



BBG
und
Partner



sustainable energy for everyone

Ausgestaltung des Pilotausschreibungssystems für Photovoltaik-Freiflächenanlagen

Wissenschaftliche Empfehlung





sustainable energy for everyone

Ausgestaltung des Pilotausschreibungssystems für Photovoltaik-Freiflächenanlagen

Wissenschaftliche Empfehlung

10.07.2014

Projektnummer: DESDE14496

Autoren:

Dr. Corinna Klessmann, Fabian Wigand, Malte Gephart, Felix von Blücher, Ecofys

Tobias Kelm, Henning Jachmann, ZSW

Prof. Dr. Karl-Martin Ehrhart, Marie-Christin Haufe, Takon

Dr. Malte Kohls, Christoph Meitz, BBG und Partner

Ansprechpartner:

Fabian Wigand

Ecofys Germany GmbH

T: +49 (0)30 2977 3579-23

E: f.wigand@ecofys.com

Die alleinige Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autoren. Die in diesem Bericht dargestellten Meinungen spiegeln nicht zwangsläufig die des BMWi wider. Das BMWi ist weder für die in diesem Bericht enthaltenen Informationen, noch für deren weitere Verwendung verantwortlich.

© Ecofys 2014 im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	1
1 Einleitung	7
2 Ziele und Rahmenbedingungen	9
2.1 Ziele	9
2.2 Anforderungen an ein erfolgreiches Auktionsdesign	11
2.3 Rahmenbedingungen: Marktentwicklung von PV-Freiflächenanlagen in Deutschland	11
2.4 Aktueller Stand der Diskussion zur Einführung eines Ausschreibungssystems für Erneuerbare Energien in Deutschland	13
3 Was wird ausgeschrieben?	16
3.1 Auktionsgegenstand und Art der Vergütung	16
3.2 Lieferverpflichtung / Begrenzung der vergüteten Arbeit	18
3.3 Flächenkulisse	20
3.4 Projektgröße und Anlagensplitting	24
4 Wie läuft die Auktion ab?	27
4.1 Ausschreibende Stelle	27
4.2 Auktionsvolumen	28
4.3 Auktionszyklen	30
4.4 Bekanntgabe & Durchführung der Auktion	31
4.5 Auktionsverfahren	33
4.6 Höchst-/Mindestpreis	36
4.7 Bewertungskriterien für die Gebote	39
5 Wie kann eine hohe Realisierungsrate der Projekte erreicht werden?	42
5.1 Qualifikationsanforderungen zur Verbesserung der Realisierungswahrscheinlichkeit	43
5.2 Pönalen	48
5.3 Wahlmöglichkeit zwischen materiellen Qualifikationsanforderungen und Pönalen	52
5.4 Übertragbarkeit von Förderberechtigungen	52
5.5 Nachrückverfahren und Rückgabe von Förderberechtigungen	57



sustainable energy for everyone

6	Ermöglichung einer Akteursvielfalt: Wie kann kleineren Akteuren die Teilnahme an der Auktion erleichtert werden?	59
6.1	Definition von Akteursvielfalt und Bürgerenergie	60
6.2	Möglichkeiten der differenzierten Behandlung von kleinen Akteuren	61
6.3	Inklusion kleiner Akteure in die Auktion: Begrenzung der Bieterisiken im Rahmen des Auktionsdesigns	63
7	Mögliche Anreize für Systemdienlichkeit und eine ausgewogene geografische Verteilung	65
8	Geplante Öffnung der Ausschreibung für Anlagen im europäischen Ausland	68
9	Zusammenfassung und Ausblick	70
	Quellen	71
	Projektkonsortium	73

Zusammenfassung

Das novellierte Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sieht vor, dass die finanzielle Förderung für Strom aus Erneuerbaren Energien (EE) spätestens 2017 durch Ausschreibungen ermittelt werden soll. Ab 2015 soll die wettbewerbliche Ermittlung der Förderhöhe in einem Pilotausschreibungssystem für mindestens 400 MW PV-Freiflächenanlagen (PV-FFA) getestet werden. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) hat Ecofys, ZSW, Takon und BBG und Partner beauftragt, ein Konzept für das Ausschreibungsdesign zu entwickeln.

