

## bne-Impulspapier

# Dezentrale PV- Vermarktung stärken

## Vermarktungsoptionen für die systemorientierte Energiewende vor Ort

Berlin, Juni 2023: Rund 70 % der installierten Photovoltaik-Leistung wurde bislang auf Dächern errichtet. Dieser Anteil verdeutlicht das vielerorts ungenutzte Potenzial von PV-Dachanlagen. Die Erschließung dieses Potenzials kann nur gelingen, wenn Geschäftsmodelle für die Vermarktung von PV-Strom auch für Kleinanlagen privatwirtschaftlich abbildbar sind.

Die Vermarktung von PV-Strom kann den Übergang zu einem marktbasierten Ausbau im Kleinanlagensegment unterstützen. Allerdings sind Aufwand und Ertrag bei der herkömmlichen Direktvermarktung von kleinen PV-Anlagen oft nicht ausgewogen.

Die Vermarktung von PV-Strom aus Kleinanlagen muss wirtschaftlich rentabel werden. Marktteilnehmer müssen dafür ein Recht auf freie Vermarktung von Strom und Flexibilität erhalten und es uneingeschränkt und diskriminierungsfrei ausüben können.<sup>1</sup>

Es braucht einfache und unbürokratische Zugänge zu allen Flexibilitätsmärkten sowie systemische Anreize. Flankierend müssen technische Vorgaben vereinheitlicht und energiewirtschaftliche Prozesse konsequent digitalisiert werden.

Dieses Impulspapier zeigt konkrete Maßnahmen auf, um die dezentrale Direktvermarktung zu stärken. Dazu gehören vereinfachte Rahmenbedingungen für direktvermarktete PV-Anlagen, ein erleichterter Marktzugang für flexible Verbrauchseinheiten und die systemische Ausgestaltung der Vor-Ort-Versorgung.

---

<sup>1</sup> Gemäß Artikel 21 Abs. 2 Erneuerbaren Energien Richtlinie II, Richtlinie (EU) 2018/200, [Link](#)

## Inhalt

<b>1. Vermarktungs-Rahmen für dezentrale Anlagen vereinfachen</b>	<b>3</b>
Einfache Regeln für Herkunftsnachweise aus dezentralen Anlagen	3
Optionale Vermarktung von nicht-steuerbaren PV-Anlagen ermöglichen	4
Grenze der Direktvermarktungspflicht anders gestalten	4
Vereinfachte Anmeldung zur Direktvermarktung für Anlagen bis 30 kW	5
Anrechnung der THG-Quote	6
<b>2. Marktzugang erleichtern</b>	<b>7</b>
Teilnahme an Flexibilitätsmärkten vereinfachen	7
Bundesweite Anerkennung von etablierten Vermarktungskonzepten	8
Recht auf Netzdienstleistungen bei fehlender Netzkapazität	8
Zugang zu Flexibilitätsmärkten für bidirektionales Laden schaffen	9
<b>3. Vor-Ort-Versorgung ermöglichen</b>	<b>10</b>

## 1. Vermarktungs-Rahmen für dezentrale Anlagen vereinfachen

Der Rahmen für die **Direktvermarktung dezentraler Anlagen muss einfacher werden** und das Potenzial der Digitalisierung voll ausgeschöpft werden. Dazu gehört insbesondere, klare und **einheitliche Lieferkonstellationen** zu definieren, die den unterschiedlichen Bedürfnissen und Anforderungen der Anlagenbetreiber und Stromkunden gerecht werden. Außerdem sollte ein **flexibles Opt-In Modell** eingeführt werden, das den Anlagenbetreibern die Möglichkeit gibt, sich freiwillig für die Direktvermarktung zu entscheiden oder alternativ andere Vermarktungswege zu nutzen. **Der Eintritt in die Direktvermarktung muss bei Inbetriebnahme (Zählersetzung durch den Netzbetreiber bzw. wettbewerblichen Messstellenbetreiber) einer PV-Anlage möglich sein.** Die Abwicklung und Abrechnung der Direktvermarktung sollte so einfach wie möglich gestaltet werden, aber den Einsatz **digitaler Messsysteme** voraussetzen. Die Direktvermarktung dezentraler PV-Anlagen sollte mit weiteren Maßnahmen flankiert werden.

