

Stellungnahme der Bundesgeschäftsstelle Energiegenossenschaften beim DGRV zum

Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien

I. Vorbemerkung

Die EEG-Vergütung für PV-Anlagen ist in den letzten drei Jahren erheblich gesunken. Neue PV-Projekte rechnen sich nur noch mit einem Eigenverbrauchsanteil bzw. wenn ein einzelner Stromletztverbraucher von einer regionalen Energiegenossenschaft direkt beliefert wird (zumeist eine Kommune, die einen hohen externen Strombezugspreis hat). Aufgrund der veränderten wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen haben sich die Energiegenossenschaften zum Teil neuen Geschäftsfeldern, wie der Stromvermarktung und der Windenergie zugewendet. Aber auch diese Geschäftsfelder sind durch gesetzgeberische Eingriffe in den letzten Jahren rechtlich und wirtschaftlich deutlich eingeschränkt bzw. verkompliziert worden. Insbesondere die ehrenamtlich geführten und bürgergetragenen regionalen Energiegenossenschaften stehen hier vor großen Herausforderungen. Da die Zurückhaltung beim Ausbau der Erneuerbaren Energien zunimmt, wird auch die Akzeptanz und Motivation der Bürger für die Energiewende verringert. Vor diesem Hintergrund sehen wir einen Teil der neuen Regelungen des Referentenentwurfs kritisch.

II. Zusammenfassung der Positionen

1. Die Investition in neue Photovoltaikdach-Anlagen, mit denen z.B. Genossenschaftsmitglieder mit ihrem eigenen Strom versorgt werden, sollte wieder wirtschaftlich möglich sein; beispielsweise durch die Wiedereinführung des solaren Grünstromprivilegs (wie in § 39 Abs. 3 EEG 2012) oder eine anteilige Gleichstellung mit der Eigenversorgung in § 61 EEG 2014.
2. Bei einer Verfehlung der Ausbauziele sollte der Degressionsmechanismus (atmender Deckel) in § 49 EEG-E mit größeren Vergütungsaufschlägen korrigiert werden (< 2,4 GW/a = 0%, < 1,5 GW = 4 %, < 1 GW = 6 %/Quartal).

Die Bagatellgrenze von 1 MW in § 22 Abs. 1 EEG-E sollte unbedingt erhalten bleiben.

3. Kleine Marktakteure wie Energiegenossenschaften sollten ihre Windenergieprojekte ohne das Zuschlags- und Preisrisiko von Ausschreibungen refinanzieren können, z.B. durch das von uns mitentwickelte Preisübertragungs- oder Listenverfahren.
4. Kleine Marktakteure wie Energiegenossenschaften sollten ihre PV-Freiflächenanlagen über Zuschläge in separaten Ausschreibungen für kleine Marktakteure und Anlagen refinanzieren können.

5. Damit genossenschaftliche Nahwärmenetze während der wirtschaftlich kalkulierten Nutzungszeit nicht ihre Hauptwärmequelle verlieren, sollte für bestehende Biomasseanlagen eine sinnvolle marktgerechte Lösung für deren Weiterbetrieb nach Ablauf der zwanzigjährigen EEG-Förderung gefunden werden.
6. Die Ausbauziele für die Erneuerbaren Energien sollten nicht reduziert werden, damit die Klimaziele konsequent verfolgt werden.
7. In §§ 64 und 75 EEG sollten die derzeitigen Bezeichnungen durch „Abschlussprüfer“ ersetzt werden.
8. Der Vorschlag des Bundeswirtschaftsministeriums zur regionalen Grünstromkennzeichnung aus dem Eckpunktepapier vom 11. März 2016 ist nicht zielführend. Mit Blick auf die Akzeptanz vor Ort sollten Maßnahmen zur regionalen Grünstromvermarktung ergriffen werden, die praxisgerecht und nicht unnötig komplex sind.