Das Pilot-Ausschreibungssystem soll verlässliche Bedingungen für Investoren schaffen und gleichzeitig als lernendes System notwendige Anpassungen ermöglichen. Der Fokus des Systems liegt auf der wettbewerblichen Ermittlung der Vergütungshöhe. Um eine Vergleichbarkeit mit dem bisherigen EEG sicherzustellen, sind keine Änderung des bestehenden Vergütungsmechanismus des EEG (also der gleitenden Marktprämie) und keine gesonderten Anforderungen zur Erhöhung der Systemdienlichkeit oder der ausgewogenen geographischen Verteilung vorgesehen.

Das Pilotsystem ermöglicht es den Teilnehmern und der ausschreibenden Stelle, Erfahrungen mit Ausschreibungen zu sammeln. Es besteht jedoch nicht der Anspruch, ein für alle EE-Technologien passendes Ausschreibungssystem zu schaffen. Stattdessen wurde das Ausschreibungsdesign an die spezifischen Marktbedingungen und Risiken des PV-FFA-Marktes angepasst.

Ziele des Ausschreibungssystems:

- *Erfüllung der Ausbauziele* durch hohe Qualität und hohe Realisierungswahrscheinlichkeit der eingereichten Gebote
- *Geringe Kosten und hohe Effizienz der Förderung* durch hohe Wettbewerbsintensität und Begrenzung der Bieterisiken
- *Geringe Transaktionskosten* der Ausschreibung für Bieter und Auktionator durch einfache Nachweise und Prüfverfahren
- *Vermeidung von Marktkonzentration* durch den Erhalt einer Akteursvielfalt
- *Akzeptanz des Ausschreibungssystems* bei Teilnehmern und in der Öffentlichkeit durch ein verständliches und transparentes Ausschreibungssystem, die erfolgreiche Durchführung von Ausschreibungen und die Wahrung einer Akteursvielfalt
- *Spezifische Ziele des Pilotsystems:* Erfahrungen mit dem Pilotsystem sammeln, Vergleichbarkeit der Ergebnisse mit bisherigem EEG, schnelle Evaluierung der Ergebnisse, Vermeidung eines Fadenrisses im Markt für PV-FFA

Rahmenbedingungen des Marktsegments für PV-FFA

Nach einem starken Zubau von PV-FFA zwischen 2009 und 2012 ist das Marktwachstum durch eine starke Kürzung der Vergütungssätze, die Streichung der Flächenkategorie „Ackerland“ sowie durch die Begrenzung der Projektgröße auf 10 MW mittlerweile rückläufig. Für 2014 ist auf Basis der von

Januar bis April gemeldeten PV-Anlagen von einem PV-Freiflächenzubau von etwa 500 MW auszugehen.

Erste Befragungen zeigen, dass für die Pilotausschreibung das Angebotsvolumen möglicher Projekte die anvisierte Ausschreibungsvolumen von mindestens 400 MW im ersten Jahr deutlich überschreiten dürfte. In den ersten Ausschreibungsrunden wird voraussichtlich in vielen Fällen mit Projekten geboten werden, die im Rahmen des EEG 2012 vorentwickelt, jedoch aufgrund der gekürzten Förderung nicht realisiert wurden. Über die Anzahl der Akteure bestehen Unsicherheiten. Seit 2012 haben sich viele Akteure aus dem deutschen Freiflächenmarkt zurückgezogen, einige von ihnen könnten jedoch relativ schnell wieder auf den deutschen Markt zurückkehren. Es wird deshalb ein großes Angebotsvolumen durch Multiprojekt-Bieter erwartet, die sich untereinander gut kennen bzw. einschätzen können. Diese Rahmenbedingungen wurden bei der Entwicklung des Ausschreibungsdesigns berücksichtigt.

