

**BEE-Stellungnahme für das Anhörungsverfahren des BMWi  
zum Verordnungsentwurf für ein Ausschreibungsdesign für  
Photovoltaik-Freiflächenanlagen**

Berlin, 21. Januar 2015



## Übergeordnete Überlegungen

Die geplanten künftigen Ausschreibungen im EEG und das jetzt vorgesehene Pilotprojekt für Photovoltaik-Freiflächenanlagen sind u.a. Ergebnis der Vorgaben der EU-Kommission, die fälschlicherweise davon ausgeht, dass das EEG eine Beihilfe sei. Die Bundesregierung teilt diese Auffassung bekanntermaßen nicht. Die EU-Vorgabe wurde erteilt, obwohl die Erfahrungen im Ausland mit Ausschreibungen negativ sind: Die in der Regel verfolgten Ziele der Kosteneffizienz und Mengenzielerreichung konnten in keinem Falle in einem hohen Maße erreicht werden. In Deutschland besteht zudem parteiübergreifend und qua Gesetz der Konsens, dass die Akteursvielfalt der Energiewende beibehalten werden soll, was das Risiko von unauflösbaren Zielkonflikten weiter erhöht.

Daher muss es Zweck des Pilotverfahrens sein, ergebnisoffen zu prüfen, ob alle genannten Ziele umfänglich erreicht werden können. Entsprechend kann erst als Ergebnis dieser Prüfung beurteilt und entschieden werden, ob es sinnvoll ist, auch für die übrigen Erneuerbaren Energien Ausschreibungen einzuführen. Ein Automatismus verbietet sich hier zum heutigen Zeitpunkt. Die Tatsache, dass auch die Bundesregierung die Beihilfeeigenschaft des EEG verneint, erlaubt es der Bundesregierung, hierüber selbst zu entscheiden.

Der BEE ist skeptisch, dass die drei Ausschreibungsziele – Kosteneffizienz, Erreichung der Ausbauziele und Wahrung der Akteursvielfalt – umfänglich und gleichzeitig erreicht werden können. Das im Verordnungsentwurf vorgesehene Ausschreibungsdesign bestätigt aus Sicht des BEE diese grundsätzlichen Bedenken.

Ein Ziel darf getrost schon heute als gescheitert betrachtet werden – das EEG zu verschlanken und einen Beitrag zum Bürokratieabbau zu leisten. Ein Paragraph im EEG wird durch ein extrem kompliziertes System von 38 Paragraphen und Begründungen von rund 100 Seiten ersetzt. Dabei ist die Freiflächen-Photovoltaik noch eine unter Ausschreibungsgesichtspunkten recht einfach zu handhabende Technologie. Es liegt auf der Hand, dass es insbesondere bei der Windenergie und der Biomasse deutlich komplexer wird.

Das Ausschreibungsvolumen von absteigend 500, 400 und 300 MW lässt Zweifel erkennen, ob der Bundesregierung an einer baldigen Erholung des Photovoltaik-Ausbaus gelegen ist.

Im Folgenden unterbreitet der BEE konstruktive Vorschläge, die beabsichtigen, die genannten Ziele im Kontext der geplanten Ausschreibungen von Photovoltaik-Freiflächenanlagen bestmöglich zu erreichen.

Der BEE ist sehr skeptisch bezüglich der Übertragbarkeit der Erfahrungen auf andere Erneuerbare Energien, da die Spezifika der einzelnen Sparten zu unterschiedlich sind. Grundsätzlich wird es bei der Erarbeitung eines Ausschreibungsdesigns folglich in erster Linie um Begrenzung von dessen nachteiligen Folgen vor allem für die Bürger-Energiewende gehen.

## Ziele und Rahmenbedingungen der Ausschreibung

Aus Sicht des BEE sind die Kosteneffizienzpotenziale bei Photovoltaik-Freiflächen-Anlagen bereits durch die vorhandene Vergütungsdegression ausgeschöpft. Aktuell gibt es kaum Neubau, da die Vergütungssätze bei aktuell stabilen Modulpreisen weiterhin abgesunken sind und Flächenrestriktionen die Erschließung von Kostensenkungspotenzialen nicht zulassen.

Das Ausschreibungsverfahren erhöht gegenüber dem bisherigen EEG-System allerdings die Transaktionskosten, Projektrisiken und Finanzierungsrisiken. Diese Kostenfaktoren erhöhen die Projektkosten und müssen internalisiert werden, damit Gebote abgegeben werden können, die oberhalb von Dumpingpreisen liegen. Zudem beinhaltet das Uniform-Pricing-Verfahren das Risiko von Mitnahmeeffekt von kostengünstigeren Anlagen. D.h. die Risiken werden für alle Akteure erhöht und zugleich Mitnahmeeffekte für die kostengünstigsten Anlagen ermöglicht. Durch die Begrenzung der Anlagenzahl auf günstigen Flächen wird zugleich nach dem Übergang zum Uniform-Pricing ausgeschlossen, dass kostengünstigere Flächensegmente preissetzend sein können.

## Das Ausschreibungssystem und das EEG

Der Ansatz des BMWi, das Ausschreibungsdesign möglichst eng an das EEG anzulehnen, hat einige Vorteile und erhöht die Vergleichbarkeit. Nur so können wenigstens im Ansatz auch Erfahrungen für andere Erneuerbare Energien generiert werden.

Allerdings sollte das System auch „lernend“ sein und den Erfordernissen des künftigen Strommarktdesigns nicht im Wege stehen. So sind z.B. zusätzliche Anforderungen zur Erhöhung der Netz- und Systemdienlichkeit oder eine ausgewogene geographische Verteilung nicht vorrangig Aufgabe des Ausschreibungsdesigns; es handelt sich hier aber um Zielsetzungen von übergeordneter Bedeutung. Eine Adressierung an anderer Stelle kann den Gesamtsystemaufwand im Einzelfall erhöhen. Folglich sollte die Verordnung die Option beinhalten, in späteren Ausschreibungsrunden folgende Anforderungen zu integrieren:

- Anforderungen zur Erhöhung der Netz- und Systemdienlichkeit
- ausgewogene geographische Verteilung
- Anlagen-Ausrichtung (insofern dies als sinnvoll erachtet wird; dies wäre ggf. mit Speicheroptionen abzustimmen).