### **Einfache Regeln für Herkunftsnachweise aus dezentralen Anlagen**

Das heutige System der Herkunftsnachweise (HKN) ist auf Großanlagen zugeschnitten. Es lässt mittlere und kleine PV-Anlagen außen vor. Die Größe eines HKN ist heute auf eine Megawattstunde festgelegt und damit nicht auf dezentrale PV-Dachanlagen anwendbar. Gerade bei kleinen Anlagen übersteigen allein die Registrierungskosten regelmäßig die Erlösmöglichkeiten. Auch der Wechsel zwischen den Vermarktungsformen innerhalb der ersten 6 Monate ist derzeit zu kompliziert. So muss die Richtigkeit der Angaben im HKN durch einen externen Umweltgutachter bestätigt werden.

**Maßnahmen:** Um HKN künftig auch dezentralen Anlagen in der Direktvermarktung zugänglich zu machen, bedarf es **vereinfachter Verfahren** nach Art. 19 der RED II (EU/2018/2001). So sollten pauschalisierte Verfahren zur Ausstellung von HKN bei Kleinanlagen nach installierter Leistung in kWp gelten und der Wechsel der Vermarktungsformen automatisiert werden. Direktvermarkter sollten die Möglichkeit bekommen, gleichartige PV-Erzeugungstypen gepoolt qualifizieren zu können. Die Pflicht zur Begutachtung durch einen externen Gutachter sollte für Anlagen kleiner 100 kW im Rahmen einer **De-Minimis-Regelung** entfallen. Optional sollte die Ausstellung von **Sammel-HKN** über einen sortenreinen Solarstrombilanzkreis („Pooling“) durch Dritte ermöglicht werden. Die administrativen Prozesse rund um die Ausstellung von HKN sollten flankierend umfassend digitalisiert werden. Dazu sollten digitale Schnittstellen eingerichtet werden.

### Optionale Vermarktung von nicht-steuerbaren PV-Anlagen ermöglichen

Die Steuererfordernis für dezentrale Photovoltaik-Anlagen verhindert aktuell die förderfreie Vermarktung wie sie in anderen EU-Staaten bereits etabliert ist.<sup>2</sup> Die im §10b EEG festgelegten **Vorgaben zur Direktvermarktung** sind für PV-Anlagen mit einer Leistung > 100 kWp **überzogen** und entstammen einer Zeit, in der ein förderfreier Ausbau von PV-Anlagen in weiter Ferne schien. Mittlerweile ist zuverlässige Technik zur Messung und Bilanzierung der Anlagen jedoch kostengünstiger geworden und ermöglicht neue Vermarktungsformen.

**Maßnahmen:** Die Vorgaben zur Direktvermarktung sollten sich **auf die Messung und Bilanzierung der erzeugten Strommengen beschränken**. Für alle Anlagen, die durch ein intelligentes Messsystem (iMSys) angebunden sind oder bei denen dies früher oder später der Fall ist, sollte der **Zugang zur optionalen Direktvermarktung erleichtert** werden (zwischen 7 kW bis 100 kW). Dies betrifft insbesondere die Fernsteuerbarkeit. So sollte eine „Sichtbarkeit der Anlagen“ regelmäßig ausreichen. Die **Entscheidung**, ob zur Messung und Messwertübertragung auch zusätzlich Steuerungsfunktionen umgesetzt werden (z.B. indem Anlagen marktlich geregelt werden), **obliegt dauerhaft dem Direktvermarkter** (bzw. ist im Direktvermarktungsvertrag geregelt). Auf Antrag kann er die Steuerung optional über ein iMSys beantragen. Die Verantwortung für die Steuerungsfunktion liegt beim Anlagenbetreiber, welcher die Umsetzung beim MSB beauftragen kann. Eine RLM-Messung ist nicht nötig (bei Anlagen bis 100 kW). Anlagen < 7 kW erhalten das Recht sich optional mit einem iMSys zur gesetzlichen Preisobergrenze des Messstellenbetriebsgesetzes ausstatten zu lassen.