Was wird ausgeschrieben?

Es wird empfohlen, Leistung zum Ausschreibungsgegenstand zu machen, da diese Größe dem Bieterkalkül und dem bisherigen EEG entspricht. Sie dient auch der Verständlichkeit des Ausschreibungssystems. Die Vergütung erfolgt weiterhin als gleitende Marktprämie auf Arbeit. Da die Mengensteuerung direkt über die Ausschreibungen läuft, sollte aus Effizienzgründen die bestehende Begrenzung der Flächenkulisse aufgehoben und die Projektgröße auf 25 MW angehoben werden.

Was wird ausgeschrieben?	
Auktionsgegenstand und Art der Vergütung	<ul style="list-style-type: none"> • <u>Auktionsgegenstand</u>: Leistung (entspricht Bieterkalkül) • <u>Vergütung</u>: Gleitende Marktprämie (geringe Strommarktrisiken, Vergleichbarkeit mit EEG, zeitnahe Einführung möglich)
Volumenbegrenzung/ Lieferverpflichtung	<ul style="list-style-type: none"> • Keine Volumenbegrenzung der geförderten Arbeit (sonst geringere Vergleichbarkeit mit EEG), perspektivisch aber Volumenbegrenzung denkbar (v.a. für andere Technologien) • Eher keine Mindestlieferverpflichtung (Vergütung auf Arbeit setzt bereits ausreichend Anreiz zu hoher Stromproduktion)
Flächenkulisse	<ul style="list-style-type: none"> • Aufhebung der Begrenzung der zulässigen Flächen (Wettbewerbs- und Effizienzgründe), alternativ wenigstens Verbreiterung der Seitenrandstreifen
Projektgröße	<ul style="list-style-type: none"> • Anhebung der Größenbegrenzung von 10 MW auf 25 MW (Kompromiss zwischen Effizienz und ökologischen Belangen) • Keine Mindestprojektgröße

Wie läuft die Auktion ab?

Die Ausschreibung wird als preisbasierte Auktion gestaltet. Ein Auktionsvolumen von 200 MW pro Auktionsrunde und eine Anzahl von 2-4 Auktionsrunden pro Jahr zielen auf einen kontinuierlichen PV-

FFA-Ausbau und die sichere Erfüllung der jährlichen Ausbauziele von mind. 400 MW. Ein festgelegter Höchstpreis für Gebote schließt bei nicht ausreichendem Wettbewerb überhöhte Gebote aus. Das für die Pilotphase vorgeschlagene Auktionsverfahren ist eine simultane Mehrgüterauktion mit statischem Verfahren, da dieses Verfahren am einfachsten nachvollziehbar ist: Verdeckte Gebote werden aufsteigend bedient, bis die Nachfragemenge des Auktionators erreicht ist. Als Preisregel wird in diesem Fall Pay-as-bid empfohlen: Der Bieter erhält als Förderzahlung exakt sein Gebot. Ein einheitlicher Zuschlagspreis in Form des Markträumungspreises (Uniform Pricing) wird vorerst nicht vorgeschlagen, da wegen der hohen Bietertransparenz und der Abgabe mehrerer Gebote Vorteile des Uniform Pricings nicht zu erwarten sind.