## Ausschreibungsgegenstand

Der Ausschreibungsgegenstand wird als sinnvoll erachtet. Es ist richtig, dass die Leistung ausgeschrieben wird. Tatsächlich würde eine Ausschreibung von Arbeit zu unnötigen Komplikationen führen. Ebenfalls ist es richtig, die Förderung im Rahmen der Direktvermar-

kung über die gleitende Marktprämie pro eingespeister Kilowattstunde zu gewähren. Dies ändert nichts an der bereits mehrfach geäußerten Position des BEE, dass eine feste Einspeisevergütung weniger Risikoaufschläge erfordert und insofern – gemeinsam mit anderen Veränderungen des Marktdesigns – ebenso zur Systemintegration beitragen kann, jedoch zu niedrigeren Kosten für die EEG-Umlagezahler.

Alternativ diskutierte Förderungen brächten eine Reihe von Nachteilen mit sich. So würde die Förderung von Kapazitäten den Anreiz massiv verringern, qualitativ hochwertige Anlagen zu installieren. Entweder würden dann minderwertige Anlagen oder Anlagenteile installiert oder man müsste mit großem Aufwand vorschreiben und überprüfen, dass die Anlage zu bestimmten Zeitpunkten bestimmte Leistungen erbringen kann. Die Ausschreibung von ex-ante Fixprämien würde die Finanzierungsrisiken massiv erhöhen und damit die Ziele Kosteneffizienz und Akteursvielfalt untergraben.

Das BMWi sollte allerdings analog zur Festlegung im EEG in der Verordnung eine Bagatellgrenze (100 kW ab 2016) vorsehen, in deren Rahmen eine feste Einspeisevergütung gezahlt wird. Dies wäre insbesondere für kleine Freiflächenanlagen eine Erleichterung. Darüber hinaus soll auch an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass die EEAG der EU-Kommission eine Bagatellgrenze von einem MW einräumen, die es aus Sicht des BEE mit der nächsten EEG-Novelle auszufüllen gilt.

Die vorgesehene maximale Projektgröße in Höhe von 10 MW erscheint für Konversionsflächen als zu klein dimensioniert. Mögliche Skaleneffekte sprechen dafür, hier die Anlagengröße auf 20 MW anzuheben. Zugleich erscheint eine Größenbegrenzung von Anlagen auf Ackerflächen auf 5 MW für sinnvoll. Da Anlagen auf Ackerflächen geringere Erschließungskosten haben, größere Anlagen Skaleneffekte vorweisen können, spricht die Flächendifferenzierung dafür, dass beide Segmente ihre Stärke ausspielen können. Zudem würde die Bürgerenergiekomponente (siehe unten) dazu beitragen, dass in den Regionen die Flächen bevorzugt würden, die auf die hohe Akzeptanz stoßen.

Der BEE sieht eine möglichst umfassende Flächenkulisse unter Berücksichtigung von Naturschutz und Akzeptanz als erforderlich an, um die drei Ziele, Kosteneffizienz, Effektivität und Akteursvielfalt zu erreichen. Der BEE regt in diesem Zusammenhang die Einrichtung eines runden Tisches mit Umwelt-, Naturschutz- und Landwirtschaftsverbänden an. Ziel muss es sein, ausreichend Flächen zur Verfügung zu stellen, um Ausschreibungen in verschiedenen Regionen und damit auch eine Akteursvielfalt sowie überhaupt erst Wettbewerb zu ermöglichen. Andererseits müssen die Belange des Umwelt- und Naturschutzes sowie der Landwirtschaft berücksichtigt werden. Für die Akzeptanz wird es ebenfalls wichtig sein, qualitativ hochwertige Ackerböden auszunehmen. Hingegen sollte es möglich sein, qualitativ minderwertige Ackerböden zu verwenden, zumal die Gesamtgröße der möglicherweise betroffenen Flächen sehr überschaubar ist. Das BMWi hat einen Vorschlag vorgelegt, der eine Konzentration auf benachteiligte Flächen beinhaltet. Es bleibt zu prüfen, ob eine

Differenzierung nach regional differenzierten Bodenpunkten evtl. zielführender wäre als der Definitionsvorschlag des Verordnungsentwurfs.

Die willkürliche Festlegung auf gerade zehn Anlagen pro Jahr auf Ackerflächen beginnend ab 2016 beinhaltet eine Reihe von Nachteilen.

Ein Nachteil liegt darin, dass für Projektierer mit Ackerflächen ein doppeltes Risiko besteht. Selbst wenn ihre Anlage gemäß der Merit-Order aller teilnehmenden Anlagen einen Zuschlag bekommen würde, ist es möglich, dass sie aufgrund der Mengenbegrenzung auf Ackerflächen aussortiert wird. Dies macht die Teilnahme von Bürgerenergieanlagen im Ackerflächen-Segment faktisch unmöglich, da dieses Zusatzrisiko nur große Akteure mit umfassenden Portfolien tragen können, die das Risiko eines Scheiterns leichter über andere Geschäftsaktivitäten streuen können.

Ein weiterer Nachteil ist darin zu sehen, dass die Mengenbegrenzung dazu führt, dass im Ausschreibungsmodus des Uniform-Pricing die günstigeren Ackerflächen keinen positiven Einfluss auf die Kosten haben können, da hier die teuerste Anlage den Preis setzt.

Schließlich beinhaltet die Limitierung benachteiligter Standorte, das Risiko dass vorrangig im Vergleich deutlich höherwertigere landwirtschaftliche Flächen auf Verkehrsrandflächen genutzt werden.

Die Begrenzung auf zehn Anlagen auf benachteiligten Flächen sollte daher gestrichen werden, zumal auf diesen Flächen auch keine Konkurrenz zum Nahrungsmittelanbau zu erkennen ist.

Akzeptanzerhöhend wären zudem ökologische Begleitmaßnahmen, die dazu führen, dass die ökologische Werthaltigkeit von Flächen im Vergleich zum Status Quo gesteigert werden kann. Dies könnte z.B. durch die gezielte Nutzung von Blühpflanzen zwischen den Modulreihen geschehen. Durch ökologische Begleitprogramme und Begleitforschung können Konzepte entwickelt werden, die dazu beitragen, dass künftig verstärkt Flächen genutzt werden können und Naturschutz sowie Landwirtschaft gleichzeitig positive Effekte verzeichnen können. Insofern ist es auch begrüßenswert, dass eine landwirtschaftliche Nutzung der Flächen im Verordnungsentwurf nicht ausgeschlossen wird.

