Stellungnahme
der Bundesgeschäftsstelle Energiegenossenschaften beim DGRV – Deutscher Genossenschafts- und Raiffeisenverband e.V. zum Optionenpapier des BMWK „Strommarktdesign der Zukunft“

Vorbemerkungen

Wir bedanken uns, im Rahmen der Konsultation zum Optionenpapier „Strommarktdesign der Zukunft“ Stellung nehmen zu können. Dabei möchten wir uns zum ersten Handlungsfeld äußern, das sich mit dem **zukünftigen Investitionsrahmen für erneuerbare Energien** (EE) beschäftigt. Um den EU-Vorgaben eines neuen Marktrahmens für die EE-Finanzierung bis 2027 gerecht zu werden, schlägt das BMWK hier vier Förderalternativen vor.

Die Bundesgeschäftsstelle Energiegenossenschaften beim **DGRV** – Deutscher Genossenschafts- und Raiffeisenverband e.V. setzt sich für die Interessen von rund 1.000 Energiegenossenschaften ein, die einen wichtigen Beitrag zur **Akzeptanz** für die Energiewende leisten. Sie ermöglichen die aktive **Teilhabe** von breiten Teilen der Gesellschaft an der Energiewende. Über 220.000 Menschen engagieren sich bereits am genossenschaftlichen Betrieb von Photovoltaik- und Windkraft-Anlagen und in anderen EE-Projekten. Um dieses Engagement der Energiegenossenschaften und anderer Bürgerenergieakteure langfristig zu sichern, ist die richtige Ausgestaltung des EE-Investitionsrahmens essenziell. Unsere zentralen **Positionen** lauten daher:

1. Die Entscheidung über das Förderinstrument sollte unter Berücksichtigung aller **Bewertungskriterien** der Plattform Klimaneutrales Stromsystem gefällt werden, anstatt ausschließlich mit Blick auf die Marktdienlichkeit.
2. Die Förderung sollte auf Grundlage von **realen Erzeugungsmengen** und nicht auf fiktiven Referenzerlösen beruhen.
3. Es sollten **Sonderregelungen** für kleine und mittelgroße Akteure, alternative Vermarktungsformen und PV-Anlagen unter der Ausschreibungsgrenze eingeführt werden.
4. Zur Lösung des Förderproblems in Zeiten mit **negativen Börsenstrompreisen** sollten alternative Konzepte wie eine Mengenförderung und eine Steuerlösung berücksichtigt werden.
5. Die Umsetzbarkeit der Förderinstrumente sollte umfassend in **Reallaboren** untersucht werden. Dabei sollten kleinere Marktakteure wie die Energiegenossenschaften gesondert berücksichtigt werden.

1. Entscheidung auf Grundlage von Bewertungskriterien fällen

Die Entscheidung über das beste Förderinstrument sollte auf Grundlage von ausgewogenen Bewertungskriterien erfolgen. Allen voran sollte es dabei um die Frage gehen, welcher Förderrahmen am meisten zur Finanzierbarkeit und **Erreichung der EE-Ausbauziele** beiträgt. Leider geht es im vorliegenden Papier überwiegend um den Aspekt der **Kosteneffizienz**. Andere, im Vorfeld festgelegte Kriterien, wie die **Teilhabe** der lokalen Bevölkerung am EE-Ausbau und dessen Akzeptanz für die Energiewende, fanden hingegen kaum Beachtung. Auch die Sicherstellung der **Akteursvielfalt** wird aus unserer Sicht nicht ausreichend in die Analyse der Handlungsoptionen einbezogen. Wir bedauern in diesem Zusammenhang, als eine zentrale Vertreterorganisation für bürgerschaftliches und genossenschaftliches Engagement, nicht zur PKNS eingeladen worden zu sein.

Vorschlag: Die Entscheidung über das Förderinstrument sollte unter Berücksichtigung aller Bewertungskriterien der Plattform Klimaneutrales Stromsystem gefällt werden, anstatt ausschließlich mit Blick auf die Marktdienlichkeit.

