

Stellungnahme der Bundesgeschäftsstelle Energiegenossenschaften beim DGRV zum Entwurf eines „Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften“

I. Vorbemerkung

Die 843 beim DGRV – Deutscher Genossenschafts- und Raiffeisenverband e. V. organisierten Energiegenossenschaften leisten einen wichtigen Beitrag zur **Akzeptanz** und **Motivation** für die Energiewende. Sie ermöglichen die **aktive Teilhabe** von breiten Teilen der Gesellschaft an der Energiewende. Über 200.000 Menschen engagieren sich bereits in genossenschaftlichen Erneuerbare-Energien-Projekten: von der Strom- und Wärmeproduktion über (Wärme und Strom-)Netzbetrieb, Vermarktung von Strom bzw. Wärme und Elektromobilität bis hin zu Energieeffizienz.

Der **Referentenentwurf enthält leider mehr Schatten** als Licht für die **deutschen Energiegenossenschaften bzw. andere Bürgerenergieakteure**.

Die wichtigsten Kritikpunkte vorweg:

Die **Energiegenossenschaften** und Bürgerenergieakteure werden mit der stufenweisen Einführung von **Solardachanlagenausschreibungen ab 100 kW** installierte Leistung **von einem weiteren Markt der deutschen Energiewende verdrängt**. Die **genossenschaftliche Mitgliederversorgung / das Energy Sharing**, welches durch die Erneuerbare-Energien- und Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie vorgesehen sind, **fehlt** leider gänzlich in dem Entwurf.

Zudem ist der **Bruttostromverbrauch für 2030 systematisch klein gerechnet worden**. Damit fallen die **Ausbaupfade für alle Technologien viel zu niedrig** aus. So werden die **deutschen Klima- und Erneuerbaren-Energien-Ausbauziele nicht erreicht**.

II. Zusammenfassung der Positionen

1. Die **Ausschreibungsgrenzen** für (Photovoltaik)Anlagen sollten **nicht**, wie in § 22 Abs. 3 S. 2 EEG 2021 Ref-E vorgesehen, **weiter abgesenkt** werden, sondern bei **mindestens 750 kW verbleiben**.
2. Die genossenschaftliche Mitgliederversorgung sollte im Rahmen des Referentenentwurfs in Form des „**Energy Sharing**“ im Sinne des Artikel 22 Abs. 2 b) Erneuerbare-Energien-Richtlinie, 16 Abs. 3 e) Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie umgesetzt werden.
3. Die in **§ 4 EEG 2021 Ref-E verankerten Ausbaupfade** sollten für die Jahre 2021 bis 2030 auf eine **jährlich zu installierende Leistung von 4.700 MW Windenergie an Land, 10.000 MW Photovoltaik und 600 MW Bioenergie angepasst** werden. Die Ausbaumenge bei der Photovoltaik muss ausgewogen zwischen den verschiedenen PV-Marktsegmenten verteilt werden. Für die Wasserkraft und die Geothermie sind die

Rahmenbedingungen so zu ändern, dass ein jährlicher Zubau von jeweils 50 MW ermöglicht wird.