Eine regionale Verteilung der Projekte kann nur sichergestellt werden, wenn die Flächenvielfalt groß genug ist, damit auch Flächen in verschiedenen Regionen zur Verfügung stehen, was bei einer Konzentration auf Konversionsflächen etwa nicht der Fall wäre. Auch müssen regionale Differenzierungen für den Fall möglich sein, dass sich die Projekte, die zum Zug kommen, auf die Regionen mit den höchsten Einstrahlungswerten konzentrieren werden – siehe das Beispiel Frankreich.

Der BEE regt an, die regionale Verteilung der Photovoltaik-Freiflächenanlagen in ein Monitoring einzubeziehen und ggf. über eine Überarbeitung des Ordnungsrahmens später zu justieren. Dies könnte dann in Form eines Modells geschehen, das dem Referenzertragsmodell bei der Windenergie gleicht, das sich als Modell der regionalen Verteilung bewährt hat.

Daneben weist der BEE auf folgende wichtige Aspekte hin:

**Die Ausschreibung von Gleichstromleistung ist systemfremd und zeitlich überholt.** Sie spiegelt das Denken aus einer Zeit wider, in der es darum ging, über die Installation von Modulleistung Skaleneffekte zu erzeugen. Heute ist Systemdienlichkeit gefragt. Entscheidend ist nicht die Modulleistung, sondern die Leistung, die tatsächlich zur Verfügung gestellt wird. Dies ist bei allen anderen Technologien eine Selbstverständlichkeit. Lediglich bei der Photovoltaik wird ein überholter Ansatz fortgeschrieben. Dabei hätte eine Umstellung auf AC mehrere Vorteile. Zunächst wäre dies ein Anreiz dahingehend, die Anlage so auszulegen, damit sie gleichmäßiger Strom erzeugt; zugleich würde dadurch die Idee der Übertragbarkeit auf andere Erneuerbare Energien nicht weiter ausgehebelt werden; ansonsten würde man die Erfahrungen von Ausschreibungen von DC-Anlagen auf AC-Anlagen übertragen.

## Ausschreibungsvolumen

Die Erfahrung mit Ausschreibungen in anderen Ländern hat gezeigt, dass häufig nur ein geringer Teil der Projekte auch tatsächlich umgesetzt wird. Es wäre daher ein kluger Ansatz, über die im Koalitionsvertrag verankerte Mindestgröße hinauszugehen. Damit würde die Wahrscheinlichkeit deutlich erhöht, diese Mindestgröße auch tatsächlich zu erreichen. Angesichts der Erfahrungen im Ausland ist tatsächlich nicht damit zu rechnen, dass alle bezuschlagten Projekte auch realisiert werden. Eine Abschätzung der nicht realisierten Projekte ist derzeit kaum möglich, daher sollte die ausgeschriebene Menge höher als im Verordnungsentwurf angesetzt werden. Die ursprünglich im BMWi-Eckpunktepapier vorgeschlagenen 600 MW könnten hierfür ein realistischer Wert sein.

Eine Absenkung auf gerade mal noch 300 MW im Jahr 2017 gibt vollkommen falsche Signale an die Akteure. Schließlich gilt es die Energiewende fortzusetzen und nicht schrittweise weiter zurück zu fahren. Deutschland läuft bereits jetzt Gefahr seine verbindlichen Ausbauziele für Erneuerbare Energien für das Jahr 2020 nicht zu erreichen. Es ist daher kontraproduktiv, wenn die Bundesregierung spezifische Mengenziele weiter zurück fährt.

Der jetzt vorgesehene Ansatz, dass nicht umgesetzte Anlagen zu einem späteren Zeitpunkt auf das Ausschreibungsvolumen aufgeschlagen werden ist grundsätzlich zu begrüßen. Allerdings birgt dies auch Gefahr großer zeitlicher Verzögerungen. Aufgrund der erlaubten Umsetzungsdauer von 24 Monaten, ist es möglich, dass erst danach Projekte in den Volumenausgleich aufgenommen werden. Sollten diese Projekte dann erst mit zeitlicher Verzögerung gebaut werden, ist es möglich, dass ausgeschriebene Volumina z.T. erst nach 3-4

Jahren verwirklicht werden; mit entsprechenden Folgen für die zwischenzeitliche Zielerreichung sowie die Photovoltaik-Branche.

**Um das Ziel der Akteursvielfalt und der Bürgerbeteiligung erreichen zu können, sollte das Ausschreibungsvolumen in zwei Segmente aufgeteilt werden:**

- a) das Segment der Großanlagen bis 20 MW, das  $\frac{3}{4}$  der durchschnittlichen jährlichen Ausschreibungsmenge (450 MW gemäß BEE-Vorschlag, 300 MW gemäß Verordnungsentwurf) umfasst, und
- b) das Segment der Bürgerenergieanlagen bis 5 MW, das  $\frac{1}{4}$  der durchschnittlichen jährlichen Ausschreibungsmenge (150 MW gemäß BEE-Vorschlag, 100 MW gemäß Verordnungsentwurf) umfasst.

Eine Aufteilung in zwei Segmente bietet die Chance, dass weitaus mehr Akteure zum Zuge kommen können als im Falle der Konzentration auf wenige Großanlagen. Die beiden Segmente werden parallel einzeln ausgeschrieben. Hier sollte gewährleistet sein, dass ein Gebot nur in dem einen oder anderen Segment abgegeben werden kann.

Der BEE geht davon aus, dass die EEAG es bei der Photovoltaik erlauben würden, für Anlagen unter einem MW auf eine Ausschreibung zu verzichten und die Förderhöhe administrativ festzulegen. Alternativ könnte die Förderhöhe durch eine Anlehnung an die Ausschreibungsergebnisse über einen Korrekturfaktor ermittelt werden. Es ist rechtlich unklar, ob die Verordnungsermächtigung in § 88, Abs. 1 EEG dies ermöglicht. Das BMWi sollte entweder klarstellen, dass die Bagatellgrenze gemäß EEAG über das EEG abgedeckt wird oder über eine Formulierungshilfe im Rahmen eines Artikelgesetzes möglichst zeitnah eine Korrektur einleiten. Da der Wille der EU-Kommission von der Bundesregierung regelmäßig als wesentliche Ursache für die Einführung von Ausschreibungen angeführt wird, ist nicht erkenntlich, mit welcher Begründung die Umsetzung in Deutschland über die Forderungen der europäischen Leitlinien hinausgehen sollte.