2. **Reale Erzeugungsmengen statt fiktiver Erlöse als Fördergrundlage**

Im Raum stehen vier Fördermechanismen mit unterschiedlichen Chancen und Risiken. Wir sprechen uns hiermit deutlich gegen produktions**un**abhängige **Differenzverträge** (Optionen 3 und 4) als zukünftigen EE-Förderahmen aus. Diese basieren aus unserer Sicht auf unrealistischen Annahmen über die Praxis, verursachen ein hohes Maß an Unsicherheit und könnten letztlich die Erreichung der EE-Ausbauziele gefährden. Für die Ermittlung des Anlagenpotenzials soll in diesen Modellen auf meteorologische, topografische und technische Daten zurückgegriffen werden. Diese müssen zum Teil von externen Akteuren eingekauft werden. Besonders bei einer Förderung auf Grundlage von Wetterprognosen halten wir Abweichungen für vorprogrammiert. Dies würde eine künstliche Unsicherheit erzeugen und sich negativ auf die Planbarkeit und die Kapitalkosten auswirken. Durch die Gleichbehandlung von realen Erzeugnissen und hypothetischen Erlösen könnten Anlagenbetreiber zeitweise sogar reale Verluste machen, anstatt gefördert zu werden. Das BMWK adressiert dies als **„Basisrisiko“**, zieht jedoch nicht die notwendigen Schlüsse daraus. Besonders besorgt betrachten wir in diesem Zusammenhang den Referenzpreis in Höhe von null Euro bei der Kapazitätszahlung mit produktions**un**abhängigem Refinanzierungsbetrag (Option 4). In der Praxis bedeutet dies eine 100-prozentige Rückzahlung von zukünftigen hypothetischen Erlösen, im Gegenzug für die Zahlung eines Fixbetrags. In keinem anderen Wirtschaftssektor wäre ein derartiger **Markteingriff** vorstellbar. Selbst große Anlagenbetreiber werden aller Voraussicht nach, ein Problem mit dieser Regelung haben – für kleine Strommarktakteure wird dieses Risiko kaum tragbar sein.

Ein weiteres Problem mit dem effizienten Anlageneinsatz gemäß einer **Referenzanlage** oder einem geschätzten Produktionspotenzial besteht darin, dass sie die Abnahme der Erzeugungskapazität im **Zeitverlauf** außer Acht lässt. Das BMWK geht davon aus, dass dadurch das Investitionspotenzial für Instandhaltungsmaßnahmen angereizt wird, in der Realität müssen jedoch auch diese **zusätzlichen Kosten** eingepreist werden. Die **Ausschreibungsgebote** dürften bei einer produktions**un**abhängigen Förderung demnach höher ausfallen. Auch der starke Fokus auf die systemdienliche Auslegung sollte mit großer Vorsicht betrachtet werden, da die erhöhte Konkurrenzsituation einen Teil der EE-Anlagen automatisch schlechter stellt. Dadurch wird an weniger **ertragreichen Standorten** ggf. auf die Umsetzung neuer Projekte verzichtet werden. Auch dies birgt die Gefahr, dass die EE-Ausbauziele nicht erfüllt werden. Umgekehrt wäre dadurch eine **stärkere Konzentration** von EE-Anlagen in Gegenden zu erwarten, in denen schon viele EE-Anlagen stehen.

Demgegenüber weisen wir auf den **geringen Umsetzungsaufwand** der produktionsabhängigen Berechnungen (**Optionen 1 und 2**) hin. Vor allem die „gleitende Marktprämie mit Refinanzierungsbetrag“ (Option 1) ist aufgrund ihrer Nähe zum aktuellen System und der Absicherung von Erlösrisiken zu bevorzugen. Der Marktpreiskorridor dürfte aufgrund des zusätzlichen Erlöspotenzials für **mehr Sicherheit** sorgen. Die umgedrehte Annahme aus dem Optionenpapier können wir nicht nachvollziehen, da sich die Wirtschaftlichkeitsberechnung am Floor-Preis orientieren würde. Darüber hinaus lässt der Korridor Raum für unterschiedliche Regelungen.

Beispielsweise könnten finanzstarke Unternehmen auf einen niedrigeren Floor-Preis bieten und im Gegenzug einen höheren Cap-Preis zugesagt bekommen. Die Förderung auf Grundlage tatsächlicher Erzeugungsmengen wäre somit auch für kleine und mittelgroße Akteure umsetzbar.