4. Die EEG-Vergütung und Marktprämie oder andere Instrumente zur Refinanzierung der Kapitalkosten bei Solaranlagen (und anderen EE-Anlagen) sollten solange erhalten bleiben, bis **marktwirtschaftliche Vermarktungsinstrumente** oder der **Strommarkt** eine wirtschaftliche Investition in (Solar-)Anlagen von allen Marktteilnehmern ermöglichen. Ein mögliches Instrument zur Refinanzierung der Kapitalkosten wäre die genossenschaftliche Mitgliederversorgung.
5. Der jährliche **Zubau** bei PV-Anlagen im Rahmen des atmenden Deckels sollte von 1.900 MW auf **5.000 MW erhöht** werden. Die **Degression** sollte **ausgesetzt** werden und der atmende Deckel sollte so angepasst werden, dass bei zu niedrigem Zubau die Vergütung stärker erhöht wird. Die **Basisdeggression** sollte bei geringen Überschreitungen des Zubaukorridors weiter greifen. Die **Zubaudeggression** sollte bei der Überschreitung der Ausbaupfade geringer ausfallen.
6. **PV-Anlagen**, die auf unterschiedlichen Gebäuden errichtet werden und technisch nicht zusammenhängen, sollten auch in rechtlicher Sichtweise **nicht zusammengefasst werden**. Die finanzielle **Ungleichbehandlung von Mieterstrom und Eigenversorgung** sollte **beendet** werden. Die **gewerbesteuerlichen Barrieren** für die Solarenergie sollten **abgebaut** werden. Die Anforderung, dass **nur Anlagen auf Gebäuden** für den Mieterstromzuschlag berechtigt sind, die zu **mindestens 40% dem Wohnen dienen, sollte ersatzlos gestrichen** werden.
7. Kleine Marktakteure wie Energiegenossenschaften sollten ihre **großen PV-Anlagenprojekte** über Zuschläge in **separaten Ausschreibungen** für kleine Marktakteure und Anlagen von 1 MW bis zu 5 MW installierter Leistung refinanzieren können. Der Erhalt der Akteursvielfalt von Bürgerenergiegesellschaften wie Energiegenossenschaften in **Windausschreibungen** sollten durch die Umsetzung des **Preisübertragungs- oder Listenverfahrens** oder einer **Ausnahme** von den Ausschreibungen **im Rahmen der deminimis-Regeln der europäischen Umwelt- und Beihilfeleitlinien** gelöst werden.
8. Damit (genossenschaftliche) Nahwärmenetze während der wirtschaftlich kalkulierten Nutzungszeit nicht ihre Hauptwärmequelle verlieren, sollte für **bestehende Biomasseanlagen** eine sinnvolle marktgerechte und kostendeckende Lösung für deren **Weiterbetrieb** nach Ablauf der zwanzigjährigen EEG-Förderung gefunden werden. Denkbar wäre hierbei eine Ausweitung des Ausschreibungsverfahrens für Biomasseanlagen wie z.B. eine **Erhöhung des Ausschreibungsvolumens und des Höchstwertes**.
9. Die **Zahlung der Kommunalabgabe** sollte für Energiegenossenschaften und andere Bürgerenergieakteure ebenfalls auf **0,1 ct/kWh reduziert** werden, sofern das **Windprojekt als gesellschaftsrechtliches Bürgerenergieprojekt umgesetzt wird**.
10. Die **derzeitigen Strommarktbedingungen bzw. das System für Steuern, Abgaben und Umlagen** sollten **überarbeitet** werden.

III. Positionen und Anmerkungen

1. Keine Absenkung der Ausschreibungsgrenzen (§ 22 Abs. 3 S. 2 EEG 2021 Ref-E)

Energiegenossenschaften haben kaum eine Chance bei Photovoltaikausschreibungen. Ausschreibungen für Photovoltaik wurden am 1. April 2015 eingeführt. Seither gab es 21 Ausschreibungsrunden mit **insgesamt 2.642 direkten Geboten** und **Energiegenossenschaften** haben sich lediglich mit **19 direkten Geboten beteiligt (0,7 %)**. **Direkte Zuschläge** gab es dabei **insgesamt 781** und **Energiegenossenschaften** erhielten davon **drei direkte Zuschläge (0,4 %)**. Die stufenweise Absenkung der Ausschreibungsgrenzen von 750 kWp auf 500 kWp ab 1. Januar 2021, 300 kWp ab 1. Januar 2023 bzw. 100 kWp ab 1. Januar 2025 in § 22 Abs. 3 S. 2 EEG 2021 Ref-E würde das Hauptgeschäftsfeld der Energiegenossenschaften (Photovoltaikanlagen unter 750 kWp) erheblich eingrenzen. Marktaustritte wären die Folge. Die weitere Aufteilung des Erneuerbaren-Energien-Marktes unter den großen Marktakteuren würde zementiert werden.

Die Einführung von Ausschreibungen unter 750 kWp würde zu einem erhöhten **Risiko** und einer Verkomplizierung der unternehmerischen Tätigkeit führen. Die Planungskosten für ein Photovoltaikprojekt würden bei (mehrmaligem) Nichtzuschlag verloren gehen. Energiegenossenschaften würden dieses Risiko nicht eingehen können. Ausschreibungen würden zudem zu einem größeren **Arbeitsaufwand** und einem längeren Planungs- bzw. Umsetzungszeitraum führen. Auch dies würden die Energiegenossenschaften und andere kleine Marktakteure nicht auf sich nehmen, wenn sie nicht wissen, ob sie einen Zuschlag erhalten.