## **Ermittlung des Umfangs des besonderen Ausschreibungssegments**

Mangels Erfahrung mit Ausschreibungen lässt sich heute nicht abschätzen, wieviel Gebote für PV-Freiflächenanlagenleistung aus dem Bürgerenergiesegment eingehen werden. Denn im bisherigen Vergütungssystem und den begleitenden Registrierungsregeln bestand weder die Notwendigkeit, noch die Möglichkeit, den Akteursstatus von Projektentwicklern bzw. Investoren zu erfassen. Daraus braucht jedoch nicht gefolgert werden, dass kein Sondersegment mit ausreichend Wettbewerb eingerichtet werden könne, in dem Bürgerenergiegesellschaften nur untereinander um Zuschläge konkurrieren.

Üblicherweise finden Auktionen wie die nun geplanten mit vorab definiertem Volumen statt. In so genannten „multi-unit auctions with variable supply“ dagegen wird das Zuschlagsvolumen nicht vor, sondern nach Gebotsabgabe festgelegt. Vereinfacht ausgedrückt könnte ein solcher

Mechanismus etwa wie folgt aussehen: Bürgerenergie-Gebote werden bis zu einer festen jährlichen Obergrenze in jeweils vollen 10-MW-Tranchen bezuschlagt, bis nur noch weniger als 10 MW nicht vergeben sind. Diese werden dann abgelehnt. Die jeweils im Bürgerenergiesegment nicht vergebenen Rechte könnten dann dem ‚großen‘ Segment zugeschlagen werden. Auch andere Realisierungsvarianten sind möglich.

Ein derartiger Mechanismus hätte den Vorteil, dass sich so über einige Runden hinweg sowohl der Umfang an Geboten grundsätzlich interessierter Bieter ermitteln ließe (in MW/Jahr), als auch Hinweise, welcher Preisabstand (in ct/kWh) zwischen den Geboten von Bürgerenergie- und größeren Akteuren besteht. Aus der bisher geplanten Vorgabe, dass Bürgerenergie im ‚großen‘ Segment mitbieten soll, lassen sich beide Informationen aufgrund des erheblichen Abschreckungseffektes dagegen nicht erhalten.

Zu befürchten stünde vielmehr, dass eine geringe Zahl von Bürgerenergie-Geboten im ‚großen‘ Segment politisch so interpretiert wird, dass diese Akteursgruppe an Freiflächenanlagen nicht interessiert sei. Zahlreiche bereits realisierte Freiflächenanlagen zeigen jedoch, dass bei dieser Akteursgruppe durchaus ein Interesse besteht.

## **Ausschreibungsverfahren**

Das für die ersten Runden vorgeschlagene Ausschreibungsverfahren einer statischen „Pay-as-Bid“-Ausschreibung scheint dem BEE am ehesten geeignet zu sein, um Erfahrungen zu sammeln. Das Verfahren scheint relativ einfach verständlich zu sein und bietet somit auch Akteuren Chancen, die noch keine Ausschreibungserfahrungen mit komplizierteren Designs im internationalen Raum gesammelt haben. Zudem scheint hier das Risiko von Mitnahmeeffekten geringer zu sein als bei „Uniform-Pricing“-Ausschreibungen. In der Theorie gilt zwar, dass sich in Ausschreibungssystemen mit Pay-as-bid-Pricing die Gebote an Zuschlagswerte im Fall von Uniform-Pricing annähern. Dies setzt aber voraus, dass ein sehr stabiles Marktumfeld besteht, so dass günstige Bieter den in einem Pay-as-bid-System zu erwartenden Höchstzuschlagswert gut schätzen können. Dies dürfte in der hier vorgesehenen erstmaligen Einführung eines EE-Ausschreibungssystems nicht schnell der Fall sein, zumal angesichts einer schwer kalkulierbaren Gebotsmenge durch bereits in den vergangenen Jahren vorentwickelte Standorte. Insofern ist es mit Blick auf die Vermeidung von Überrenditen riskant, wie vorgesehen, ab der dritten Ausschreibungsrunde auf „Uniform Pricing“ umzustellen. Andererseits erlaubt es der „Pilot“ auch Erfahrungen zu sammeln. Es sollte daher sichergestellt werden, dass möglichst umgehend wieder auf „Pay-as-Bid“ umgestellt wird, sollten sich die Bedenken bzgl. Uniform-Pricing in Ausschreibungsrunden bestätigen.

Das Risiko von Mitnahmeeffekten ist im Übrigen umso höher, je größer die Gefahr ist, dass am Ende aufgrund eines begrenzten Flächenangebotes ein einstrahlungsschwächerer Standort den Ausschlag gibt, wovon Anlagen an besonders guten Standorten profitieren würden. Die Problematik ist vergleichbar mit der Situation bei der Windenergie, wo sehr gute



Standorte im Norden teils deutlich überproportionale Vergütungen erzielt haben, die eine Kostendeckung deutlich überschritten.

Insofern sollte „Uniform Pricing“ auf keinen Fall durchgeführt werden, bevor ein breites Flächenangebot gewährleistet ist. Zugleich sollte vermieden werden, zunächst auf begrenztem Angebot mit „Pay-As-Bid“ auszuschreiben und dann, wenn die Flächen vorhanden sind, auf „Uniform Pricing“ überzugehen. Zum Zwecke der Vergleichbarkeit sollten auch „Pay-As-Bid“-Ausschreibungen bei den ab 2016 geplanten Auktionen mit erweiterten Flächen durchgeführt werden.

Für die Wettbewerbssituation scheinen folgende Faktoren von primärer Relevanz zu sein:

- a) ausreichende Flächenverfügbarkeit
- b) Regionalisierung (damit würde verhindert, dass sich die Ausschreibungsgewinner auf wenige Regionen mit entweder besonders guter Einstrahlung oder guter Einstrahlung in Verbindung mit spezifischen Flächenverfügbarkeiten konzentrieren)
- c) ausreichende Akteursvielfalt insbesondere durch materielle und finanzielle Präqualifikationsanforderungen sowie einem ausreichenden Bürgerenergieanlagensegment, die eine breite Beteiligung ermöglichen.