Wie läuft die Auktion ab?	
Ausschreibende Stelle	<ul style="list-style-type: none"> • BNetzA (zentrale Instanz als Regulierungsbehörde, vorhandene Kapazitäten und Know-how)
Auktionsvolumen	<ul style="list-style-type: none"> • Ausschreibung größerer Menge als anvisierter Zubau (wegen möglichen Realisierungsausfällen und Unsicherheit über die tatsächliche Realisierungsrate) • Im ersten Jahr 600 MW, mittelfristig Aufschlag der zurückgegebenen Förderberechtigungen auf das Zielvolumen
Auktionszyklen	<ul style="list-style-type: none"> • Zwei bis max. vier Auktionsrunden pro Jahr (ausreichende Frequenz für kontinuierliche Projektentwicklung) • Im ersten Jahr drei Auktionsrunden à 200 MW
Vorlaufzeit und Durchführung der Auktion	<ul style="list-style-type: none"> • Ab Veröffentlichung der Ausschreibung dreimonatige Frist für die Einreichung von Geboten (ausreichend Zeit für Erfüllung der Qualifikationsanforderungen) • Frühzeitige Veröffentlichung der Rechtsverordnung, in der bereits die allgemeinen Ausschreibungsbedingungen festgelegt sind • Zweistufige Prüfung durch BNetzA (zunächst Hinterlegung der ersten Sicherheit und Qualifikationsnachweise, nach Beuschlagung Prüfung der zweiten Sicherheit), kurzfristiges Nachrückverfahren (ca. zwei Wochen)
Auktionsverfahren und Preisregel	<ul style="list-style-type: none"> • Simultane Mehrgüterauktion mit statischem Verfahren (einfach nachvollziehbares Verfahren, Bieter kennen ihre Projektkosten relativ gut und sind nicht auf Informationen anderer Bieter angewiesen) • Pay-as-bid-Preisregel (hohe Akzeptanz)
Höchst-/ Mindestpreis	<ul style="list-style-type: none"> • Veröffentlichter, ambitionierter Höchstpreis auf Basis von Vollkostenberechnungen inkl. adäquater Risikoaufschläge (Ausschluss überhöhter Gebote) • Kein Mindestpreis

Wie läuft die Auktion ab?

Bewertungskriterien für die Gebote	<ul style="list-style-type: none"> Preisbasiertes Bewertungssystem (geringe Komplexität, möglicher Nachweis der Effizienz von Auktionen, Qualifikationskriterien können weitere Anforderungen abdecken)
---	--

Wie kann eine hohe Realisierungswahrscheinlichkeit der Projekte erreicht werden?

Materielle Qualifikationsanforderungen fordern Nachweise des Planungsfortschritts, z.B. in der Bauplanung, und sichern auf diese Weise eine gewisse Realisierungswahrscheinlichkeit der Projekte sowie die Ernsthaftigkeit der Gebote. Qualifikationsanforderungen sollten jedoch sparsam und gezielt eingesetzt werden, um hohe versunkene Kosten bei Nichtbezuschlagung zu vermeiden. Aus diesen Gründen werden für PV-FFA nur moderate materielle Qualifikationsanforderung empfohlen: eine vorläufige Netzanschlusszusagen des Netzbetreibers und das Vorliegen eines Aufstellungsbeschluss für einen Bebauungsplan. Bieter, die einen bereits verkündeten Bebauungsplan vorlegen, erhalten aufgrund der höheren Realisierungswahrscheinlichkeit des Projekts einen Nachlass bei der zu hinterlegenden finanziellen Sicherheit.

Als finanzielle Qualifikationsanforderung sollte bei Auktionsteilnahme die Hinterlegung einer Sicherheit als Nachweis der Ernsthaftigkeit des Gebots verlangt werden (vorläufiger Vorschlag: 2-5 Euro pro kW) sowie bei Zuschlagung die Hinterlegung einer größeren Sicherheit zur Absicherung einer möglichen Strafzahlung (vorläufiger Vorschlag: ca. 50 Euro pro kW; 25 Euro bei Vorliegen eines Bebauungsplanes). Drohende Strafzahlungen (Pönalen) sollen Installationsverzögerungen und Nichtrealisierung von Projekten verringern. Auch durch eine Übertragbarkeit von Förderberechtigungen auf andere Projekte kann das Risiko der Nichtrealisierung und somit auch das Verlustrisiko der Projektierer gesenkt werden. Deshalb sollte eine Übertragbarkeit von Projekten auf andere Projekte derselben juristischen Person erwogen werden, um die Absicherung der Gebote durch Projektportfolios zu ermöglichen. Allerdings sind diesbezüglich noch verschiedene Fragen ungeklärt. Von der Einführung eines Zweitmarkts für Förderberechtigungen wird dagegen aus verschiedenen Gründen abgeraten.