Vorschlag:

Die **Ausschreibungsgrenzen** für (Photovoltaik)Anlagen sollten **nicht**, wie in § 22 Abs. 3 S. 2 EEG 2021 Ref-E vorgesehen, **weiter abgesenkt** werden, sondern bei **mindestens 750 kW verbleiben**.

2. Einführung des Rechts auf genossenschaftliche Mitgliederversorgung gemäß der Erneuerbare-Energien- und Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie

Gemäß der Artikel 22 Abs. 2 b) Erneuerbare-Energien-Richtlinie, 16 Abs. 3 e) Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie hat Deutschland sicherzustellen, dass Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften (EE-Gemeinschaft) bzw. Bürgerenergiegemeinschaften (BE-Gemeinschaft) die mit eigenen EE-Anlagen erzeugte Energie gemeinsam nutzen können (im Englischen: **to share the energy**). Darunter verstehen wir die **genossenschaftliche Mitgliederversorgung**, d.h. die Belieferung der Mitglieder mit dem selbst erzeugten Strom. Durch die Mitgliederversorgung mit Strom aus den eigenen EE-Anlagen entsteht eine genossenschaftliche Leistungsbeziehung im Sinne des § 1 Genossenschaftsgesetz. Das hat auch einen positiven Einfluss auf das persönliche Verhalten der Mitglieder. Sie werden aktiv in die „Stromthematik“ eingebunden, beschäftigen sich intensiv mit der Energiewende und ändern schließlich auch ihr energetisches Verhalten. Im Idealfall wäre das Geschäftsmodell wirtschaftlich tragfähig, sodass neue EE-/Solaranlagen damit errichtet werden können. **Hierzu finden sich trotz der europarechtlichen Vorgaben keine Regelungen im Referentenentwurf.**

Zur Umsetzung der genossenschaftlichen Mitgliederversorgung / Energy Sharing wurde von Energy Brainpool ein [Diskussionsvorschlag](#) erarbeitet, den die Bundesgeschäftsstelle Energiegenossenschaften unterstützt:

Beim **Energy Sharing** versorgen sich die Mitglieder einer Energiegenossenschaft mit Strom aus einer (oder mehreren) gemeinsamen Anlage(n), die sich im Eigentum der Energiegenossenschaft befindet. Die Differenz wird entweder als Gemeinschaft über den Energiemarkt ergänzend eingekauft oder ggf. vertrieben. Die Energiegenossenschaft tritt dabei als virtueller Großstromverbraucher – wie ein großer gewerblicher Stromabnehmer – auf. Strom aus eigener Produktion wird direkt vermarktet, sofern er nicht innerhalb der Gemeinschaft verbraucht wird. Energy Sharing findet innerhalb eines Bilanzierungsgebietes eines Verteilnetzbetreibers statt. Um die Wirtschaftlichkeit der genossenschaftlichen Mitgliederversorgung in dieser Form herzustellen, gibt es drei Möglichkeiten:

- a. keine/verringerte EEG-Umlage (bzw. Förderung in gleicher Höhe),
- b. Befreiung von der Stromsteuer und / oder
- c. verringerte Netzentgelte bei netzdienlichem Verhalten / hohen gemeinsam genutzten EE-Anteilen.

Dadurch kann sich eine Ersparnis von 10 bis 12 ct/kWh für die Mitglieder der Energiegenossenschaft ergeben.

Vorschlag:

Die genossenschaftliche Mitgliederversorgung sollte im Rahmen des Referentenentwurfs in Form des „**Energy Sharing**“ im Sinne des Artikel 22 Abs. 2 b) Erneuerbare-Energien-Richtlinie, 16 Abs. 3 e) Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie umgesetzt werden.