Es liegt daher auf der Hand, dass bestimmte Aspekte des Ausschreibungsdesigns untereinander inkompatibel sind. Die Begrenzung auf maximal zehn Anlagen/a auf benachteiligten Ackerflächen bedeutet unter der Annahme, dass diese im Vergleich zu sonstigen Flächen günstiger zu erschließen sind, dass deren Kostenvorteile allenfalls im Rahmen des pay-as-bid-Verfahrens zu niedrigeren Zuschlagskosten führen könnten. Im Rahmen des Uniform-Pricing werden andere Anlagen den Preisausschlag geben. Folglich werden diese zehn Anlagen Mitnahmeeffekte generieren.

Erstaunlicherweise ist aber vom Zeitablauf her vorgesehen, dass diese Anlagen erst zu einem Zeitpunkt an Auktionen teilnehmen dürfen, wenn die Umstellung auf Uniform Pricing bereits erfolgt ist. D.h. dass diese Anlagen nur in dem Ausschreibungsdesign teilnehmen dürfen, in dem sie nicht preissetzend sein dürften. Mehr noch: Es ist nicht einmal möglich, einen empirischen Vergleich zu dem pay-as-bid-Verfahren herzustellen, da die Umstellung des Ausschreibungsdesigns auf Uniform Pricing bis dahin bereits abgeschlossen sein soll.

An diesem Punkt wird besonders deutlich, dass die Vermischung unterschiedlichster Ziele wie erwartet zu Lösungen führen wird, die den idealtypischen Annahmen zu Ausschreibungen widersprechen.

Das BMWi sollte in seinem Monitoring untersuchen, wie stark die Akteurskonzentration im Ergebnis der Ausschreibungen ist. Ggf. müsste über eine Mengenlimitierung (bspw. für verbundene Unternehmen) nachgesteuert werden, wenn die Konzentration zu hoch ist.

## **Zum Risiko von unübersehbaren Termin- oder Regeländerungen**

Im Sinne der Investitionssicherheit und der Erreichung der Mengenziele sollten Veränderungen am Ausschreibungsdesign, die zum Nachteil der Akteure ausfallen, einen ausreichenden zeitlichen Vorlauf beinhalten.

Der Gesetzgeber ist zudem aufgefordert, bei relevanten Änderungen von Gesetzen und Verordnungen auch jenseits des EEG zu berücksichtigen, dass die Bieter einen Vertrauensschutz benötigen, in den im Vorfeld der Ausschreibungen möglichst wenig eingegriffen werden sollte.

## **Höchstpreis**

Die Festlegung eines administrativen Höchstpreises bei einem Instrument zur wettbewerblichen Ermittlung der Förderhöhe, das von seinen Fürsprechern regelmäßig als besonders geeignet dargestellt wird, um Kosteneffizienz zu erreichen, erscheint vollkommen sachfremd.

Das PV-FFA-Pilotverfahren wird durchgeführt, um zu prüfen, ob sich die von Ausschreibungen erwarteten Effekte in der Realität erreichen lassen. Werden die Preise durch die Festsetzung einer niedrigen Gebotsobergrenze administrativ niedrig gehalten, befördert das einerseits Dumping-Angebote sowie die Gefahr der Verfehlung von Mengenzielen und erlaubt zudem nicht mehr den Rückschluss, dass eventuelle niedrige Auktionsergebnisse auf das Ausschreibungssystem zurückzuführen sind.

Das Vorgehen, den Höchstpreis an größeren Dachanlagen auszurichten, erscheint willkürlich, zumal der erforderliche Höchstpreis auch von der Flächenkulisse abhängt.

Erschwerend für die Berechnung des Höchstpreises kommt hinzu, dass die Anlagen absehbar erst zu einem Zeitpunkt installiert werden dürften, der zeitlich deutlich hinter der Auktion liegt. Somit ist davon auszugehen, dass die Angebote nicht auf Basis der Kosten gemacht werden, die es zum Zeitpunkt der Auktion gibt, sondern spekulative Annahmen über die künftige Kostenentwicklung beinhalten.

## **Qualifikationsanforderungen und Pönalen**

Um die seitens BMWi formulierten Ziele zu unterstützen, sollte auch hier differenziert vorgegangen werden. Im großen Segment sollte der erste Bid-Bond 5 Euro/kW betragen, der nach gewonnener Auktion auf 25 Euro/kW aufgestockt wird.

Im Bürgerenergie/KMU-Segment sollten vor der Auktion 2 Euro/ kW bezahlt werden – allerdings nicht als Kautions, sondern als Beitrag für den im Abschnitt „Akteursvielfalt“ vorgestellten Refinanzierungsfonds. Nach gewonnener Auktion sollte im Bürgerenergie/KMU-

Segment eine Kautions von 3 Euro/ kW hinterlegt werden, die bei fristgerechter Inbetriebnahme zurückzuzahlen ist.

Begründung: Die hier vorgesehenen Kautionen können nur über Risikokapital finanziert werden und nicht über Darlehen, was im Bürgerenergiesegment erfahrungsgemäß außerordentlich schwer erhältlich ist. Umgekehrt ist im Bürgerenergiesegment die Eigenmotivation der Akteure besonders hoch, so dass keine großen finanziellen zusätzlichen Anreize zur Anlagenrealisierung erforderlich sind, die letztlich den Charakter einer Markteintrittsbarriere hätten.

### **Zuschlagserteilung und Übertragbarkeit der Förderberechtigung**

Die Vergütungsrechte sollten klar bezogen auf das Projekt vergeben werden, für das bei Gebotsabgabe ein Aufstellungsbeschluss vorgelegt wurde. Die Verschiebung von ursprünglichen Projekten auf andere Projekte desselben Bieters würde eine implizite Handelbarkeit bedeuten, die spekulative Gebote anreizt.