### Grenze der Direktvermarktungspflicht anders gestalten

PV-Anlagen mit einer Leistung über 100 kW haben in der Praxis oft Schwierigkeiten, einen Direktvermarkter zu finden, der bereit ist, die Bilanzierungsrisiken für schwer prognostizierbare und geringe Überschusseinspeisungen zu übernehmen. Dies führt dazu, dass **Anlagenbetreiber oft keine Angebote** finden. Die Erfahrungen der Direktvermarkter zeigen, dass die Risiken der Ausgleichsenergie häufig die Ertragschancen übersteigen. Dies hat zur Folge, dass die Überschusseinspeisung reduziert wird oder **die Anlagen bewusst kleiner als 100 kW dimensioniert** werden, was wiederum wertvolle Potenziale zur Erzeugung von erneuerbarem Strom ungenutzt lässt.

**Maßnahmen:** Es wird eine flexible Auslegung der Direktvermarktungspflicht angestrebt. Anlagenbetreiber erhalten die Möglichkeit, auch wenn ihre installierte Leistung über 100 kW liegt, den überschüssigen Strom direkt zu vermarkten. Bei **Eigenverbrauchsanlagen wird die Direktvermarktungsgrenze** um einen festen Wert erhöht (zum Beispiel um 30 kW installierte Leistung). Dadurch könnte der bürokratische Nachweis über die tatsächlichen Eigenverbrauchsanteile in vielen Fällen reduziert werden. **Wenn die Eigenverbrauchsanteile über 30 % liegen**, kann die Direktvermarktungsgrenze weiter erhöht werden, es muss jedoch ein entsprechender Nachweis erbracht werden.

<sup>2</sup> In Österreich bieten Dienstleister beispielsweise bereits Einspeisetarife für Photovoltaikanlagen an, die sich vollständig über die Vermarktung an der Strombörse refinanzieren. [Link](#)

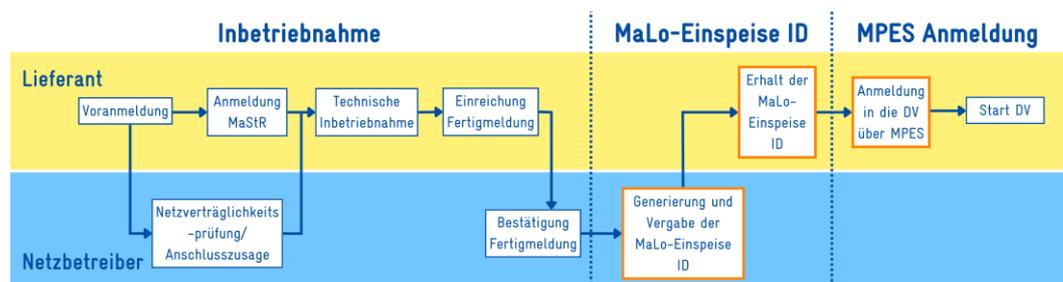
### Vereinfachte Anmeldung zur Direktvermarktung für Anlagen bis 30 kW