III. Positionen im Einzelnen

1. Marktintegration von Erneuerbaren Energien durch Energiegenossenschaften fördern (Mitgliederversorgung)

Die Direktverbrauchsregelung in § 39 Abs. 3 EEG 2012 n.F. ermöglichte hunderte Direktverbrauchs- und Vor-Ort-Stromvermarktungsprojekte von regionalen Energiegenossenschaften. Direktverbrauch bedeutet, dass der Strom aus einer Photovoltaik-Dachanlage direkt durch einen Dritten verbraucht wird, der sich in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Erzeugung befindet. Das öffentliche Netz wird bei dieser teilweisen Belieferung nicht in Anspruch genommen. Im Rahmen dieser Projekte beliefern bzw. belieferten regionale Energiegenossenschaften als Photovoltaik-Anlagenbetreiber Dritte, z. B. Gewerbetreibende, regionale Unternehmen, Mieter oder Kommunen (Kulturzentren, Schulen, Kindergärten). Die Belieferung eines oder auch mehrerer Kunden ist inzwischen kaum noch wirtschaftlich möglich.

Die Versorgung von Mietern mit günstigem und klimaschonendem Solarstrom ist für die soziale Ausgewogenheit der Energiewende aber von besonderer Bedeutung. Mit solaren Mieterstromkonzepten könnten breite Bevölkerungsschichten, die keine eigene Immobilie oder geeignete Dachfläche haben, von günstigem Solarstrom profitieren. Es würden nicht nur die Haushaltsstromkosten langfristig stabilisiert, sondern gleichzeitig auch weitere Solarstrompotenziale insbesondere im städtischen Raum für die Energiewende erschlossen werden.

Diese lokalen Vermarktungsformen fördern die Marktintegration vor allem bei der Photovoltaik, d.h. sie wird Schritt für Schritt aus der EEG-Förderung in selbsttragende Marktstrukturen überführt. Der Direktverbrauch von Solarstrom entlastet darüber hinaus die EEG-Umlage, denn für die vor Ort selbst vermarkteten Strommengen entfallen die entsprechenden Vergütungszahlungen. Schließlich fördert der „Direktverbrauch“ des dezentral erzeugten Solarstroms auch die Netz- und Systemintegration des Photovoltaikstroms, da die Erzeugung am lokalen Bedarf stärker ausgerichtet wird. Die Abstimmung zwischen Erzeugung und Nachfrage ist aufgrund der besser verfügbaren Informationen der Akteure vor Ort dezentral einfacher zu erreichen als von zentralen Akteuren.

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. Zusätzlich stärken Energiegenossenschaften regionale Wertschöpfungskreisläufe, da lokale Unternehmen und Banken, Handwerker und Projektierer eingebunden werden.

Mitglieder einer Energiegenossenschaft werden nicht mit Letztverbrauchern gleichgestellt, die den Erneuerbare-Energien-Strom erzeugen und selbst vor Ort verbrauchen. So muss eine Gemeinde als Mitglied einer regionalen Energiegenossenschaft, die z.B. auf dem Dach der kommunalen Schule eine PV-Anlage betreibt, die volle EEG-Umlage zahlen, wenn der eigene Erneuerbare-Energien-Strom in der Schule selbst verbraucht wird. Hingegen muss ein Letztverbraucher, der eine PV-Anlage auf seinem Dach betreibt und den daraus gewonnenen Strom selbst verbraucht, für diesen Strom nur eine reduzierte EEG-Umlage zahlen. Es gibt keinen Grund, warum diese Letztverbraucher und die Mitglieder einer Energiegenossenschaft unterschiedlich behandelt werden.

Vorschlag:

Die Investition in neue Photovoltaikdach-Anlagen, mit denen z.B. Genossenschaftsmitglieder mit ihrem eigenen Strom versorgt werden, sollte wieder wirtschaftlich möglich sein; beispielsweise durch die Wiedereinführung des solaren Grünstromprivilegs (wie in § 39 Abs. 3 EEG 2012) oder eine anteilige Gleichstellung mit der Eigenversorgung in § 61 EEG 2014.