Wie kann eine hohe Realisierungswahrscheinlichkeit erreicht werden?

Materielle Qualifikationsanforderungen	<ul style="list-style-type: none"> Ziel: Realisierungswahrscheinlichkeit erhöhen, aber versunkene Kosten für Bieter begrenzen Nachweis zu Aufstellungsbeschluss der Gemeinde für einen PV-spezifischen Bebauungsplan (Gebot ist mit konkretem Projekt hinterlegt, Gemeinde ist in Planung involviert) Nachweis der vorläufigen Netzanschlusszusage (höhere Realisierungswahrscheinlichkeit, geringe Kosten für Bieter)
Finanzielle Qualifikationsanforderungen	<ul style="list-style-type: none"> Zweistufiger Bid-Bond: Hinterlegung einer geringen Sicherheit (z.B. 2-5 Euro pro kW) bei Gebotsabgabe zum Nachweis der Ernsthaftigkeit der Auktionsteilnahme, Hinterlegung einer größeren Sicherheit zur Absicherung der Pönale bei Zuschlagung (z.B. 50 Euro pro kW)

Wie kann eine hohe Realisierungswahrscheinlichkeit erreicht werden?

<p>Optimierung Qualifikationsanforderungen - Pönalen</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Teilwahlmöglichkeit zwischen finanziellen und materiellen Qualifikationsnachweisen, um kleinen Bietern mit geringer Bonität Teilnahme zu erleichtern und um Flexibilität zu schaffen • Bei Nachweis eines weit entwickelten Planungsstadiums durch Bebauungsplan verringert sich die bei Zuschlag geforderte finanzielle Sicherheit (z.B. auf 25 Euro pro kW).
<p>Pönalen</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Pönale bei Installationsverzögerung (wichtig für schnelle Evaluierung des Piloten und Vermeidung strategischer Verzögerung) und Nichtrealisierung (wichtig für Ausbauzielerfüllung, Vermeidung strategischen Bietens) • Finanzielle Sicherheit zur Absicherung der Pönale verlangt • Keine generelle Differenzierung nach Art des Verschuldens (fehlende Rechtssicherheit), aber großzügige Realisierungsfrist; ggf. Ausnahme für höhere Gewalt • Gestufte Pönale bei Installationsverzug nach 18 Monaten (Reduzierung des Förderzeitraums, Kürzung des Fördersatzes oder Strafzahlung) • Entzug der Förderberechtigung und Einbehalten des Bid-Bonds nach 24 Monaten, Förderberechtigungen werden in einer späteren Auktion neu versteigert • Teilpönalisierung bei Teilumsetzung des Projektes
<p>Übertragbarkeit von Förderberechtigungen</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Übertragbarkeit von Förderberechtigungen auf andere Projekte senkt Risiko der Nichtrealisierung und Bieterisiken, kann aber zu Spekulation und Verzerrung der Marktergebnisse führen • Bei PV-FFA: Keine freie Übertragbarkeit von Förderberechtigungen in einem Zweitmarkt (Gefahr strategischen Bietens und EU-rechtliche Risiken) • Übertragbarkeit von Förderberechtigungen auf Projekte derselben juristischen Person (größere Flexibilität für Projektierer) sofern umsetzbar • Anlagenbezogene Übertragbarkeit auf Dritte (d.h. der Verkauf des Projekts) • Freiwillige frühere Rückgabe senkt Pönale für Nichtrealisierung

Wie wird eine hinreichende Akteursvielfalt sichergestellt?

Das vorgeschlagene Gesamtdesign der Auktion ermöglicht kleinen Akteuren durch begrenzte Bieterisiken und niedrige Zugangshürden die Teilnahme an der Auktion. Von bevorzugten Auktionsbedingungen oder Ausnahmeregelungen für kleinere Akteure wird vorerst abgeraten, nicht zuletzt da es schwierig ist, diese Akteure rechtssicher zu definieren. Sollte sich zeigen, dass kleine Akteure in der Ausschreibung strukturell nicht zum Zuge kommen, sind weitere Maßnahmen zu prüfen.

