

bne-Impulspapier

Stärkung der dezentralen Direktvermarktung

Vermarktungsoptionen für die systemorientierte Energiewende vor-Ort

Berlin, 17.10.2022: Die derzeitigen Maßnahmen zur Eindämmung der Energieknappheit in Europa sind von staatlichem Interventionismus geprägt. Auch wenn eine derartige Kriegsenergiepolitik aufgrund der hohen Abhängigkeit von russischen Energieimporten kurzfristig als Mittel der Wahl gelten kann, müssen jetzt gleichzeitig die Weichen für marktbasiertere Investitionen in den Ausbau der erneuerbaren Energien gestellt werden.

Auf lokaler Ebene verfügen Photovoltaik-Dachanlagen im Zusammenspiel mit Speichern, Elektromobilität und Wärmepumpen ein enormes Transformations-Potenzial. So wird das Prosumer-Potential von den rund 10,8 Millionen solarfähigen Ein- und Zweifamilienhäusern laut aktuellen Erhebungen erst zu knapp 10 % genutzt.¹

Vor-Ort Konzepte erhöhen nicht nur direkt den EE-Anteil am Stromverbrauch, sie beschleunigen gleichzeitig die Dekarbonisierung des Gebäude- und Verkehrssektors. Nach Inbetriebnahme ermöglichen sie eine verlässliche Energieversorgung zu planbaren Kosten – ohne Preissprünge und ohne Risiko von Versorgungsengpässen. Der Ausbau dezentraler EE-Anlagen ist somit in strategischem Interesse. Gelingen kann das nur, wenn systematisch neue energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen geschaffen werden, die die erneuerbaren Energien in den Mittelpunkt stellen.

Es bedarf einer systemorientierten Regulierung aus einem Guss, in deren Rahmen die Vermarktung von PV-Strom aus kleineren Anlagen auf lokaler Ebene privatwirtschaftlich abbildbar ist.

¹ LichtBlick Prosumer-Report, Stand und Potential der Energiewende im Ein- und Zweifamilienhaus, Juni 2022, [Link](#)

Marktteilnehmer müssen dafür ein Recht auf freie Vermarktung von Strom und Flexibilität erhalten und es uneingeschränkt und diskriminierungsfrei ausüben können.² Es braucht einfache und unbürokratische Zugänge zu allen Flexibilitätsmärkten und systemische Anreize. Flankierend müssen technische Vorgaben vereinheitlicht und energiewirtschaftliche Prozesse konsequent digitalisiert werden.

Dieses Impulspapier beschreibt Maßnahmen zur systemischen Stärkung der Direktvermarktung, die den wirtschaftlichen Einsatz von Vor-Ort Energiekonzepten ermöglichen.

Inhalt

Impuls: Dezentrale Direktvermarktung	3
1. Alternative Erlösoptionen in der sonstigen Direktvermarktung stärken	4
Einfache Regeln für Herkunftsnachweise aus dezentralen Anlagen	4
Anrechnung der THG-Quote	4
2. Marktzugang erleichtern	5
Schneller und kostengünstiger Einbau von Smart Metern	5
Optionale Vermarktung von nicht-steuerbaren PV-Anlagen ermöglichen	6
Teilnahme an Flexibilitätsmärkten vereinfachen	7
Bundesweite Anerkennung von anerkannten Vermarktungskonzepten	7
Recht auf Netzdienstleistungen bei fehlender Netzkapazität	8
Zugang zu Flexibilitätsmärkten für bidirektionales Laden schaffen	8
3. Rahmenbedingungen für Vor-Ort Versorgungsmodelle vereinfachen	10

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

Impuls: Dezentrale Direktvermarktung

Bereits vor dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine sind die Marktwerte für PV-Strom auf ein historisch hohes Niveau angestiegen. Sie übersteigen derzeit deutlich die im EEG festgeschriebenen Vergütungshöhen für kleinere Photovoltaikanlagen.³ Während Vermarktungsanreize für größere PV-Anlagen (> 100kW) damit steigen und der Trend zur sonstigen Direktvermarktung sich in diesen Anlagensegmenten weiter verstärkt, bleiben dezentrale Anlagen von der Dynamik unberührt. Immer noch stehen Aufwand und der zu erwartender Ertrag bei der klassischen sonstigen Direktvermarktung von kleinen PV-Anlagen in keinem Verhältnis.