2. Ausbauziele von Photovoltaik erreichen

Regionale Energiegenossenschaften sind vor allem im Bereich der Photovoltaik tätig. Aufgrund der gesunkenen EEG-Vergütung konnten in den letzten Jahren aber kaum PV-Dachprojekte umgesetzt werden. Insgesamt wurden die Photovoltaikausbauziele das zweite Jahr in Folge um 1 GW verfehlt. Insofern sollten die EEG-Vergütung angehoben oder andere Maßnahmen ergriffen werden, um die Rentabilität von PV-Investitionen wieder herzustellen. In § 49 EEG-E wird der Degressionsmechanismus (atmender Deckel) an zwei Punkten angepasst. Dieser reagiert bei einem Markteinbruch jedoch viel zu schwach und zu spät. Daher sollte die Höhe der Marktprämie bzw. EEG-Vergütung künftig so lange angehoben werden, bis ein Wiedereinschwingen der Nachfrage in den Zielkorridor erreicht ist ($< 2,4 \text{ GW/a} = 0\%$, $< 1,5 \text{ GW} = 4\%$, $< 1 \text{ GW} = 6\%$ /Quartal). Nur so kann eine weitere Zielverfehlung im PV-Bereich verhindert werden.

Ferner muss die 1-MW-de-minimis Grenze in § 22 Abs. 1 EEG-E durchgesetzt werden. Regionale Energiegenossenschaften haben in der Mehrzahl PV-Dachanlagen realisiert und Anlagen unter 1 MW umgesetzt. Dementsprechend wäre die Beibehaltung der Grenze auch eine sehr wichtige Maßnahme zum Erhalt der Akteursvielfalt gemäß § 2 Abs. 3 S. 2 EEG-E.

Vorschlag:

Bei einer Verfehlung der Ausbauziele sollte der Degressionsmechanismus (atmender Deckel) in § 49 EEG-E mit größeren Vergütungsaufschlägen korrigiert werden (< 2,4 GW/a = 0%, < 1,5 GW = 4 %, < 1 GW = 6 %/Quartal).

Die Bagatellgrenze von 1 MW in § 22 Abs. 1 EEG-E sollte unbedingt erhalten bleiben.

3. Akteursvielfalt bei Ausschreibungen für Windenergie an Land erhalten

Im Zuge der EEG-Novelle 2014 wurde die Feststellung der Förderhöhe für Photovoltaik-Freiflächenanlagen auf Ausschreibungen umgestellt. Mit der laufenden EEG-Novelle soll dies auf Windenergie- und Photovoltaik-Dachanlagen ausgeweitet werden. Die Bundesgeschäftsstelle Energiegenossenschaften lehnt die Einführung von Ausschreibungen grundsätzlich ab. Begründung: Die zusätzlichen Risiken, die mit Ausschreibungen einhergehen, belasten vor allem kleine Akteure. Zudem gibt es keinen empirischen Beleg, dass Ausschreibungen in anderen Ländern zu einem volkswirtschaftlich kostengünstigeren Ausbau der Erneuerbaren Energien geführt haben.

Die Studie „Charakterisierung und Chancen kleiner Akteure bei der Ausschreibung für Windenergie an Land“, die 2015 im Auftrag der Fachagentur Windenergie an Land e.V. durchgeführt wurde, hat gezeigt, dass die Teilnahmepflicht an den geplanten Auktionen insbesondere für Bürgerwindprojekte zu prohibitiv hohen Marktschranken führen. Weder ist eine Preisvorausschau möglich, noch ist eine auskömmliche Vergütung nach dem Erhalt einer bundesimmissionsschutzrechtlichen Genehmigung gesichert. Dieses Preis- und Zuschlagsrisiko, das zusätzlich zum allgemeinen Projektierungsrisiko durch Ausschreibungen entsteht, wirkt prohibitiv für Bürgerwindprojekte.

Im Juli 2015 haben die Bundesgeschäftsstelle Energiegenossenschaften und Greenpeace Energy ein „Verfahren zum Erhalt der Akteursvielfalt bei Windausschreibungen“ vorgestellt, das sog. „Preisübertragungsverfahren („non-competitive bidding“)“. Kleine Akteure werden von der Pflicht zur Teilnahme an den Auktionen befreit und ihnen wird ein planbarer Preis gesichert zugewiesen. Zudem ermöglicht das Verfahren eine Preisvorausschau: Die Vergütung für Bürgerwindprojekte würde jeweils aus dem Durchschnitt der letzten 6 Auktionsrunden gebildet („non-competitive-bidding“); für die Übergangszeit würden die entsprechenden Vergütungswerte des EEG 2014 herangezogen. Wir erachten diesen Vorschlag weiterhin als erfolgversprechend.¹