Wie wird eine Akteursvielfalt sichergestellt?

Sonderkonditionen für kleine Akteure

- Gesamtdesign der Auktion beachtet Bieterisiken und Zugangshürden
- Rechtssichere Identifizierung kleiner Akteure schwierig, also vorerst keine bevorzugte Bedingungen oder Ausnahmeregelungen
- Mögliche Schritte falls dennoch kontinuierliche Ausgrenzung kleiner Akteure

Anreize für Systemdienlichkeit und ausgewogene regionale Verteilung?

Die technischen Anforderungen an PV-FFA in der Auktion werden im EEG geregelt. Darüber hinausgehende Anforderungen an die Systemdienlichkeit oder die regionale Verteilung sollten nicht über das Ausschreibungssystem, sondern allgemein geregelt werden. Zudem würden sie die Vergleichbarkeit der Auktionsergebnisse mit den bisherigen EEG-Tarifen verringern. Sie werden deshalb nicht für das Pilotsystem vorgeschlagen.

Geplante Öffnung der Ausschreibung für Anlagen im europäischen Ausland

Die geplante grenzüberschreitende Öffnung der Ausschreibung stand nicht im Fokus dieses Gutachtens. Allgemein lässt sich jedoch festhalten, dass sich durch eine Öffnung der Ausschreibung verschiedene der zuvor diskutierten Rahmenbedingungen verändern. Hierzu gehört insbesondere die Wettbewerbssituation, da sich bei einer Teilnahme von Anlagen außerhalb Deutschlands das Verhältnis von Angebot und Nachfrage verändern kann und sich dadurch die Wettbewerbsintensität erhöhen könnte. Weiterhin sind Auswirkungen auf verschiedene Designelemente, zum Beispiel die Flächenkulisse, gerade auch im Ausland, die Präqualifikationsanforderungen oder auch der Preisregel denkbar.

Entsprechende Anpassungen werden gesondert geprüft. Im Übrigen wird die Ausgestaltung der Ausschreibung an einigen Stellen auch im späteren Verlauf im Zusammenhang der Kooperationsvereinbarung mit anderen Mitgliedsstaaten zu erörtern sein.

1 Einleitung

Das novellierte Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das am 27.6.2014 vom Bundestag verabschiedet wurde, sieht vor, dass die finanzielle Förderung für Strom aus Erneuerbaren Energien (EE) spätestens 2017 durch Ausschreibungen ermittelt werden soll. Ab 2015 soll die wettbewerbliche Ermittlung der Förderhöhe in einem Pilotausschreibungssystem für PV-Freiflächenanlagen (PV-FFA) getestet werden.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) hat Ecofys, ZSW, Takon und BBG und Partner im Januar 2014 beauftragt, es bei der Ausarbeitung des Auktionsdesigns¹ für die Pilotausschreibung für PV-FFA zu unterstützen. Die Projektgruppe hat systematisch verschiedene Gestaltungsvarianten geprüft, Gespräche mit PV-Projektierern, Finanzierern, Verbänden und Auktionsexperten geführt und auf dieser Basis Empfehlungen für die Ausgestaltung der Pilot-Ausschreibung entwickelt. Die Zwischenergebnisse werden im vorliegenden Gutachten dargelegt und zur Diskussion gestellt.

Das vorgeschlagene Ausschreibungssystem soll in seinen Grundzügen verlässliche Rahmenbedingungen für die Investitionsentscheidung von Marktakteuren bieten, aber gleichzeitig als lernendes System gestaltet sein. Es ist zu erwarten, dass Gestaltungsdetails basierend auf der Evaluierung der Auktionsergebnisse und realen Marktentwicklungen sukzessive angepasst werden müssen, nicht zuletzt da bisher keinerlei Erfahrungen mit Ausschreibungssystemen für EE in Deutschland vorliegen und Marktdaten für eine detaillierte Parametrisierung des Systems fehlen.