Noch immer sind die Vorlaufzeiten für die Anmeldung zur Direktvermarktung für kleine PV-Anlagen zu lang und die Prozesse zu bürokratisch. Insbesondere Neuanlagen sind mit einer Reihe von Hürden konfrontiert, die die Vermarktung von PV-Strom wochen- bzw. monatelang verzögern können. PV-Anlagenbetreiber bzw. beauftragte Direktvermarkter **müssen** bei der Anmeldung einer Anlage in die Direktvermarktung eine sogenannte **Marktlokations-Identifikationsnummer (MaLo-ID)** angeben. Mit dieser kann die neue Einspeisestelle von allen Marktakteuren genau identifiziert werden. Die MaLo-ID der Einspeisestelle wird gemäß derzeit geltenden Geschäftsprozessen zur Kundenbelieferung mit Elektrizität (GPKE) durch den Netzbetreiber vergeben. Der Anmeldeprozess für Neuanlagen erfolgt über die Adresse der Anlage per Excel-Tabelle (!). Die **MaLo-ID wird vom Netzbetreiber jedoch in den meisten Fällen erst dann vergeben, wenn die Fertigmeldung vom Netzbetreiber durchgeführt wurde.**

Die **Fertigmeldung** erfordert die technische Inbetriebnahme, das positive Bescheiden der Netzverträglichkeitsprüfung, welcher eine Voranmeldung vorausgeht (siehe Abbildung). Dies nimmt teilweise bis zu neun (!) Monate in Anspruch. Erst wenn diese lange Prozesskette durchlaufen ist und der Netzbetreiber die MaLo-ID am Ende der Prozesskette mitgeteilt hat, können die Anlagen über die Marktprozesse für erzeugende Marktlokationen (MPES) angemeldet werden.

Dazu kommt, dass die vorgesehenen **Vorlaufzeiten für den Wechsel in die Direktvermarktung von 4 Wochen zum Monatsbeginn** bzw. zum Monatsende, zu lange sind und von den VNB aufgrund fehlender Kompetenz nicht genutzt wird. So finden **Klärungen zwischen VNB und Lieferant** in dieser Zeit oftmals nicht statt. Meist beginnt der VNB fünf Werkstage vor Beginn der Direktvermarktung die Kommunikation mit der Ablehnung der Anmeldung unter Verweis auf ein fehlendes iMSys. Viel zu oft stellt sich dabei aber heraus, dass **der VNB die Marktkommunikation des wMSB nicht verarbeitet** hat. Denn auch hier beherrschen viele VNB die **Wechselprozesse im Messwesen (WIM)** nicht. Oftmals sind diese standardmäßig nicht in den jeweiligen Geschäftsprozessen der VNB implementiert. Meldungen zur Direktvermarktung werden dann abgewiesen, obwohl iMSys längst eingebaut wurden.

Abbildung: Prozess Anmeldung Direktvermarktung



**Maßnahmen:** Eine Anlage sollte künftig bereits **einen Tag vor der Inbetriebnahme (Zählersetzung durch den Netzbetreiber bzw. MSB)** in die Direktvermarktung gemeldet werden können. Dafür bedarf es eines klar definierten **Prozesses, um eine Anlage digital in der DV anzumelden**. Dazu zählt ein passender Anmeldeprozess mit einheitlichem digitalem Standard, ein **Recht auf den Zugang am Strommarkt** unter Einhaltung des **bundesweit einheitlichen Standards** ab dem Tag der Inbetriebnahme im Rahmen der EDIFACT-Marktkommunikation für die Energiewirtschaft (inkl. entsprechender softwareseitiger Implementierung), spätestens jedoch nach 4 Wochen sowie **rechtzeitige Ausstellung und digitale Mitteilung der notwendigen MaLo** vor Inbetriebnahme. Gleichzeitig bedarf es einer **expliziten Pönale auf die Erlösobergrenze ab dem ersten Tag, für den Fall, dass die VNBs dies nicht umsetzen** und/oder die notwendigen Prozesse (IT-seitiger Netzanschluss) nicht beherrschen. Dies muss gleichermaßen **für verzögerte Fertigmeldungen und fehlende Implementierung der WIM** gelten.