Wir begrüßen sehr, dass der Referentenentwurf einen konkreten Vorschlag zum Erhalt der Akteursvielfalt enthält (§ 3 Nr. 14 EEG-E, § 36 f EEG-E - Ausschreibungsbedingungen zum Erhalt der Chancengleichheit). Jedoch werden weder das Preis- noch das Zuschlagsrisiko ausreichend adressiert. Das BMWi hatte bereits in den Eckpunkten im Juli 2015 und im aktualisierten Eckpunkt Papier von Februar 2016 die Risiken selbst bestätigt. Vielmehr wird mit dem Vorschlag zu den bestehenden Risiken das Pönalen-/Genehmigungsrisiko hinzugefügt

¹ Siehe unsere Stellungnahme zu den Eckpunkte vom 30. September 2015, abrufbar unter: <http://genossenschaften.de/stellungnahme-zum-eckpunkt-papier-ausschreibungen-f-r-die-f-rderung-von-erneuerbare-energien-anlagen>.

das in folgendem Beispiel erläutert werden soll:² Eine Bürgerenergiegesellschaft nutzt die Möglichkeit des BMWi, gibt ein Angebot vor der Erlangung der Bundesimmissionsschutzgenehmigung ab und bekommt einen Zuschlag gegen die Hinterlegung von 45.000 € Erstsicherheit (je 3 MW-Windenergieanlage). Wenn diese Gesellschaft aus verschiedensten Gründen, die nicht in ihrer Hand liegen, keine entsprechende Genehmigung bekommt, hat sie zusätzlich zu den erheblichen Projektierungskosten auch die Kosten für die Erstsicherheit verloren.

Die definitorische Abgrenzung der Bürgerwindgesellschaften (§§ 3 Nr. 14, 36f Abs. 1 Nr. 3 EEG-E) ist dagegen überwiegend zu begrüßen. Einige wenige Änderungen sind jedoch noch notwendig:

- a. Laut § 36f Abs. 1 Nr. 3 b) EEG-E darf eine Bürgerenergiegesellschaft nicht die Ausschreibungsbedingungen des BMWi in Anspruch nehmen, wenn eine Gesellschaft in den letzten zwölf Monaten einen Zuschlag bei den Windausschreibungen erhalten, bei der stimmberechtigte Mitglieder der Bürgerenergiegesellschaft auch stimmberechtigt sind. Dies führt zu einem praktischen Ausschluss von bestehenden Bürgerenergiegesellschaften wie Energiegenossenschaften von den Ausschreibungsbedingungen, die eine große Anzahl an Mitgliedern haben. Energiegenossenschaften hatten laut Jahresumfrage 2015 zum Befragungszeitpunkt eine durchschnittliche Mitgliederanzahl von 169. Es ist praktisch nicht möglich, bei allen Mitgliedern abzufragen, ob und wo sie stimmberechtigtes Mitglied in einer anderen Gesellschaft sind. Ebenso ist es praktisch schwierig den Mitgliedern zu verbieten, in einer anderen Gesellschaft stimmberechtigtes Mitglied z.B. durch Aktien zu sein, die auch einen Zuschlag erlangt hat oder beantragt. Dementsprechend muss der Wortlaut praxisgerecht angepasst werden. So kann man z.B. überlegen, dass dieser Teil der Vorschrift nicht nur für Gesellschaften mit mehr als 50 Mitgliedern gilt. Hierdurch wären Umgehungs- und Missbrauchsmöglichkeiten auch weiterhin ausgeschlossen, weil der Aufwand, eine so große Mitgliederanzahl „künstlich“ zu erzeugen, zu groß wäre.
- b. Damit die Regel auch in dünn besiedelten Regionen anwendbar sein kann, sollte die Mehrheit der Stimmrechte der Gesellschaft nicht nur bei natürlichen Personen aus der kreisfreien Stadt oder dem Landkreis liegen, in dem die Windenergieanlage errichtet werden soll. Auch Personen aus der angrenzenden kreisfreien Stadt oder dem angrenzenden Landkreis sollten mit einbezogen werden können.
- c. Ferner wäre auch denkbar, die Anzahl der natürlichen Personen auf höchstens 19 zu erhöhen.
- d. Für eine erleichterte Finanzierung der Projektentwicklung sollte statt einer Begrenzung des maximalen Stimmrechtsanteils je Gesellschafter auf 10%, höchstens ein Stimmrechtsanteil von 24,9% vorgesehen werden.

