer relevanter Dokumente **in der jeweils gültigen Fassung** heranzuziehen.

Die Abwicklung der Direktvermarktung in der Marktkommunikation ist durch die nachstehenden BNetzA-Dokumente geregelt.

- [BNetzA-Festlegung für einen beschleunigten werktäglichen Lieferantenwechsel in 24 Stunden \(LFW24\)](#), gültig seit 6. Juni 2025, hier die Regelungen der Prozessbeschreibung der **GPKE, Teil 4**
- [BNetzA-Festlegung zur Realisierung der nach dem MsbG geforderten Übermittlung von Zählerstandsgängen \(Datenübermittlung ZSG\)](#), gültig seit 6. Juni 2025, hier die Regelungen der Prozessbeschreibungen **GPKE, Teile 1, 2, 3 und WiM, Teile 1 und 2**
- [Ergänzende BNetzA-Mitteilungen](#) zu den vorgenannten Festlegungen

Des Weiteren ist durch die BNetzA vorgegeben, dass der Datenaustausch nach den Vorgaben der nachstehenden Dokumente zu erfolgen hat.

- [EDI@Energy-Dokument „Entscheidungsbaum-Diagramme und Codelisten“](#)
- [EDI@Energy-Datenformate](#)

Die Publikationsreihe „Umsetzungsfragenkataloge“ greift prozessuale Fragestellungen auf Basis bestehender BNetzA-Festlegungen zur Marktkommunikation auf.

- [Anwendungshilfe „Umsetzungsfragenkatalog zu LFW24 & ZSG“](#)

Die Anwendungshilfe zum Lieferantenwechsel 24 Stunden (Strom) ist eine Hilfestellung für die praktische Anwendung der Prozesse.

- [BDEW-Anwendungshilfe „Lieferantenwechsel 24 Stunden \(Strom\)“](#)

2.2 Marktorientierte Steuerung

Die für die marktorientierte Steuerung von Anlagen geltende Vorgaben finden sich in § 10b EEG 2023. Verstöße gegen die dort genannten Pflichten sind nach § 52 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2023 sanktionsbewehrt und können bei mehrfacher Wiederholung zur Trennung der Erzeugungsanlage vom Netz führen (§ 52a EEG 2023). Die viertelstündliche Messung und Bilanzierung ist für jede Form der Direktvermarktung nach dem EEG erforderlich (vgl. § 21b Abs. 3 EEG 2023).

2.3 Speicher

Ein Speicher kann zur Einspeicherung von Netzstrom in Zeiten geringer oder sogar negativer Strompreise genutzt werden. Bei Einbindung eines Speichers im Pauschal- oder Abgrenzungsmodell nach § 19 Abs. 3b und 3c EEG 2023 handelt es sich um eine Form der geförderten Direktvermarktung.

Die Pauschaloption kann nur nach Maßgabe der dann geltenden BNetzA-Festlegung [MiSpel](#) (Az. 618-25-02, derzeit noch im Festlegungsverfahren) und der noch ausstehenden beihilferechtlichen Genehmigung gewählt werden. Voraussetzung hierfür ist jedenfalls, dass die PV-

Anlagen eine installierte Leistung von insgesamt höchstens 30 kW(p) haben. Auch für die Abgrenzungsoption fehlt noch die BNetzA-Festlegung.

Weitere Informationen zur Abbildung von Speichern:

- [BDEW-Leitfaden zur Beschleunigung der Netzanschlüsse in Niederspannung, Version 2](#)
- BDEW-Leitfaden zur Beschleunigung der Netzanschlüsse in Niederspannung, Version 3 (in Vorbereitung), Fokus: Einbindung von Speichern in die Direktvermarktung