#### **Anrechnung der THG-Quote**

Die derzeitige Ausgestaltung der Anrechnung von elektrischem Strom der E-Mobilität im Rahmen des sogenannten THG-Quoten-Mechanismus behandelt PV-Strom, der von privaten E-Mobilisten zum Laden ihrer Fahrzeuge genutzt wird, genauso wie Graustrom mit hohen fossilen Anteilen. Die Nutzung klimafreundlichen PV-Stroms zum Laden eines Elektromobils wird nicht belohnt. Dadurch werden **wichtige Anreizpotentiale der THG-Quote für den Ausbau der Erneuerbaren und den Hochlauf der Elektromobilität** liegengelassen.

**Maßnahmen:** Direktbezogener Grünstrom (z.B. aus einer PV-Dachanlage) sollte beim nicht-öffentlichen Laden angerechnet werden können (§ 5 der 38. BImSchV). Daher sollte - zusätzlich zur bestehenden Graustrom-Regelung - der zur Ladung eines E-Mobils genutzte und scharf gemessene **Strom aus der PV-Anlage als Berechnungsgrundlage anerkannt werden**. Voraussetzung sollte lediglich der Verzicht auf einen Zahlungsanspruch nach §19 EEG sein. Überschüsse könnten im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung vermarktet werden. Anlagenbetreibern sollte ein Wahlrecht eingeräumt werden, um sich entweder über einen Pauschalwert (aktuell 1.943 kWh) THG-Reduktionen anrechnen zu lassen oder den tatsächlich gemessenen Verbrauch des Elektromobils beim nicht-öffentlichen Laden geltend machen zu können.

## 2. Marktzugang erleichtern

Im Verteilnetz entstehen im Zuge der Elektrifizierung von Mobilitäts- und Wärmesektor hunderttausende neue dezentrale Energieanlagen. Für diese Flexibilitätspotentiale fehlen im derzeitigen Energiemarktdesign jedoch regulatorische Anreize, um sich an Engpässen im Stromnetz zu orientieren und zur Entlastung von Verteilnetz und Gesamtsystem beizutragen. Vielerorts mangelt es schon an der notwendigen Informations- und Kommunikationstechnik im Netz, um Informationen über Netzbelastungen zu geben. Entsprechend sind Standards für die nötigen Mess-, Kommunikations- und Steuerungsprozesse nicht flächendeckend etabliert. Diese Voraussetzung braucht es aber, um marktgetriebene Innovation und neue digitale Geschäftsmodelle zu ermöglichen.

Erst dann wird es möglich sein, Stromerträge aus dezentralen Anlagen künftig vollautomatisiert an der Strombörse zu vermarkten. Ganze Anlagenpools können im Verbund virtueller Kraftwerke Systemdienstleistungen erbringen. Integrierte Anlagenkonzepte mit Speichern, Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen oder auch Power-to-heat Lösungen können systemdienstlich eingesetzt werden.<sup>3</sup>

### **Teilnahme an Flexibilitätsmärkten vereinfachen**

Betreiber dezentraler Energiewende-Technologien müssen bisher ähnliche Bedingungen erfüllen wie Großkraftwerksbetreiber, wenn sie mit ihren Technologien an Flexibilitätsmärkten teilnehmen wollen. So erfordert die Präqualifikation (PQ) für Regelernergie weiterhin eine separate "Betriebsfahrt" für jede einzelne Anlage. Zudem bedarf es einer separaten Einwilligung der VNB, wenn Systemdienstleistungen erbracht werden können.

**Maßnahmen:** Die PQ-Bedingungen aller Flexibilitätsmärkte richten sich konsequent an dezentralen Einheiten aus. Die PQ-Bedingungen der ÜNB werden unter den Vorgaben des Art. 15 EU-BMRL verschärft, um "verhältnismäßige" Verfahren zu schaffen. Bei der Bewirtschaftung von Pools von Kleinstanlagen ist die Bezugnahme auf statistische Methoden ein adäquates Mittel, um auf teure Kommunikationsstrecken zu verzichten. Weitere Erleichterungen könnten kürzere Produktlängen und Verfügbarkeit sowie kürzere Vorlaufzeiten zwischen Ausschreibungen und der Regelleistungserbringung bringen. Anpassung §14c EnWG (papierloser Zugang zu allen Flexibilitätsmärkten) sowie Anpassung der "PQ-Bedingungen" für die Regelleistung der ÜNB.