3. Erhöhung der Ausbaupfade (§ 4 EEG 2021 Ref-E)

Im Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung wurden Ziele für die Stromerzeugung und die installierte Leistung für die verschiedenen erneuerbaren Technologien bis 2030 festgelegt, um das Gesamtziel von 65% erneuerbaren Energien am Stromverbrauch in 2030 zu erreichen. Für die Erreichung des 65-Prozent-Ziels wird im Referentenentwurf ein Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 in Höhe von 580 TWh angenommen und daraus eine Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 377 TWh abgeleitet. Der Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 wird von den meisten Studien wesentlich höher eingeschätzt.¹ Die in § 4 EEG 2021 Ref-E verankerten Ausbaupfade sollten für die Jahre 2021 bis 2030 auf eine jährlich zu installierende Leistung von 4.700 MW Windenergie an Land, 10.000 MW Photovoltaik und 600 MW Bioenergie angepasst werden. Die Ausbaumenge bei der Photovoltaik muss ausgewogen zwischen den verschiedenen PV-Marktsegmenten verteilt werden. Für die Wasserkraft und die Geothermie sind die Rahmenbedingungen so zu ändern, dass ein jährlicher Zubau von jeweils 50 MW ermöglicht wird.

Vorschlag:

Die in **§ 4 EEG 2021 Ref-E verankerten Ausbaupfade** sollten für die Jahre 2021 bis 2030 auf eine **jährlich zu installierende Leistung von 4.700 MW Windenergie an Land, 10.000**

¹ vgl. unter anderem Dena Leitstudie 2018 Szenario TM80, BMVI IEK 2050, Enervis 2017.

MW Photovoltaik und 600 MW Bioenergie angepasst werden. Die Ausbaumenge bei der Photovoltaik muss ausgewogen zwischen den verschiedenen PV-Marktsegmenten verteilt werden. Für die Wasserkraft und die Geothermie sind die Rahmenbedingungen so zu ändern, dass ein jährlicher Zubau von jeweils 50 MW ermöglicht wird.

4. Übergang von der EEG-Vergütung zum Markt / Mitgliederversorgung

Ohne eine EEG-Vergütung, eine Marktprämie oder ein anderes Instrument zur Refinanzierung der Kapitalkosten ist nur noch eine Unternehmensfinanzierung (anstelle einer Projektfinanzierung) möglich, d.h. die Fremdkapital-Finanzierung wird deutlich erschwert. Energiegenossenschaften mit ihren ehrenamtlichen Unternehmensstrukturen haben aber eine schlechtere Bonität im Vergleich zu großen Marktakteuren. Eine weitere Marktkonzentration wäre die zwangsläufige Folge.

Vorschlag:

Die EEG-Vergütung und Marktprämie oder andere Instrumente zur Refinanzierung der Kapitalkosten bei Solaranlagen (und anderen EE-Anlagen) sollten solange erhalten bleiben, bis **marktwirtschaftliche Vermarktungsinstrumente** oder der **Strommarkt** eine wirtschaftliche Investition in (Solar-)Anlagen von allen Marktteilnehmern ermöglichen. Ein mögliches Instrument zur Refinanzierung der Kapitalkosten wäre die genossenschaftliche Mitgliederversorgung.

5. Anpassung des atmenden Deckels bei Solarenergie (§ 49 EEG 2021 Ref-E)

Die Verkürzung des Bezugszeitraums in § 41 Abs. 1 S. 4 EEG 2021 Ref-E von sechs auf drei Monate ist ein erster kleiner Schritt auf dem Weg der Verbesserung des atmenden Deckels. Es sind aber wesentlich größere Veränderungen erforderlich.

Der jährliche **Zubau** von PV-Anlagen, deren anzulegender Wert nicht im Rahmen einer Ausschreibung ermittelt wird, sollte in § 49 Abs. 1-4 EEG von 1.900 MW auf 5.000 MW (Basisausbau gemäß § 49 Abs. 2 EEG) erhöht werden.

Zusätzlich sollte auch der **atmende Deckelmechanismus** insgesamt angepasst werden. Photovoltaikprojekte unter 750 kW sind insbesondere für Energiegenossenschaften ohne einen Eigenversorgungsanteil ab spätestens September 2020 aufgrund der Degression kaum noch rentabel. Außerdem sind die monatlichen Degressionsschritte von minus 1,4% nicht mit den deutlich anzuhebenden PV-Ausbauzielen vereinbar. Deswegen sollte die Degression der anzulegenden Werte zumindest so lange ausgesetzt werden, bis die angepassten PV-Ausbauziele tatsächlich erreicht werden. Falls das jeweilige PV-Ausbauziel unterschritten wird, sollte zusätzlich die negative Degression höher ausfallen. Dies würde den gewünschten Ausbau weiter anreizen.