Der Handel von Förderberechtigungen würde dazu führen, dass manche Projekte am Ende nicht realisiert würden. Es sollte daher keine Übertragbarkeit der projektbezogenen Vergütungsrechte möglich sein. Wie bereits erwähnt, begünstigen Ausschreibungssysteme größere Bieter mit besseren Möglichkeiten zur Risikostreuung. Würde etwa gestattet, dass ein erworbenes Vergütungsrecht von derselben juristischen Person (bzw. ihrer Muttergesellschaft) für ein anderes als das ursprünglich zugrunde gelegte Projekt genutzt werden darf, entstünde erneut eine Bevorteilung großer Bieter. Zugleich würde spekulatives Bieten ermöglicht, das im ungünstigsten Fall folgendes Szenario hervorbringen könnte: Ein großer Bieter nimmt mehrfach mit dem Aufstellungsbeschluss desselben Projektes erfolgreich an der Auktion teil, kann für die Realisierung nach gewonnener Auktion zwischen einem Portfolio gesicherter Flächen auswählen.

Auch das umgekehrte Argument, (in gewissem Rahmen) übertragbare Förderberechtigungen trügen zu einer höheren Projektrealisierung bei, trägt nicht. Im Gegenteil wird erst die feste Projektgebundenheit von Vergütungsrechten dafür sorgen, dass Gebote ernsthaft und seriös vorbereitet werden.

Eine Projektgebundenheit ist auch aus Sicht der kommunalen Selbstverwaltung vorzuziehen, denn es sollte vermieden werden, dass größere Projektierer Kommunen gegeneinander ausspielen können, wenn sie ein Vergütungsrecht selbst vom einen auf den anderen Standort übertragen können.

### **Akteursvielfalt**

Das BMWi geht davon aus, dass es keiner besonderen Regelungen bedarf, um die Akteursvielfalt beim PV-Pilotverfahren zu erhalten. Diese Bewertung ist falsch.

Die grundsätzlichen Nachteile von Bürgerenergie gegenüber größeren Bietern sind zweierlei:

- zum einen ein sehr schwerer Zugang zu Risikokapital, um verlorene Vorlaufkosten und fällige Pönalen zu (re-)finanzieren, und
- zum zweiten höhere Projektentwicklungs- und Betriebskosten je MW installierter Leistung, die Erfolge im Kostenwettbewerb mit größeren Bietern unwahrscheinlich machen.

Im Falle der Umsetzung des Verordnungsentwurfs würde das System große Bieter klar gegenüber kleinen bevorzugen und letztere verdrängen. Insbesondere Projekte mit substantiellen Entscheidungsbefugnissen für Bürger haben jedoch eine hohe Bedeutung für die Akzeptanz des EE-Ausbaus und der Energiewende insgesamt, sie erhöhen die Akteursvielfalt und begrenzen damit das Risiko von Marktmachtmissbrauch, sie begünstigen einen dezentralen, verbrauchsnahe Ausbau von EE-Anlagen und ermöglichen ganz allgemein die Teilhabe von Bürgern an nachhaltigen Wirtschaftsprozessen. Bürgerenergie muss daher einen festen Platz auch im weiteren Ausbau von PV-FFA-Anlagen haben. Für dessen Ausgestaltung werden weiter unten konkrete Vorschläge unterbreitet.

Die derzeit vorgesehenen Regelungen sind derart abschreckend, dass nahezu keine Gebote aus dem Segment der Bürgerenergie zu erwarten wäre, geschweige denn dass sie im Bieterwettbewerb erfolgreich wären. Hauptursache dafür sind einerseits die höheren Risikostreuungsmöglichkeiten größerer Bieter, die dazu führen, dass Ausfallrisiken weniger im einzelnen Gebot für das jeweils konkret geplante Projekt eingepreist werden müssen. Zum anderen sind auch die Projektentwicklungskosten für kleinere Projekte je MW installierter Leistung höher, was in der Vielzahl von Einmalkosten begründet liegt, die mit der Projektgröße nur wenig oder gar nicht ansteigen. Beispielsweise sind größere Bieter entweder selbst eine Tochter eines Hersteller-Unternehmens für PV-Module oder können diese direkt beim Hersteller beschaffen. Dagegen werden die Module für Bürgerenergieprojekte über Großhändler beschaffen, um deren Marge sich die Gestehungskosten für Bürgerenergieprojekte erhöhen.

Entsprechend ist zwar die Absicht hinter dem BMWi-Vorschlag eines reduzierten zweiten Bid-Bonds für Projekte mit einem bereits verkündeten Bebauungsplan zu begrüßen. Doch in der Praxis würden dadurch die (über Eigenkapital zu finanzierenden) Vorlaufkosten vor der Auktion weiter erhöht, für deren Refinanzierung durch Stromabsatz keine Chance bestünde, wenn das Projekt keinen Zuschlag erhält. Eigenkapital für Bürgerenergieprojekte ist jedoch grundsätzlich erst dann gut zu beschaffen, wenn eine Genehmigung vorliegt (sowie künftig ein Zuschlag aus der Auktion). Die Einwerbung substantiellen Eigenkapitals mit so hohem Verlustrisiko (und ohne die Möglichkeit der Risikostreuung) ist demgegenüber bei Bürgerenergieprojekten nicht möglich.

Daher muss das Ausschreibungssystem so korrigiert werden, dass

- a) überhaupt Bewerbungen von Bürgerenergieprojekten zu erwarten sind, und diese
- b) auch Erfolgschancen im Preiswettbewerb haben.

Da der Gesetzgeber im EEG festgelegt hat, dass die Akteursvielfalt zu erhalten ist, kann hiervon in der Verordnung ohne erneute Befassung des Parlaments nicht abgewichen werden.<sup>1</sup>

Zur Einwerbung von Bürger-Eigenkapital zur Beteiligung an den Auktionen würde auch beitragen, wenn im Rahmen eines Ökostrom-Marktmodells die Möglichkeit bestünde, die in der Bürger-Anlage erzeugte Energie (unter Beibehaltung der Ökostrom-Eigenschaft) direkt an die eigenen Gesellschafter liefern zu können. Es ist Bürgern, die über keine besonderen Kenntnisse des Strommarkts verfügen, nicht zu vermitteln, dass ihnen nicht zugesichert werden kann, vorrangig aus den konkreten Stromerzeugungsanlagen vor Ort beliefert zu werden. Für die Akzeptanz des Ausbaus der EE und der Energiewende insgesamt hat dies eine hohe Bedeutung.