Der derzeitige Regulierungsrahmen steht dem Ausbau von PV- und anderen Energiewende-Technologien auf lokaler Ebene weiterhin entgegen. Nach wie vor werden diese Technologien nicht systemorientiert reguliert. Jahrelang wurden kleinteilige Vorgaben einer systemischen Ausgestaltung der Rahmenbedingungen für den Ausbau der Photovoltaik vorgezogen. Die aktuelle Lage verbietet derartige Behinderungen. Die notwendigen Schritte, die den dezentralen Ausbau der Photovoltaik und integrierte Energielösungen beschleunigen, müssen jetzt unverzüglich eingeleitet werden:

1. Konsequenter und systematischer Abbau bürokratischer Hürden⁴
2. **Schaffung eines offenen und flexiblen Vermarktungsrahmens, der Raum für Innovation und Wettbewerb ermöglicht**
3. Systemorientierte Ausgestaltung der Energiewende an der Schnittstelle zwischen Netz und Markt

Dieses Impulspapier fokussiert sich auf Punkt 2 und zeigt konkrete Maßnahmen auf, um sektorenübergreifende Vermarktungsoptionen von integrierten Vor-Ort Lösungen zu stärken und perspektivisch förderfreie Lösungen zu etablieren. Wesentliche Elemente auf dem Weg dorthin lassen sich unter folgenden Überschriften zusammenfassen:

- Marktzugang zu allen Flexibilitätsmärkten vereinfachen
- Stärkung der Rahmenbedingungen der sonstigen Direktvermarktung
- Standardisierung und Digitalisierung konsequent durchsetzen

Zielgerichtete Steuerung über Förderinstrumente in der Übergangsphase

Solange wesentliche Hemmnisse bestehen, muss eine Fördermöglichkeit im EEG erhalten bleiben. Auch spezifische Zuschüsse und Förderprogramme (z.B. für Einbau von Smart-Metern) können in dieser Übergangszeit Markteintrittsbarrieren abbauen.

³ Monitoring der Direktvermarktung: Jahresbericht 2021 & Ausblick 2022; Energy Brain-pool, Öko-Institut; Januar 2022; S.43ff, [Link](#)

⁴ bne-Positionspapier: PV-Bürokratieabbau - Vorschläge des bne zum Abbau von bürokratischen Hürden für einen beschleunigten Ausbau von dezentralen Photovoltaik-Anlagen, Mai 2022, [Link](#)

1. Alternative Erlösoptionen in der sonstigen Direktvermarktung stärken

Rund 70 % der installierten PV-Kapazität wurde bislang auf Dächern errichtet. Dieser Anteil verdeutlicht das Potenzial von PV-Dachanlagen, das allerdings vielerorts immer noch ungenutzt ist. Dieses Potenzial muss entfesselt werden. Dies wiederum kann nur gelingen, wenn Geschäftsmodelle für die Vermarktung von PV-Strom auch für Kleinanlagen und insbesondere auf lokaler Ebene privatwirtschaftlich abbildbar sind. Rahmenbedingungen müssen dabei neue dezentralen Vermarktungsformen⁵ wie Peer-to-Peer-Handel mit Blockchain, Quartierslösungen, lokalen und regionalen Energiegemeinschaften und Mikro-Grids den Weg ebnen und ihre Beiträge zur Reduktion von klimaschädlichen Emissionen honorieren.

Einfache Regeln für Herkunftsnachweise aus dezentralen Anlagen

Das heutige System der Herkunftsnachweise (HKN) ist auf Großanlagen zugeschnitten und 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.

Um HKN künftig auch dezentralen Anlagen zugänglich zu machen, bedarf es vereinfachter Verfahren. So sollten pauschalisierte Verfahren zur Ausstellung von HKN bei Kleinanlagen nach installierter Leistung in kWp etabliert werden und Wechsel der Vermarktungsformen automatisiert werden. 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 und digitale Schnittstellen eingerichtet werden.

Maßnahmen: Anlagenbetreiber dürfen ihre HKN einem Dienstleister zuweisen, der für alle verwalteten Anlagen ein gemeinsames HKN-Konto führt („Pooling“) (§ 6 HkRNDV). (§ 6 und § 9 HkRNDV). Dezentrale Anlagen <100 kWp werden von der Registrierungsgebühr freigestellt. Reduzierte Angaben auf HKN für Anlagen < 100 kWp laut Art. 19 Abs. 7 der neuen Erneuerbare Energien Richtlinie II (EU/2018/2001). Pflicht zur Begutachtung durch externen Gutachter nach § 22 Abs. 1 Nr. 2 Buchstabe a) HkRNDV für Anlagen < 100 kWp entfällt.

Anrechnung der THG-Quote

Beim Laden an einem nicht-öffentlichen Ladepunkt wird pauschal angenommen, dass im Jahr 1.943 kWh Strom in ein vorhandenes Elektromobil geflossen ist. Diese pauschale

⁵ Dezentrale Förderung und Finanzierung erneuerbarer Energien, Deutscher Bundestag, November 2020, [Link](#)

Vereinfachung macht die Teilnahme am THG-Quoten-Handel für jedermann zunächst praxisnah möglich. Es fehlt jedoch die Möglichkeit bei höheren Bezügen – insbesondere solchen aus der eigenen PV-Anlage – auch eine kilowattstunden-scharfe Abrechnung vorzunehmen. So blendet die aktuelle Systematik Strommengen von mehr als 1.943 kWh pro Jahr völlig aus, die aus der eigenen PV-Anlage für das Laden des Elektromobils verbraucht werden.