<sup>3</sup> siehe „Pilotprojekt von TenneT und Daimler: Automobile Batteriespeicher stabilisieren das Stromnetz“, TenneT, Februar 2019, [Link](#) und „Potenziale dezentraler Flexibilität: Welchen Beitrag können E-Autos und Wärmepumpen zu einem kosteneffizienten Redispatch leisten?“, TransnetBW, Oktober 2021, [Link](#)

### **Bundesweite Anerkennung von etablierten Vermarktungskonzepten**

Der Anspruch auf Zahlungen nach dem EEG besteht gegen den VNB. Daher müssen die Anlagen, Messkonzepte, Mess- und Marktlokationen in den IT-Systemen der Netzbetreiber abgebildet werden. Jedes individuelle Vermarktungskonzept wird geprüft. Zwischen Inbetriebnahme und vollständiger Marktteilnahme können so Jahre vergehen.

**Maßnahmen:** Wie im europäischen Warenverkehr gilt die Vermutung, dass ein in einem VNB-Gebiet als **rechtskonform eingestuftes und etabliertes Vermarktungskonzept** von Energiewende-Technologien auch **in allen anderen VNB-Gebieten** als rechtskonform gilt. Eine separate Prüfung durch die weiteren VNB findet nicht mehr statt. Hält ein VNB ein Vermarktungskonzept für nicht rechtmäßig, muss er - und nicht wie heute der Anlagenbetreiber - die BNetzA anrufen. Diese entscheidet dann bundesweit verbindlich für alle VNB. Die Vermarktung muss mit dem Tag vor der Inbetriebnahme möglich sein, d.h. vier Wochen nach Übermittlung der notwendigen Informationen bei der digitalen Netzanmeldung. Notwendig ist eine Anpassung des § 20 EnWG (Recht auf Netzzugang zu denselben Bedingungen, die bereits in einem anderen Netz gewährt wurden) sowie § 19 EEG (der Anspruch nach dem EEG besteht dann, wenn er bei einem identischen Erbringungskonzept in einem anderen VNB-Gebiet bereits besteht).

### **Recht auf Netzdienstleistungen bei fehlender Netzkapazität**

Innovative Energiewende-Technologien erhalten heute bei fehlender Netzkapazität keinen Netzzugang zum Markt für Netzdienstleistungen. Schon heute lehnen einige VNB Netzantragsanträge, auch von kleinen PV-Anlagen, ab, weil die Netzkapazität für zusätzliche PV-Anlagen nicht ausreichen soll. Der Netzausbau wird mit Verweis auf die Kosten abgelehnt. Anlagenbetreiber können dann nur noch versuchen, den Netzausbau auf dem Rechtsweg zu erzwingen. Dies ist für Betreiber von Kleinanlagen unrealistisch. Selbst die Möglichkeit, stattdessen die Anlagen flexibel zu steuern, um Netzengpässe zu vermeiden, wird den Anlagenbetreibern mangels eines klar definierten Mechanismus nicht geboten.

**Maßnahmen:** Regelungen zur **Erbringung von Flexibilitätsdienstleistungen werden bundesweit ausgestaltet**. Der Netzanschluss einer Energiewende-Technologie darf nicht abgelehnt werden, wenn die verbleibende Netzkapazität noch ausreicht und Anlage netzdienlich eingesetzt wird (§ 14c EnWG Flexibilitätsmechanismus). Hierbei ist ein einheitlicher Ansatz für netzdienliche Flexibilität zu wählen, mit dem sowohl knappe Kapazitäten für Einspeiser (Solar und Speicher) als auch Verbraucher (Speicher, Ladepunkt, Wärmepumpe) adressiert werden kann. Keiner solchen Energiewende-Technologie sollte mehr der Netzanschluss verweigert werden. Ist die Netzkapazität vor Ort nicht ausreichend, wird der Netzbetreiber verpflichtet, Netzausbauplanung gemäß § 14d EnWG § 12 EEG) vorzulegen. Ist dies nicht der Fall, wird **eine Pönale auf die Erlösobergrenze** des jeweiligen Netzbetreibers erhoben.