Vorschlag: Die Förderung sollte auf der Grundlage von realen Erzeugungsmengen und nicht auf fiktiven Referenzerlösen beruhen.

3. Vergangene Fehler vermeiden – Sonderregelungen zulassen

Wir setzen uns dafür ein, dass bei einem komplexen Systemwechsel **Sonderregelungen** nach **Unternehmensform** und **Anlagengröße** sowie für alternative Vermarktungsformen in den Förderrahmen integriert werden. Anstatt auf eine zu simplifizierende Kraft des Marktes zu vertrauen, sollten die unterschiedlichen Bedürfnisse aller Marktakteure von Anfang an mitgedacht werden und Lösungsansätze auf Grundlage individueller Stärken gesucht werden. Es sollte darauf geachtet werden, die Fehler aus der Vergangenheit nicht zu wiederholen. Die Einführung der Ausschreibung als marktliches Instrument im Jahr 2015 hat zu einem erheblichen **Wettbewerbsnachteil** für kleine Akteure geführt. Erst nach etlichen Jahren hat die Politik die Notwendigkeit von Sonderregelungen innerhalb des Ausschreibungsrahmens erkannt. Dafür wurde im EEG 2023 die Definition der **„Bürgerenergiegesellschaft“** verankert, die als praxistaugliche Lösung aber noch weiterentwickelt werden muss. Für Energiegenossenschaften und -gemeinschaften sollten **Ausnahmeregelungen** vom neuen Investitionsrahmen daher von Anfang an mitgedacht werden. Mindestens sollte die EE-Förderung für diese Marktakteure auf realen Erlösen beruhen – auch dann, wenn sich die Regierung für ein produktions**un**abhängiges Konstrukt für große Unternehmen entscheiden sollte. Weitergehend ist in der aktuellen Diskussion zu beachten, dass auch alternative Vermarktungsformen, wie Power Purchase Agreements (**PPA**) und andere Abmachungen abseits der Strombörse, möglich bleiben. Abschließend ist zu hinterfragen, wie zukünftig mit kleinen und mittelgroßen PV-Anlagen umgegangen werden soll. Auch für dieses Anlagensegment müssen alternative Fördermöglichkeiten bestehen bleiben, um den Ausbau nicht zu gefährden. Die diskutierten Optionen sollten erst über der Grenze von **1 MW für PV-Freiflächenanlagen** und **750 kW PV-Dachanlagen** gelten. Unter dieser Grenze wäre der Aufwand von Differenzverträgen zu groß, um die Anlagen wirtschaftlich zu betreiben. Bei erneuerbaren Energiequellen liegt der Vorteil gerade in der Dezentralität, weshalb stärker auf kleine Anlagen und regionale Ansätze gesetzt werden sollte.

Vorschlag: Es sollten Sonderregelungen für kleine und mittelgroße Akteure, alternative Vermarktungsformen und PV-Anlagen unter der Ausschreibungsgrenze eingeführt werden.

4. Förderproblem in Zeiten mit negativen Strompreisen lösen

Das Überangebot an Strom aus erneuerbaren Quellen stellt ein Problem für den Strommarkt und die -netze dar, das in Zukunft weiter zunehmen wird. An der Strombörse führt dies zu negativen Preisen. Die Förderung in diesen Zeiten wird zukünftig voraussichtlich komplett ausgesetzt werden. Es ist nachvollziehbar, dass die Marktmechanismen in diesen Zeiten eine Abschaltung der Erzeugungsanlagen anreizen müssen. Gleichzeitig stellt sich die Frage, wie weiterhin eine funktionierende Förderung sichergestellt werden kann. Wir betrachten die wachsende Unsicherheit mit großer Sorge und kommen zu dem Schluss, dass keine der vier Finanzierungsoptionen eine **ausreichende Lösung** für dieses Problem bietet. Die gleitende

Marktprämie mit Marktwertkorridor (Option 1) bietet gegenüber dem fixen zweiseitigen Differenzvertrag (Option 2) einen Vorteil, da die Verluste aus Zeiten, in denen eine EE-Anlage abgeschaltet werden muss, durch höhere Einnahmen in anderen Zeiten ausgeglichen werden können. Die produktions**un**abhängigen Optionen bieten aufgrund der durchgängigen staatlichen Vergütung ein gewisses Maß an Absicherung. Diese geht jedoch aufgrund der hohen Komplexität und Abhängigkeit von externen Faktoren wieder verloren. Von Seite der finanzierenden Banken wurde daher bereits eine **Erhöhung der Finanzierungskosten** für diese Modelle angekündigt. Besser wäre es, die feste Vergütung bzw. Kapazitätszahlung mit realen Erzeugungsmengen zu verbinden. Es wird nicht ersichtlich, wieso diese Vereinfachung aus Sicht des BMWK zu einem anderen Verhalten der Anlagenbetreiber bzw. der Direktvermarkter in Zeiten negativer Strompreise führen sollte.