Maßnahmen: Auch direktbezogener Grünstrom (z.B. aus einer PV-Dachanlage) sollte beim nicht-öffentlichen Laden angerechnet werden können (§ 5 der 38. BImSchV). Anlagenbetreiber sollten die Möglichkeit der kWh-scharfen Anrechnung von nicht-öffentlichen Ladevorgängen auf die THG-Quote erhalten, wenn sie über eine moderne Messeinrichtung, oder – wo notwendig – eines Intelligenten Messsystem verfügen. Voraussetzung sollte lediglich der Verzicht auf einen Zahlungsanspruch nach §19 EEG gelten. Überschüsse könnten im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung vermarktet werden. Anlagenbetreibern sollte dabei 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 Mobilität und Wärmesektor hunderttausende neue dezentrale Energieanlagen. Für diese Flexibilitätspotentiale fehlen im derzeitigen Energiemarktdesign jedoch die entsprechenden Anreize, wie z.B. eine Infrastrukturabgabe oder variable Netzentgelte, die sich an den Engpässen im Stromnetz orientieren und zur Entlastung von Verteilnetz und Gesamtsystem beitragen. Die Potenziale für die Energiewende vor Ort können dabei nur entfesselt werden, wenn einheitliche Standards geschaffen werden und die Digitalisierung konsequent vorangetrieben wird.

Diese Maßnahmen bilden die Voraussetzung für marktgetriebene Innovation und neue digitale Geschäftsmodelle. So muss es möglich sein, Stromerträge aus dezentralen Anlagen künftig vollautomatisiert an der Strombörse zu vermarkten. Ganze Anlagenpools können im Verbund virtueller Kraftwerke Systemdienstleistung erbringen. Integrierte Anlagenkonzepte mit Speichern, Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen oder auch Power-to-heat Lösungen können systemdienlich eingesetzt werden.⁶

Schneller und kostengünstiger Einbau von Smart Metern

Eine Vermarktung von Strom aus PV-Anlagen und anderen Energiewende-Technologien außerhalb der Einspeisevergütung des EEG ist derzeit oftmals nicht möglich, da diese aufgrund der Vorgaben des EEG (§ 21 b Abs. 3 EEG) stets eine viertelstündliche Messung und Bilanzierung benötigen. Wettbewerbliche Messstellenbetreiber haben auf Grund

⁶ 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](#)

erschwerter Bedingungen (u.a. beim Sichere-Lieferketten-Prozess („SiLke-Prozess“) und in der Interaktion mit den IT-Systemen der VNB einen Wettbewerbsnachteil und können deshalb keine bundesweit zuverlässige Ausstattung mit IMSys garantieren. § 33 MsbG sieht zwar grundsätzlich einen Anspruch des Anlagenbetreibers gegen den gMSB auf Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem gegen „angemessenes Entgelt“ vor: Die Regelung sieht aber weder einen konkreten Zeitrahmen für die Umsetzung der Ausstattungspflicht durch den gMSB vor, noch ist ausreichend konkretisiert, welche Kosten damit für den Anlagenbetreiber einhergehen. In der jetzigen Form wird der Anspruch aus § 33 MsbG in der Praxis daher in vielen Fällen ins Leere laufen.

Maßnahme: Anpassung des § 33 MsbG: Anlagenbetreiber erhalten das **Recht, Strommengen auch - zu wirtschaftlichen Konditionen sowie in einem angemessenen Zeitrahmen - viertelstündlich messen und bilanzieren zu können. In § 33 MsbG wird gesetzlich festgelegt, dass** die Ausstattung von Messlokalationen an Einspeiseanlagen und Entnahmestellen **mit Intelligenten Messsystemen** zur gesetzlichen Preisobergrenze des Messstellenbetriebsgesetzes innerhalb einer vierwöchigen Frist (EU-Richtlinie (EU) 2019/944 (EBM-RL) sieht bereits Maximalfristen vor) erfolgt. Die Frist beginnt ab Antragstellung durch den Anlagenbetreiber. Möchte der gMSB von der Preisobergrenze abweichen, bedarf dies der vorherigen Genehmigung durch die BNetzA. Dabei bleibt die freie Wahl des MSB weiterhin ein Kernaspekt der Ausstattung. Zudem ist zu regeln, dass alle notwendigen Leistungen zur Vermarktung als Standardleistungen im Sinne des § 35 Abs. 1 MsbG definiert werden.