² Siehe unser Positionspapier vom 14. März 2016, abrufbar unter: <http://genossenschaften.de/vorschlag-zur-aktorsvielfalt-listenverfahren-f-r-b-urgerenergie-bei-kostrom-ausschreibungen>

- e. Damit auch in Regionen mit geringen finanziellen Möglichkeiten der lokalen Bevölkerung kommunale Bürgerwindprojekte realisiert werden können, könnte für Kommunen bzw. kommunale Unternehmen aus dem (Nachbar-)Landkreis des Anlagenstandorts ausnahmsweise ein maximaler Stimmrechtsanteil von 51% zulässig sein. Unter den übrigen 49% sollten dann aber zahlreiche lokale Bürger am Projekt beteiligt werden.
- f. Bei einer Erhöhung der maximalen Stimmrechtsanteile je Gesellschafter oder der Einführung einer Regelung für Kommunen oder kommunale Unternehmen muss schließlich auch eine entsprechende Anpassung für die eingetragene Genossenschaft mit ihrer demokratischen Stimmrechtsverteilung erfolgen.

Wenngleich wir das o.g. Preisübertragungsverfahren für zielführend halten, schlagen wir für die weitere Diskussion ein Listenverfahren vor. Dabei werden die wesentlichen Elemente des BMWi-Vorschlags vom Referentenentwurf aufgegriffen und so ergänzt, dass für Bürgerwindprojekte die Risiken minimiert und damit Chancengleichheit geschaffen wird. Das Listenverfahren enthält folgende Kernelemente:

a. „Non-competitive bidding“ statt Auktionsteilnahme

Bürgerwindgesellschaften (z.B. Energiegenossenschaften) nehmen nicht an der Auktion teil, sondern können die Übertragung des Ergebnisses einer Auktionsrunde auf ihr Projekt binnen zwei Monaten nach der Auktionsrunde beantragen. Das Projekt muss dabei auf eine Bürgerenergie-Liste eingetragen werden. Die Option, sich *nach* einer Auktionsrunde für oder gegen einen konkreten Preis zu entscheiden, ermöglicht Nachverhandlungen mit Anlagenherstellern und Finanzierern, gegenüber denen diese Akteursgruppe in der Regel eine eher schwache Verhandlungsposition hat. Zusammen mit einer Anpassung der erwarteten Eigenkapitalrendite bzw. der Flächenpachten können Projekte so ggf. doch noch wirtschaftlich umgesetzt werden, für die in der Auktion sonst eine höherer Preis hätte erzielt werden müssen.³

b. Preisvorausschau für eine seriöse Projektierung

Das Verfahren greift den BMWi-Vorschlag auf, Bürgerwindprojekten bereits deutlich vor der BImSchG-Genehmigung eine Preisvorausschau zu ermöglichen. Um sicherzustellen, dass wesentliche Projektvorlaufkosten erst anfallen, nachdem der Preis gesichert wurde, sollte die Übertragung des Auktionspreises nicht zwei, sondern drei Jahre vor Erhalt der BImSchG-Genehmigung erfolgen.

c. Stark reduzierte finanzielle Sicherheit durch erhöhte materielle Sicherheiten

Die vom BMWi vorgeschlagene Reduktion der finanziellen Erstsicherheit von 30 auf 15 €/kW reicht bei weitem nicht aus: Bereits die hohen Vorlaufkosten für die BImSchG-Genehmigung (ca. 210.000 - 300.000 € für eine Windenergieanlage; 1,3 - 1,8 Mio. € für sechs Windenergieanlagen) setzen einen sehr hohen Anreiz, diese Anlage tatsächlich auch zu realisieren. Um das Voranschreiten des Projekts und die Realisierung sicherzustellen, soll zudem in regelmäßigen Abständen die fristgerechte Erreichung von Meilen-

³ Bei einer Preisfestlegung mehrere Jahre vor Erhalt der BImSchG-Genehmigung können sich Zinsen und andere Marktpreise (z.B. für Stahl) noch substantiell ändern, bis die Windenergieanlage beschafft wird. Nur für den Fall derartiger Veränderungen allgemeiner Marktkonditionen sollte eine Anpassung vorgesehen werden.