Ferner wären weitere Überarbeitungen am atmenden Deckel bzw. Degressionsmechanismus sinnvoll: Für die Berechnung der Degressionsstufen des atmenden Deckels sollten nur

die Zubaumengen berücksichtigt werden, die tatsächlich ins Netz eingespeist werden und gleichzeitig vergütungsberechtigt sind. Die Nettonennleistung und nicht die Bruttonennleistung einer PV-Anlage laut Eintrag ins Marktstammdatenregister sollte für die Ermittlung der Degression herangezogen werden. Bei nur geringen Überschreitungen des Zubaukorridors gem. § 49 EEG sollte weiterhin die Basisdegression gelten und nicht eine Sonderdegressionsstufe greifen. Die Zubaudegression sollte bei der Überschreitung der Ausbaupfade geringer ausfallen.

Vorschläge:

Der jährliche **Zubau** bei PV-Anlagen im Rahmen des atmenden Deckels sollte von 1.900 MW auf **5.000 MW erhöht** werden.

Die **Degression** sollte **ausgesetzt** werden und der atmende Deckel sollte so angepasst werden, dass bei zu niedrigem Zubau die Vergütung stärker erhöhen.

Die **Basisdegression** sollte bei geringen Überschreitungen des Zubaukorridors weiter greifen. Die **Zubaudegression** sollte bei der Überschreitung der Ausbaupfade geringer ausfallen.

6. Verbesserung von Mieterstromprojekten (§ 24 Abs. 1, 48a EEG 2021 Ref-E, Gewerbesteuer-gesetz)

Lediglich rund ein Prozent des gesetzlich möglichen Mieterstromzubaus wurde seit dem Inkrafttreten am 25. Juli 2017 in der Praxis tatsächlich realisiert. Selbst die Bundesregierung kam in ihrem vorgelegten Mieterstrombericht vom 19. September 2019 zu dem Ergebnis, dass das Mieterstrommodell „weit hinter den Erwartungen“ zurückbleibe. Zusätzlich ist der Mieterstromzuschlag inzwischen auf null Cent / kWh gesunken. Die Bundesgeschäftsstelle begrüßt die Anpassungen hinsichtlich der Vergütungshöhe und rechtlichen Verbindlichkeit des Lieferkettenmodells als erste Schritte. Die gesetzliche Änderung bezüglich der Anlagenzusammenfassung bringt hingegen nicht den im Referentenentwurf beschriebenen Erfolg, weil in der Praxis in fast allen Mieterstromprojekten der gleiche Anlagenbetreiber „*an demselben Anschlusspunkt*“ gemäß § 24 Abs. 1 EEG 2021 Ref-E die Mieterstromprojekte umsetzt. Infolgedessen sind auch weiterhin verschiedene Verbesserungen für Mieterstromprojekte notwendig, damit Mieterstrom zum gewünschten Erfolg wird.

Vorschläge²:

a. Einzelne PV-Anlagen als baulich voneinander getrennte PV-Anlagen behandeln:

PV-Anlagen, die auf unterschiedlichen Gebäuden errichtet werden und technisch nicht zusammenhängen, sollten auch in rechtlicher Sichtweise nicht zusammengefasst werden.

b. Finanzielle Ungleichbehandlung von Mieterstrom und Eigenversorgung beenden:

Dazu sollte der Mieterstromzuschlag erhöht und gemäß der geltenden Degression eigenständig fortentwickelt werden.