Optionale Vermarktung von nicht-steuerbaren PV-Anlagen ermöglichen

Die Steuerungsanfordernis für dezentrale Photovoltaik-Anlagen verhindert aktuell förderfreie Vermarktungskonzepte wie sie in anderen EU-Staaten bereits etabliert sind.⁷ Die im §10b EEG festgelegten Vorgaben zur Direktvermarktung sind für PV-Anlagen mit einer Leistung unterhalb 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 zwar kostengünstiger geworden und ermöglicht neue Vermarktungsformen. Trotzdem ist die Technik aber für kleinere Anlagen oftmals noch zu teuer (siehe Punkt Einbau von Smart Metern). Direktvermarkter sind in der Lage, nicht steuerbare PV-Anlagen so zu vermarkten, dass sie systemdienlich für das Energiesystem sein können. Sie bewirtschaften Multi-Gigawatt-Vermarktungspools mit denen sie in nur einem einzelnen Handelsvorgang am Energiemarkt, hunderte ungesteuert einspeisende PV-Kleinanlagen im Bilanzkreis ausgleichen. Vermarkter wissen dabei selbst am besten, wie sie ihr Portfolio strukturieren und welche Erfordernisse an die Steuerbarkeit der Anlagen gestellt werden.

Maßnahmen: Die Vorgaben zur Direktvermarktung von dezentralen Energiewende-Technologien sollten sich daher auf die Messung und Bilanzierung der erzeugten Strommengen

⁷ In Österreich bieten Dienstleister beispielsweise bereits Einspeisetarife für Photovoltaikanlagen an, die sich vollständig über die Vermarktung an der Strombörse refinanzieren. [Link](#)

beschränken.⁸ 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. („Sichtbarkeit der Anlagen“ reicht aus). Ob zur Messung und Messwertübertragung auch zusätzlich Steuerungsfunktionen umgesetzt werden (z.B. indem die Batterielade/Entladeleistung gesteuert wird oder Anlagen marktlich geregelt werden), obliegt dauerhaft dem Direktvermarkter (bzw. ist im Direktvermarktungsvertrag geregelt). Die Steuerungsfunktionen müssen, sofern sie von Direktvermarktern überhaupt gewünscht werden, über ein iMSys erfolgen. Eine RLM-Messung ist nicht nötig (bei Anlagen bis 100 kW). Anlagen < 7 kW erhalten das Recht sich optional, also wahlweise, mit einem iMSys zur gesetzlichen Preisobergrenze des Messstellenbetriebsgesetzes ausstatten zu lassen (§ 29 und 31 MsbG). Der optionale Einbau von iMSys muss zu angemessenen Kosten erfolgen. Veranschlagte Kosten müssen nach transparenten und klaren Kriterien ermittelt werden und bundesweit einheitlich gelten.

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 Regelleistung weiterhin eine separate "Betriebsfahrt" für jede einzelne Anlage. Zudem bedarf es einer separaten Einwilligung der VNB, wenn Systemdienstleistungen erbracht werden können. Das ist viel zu komplex!

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 Kleinanlagen 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.

Bundesweite Anerkennung von anerkannten 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.

⁸ bne-Positionspapier: 35 Maßnahmen für PPA und Photovoltaik - Vorschläge zur Beschleunigung des Ausbaus förderfreier und geförderter Solaranlagen und zur Stärkung des PPA-Segments, Oktober 2021, [Link](#)

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 der Inbetriebnahme möglich sein, d.h. vier Wochen nach Übermittlung der notwendigen Informationen bei der digitalen Netzanmeldung. 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 ausreicht. Der Netzausbau wird mit Verweis auf die Kosten abgelehnt. Diese werden sich in Zukunft deutlich erhöhen. 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 Energiewendetechnologie 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 Energiewendetechnologie 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 Regelenergie durch gesteuerte Lade- und



Entladevorgänge den Übertragungsnetzbetreibern bereitstellen.⁹ 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 führt diese und weitere Maßnahmen, um bidirektionales Laden zu ermöglichen, in Kürze in einem separaten Positionspapier weiter aus.

⁹ Positionspapier zu notwendigen regulatorischen Anpassungen im Kontext des bidirektionalen Ladens, Initiative „Bidirektionales Laden“, März 2022, [Link](#)

3. Rahmenbedingungen für Vor-Ort Versorgungsmodelle vereinfachen

Neben den oben beschriebenen Maßnahmen, die die Voraussetzungen für marktbasierter und flexibler Vermarktung ins Netz eingespeister Strommengen bilden, braucht es zudem eine systemorientierte Ausgestaltung der Energiewende vor Ort. Bis heute existiert kein schlüssiger Rechtsrahmen für sektorenggekoppelte 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, dezentrale Stromlieferungen vereinfacht und gleichzeitig die sektorenübergreifende Nutzung von Flexibilitäten anreizt. Der bne legt hierzu ein gesondertes Maßnahmenpaket vor.

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.