steinen nachgewiesen werden. Sollten die Meilensteine nicht erreicht werden, ist eine Sicherheit von 5.000 € fällig. Dadurch ist eine weitere finanzielle Präqualifikation (Sicherheit) zur Unterstreichung der Realisierungsabsicht nicht erforderlich.

d. Festes Kontingent für Bürgerenergieprojekte

Auch mit Blick auf die Beschlüsse des CDU/CSU-SPD-Koalitionsvertrags 2013⁴ und des Deutschen Bundestags 2014⁵ sollte der Anteil an Bürgerenergieprojekten durch die Umstellung auf Ausschreibungen nicht reduziert werden. In den Jahren 2012 bis 2014 sind jährlich rund 600 MW von Bürgerwindakteuren und Landwirten in Betrieb genommen worden. Daher sollten auch künftig 600 MW für Bürgerwindprojekte fest reserviert werden.

Vorschlag:

Kleine Marktakteure wie Energiegenossenschaften sollten ihre Windenergieprojekte ohne das Zuschlags- und Preisrisiko von Ausschreibungen refinanzieren können, z.B. durch das von uns mitentwickelte Preisübertragungs- oder Listenverfahren.

4. Akteursvielfalt bei Ausschreibungen für Photovoltaikfreiflächenanlagen erhalten

Lediglich in der dritten PV-Ausschreibungsrunde haben zwei Energiegenossenschaften einen Zuschlag erhalten. In den anderen drei Ausschreibungsrunden gab es keinen Zuschlag. Aus diesem Ergebnis kann somit nicht geschlussfolgert werden, dass Energiegenossenschaften auch zukünftig erfolgreich sein werden. Zum einen wurden in der dritten Runde 50 MW zusätzlich ausgeschrieben, damit war auch die Zuschlagswahrscheinlichkeit höher. In 2016 sollen zwei Mal jeweils nur 125 MW und in der Dezemberrunde 150 MW ausgeschrieben werden. Zum anderen wurden beide bezuschlagten Genossenschaftsprojekte bereits unter den Vergütungsbedingungen nach EEG begonnen, konnten aber nicht mehr rechtzeitig mit EEG-Vergütung umgesetzt werden. Damit die Projektierungskosten nicht verloren gehen, wurde im Rahmen der Ausschreibung extrem niedrig geboten. Insofern ist weiterhin mit einem zurückhaltenden Verhalten der Energiegenossenschaften zu rechnen. Deswegen ist aus unserer Sicht eine Nachbesserung bei den Photovoltaik-Freiflächenanlagen zum Erhalt der Akteursvielfalt notwendig.

Am 22. August 2014 und 20. Januar 2015 hatten wir dem BMWi einen konkreten Vorschlag unterbreitet, wie Chancengleichheit für Energiegenossenschaften und andere kleine Marktakteure im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens für Photovoltaik-Freiflächenanlagen erreicht werden könnte. Für die Definition von kleinen Markt- und Bürgerenergieakteuren könnte im Grundsatz sowohl auf die KMU-Definition der Europäischen Kommission (Kleinunternehmen bzw. Kleinstunternehmen) als auch auf die Definition in § 3 Nr. 14 EEG-E zurückgegriffen werden. Die definierte Gruppe sollte in einer separaten Ausschreibung nur Projekte mit einer Anlagengröße von bis zu 5 MW installierter Leistung bieten können. Ferner sollten

⁴ „Wir werden die erneuerbaren Energien so ausbauen, dass die Ausbauziele unter Berücksichtigung einer breiten Bürgerbeteiligung erreicht (...) werden.“ S. 37.

⁵ § 2 EEG 2014 „Bei der Umstellung auf Ausschreibungen soll die Akteursvielfalt bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erhalten bleiben.“

in den separaten Ausschreibungsrunden die Projektierungskosten für kleinste und kleine Marktakteure bei Nichtzuschlag pauschalisiert ersetzt werden.

Vorschlag:

Kleine Marktakteure wie Energiegenossenschaften sollten ihre PV-Freiflächenanlagenprojekte über Zuschläge in separaten Ausschreibungen für kleine Marktakteure und Anlagen refinanzieren können.