² Genauere Erläuterungen zu den Vorschlägen finden Sie [hier](#).

c. Beseitigung gewerbsteuerlicher Barrieren für die Solarenergie:

Wohnungsunternehmen bzw. Immobilienbesitzer laufen bei Betrieb einer Solaranlage – im Gegensatz zum Betrieb einer Ölheizung – Gefahr, ihre Gewerbesteuerbefreiung zu verlieren. Dieses steuerliche Hemmnis sollte abgebaut werden.

d. Mieterstrom auf Gewerbedächern ermöglichen:

Die Anforderung, dass nur Anlagen auf Gebäuden für den Mieterstromzuschlag berechtigt sind, die zu mindestens 40% dem Wohnen dienen, sollte ersatzlos gestrichen werden.

7. Gleiche Wettbewerbsbedingungen für Energiegenossenschaften in Photovoltaik- und Windausschreibungen

Energiegenossenschaften haben **kaum eine Chance** bei Photovoltaik- und Windausschreibungen (siehe Nr. III 1). Bei Windausschreibungen waren es **fünf direkte Zuschläge (0,5%)** für Energiegenossenschaften bei insgesamt 944 Zuschlägen (17 Ausschreibungsrunden seit dem 1. Mai 2017). Deswegen ist aus unserer Sicht eine Nachbesserung bei den Photovoltaik- und Windausschreibungen zum Erhalt der Akteursvielfalt unbedingt notwendig.

a. Photovoltaikausschreibungen

Wir haben einen [konkreten Vorschlag](#) erarbeitet, wie der Erhalt der Akteursvielfalt für Energiegenossenschaften und anderer kleiner Marktakteure im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens für Photovoltaikanlagen erreicht werden könnte. Bürgerenergiegesellschaften (gemäß einer verschärften Definition von § 3 Nr. 15 EEG) sollten in einer separaten Ausschreibung nur für Projekte mit einer Anlagengröße von 1 MW bis zu 5 MW installierter Leistung bieten können. Damit wird ein fairer Wettbewerb hinsichtlich der Anlagengröße gewährleistet. Ferner sollten in den separaten Ausschreibungsrunden die Projektierungskosten für die definierte Gruppe bei Nichtzuschlag pauschalisiert ersetzt werden.

Vorschlag: Kleine Marktakteure wie Energiegenossenschaften sollten ihre großen PV-Anlagenprojekte über Zuschläge in **separaten Ausschreibungen** für kleine Marktakteure und Anlagen von 1 MW bis zu 5 MW installierter Leistung refinanzieren können.

b. Windausschreibungen

Das von uns mitentwickelte [Preisübertragungs- oder Listenverfahren](#) würde die Problematik der Risikostreuung bei kleinem Portfolio (Preis- und Zuschlagsrisiko) lösen. Deswegen wären diese Verfahren oder eine [Ausnahme](#) von den Ausschreibungen **im Rahmen der de-minimis-Regeln der europäischen Umwelt- und Beihilfeleitlinien** die besten Lösungen, um die Akteursvielfalt von Bürgerenergiegesellschaften und Energiegenossenschaften in den Windausschreibungen zu erhalten.

Vorschlag: Der Erhalt der Akteursvielfalt von Bürgerenergiegesellschaften wie Energiegenossenschaften in Windausschreibungen sollten durch die Umsetzung des [Preisübertragungs- oder Listenverfahrens](#) oder einer [Ausnahme](#) von den Ausschreibungen **im Rah-**

men der deminimis-Regeln der europäischen Umwelt- und Beihilfeleitlinien gelöst werden.

8. Nahwärme durch Energiegenossenschaften fördern

Die Wirtschaftlichkeit genossenschaftlicher Nahwärmenetze ist gefährdet, wenn die Hauptwärmequelle (Biomasse-Anlage) **nach Ablauf der zwanzigjährigen EEG-Förderung** nicht mehr weiterbetrieben wird. Es fehlen Konzepte zum marktgerechten Weiterbetrieb. Auch deshalb wird das Potenzial von Nahwärmenetzen im Umkreis von bestehenden Biomasse-Anlagen bislang nicht ausgeschöpft. Ein Weiterbetrieb von Biomasse-Anlagen ist auch deshalb wichtig, damit deren Potential zur flexiblen Erzeugung von Strom als Ausgleich zu den fluktuierenden Erneuerbaren Energien genutzt werden kann. Hierzu wäre eine Ausweitung des Ausschreibungsverfahrens für Biomasseanlagen wie z.B. eine **Erhöhung des Ausschreibungsvolumens und des Gebotshöchstwertes** denkbar.