Auktionserfahrungen aus anderen Wirtschaftszweigen zeigen, dass ein Auktionsdesign an die spezifischen Marktbedingungen und Risiken des ausgeschriebenen Technologiesegments angepasst werden muss, um optimal zu funktionieren. Das spezifische Marktsegment ist in diesem Fall die PV-FFA. Es wird nicht der Anspruch erhoben, ein für alle EE-Technologien passendes Auktionssystem zu entwickeln. In Hinblick auf die geplante Ausweitung der Ausschreibungen auf andere Technologien kann eine Pilotausschreibung für PV-FFA nicht als Pilotausschreibung für Windenergie und andere Technologien dienen, da sich die spezifischen Marktbedingungen und Entwicklungsrisiken grundlegend unterscheiden. Die Pilot-Ausschreibungen für PV-FFA können aber wertvolle Erfahrungen mit der Durchführung von Ausschreibungen und der wettbewerblichen Ermittlung der Förderzahlungen vermitteln, die für andere Technologien relevant sind. Inwieweit die vorgeschlagenen Gestaltungsparameter auf Onshore Windenergie übertragbar sind, wird an verschiedenen Stellen des Gutachtens mitdiskutiert, aber nicht umfassend geprüft.

Das Pilotausschreibungssystem soll Gestaltungsoptionen testen. Um die Ergebnisse interpretieren zu können, sollten möglichst viele Parameter konstant gehalten werden. Deshalb konzentriert sich das Gutachten auf die Ausgestaltung der wettbewerblichen Ermittlung der Vergütungshöhe, ohne eine

¹ Der Begriff „Ausschreibung“ bezeichnet hier den Vorgang der Beschaffung von Leistung durch die öffentliche Hand (in diesem Fall den Zubau von PV-FFA). Der Begriff „Auktion“ bezieht sich auf die preisbasierte Versteigerung der Förderberechtigungen. In diesem Fall ist die Ausschreibung somit eine Einkaufsauktion. In der Praxis werden beide Begriffe weitgehend synonym verwendet.



sustainable energy for everyone

Änderung des bestehenden Vergütungsmechanismus des EEG (also der gleitenden Marktprämie) zu erwägen. In Abstimmung mit dem BMWi werden aus der gleichen Logik heraus keine gesonderten Anforderungen zur Erhöhung der Systemdienlichkeit oder der ausgewogenen geographischen Verteilung vorgesehen. Vor- und Nachteile wichtiger Varianten werden aber knapp diskutiert und können mittelfristig neu erwogen werden.

In Kapitel 2 werden zunächst Ziele und Rahmenbedingungen des Ausschreibungssystems für PV-FFA dargelegt. Aus ihnen werden in den Kapiteln 3 bis 5 konkrete Gestaltungsvorschläge für den Auktionsgegenstand, das Auktionsverfahren und die Erreichung einer hohen Realisierungsrate der ausgeschriebenen Projekte vorgestellt. Kapitel 6 und 7 thematisieren Möglichkeiten, um eine Akteursvielfalt zu sichern und die Systemdienlichkeit der bezuschlagten Anlagen anzureizen. Kapitel 8 geht kurz auf die geplante grenzüberschreitende Öffnung der Ausschreibung ein, die jedoch nicht im Fokus dieses Berichtes steht. Kapitel 9 fasst die Erkenntnisse zusammen und wirft einen Blick auf den anstehenden Konsultationsprozess.

2 Ziele und Rahmenbedingungen

2.1 Ziele

Das BMWi hat grundsätzliche Ziele für das Ausschreibungsdesign zur Förderung von EE vorgegeben. Diese Ziele stehen teilweise im Spannungsverhältnis zueinander und müssen in der konkreten Ausgestaltung der Ausschreibung gegeneinander abgewogen werden.