5. 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. Hier 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. Ein entsprechender Vorschlag zur Lösung des Problems liegt z.B. vom AK Südwest vor. Denkbar wäre auch die Anwendung des Preisübertragungsmodelles auf Anlagen, die genossenschaftliche Nahwärmenetze beliefern, im Rahmen der Biomasse-Ausschreibungen. Es ist aber zu bezweifeln, dass Ausschreibungen von Anschlussvergütungen, bei denen allein der Preis entscheidet (siehe im Referentenentwurf §§ 39-39c, 88 EEG-E), hierfür die richtige Lösung ist.

Vorschlag:

Damit genossenschaftliche Nahwärmenetze während der wirtschaftlich kalkulierten Nutzungszeit nicht ihre Hauptwärmequelle verlieren, sollte für bestehende Biomasseanlagen eine sinnvolle marktgerechte Lösung für deren Weiterbetrieb nach Ablauf der zwanzigjährigen EEG-Förderung gefunden werden.

6. Ausbau- und Klimaziele beibehalten

Laut Referentenentwurf und verschiedener Berechnungen kann die Formel gemäß § 23a EEG-E und Anlage 1, nach der sich das Ausschreibungsvolumen für die Windenergie an Land berechnet, lediglich zu einem Bruttozubau im dreistelligen MW-Bereich führen. Dieser würde damit weit unter dem Ausschreibungsvolumen von 2,4 bis 2,6 GW gemäß § 3 Nr. 1 EEG 2014 liegen. Um die deutschen Klimaziele zu erreichen, darf es jedoch nicht zu einem geplanten (Wind) bzw. in Kauf genommenen (Photovoltaik) Unterschreiten der Ausbauziele kommen. Deswegen muss es bei Windenergie an Land bei dem in § 3 Nr. EEG 2014 festgelegten Ausbaukorridor (netto) bleiben. Bei Photovoltaik sollte – wie in Abschnitt III. 2. vorgeschlagen – gesetzgeberisch gegengesteuert werden. Ferner sollte bei der Windenergie an Land Mindestausschreibungsmengen eingeführt werden, damit die Branche Planungssicherheit hat.

Vorschlag:

Die Ausbauziele für die Erneuerbaren Energien sollten nicht reduziert werden, damit die Klimaziele konsequent verfolgt werden.

7. §§ 64 und 75 EEG 2014: Bescheinigungen durch Abschlussprüfer der genossenschaftlichen Prüfungsverbände

Prüfungen nach den §§ 64 und 75 EEG 2014 sind nach dem Gesetzesentwurf bisher „Wirtschaftsprüfern, vereidigten Buchprüfern sowie Wirtschaftsprüfungsgesellschaften und Buchprüfungsgesellschaften“ vorbehalten. Diese Formulierung umfasst zumindest nach dem Wortlaut zu Unrecht nicht die genossenschaftlichen Prüfungsverbände.

Genossenschaftliche Prüfungsverbände haben auf der Grundlage der Pflichtmitgliedschaft und -prüfung für ihre Mitglieder einen gesetzlichen Prüfungsauftrag zu erfüllen. Dieser gesetzliche Auftrag versteht sich als umfassende Beratungs- und Betreuungsprüfung und geht damit beispielsweise hinsichtlich der Prüfung der Ordnungsmäßigkeit der Geschäftsführung sogar über eine normale Abschlussprüfung hinaus. Genossenschaftliche Prüfungsverbände unterliegen den gleichen berufsständischen Regelungen und Qualitätsanforderungen wie Wirtschaftsprüfer und Wirtschaftsprüfergesellschaften. Daher ist es folgerichtig und notwendig, dass auch die Prüfungsleistungen nach dem EEG (§§ 64 und 75 EEG 2014) – vergleichbar mit der Prüfung nach MaBV – durch die genossenschaftlichen Prüfungsverbände erbracht werden können.

Vorschlag:

In §§ 64 und 75 EEG sollten die derzeitigen Bezeichnungen durch „Abschlussprüfer“ ersetzt werden.