Vorschlag: Damit (genossenschaftliche) Nahwärmenetze während der wirtschaftlich kalkulierten Nutzungszeit nicht ihre Hauptwärmequelle verlieren, sollte für **bestehende Biomasseanlagen** eine sinnvolle marktgerechte und kostendeckende Lösung für deren **Weiterbetrieb** nach Ablauf der zwanzigjährigen EEG-Förderung gefunden werden. Denkbar wäre hierbei eine Ausweitung des Ausschreibungsverfahrens für Biomasseanlagen wie z.B. eine **Erhöhung des Ausschreibungsvolumens und des Gebotshöchstwertes**.

9. Verringerte Kommunalabgabe für Bürgerenergieakteure und zwingende Bürgerbeteiligung für alle Windprojekte (§ 36k EEG 2021 Ref-E)

Der Vorschlag zu den Bürgerstromtarifen gemäß § 36k EEG 2021 Ref-E ist nicht zielführend und wird in der Praxis kaum genutzt werden. Gemäß § 36k EEG 2021 Ref-E wird der Bürgerstromtarif, wenn überhaupt, als Graustromtarif geliefert werden und damit kaum zur Akzeptanzsteigerung führen. Ferner werden fast alle Windprojekte die Option der Kommunalabgabe wählen.

Verpflichtende **Zahlungen an Kommunen** wie in § 36k EEG 2021 Ref-E erhöhen die Finanzkraft der Region. Bürger mit grünen Stromprodukten vor allem aus lokalen Erneuerbaren-Energien-Anlagen zu beliefern, ist generell etwas Gutes. Deswegen sollten Windparks einen Beitrag für die regionale Wirtschaft und Gesellschaft leisten. Windprojekte von Energiegenossenschaften erbringen durch ihre lokale Teilhabestruktur und die Minderung von Energieimporten bereits eine hohe Wertschöpfung für die Region, die auch den Kommunen zugutekommt. Sie sorgen dafür, dass die Erträge vor Ort verbleiben und leisten auf diesem Wege bereits einen fundamentalen Beitrag zur Akzeptanz. **Echte Partizipation** an Bau und Betrieb der Erneuerbare-Energien-Anlagen und damit eine tiefergehende Identifikation mit den Projekten lassen sich eben nur durch aktive Teilhabe am Projekt erzeugen.

Gesellschaftsrechtliche Beteiligungsform an einem Windpark in Form des Aufbaus eines Bürgerenergieprojektes: Ein verpflichtendes Beteiligungsangebot der Kommune am Windpark sollte notwendig sein. Kommt der Aufbau eines Bürgerenergieprojektes zustande, sollte sich die Zahlungspflicht der Abgabe an die Kommune von 0,2 auf 0,1 ct/kWh reduzieren.

ren. **Innerhalb von sogenannten Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften** sollte zudem die **Möglichkeit des Energy Sharing** als gemeinsame Nutzung des Stroms aus Erzeugungsanlagen im Besitz der Gemeinschaft vorgesehen werden. Das Energy Sharing ist dabei so auszugestalten, dass Anreize bei Umlagen, Entgelten und Steuern gesetzt werden, die einen vergünstigten Strombezug für regionale Anrainer der Windparks ermöglichen und so einen Beitrag zur Akzeptanz leisten.

Vorschlag: Die **Zahlung der Kommunalabgabe** sollte für Energiegenossenschaften und andere Bürgerenergieakteure ebenfalls auf **0,1 ct/kWh reduziert** werden, sofern das **Windprojekt als gesellschaftsrechtliches Bürgerenergieprojekt umgesetzt wird**.

10. Neuordnung des derzeitigen Strommarkts bzw. Steuern-, Abgaben- und Umlagesystem

Der derzeitige Strommarkt bzw. das Steuern-, Abgaben- und Umlagesystem verhindert u.a. eine genossenschaftliche Mitgliederversorgung bzw. die Refinanzierung von neuen Erneuerbare-Energien-Anlagen zu rein marktwirtschaftlichen Bedingungen.

Vorschlag: Die **derzeitigen Strommarktbedingungen bzw. das System für Steuern, Abgaben und Umlagen** sollten **überarbeitet** werden.