### Zugang zu Flexibilitätsmärkten für bidirektionales Laden schaffen

Bidirektionales Laden hat das Potenzial, Stromnetze stabiler zu gestalten, indem Elektrofahrzeuge als vorübergehende Stromspeicher genutzt werden, die im Fall von Leistungsspitzen die gespeicherte Energie wieder ins Stromnetz zurückführen und nutzbar machen. Das Elektrofahrzeug agiert somit als Teil des energiewirtschaftlichen Gesamtsystems und steht als flexible Leistung zur Verfügung. Mobile Speicher können lokale Flexibilitätsdienstleistungen für Netzbetreiber erbringen, z.B. aktiv für Engpassmanagement für Redispatch eingesetzt werden und aggregiert benötigte Regelernergie durch gesteuerte Lade- und Entladevorgänge den Übertragungsnetzbetreibern bereitstellen.<sup>4</sup> Obwohl eine technische Umsetzung mit ausgewählten Fahrzeugen bereits möglich ist und die Zahl der kompatiblen Fahrzeuge schnell zunehmen wird, erlaubt der aktuelle gesetzliche Rahmen bidirektionales Laden nicht. Eine Vielzahl regulatorischer Hemmnisse beeinträchtigt deren Anwendung. Elektrofahrzeuge haben aktuell nur eingeschränkte Möglichkeiten, Flexibilität marktbasierend für das Stromnetz bereitzustellen oder am Strommarkt zu vermarkten.

**Maßnahmen:** Die marktgestützte Beschaffung von Flexibilität für das Stromnetz durch den Netzbetreiber muss gestärkt werden. Die BNetzA sollte dafür von der Festlegungskompetenz im § 14c EnWG zur **Schaffung standardisierter Marktprodukte für Flexibilitätsdienstleistungen** Gebrauch machen. Für einige der Geschäftsmodelle im Bereich Flexibilität fehlt es bislang an standardisierten Marktprozessen. Für marktliche Flexibilitäten enthält das EnWG (§ 41d Abs. 3 EnWG) bereits eine Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur für die Ausgestaltung des erforderlichen Informationsaustauschs, der Bilanzierung und der Zahlung eines angemessenen Entgelts an den Lieferanten. Erst durch den Erlass der Festlegung(en) wird eine Umsetzung von skalierbaren Geschäftsmodellen möglich. Alternativ kann auch eine marktgestützte Beschaffung von Flexibilität im Rahmen des 14a EnWG anvisiert werden.

Wichtig im Zusammenhang mit bidirektionalem Laden ist die Gleichstellung der mobilen Speicher mit den stationären Speichern. Hier müssen gleiche Rahmenbedingungen gelten. Der bne hat diese und weitere Maßnahmen, um bidirektionales Laden zu ermöglichen, in einem separaten [Positionspapier](#) weiter ausgeführt.

---

<sup>4</sup> Positionspapier zu notwendigen regulatorischen Anpassungen im Kontext des bidirektionalen Ladens, Initiative „Bidirektionales Laden“, März 2022, [Link](#)

### 3. Vor-Ort-Versorgung ermöglichen

Neben den oben beschriebenen Maßnahmen, welche die Voraussetzungen für die marktba-  
sierte und flexible Vermarktung ins Netz eingespeister Strommengen bilden, braucht es zu-  
dem eine **systemorientierte Ausgestaltung der Energiewende vor Ort**. Bis heute existiert  
kein schlüssiger Rechtsrahmen für sektorengekoppelte Versorgungsmodelle in Quartieren  
oder Einzelobjekten. Hier braucht es Regelungen, die die physische Nutzung lokal erzeugter  
Energie für alle Akteure (Mieter, Vermieter, WEGs und Unternehmen) ermöglicht, dezent-  
rale Stromlieferungen vereinfacht und gleichzeitig die sektorenübergreifende Nutzung von  
Flexibilitäten anreizt.