8. Weitere Anmerkungen zum EEG-Referentenentwurf

a. § 3 Nr. 1 EEG-E: Definition von Anlage

Als Reaktion auf das BGH-Urteil vom 4. November 2015 enthält der Referentenentwurf in § 3 Nr. 1 EEG-E eine Anpassung der Definition von Solaranlage. Der BGH hat entschieden, dass seit dem EEG 2009 der weite Anlagenbegriff gilt. Im Gesetz ist nun ausdrücklich der enge Solaranlagenbegriff geregelt, was bis zum BGH-Urteil herrschende Meinung war, die übrigens auch vom Gesetzgeber vertreten wurde. Durch die Entscheidung des BGH können Bestandsanlagen neue Inbetriebnahmedaten und neue EEG-Vergütungen bekommen, was zur Rückzahlungen und somit zu unrentablen Projekten führen kann. Die Anlagenbetreiber haben aber auf die herrschende rechtliche Meinung vertraut.

Vorschlag:

Die Legaldefinition in § 3 Nr. 1 EEG-E muss so angepasst werden, dass die rechtlichen und wirtschaftlichen Probleme der Bestandsanlagenbetreiber, die auf die herrschende rechtliche Meinung (sog. „enger Solaranlagenbegriff“) vertraut haben, gelöst werden.

b. § 80a EEG-E: Kumulationsverbot

In § 80a EEG-E wurde ein neues Kumulationsverbot eingeführt. Aus dem Wortlaut der Regelung und der Gesetzesbegründung lässt sich nicht genau erkennen, ob Projekte, die eine marktübliche Eigenkapitalrendite erwirtschaften, zukünftig nicht mehr mit z.B. Landesprogrammen querfinanziert werden können.

Vorschlag:

Um zukünftige Rechtsunsicherheiten zu vermeiden, sollte § 80a EEG-E oder die Gesetzesbegründung entsprechend konkretisiert werden.

9. Sinnvolles Konzept zur regionalen Grünstromvermarktung einführen

Das Modell des Bundeswirtschaftsministeriums zur regionalen Grünstromkennzeichnung aus dem Eckpunktepapier vom 11. März 2016 ist nicht zielführend. Der Vorschlag hat keinen energiewirtschaftlichen Nutzen, zementiert bzw. verstärkt bestehende Marktverhältnisse im Bereich der Stromvermarktung, reizt keinen Neuanlagenbau an, weicht das europarechtlich vorgeschriebene Doppelvermarktungsverbot gemäß § 80 Abs. 2 EEG 2014 auf, verkompliziert eine 100% Grünstromvermarktung und führt zu keinem wirtschaftlichen Mehrwert. Ferner ist die akzeptanzfördernde Wirkung zweifelhaft. Regionale Grünstromvermarktung ist jetzt schon über die sonstige Direktvermarktung möglich. Sie ist bis zu 20% Erneuerbaren-Energien-Anteil wirtschaftlich darstellbar. Seit einigen Jahren sind Energiegenossenschaften in diesem Bereich unternehmerisch aktiv. Durch die Mitgliederversorgung mit Strom aus genossenschaftlichen EE-Anlagen würde eine genossenschaftliche Leistungsbeziehung im Sinne des § 1 Genossenschaftsgesetz hergestellt. Insoweit sollten die oben benannten Hemmnisse korrigiert werden.

Vorschlag:

Der Vorschlag des Bundeswirtschaftsministeriums zur regionalen Grünstromkennzeichnung aus dem Eckpunktepapier vom 11. März 2016 ist nicht zielführend. Mit Blick auf die Akzeptanz vor Ort sollten Maßnahmen zur regionalen Grünstromvermarktung ergriffen werden, die praxisgerecht und nicht unnötig komplex sind.

Die Bundesgeschäftsstelle Energiegenossenschaften vertritt die Interessen von etwa 850 Energiegenossenschaften mit rund 150.000 Mitgliedern. Sie wird vom DGRV gemeinsam mit dem Baden-Württembergischen Genossenschaftsverband e. V., dem Genossenschaftsverband e. V., dem Genossenschaftsverband Bayern e. V., dem Genossenschaftsverband Weser-Ems e. V. und dem Rheinisch-Westfälischen Genossenschaftsverband e. V. getragen.

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)
Referent für Energierecht und
Energiepolitik
Telefon: +49 (0)30 72 62 20 – 923
Telefax: +49 (0)30 72 62 20 – 989
E-Mail: gross@dgrv.de