Es geht, wie der Kabinettsbeschluss vom 8. April 2014 zu § 2 Abs. 5 EEG aufzeigt, darum, bei der Ausgestaltung des konkreten Ausschreibungsdesigns die auch bisher für die Energiewende wichtige Akteursvielfalt aufrechtzuerhalten, so dass die Belange von Energiegenossenschaften oder Bürgerprojekten angemessen im weiteren Verfahren berücksichtigt werden sollen. An diese Absicht der Erhaltung der Akteursvielfalt knüpft die nachstehende Definition an.

Der BEE schlägt folgende *Definition von Bürgerenergie (-Projekten)* vor: Der Bieter ist eine Projektgesellschaft, an der mehr als 50 Prozent der Stimmrechtsanteile

- von mindestens sieben natürlichen Personen, die ihren 1. Wohnsitz im Landkreis der Standortgemeinde oder in einer benachbarten Gebietskörperschaft haben, oder
- von einer oder mehreren eingetragenen Genossenschaften, deren Geschäftsanteile mehrheitlich bei natürlichen Personen liegen, oder
- von Gemeinden, Städten oder Landkreisen

gehalten werden und die ihren Geschäftssitz in der Standortgemeinde hat. Für die Minderheitenanteile gelten keine Einschränkungen. Als Anlagengröße wird ein Maximum von 5 MW vorgeschlagen (im Falle einer Mengenbegrenzung gilt es dann die Anlagenzahl entsprechend nach oben anzupassen, um die gleiche Gesamtleistung zu erreichen).

Unter Bürgerenergie wird zum einen eine Gesellschafterstruktur verstanden, die sich mehrheitlich aus natürlichen Personen oder mehrheitlich von natürlichen Personen gebildeten Genossenschaften zusammensetzt. Zudem zeichnet sich Bürgerenergie durch ihren örtlichen Bezug aus. Bürgerinnen und Bürger engagieren sich in ihrer örtlichen Gemeinschaft für die Energiewende. Bürgerenergie fördert die dezentrale Energieversorgung und sucht die

---

<sup>1</sup> Vgl. Hartmut Kahl, Markus Kahles, Thorsten Müller 2014: Anforderungen an den Erhalt der Akteursvielfalt im EEG bei der Umstellung auf Ausschreibungen. Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht Nr. 9 vom 18.8.2014.

Abnehmer im regionalen Raum. Hier findet sie vielerorts Unterstützung durch sog. Energiekommunen oder kommunale Beteiligungen z.B. an Bürger- und Kommunal-Solarparks, weshalb die vorstehende Definition auch kommunale Beteiligungen einschließt. Bürgerenergie würde aber ein Wesensmerkmal missen lassen, wenn die örtliche Verankerung der Bürgerinnen und Bürger (hier: 1. Wohnsitz) nicht gefordert würde.

Zurecht wird von Kahl, Kahles, Müller 2014 im Lichte der Niederlassungs- und Kapitalverkehrsfreiheit eine Begründung für den Ortsbezug verlangt. Sie führen die Frage einer Rechtfertigung unter Akzeptanzgesichtspunkten kurz an, lassen aber eine Auseinandersetzung mit dem öffentlichen Interesse an der Förderung der Energiewende durch Erhaltung der Akteursvielfalt – wie es der wiedergegebene Kabinettsbeschluss beschreibt – noch vermissen. Es geht um die Anknüpfung an tatsächlich im Zuge der Energiewende auftretende Akteure, die vom Kabinett als Energiegenossenschaften oder Bürgerprojekte identifiziert worden sind. Und diese Akteure sind nicht nur durch ihre Gesellschafterstruktur, sondern ihrem Wesen nach auch durch ihr örtliches Engagement bestimmt. Bürgerenergie in diesem Sinne kann nicht von einem überregionalen Kreis an Bürgerinnen und Bürgern (z.B. Zusammensetzung als Investmentfonds) gebildet werden, die keine Verankerung und Interessen vor Ort aufweisen. Insoweit sind auch Bürgerinnen und Bürger der anderen EU-Mitgliedsstaaten nicht diskriminiert, sondern nicht in der Lage, einen Beitrag zu Erhaltung und Ausbau der geforderten Akteursvielfalt im Sinne von Bürgerenergie zu leisten.

### **Hilfsweise,**

für den Fall, dass das BMWi die Definition für Bürgerenergie nicht übernehmen möchte und auch keine andere eigenständige Definition festlegen möchte, schlägt der BEE vor, dass die KMU-Kleinstunternehmen-Kriterien nach Definition der EU-Kommission<sup>2</sup> übernommen werden: max. 2 Mio. Umsatz ODER max. 2 Mio. Bilanzsumme (eines der beiden Kriterien darf überschritten werden), max. 10 Beschäftigte.

Bei den Beteiligungen gilt: < 25% wird nicht gewertet. Beteiligungen (eines einzelnen, oder mehrerer verbundener Unternehmen zusammen) von 25% bis 50% werden anteilmäßig hinzugezählt (= Partnerunternehmen). Beteiligungen > 50% werden zu 100% hinzugerechnet (= Verbundenes Unternehmen). Zudem gilt, dass auch Konstrukte (über Verträge, Satzungsformulierungen o.Ä.), die denselben Effekt hätten wie eine Mehrheitsbeteiligung (dass Unternehmen A die Geschicke des Unternehmens B steuern kann), so gewertet werden wie eine Mehrheitsbeteiligung.

Insofern erscheint die Unterwanderbarkeit als sehr begrenzt. Nicht umsonst hat die Definition bereits eine längere Karriere bei der Bewilligung von Unternehmensförderung in der EU.

Nachteilig erscheint zunächst die Umsatzschwelle bei Kleinstunternehmen. Während die Mitarbeitergrenze i.d.R. nicht erreicht werden wird, die Bilanzsummengrenze vermutlich recht

---

<sup>2</sup> Vgl. hierzu das sehr aussagekräftige Handbuch der EU-Kommission, die als Anlage auch die Empfehlung enthält, die weitere Zweifelsfragen beantwortet:

[http://ec.europa.eu/enterprise/policies/sme/files/sme\\_definition/sme\\_user\\_guide\\_de.pdf](http://ec.europa.eu/enterprise/policies/sme/files/sme_definition/sme_user_guide_de.pdf)

bald (schon allein durch die Beschaffung einer 2-MW-PV-FFA), lässt die Umsatzschwelle für reine Erzeuger zunächst einmal Raum für z.B. die Installation von rund 22 MW PV-FFA. Werden aber zudem 3 Windräder installiert, kommt man auch mit der Umsatzschwelle in Schwierigkeiten. Gelöst werden kann diese Situation dadurch (ggf. von denselben Akteuren<sup>3</sup>), dass eine neue Genossenschaft bzw. GmbH & Co. KG gegründet wird, die die Kleinstunternehmens-Grenzen einhält.