In jedem Fall weisen wir darauf hin, dass die spontane Abschaltung der EE-Anlagen in Zeiten negativer Strompreise für die Direktvermarkter mit einem **größeren Arbeitsaufwand** verbunden ist. Infolgedessen werden die Preise für diese Dienstleistung ansteigen, was besonders für kleine Marktakteure wie Energiegenossenschaften stärker ins Gewicht fällt. Bei der Teilnahme an **Ausschreibungen** entsteht dadurch ein **Nachteil** gegenüber großen Energieversorgungsunternehmen, die selbst an der Strombörse aktiv sind. Aus diesen Gründen sollte ideologiefrei über eine Mengenförderung und eine Steuerlösung nachgedacht werden. Anstelle einer Festlegung auf den 20-jährigen Förderzeitraum könnte eine feste Anzahl an Stunden vergütet werden. Dadurch könnten Anlagenbetreiber auf eine gesicherte Finanzierung vertrauen und es würde gleichzeitig der Anreiz gesetzt, Strom besonders in den Zeiten einzuspeisen, in denen die Nachfrage das Angebot übersteigt. Die volkswirtschaftlich gewünschten Effekte könnten ebenso über eine Förderung mit einer nachgelagerten Besteuerung von hohen realisierten Gewinnen erfüllt werden.

Vorschlag: Zur Lösung des Förderproblems in Zeiten mit negativen Börsenstrompreisen sollten alternative Konzepte wie eine Mengenförderung und eine Steuerlösung berücksichtigt werden.

5. Reallabore mit kleinen Marktakteuren

Die hohe Komplexität der vorgeschlagenen Fördermechanismen verfolgen wir aus der Perspektive kleiner Marktakteure mit großer Sorge. Auch von Seiten des BMWK scheint noch keine Klarheit zu bestehen, ob die theoretischen Überlegungen auf die **Praxis übertragbar** sind. Besonders die produktions**un**abhängigen Optionen, die auf einer Vielzahl von Annahmen beruhen, dürften einen **starken Systemumbruch** darstellen. Darüber hinaus ist offen, inwiefern die neuartigen Markteingriffe bislang **unbekannte Dynamiken** am Strommarkt auslösen. Es ist daher notwendig, die Alternativen umfassend zu analysieren, weshalb im Wachstumspaket bereits **Reallabore** angekündigt wurden. In diesem Zusammenhang möchten wir die Bedeutung einer ausgewogenen Untersuchung hervorheben. Es ist notwendig, dass auch kleine Strommarktakteure wie die **Energiegenossenschaften** gesondert untersucht werden. Ebenso sollten **verschiedene Anlagengrößen** und **Standorte** sowohl für Windkraft- als auch für PV-Anlagen einbezogen werden. Nur so wird es möglich sein, einen energiewirtschaftlichen Fadenriss zu vermeiden.

Vorschlag: Die Umsetzbarkeit der Förderinstrumente sollte umfassend in Reallaboren untersucht werden. Dabei sollten kleinere Marktakteure wie die Energiegenossenschaften gesondert berücksichtigt werden.

Ansprechpartner:

Dr. Andreas Wieg
Leiter der Bundesgeschäftsstelle
Energiegenossenschaften beim DRGV
Telefon: +49 (0)30 72 62 20 – 984
Telefax: +49 (0)30 72 62 20 – 989
E-Mail: wieg@dgrv.de

Anton Mohr
Referent für Strompolitik und Europa
Telefon: +49 (0)30 72 62 20 – 978
Telefax: +49 (0)30 72 62 20 – 989
E-Mail: anton.mohr@dgrv.de

Lobbyregisternummer des DGRV: R001349