11. Weitere Vorschläge

a. Ü20-EEG-Anlagen

Die Regelungen für Ü20-EEG-Anlagen im Referentenentwurf werden nicht dazu führen, dass die Post-EEG-Anlagen am Netz bleiben. Durch das Verbot der Eigenversorgung, wenn kein Smart-Meter eingebaut wird, und der Zahlung der anteiligen EEG-Umlage sind die Anlagen nicht wirtschaftlich zu betreiben.

Um wirklich einen kostendeckenden und unkomplizierten Weiterbetrieb von Ü20-EEG-Anlagen zu gewährleisten, müsste spätestens ab dem 1. Januar 2021 mindestens Marktwert gezahlt werden und u.a. folgende Punkte umgesetzt werden: Die anteilige EEG-Umlage für Eigenverbrauch von ausgeförderten PV-Anlagen gemäß Art. 21 EE-Richtlinie müsste abgeschafft, der Wechsel zwischen Volleinspeisung und anteiliger Eigenversorgung barrierearm gewährleistet und die sonstige Direktvermarktung / Marktprozesse [wie z.B. übergangsweise kleine PV-Anlagen via standardisierter Lastprofile in die Direktvermarktung zu überführen, keine Viertelstundenbilanzierung, effiziente Ausgabe von Herkunftsnachweisen für geringe Strommengen oder eine alternative rechtssichere Möglichkeit zur Nutzung von PV-Kleinstmengen im Rahmen von (Regionalen-Öko-)Strom-Produkten] vereinfacht werden.

b. Ferner müsste bei Eigenversorgungsanlagen das **Kriterium der Personenidentität in § 3 Nr. 19 EEG abgeschafft werden**.

- c. **Nachbarschaftsbelieferung und Quartierslösungen** sollten energiewirtschaftlich und umlagebefreit **ermöglicht werden**.
- d. Die **Absenkung der Regelungen zu negativen Preisen** in § 51 EEG 2021 Ref-E von sechs Stunden auf 15 Minuten ist eine **faktische Vergütungskürzung**, weil mit einem stetigen Anstieg der negativen Preisen in den kommenden Jahren zu rechnen ist. **Die Absenkung müsste deswegen gestrichen werden**.
- e. Das größte Problem für neue Windprojekte sind die fehlenden Flächen und die langen bzw. komplizierten Genehmigungsverfahren. Deswegen ist die Berichtspflicht der Bundesländer in § 99 EEG 2021 Ref-E ein erster Schritt. Um den Windausbau aber wirklich voranzubringen, bedarf es **weiterer Verbindlichkeit**. Dies könnte durch die **Einrichtung eines Kooperationsausschusses in § 1 Abs. 4 EEG 2021 Ref-E** erreicht werden, der die Erfüllung der Ziele begleitet und überprüft, um Verbindlichkeit und Unumkehrbarkeit zu erreichen. Dieser Ausschuss sollte vom Bund und allen Bundesländern auf Ebene von Staatssekretären geführt werden und mindestens zweimal im Jahr tagen.
- f. Der **Pflichteinbau von intelligenten Messsystemen mit dem jetzigen Stand der Technik für Erneuerbare-Energien-Anlagen ab 1 kW** (siehe § 9 EEG 2021 Ref-E) **erbringt keinen energiewirtschaftlichen und -politischen Mehrwert**, sondern verursacht nur unnötige Kosten für den Anlagenbetreiber und die Volkswirtschaft insgesamt. Deswegen sollten die gesetzlichen Einbaupflichten erst greifen, wenn eine neue Generation von Smart-Metern die gesetzlichen erwünschten Funktionen auch technisch erfüllen kann.

Die Bundesgeschäftsstelle Energiegenossenschaften beim DGRV vertritt die Interessen von 843 Energiegenossenschaften mit ihren 200.000 Mitgliedern.

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

RA René Groß, LL.M. (Leuven)
Leiter für Politik und Recht der
Bundesgeschäftsstelle
Energiegenossenschaften beim DRGV
Telefon: +49 (0)30 72 62 20 – 923
Telefax: +49 (0)30 72 62 20 – 989
E-Mail: gross@dgrv.de