Sollte das KMU-Segment so definiert werden, wäre festzulegen, dass dieser Status mindestens bei Inbetriebnahme und während der ersten 5 Betriebsjahre eingehalten werden muss. Zudem könnte – das erscheint jedoch weniger essentiell – auch vorgegeben werden, dass der Status bereits vom Bieter in der Auktion erfüllt sein muss. Eine Einhaltung des Status auch in den ersten Betriebsjahren dient vor allem dazu, zu vermeiden, dass kleinere Projektentwickler Projekte mit Bürgerenergierechten entwickeln und dann an größere Investoren verkaufen.

### **Gesonderte Ausschreibung unter Bürgerenergie / Kleinstunternehmen mit Erstattungsfähigkeit der Vorlaufkosten**

Dies sieht eine gesonderte Ausschreibung von  $\frac{1}{4}$  der jeweils ausgeschriebenen Leistung vor, an der nur die Bürgerenergie teilnehmen darf. Bürgerenergieanlagen liegen typischerweise in einer Größenordnung von unterhalb 5 MW. Anlagen unter 5 MW haben aufgrund von Skaleneffekten einen Kostennachteil gegenüber Großanlagen im Bereich von 20/ 25 MW. Um dennoch Bürgerenergieanlagen überhaupt zu ermöglichen, ist ein Kleinanlagensegment die notwendige, wenn auch noch nicht hinreichende Voraussetzung.

Neben der Anlagengröße ist das Risiko verlorener Vorlaufkosten (sunk cost) eine große Hürde für Bürgerenergieanlagen. Daher ist es erforderlich, dass jene Kosten, die Bürgerenergiebietern bis zur Auktion entstehen, teilweise zurückerstattet werden können. Brancheneinschätzungen zufolge sind dies die Kosten, die bis zur ersten Behördenbeteiligung entstehen (denn eine Teilnahme früher im Projektablauf erlaubt kaum belastbare Gebote bzw. eine Einschätzung der Wahrscheinlichkeit, eine Genehmigung zu erhalten). Um keine kontraproduktiven Geschäftsmodelle anzureizen, sollen diese Kosten mit einer pauschalen Summe je MW erstattet werden, so dass in der Summe maximal 75 Prozent der bis zu diesem Zeitpunkt üblichen Vorlaufkosten zurückfließen. Weitere Konkretisierungen zur Vermeidung etwaigen Missbrauchs können bei Bedarf nachgereicht werden.

Zur rechtlichen Zulässigkeit: Gemäß den De-Minimis-Regelungen der Europäischen Kommission sind Hilfen mit einem Gesamtvolumen von bis zu 200.000 Euro binnen dreier Steuerjahre je Empfänger-Unternehmen nicht notifizierungspflichtig; diese Obergrenze wird voraussichtlich deutlich unterschritten werden. Sinnvollerweise sollte die Mittelherkunft diversifiziert werden:

---

<sup>3</sup> Auch wenn das zunächst anzunehmen sein könnte, stellt hier auch der Passus zu den natürlichen Personen in Art. 3 Abs. 3 der EU-Kommissions-Empfehlung zu KMU keine nicht überwindbare Hürde dar, wie in Gesprächen mit mehreren Mittelstands-Förderbanken ermittelt wurde.

- Zahlung einer „Versicherungsprämie“ durch Bürgerenergiebieter im Zuge der Einreichung der Gebote (siehe oben)
- Verwendung des Einkommensstroms aus bezahlten Pönalen für diesen Zweck
- Sofern das Einkommen aus „Versicherungsprämien“ und Pönalen (noch/ übergangsweise) zu niedrig ist, Zwischenfinanzierung durch die KfW.

Die Schaffung eines gesonderten Ausschreibungs-Loses nur für Bürgerenergie sowie die Erstattung verlorener Vorlaufkosten sind nicht alternativ zu sehen, sondern erreichen nur in Kombination die gewünschte Wirkung:

- Hätten Bürgerenergieprojekte zwar einen Erstattungsanspruch, müssten aber im ‚großen‘ Segment mitbieten, erhielten sie nur in seltenen Ausnahmefällen einen Zuschlag und der Mittelbedarf für den Erstattungsfonds stiege stark an.
- Umgekehrt wäre die Zuschlagswahrscheinlichkeit in einem gesonderten Ausschreibungssegment für Bürgerenergie ohne Erstattungsanspruch derart schwer abschätzbar, dass das unkalkulierbare Vorlaufkosten-Verlustrisiko die betroffenen Akteure in der Regel ganz von der Einreichung von Geboten würde.

Zusammengefasst dient mithin der Erstattungsanspruch der Senkung der Markteintrittsbarriere für Bürgerenergie und das gesonderte Ausschreibungssegment der Sicherstellung, dass Bürgerenergie im absehbaren Preiskampf nicht verdrängt wird.

## EU-Öffnung

Der BEE teilt den Ansatz des BMWi, zunächst mit inländischen Projekten Erfahrungen im Rahmen der Pilotausschreibung zu gewinnen, bevor in einer späteren Phase basierend auf diesen Erfahrungen über eine Erweiterung ins benachbarte Ausland unter Gesichtspunkten der Gegenseitigkeit nachgedacht wird.

**Der BEE verweist des Weiteren auf die Stellungnahmen seiner Fachverbände, die die o.g. Positionen zu den einzelnen EE-Sparten begründen, vertiefen sowie ergänzen.**

## Kontakt

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)  
Invalidenstraße 91  
10115 Berlin

Dr. Hermann Falk  
Geschäftsführer  
030 275 81 70-10  
[hermann.falk@bee-ev.de](mailto:hermann.falk@bee-ev.de)

Carsten Pfeiffer  
Leiter Strategie und Politik  
030 275 81 70-21  
[carsten.pfeiffer@bee-ev.de](mailto:carsten.pfeiffer@bee-ev.de)