Die **Weiterentwicklung von gemeinschaftlicher Versorgung aus lokalen erneuerbaren  
Energien zu einem umfassenden Vor-Ort Versorgungsansatz, der über einzelne Gebäude  
hinaus geht und den Zusammenschluss von verschiedenen Anlagenbetreibern und Ver-  
brauchern auf lokaler Ebene ermöglicht, ist von zentralem strategischem Interesse für die  
dezentrale Versorgung mit Photovoltaik.**

In unseren direkten Nachbarländern existieren bereits weitreichende Regelungen, die die  
Kostenvorteile der Vor-Ort Versorgung aus erneuerbaren Energien Verbraucherinnen und  
Verbrauchern zugutekommen lassen. **Deutschland braucht hier sein eigenes Modell, das  
die spezifischen Gegebenheiten der Energieversorgung und -infrastruktur berücksichtigt.**  
Folgende Regelungen gilt es grundsätzlich zu treffen. Damit würde man auch den vorgese-  
henen Regelungen zu Active Customers und Energy Sharing im Entwurf der EU-Kommis-  
sion zur Reform des Strommarktes Rechnung tragen:

- **Eigenständige Rechtsdefinition** für gemeinschaftliche Versorgung aus erneuerba-  
ren Energien: Zusätzlich zur gemeinschaftlichen Energieversorgung im Rahmen  
von Kundenanlagen können Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften gebildet wer-  
den **und Strom auf der Niederspannungsebene** (Bezugspunkte Ortsnetz-Trafo für  
lokale Gemeinschaften sowie Sammelschiene eines Umspannwerks für regionale  
Gemeinschaften bilanziell verrechnet werden)
- **Digitales Abrechnungskonzept etablieren:** Die bilanzielle Verrechnung von Strom-  
mengen in diesen Konstellationen muss energiewirtschaftlich sauber regelt werden.  
Digitale Infrastruktur kann hier einen wertvollen Beitrag leisten. Virtuelle Abrech-  
nung von verschiedenen Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten ist technisch schon  
heute möglich. Es fehlt aber an einer klaren Vorgabe der Regulierungsbehörden.
- Perspektivisch braucht es darüber hinaus eine **Reform der Netzentgelte**, die dezent-  
rale Vor-Ort Energiekonzepte in angemessener Höhe an den Systemkosten der Inf-  
rastruktur beteiligt und dazu finanzielle Anreize setzt, die sich am Verteilnetz vor  
Ort orientieren. Die zunächst noch fehlende Neuregelung der Netzentgelte soll je-  
doch die Entwicklung von Vor-Ort Versorgung nicht aufhalten, denn diese benöti-  
gen eine Hochlaufphase, genau wie eine Netzentgeltreform eine Diskussions- und  
Einführungsphase benötigen wird. Mit dieser Begründung noch jahrelang auf



Konzepte zu verzichten, die vor Ort echte Lösungen darstellen, ist nicht zeitgemäß. Ziel ist eine neue, systemorientierte Regulierungslogik, die auf der einen Seite Vermarktungsoptionen für dezentrale Energiekonzepte ermöglicht und auf der anderen Seite systemorientiertes Verhalten anreizt. Reduzierte Netzentgelte zur Förderung wie bspw. in Österreich ohne eine entsprechende Reform lehnen wir hingegen ab.

**Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne)**  
Der bne verbindet Wettbewerb, Erneuerbare und Innovation im Energiemarkt. Seine Mitgliedsunternehmen lösen alte Grenzen auf und setzen die Kräfte der Energiewende frei.