Erfüllung der Ausbauziele

Die Ausschreibung soll sicherstellen, dass die gesetzten Ausbauziele erreicht werden. Dieses Ziel erfordert, dass die Qualität und die Realisierungswahrscheinlichkeit der eingereichten Gebote (und damit der sich bewerbenden PV-FFA-Projekte) hoch sind. Aus dem gleichen Grund sollte die Ausschreibung ausreichend Planungshorizont bieten, um Marktakteure zur Sicherung und Vorentwicklung geeigneter Flächen zu motivieren. Um Kosten zu vermeiden, wird keine hundertprozentige Realisierungswahrscheinlichkeit verlangt (vgl. Kapitel 5.1).

Geringe Kosten und Effizienz der Förderung

Die Ausschreibung soll die Förderkosten des EE-Ausbaus minimieren. Indirekt umfasst dieses Ziel die Auswahl kostengünstiger und systemeffizienter Anlagen. Dieses zweite Ziel ist deutlich schwieriger zu evaluieren als die reinen Förderkosten. Eine Minimierung der Förderkosten bedeutet nicht notwendigerweise, dass die spezifischen Förderkosten geringer ausfallen als im bisherigen EEG. In Bezug auf PV-FFA ist sogar das Gegenteil zu erwarten: Zum einen haben die EEG-Tarife seit 2013 nur noch zu geringem Zubau von PV-FFA geführt (vgl. Kapitel 2.3), was ein Indiz dafür ist, dass das Förderniveau die Vollkosten vieler Projekte nicht gedeckt hat. Zum anderen sind die Risiken und somit die Kosten für Projektentwickler in einem Ausschreibungssystem im Grundsatz höher als in einem Fördersystem ohne (enge) Mengenbegrenzung.

Um die Förderkosten des Ausschreibungssystems möglichst gering zu halten, ist eine hohe Wettbewerbsintensität von entscheidender Bedeutung. Darüber hinaus senkt eine Begrenzung der Bieter Risiken die Finanzierungskosten der Projekte und damit mittelbar auch die Gebotskosten.

Geringe Transaktionskosten

Die Transaktionskosten der Ausschreibung sollten sowohl für die Bieter als auch für den Auktionator möglichst gering sein. Die vom Bieter geforderten Nachweise und das Prüfverfahren des Auktionators sollten entsprechend einfach gestaltet werden.

Vermeidung von Marktkonzentration

In Ausschreibungen besteht das Risiko einer Marktkonzentration, wenn Bieter mit Marktmacht andere Bieter strategisch unterbieten und aus dem Markt drängen. Eine Marktkonzentration auf wenige Bieter kann dazu führen, dass Förderkosten kurzfristig niedrig ausfallen, aber mittelfristig steigen, da die verbleibenden Bieter unter geringer Wettbewerbsintensität höhere Preise erzielen können. Ziel des Pilotsystems ist es somit, die Ausübung von Marktmacht zu begrenzen und eine Akteursvielfalt zu erhalten², ohne dass dies notwendigerweise den Erhalt der heutigen Akteursstruktur bedeutet.

Akzeptanz des Ausschreibungssystems

Auktionsteilnehmer und die Öffentlichkeit sollen das Ausschreibungssystem akzeptieren. Angesichts der Vorbehalte der EE-Branche und der teilweise negativen Erfahrungen mit Ausschreibungen für EE im Ausland stellt dieses Ziel eine große Herausforderung dar.

Um von den Bietern akzeptiert zu werden, sollten die Ausschreibungsbedingungen möglichst einfach, verständlich und transparent sein. Eine breitere öffentliche Akzeptanz kann voraussichtlich durch eine erfolgreiche Durchführung der Ausschreibungen erreicht werden. Auch die Wahrung einer Akteursvielfalt und insbesondere die Ermöglichung von Bürgerenergiemodellen könnten zur Akzeptanz des Systems beitragen. Klar ist jedoch, dass sich die heutige Akteursstruktur durch die Umstellung auf das Ausschreibungssystem verändern wird.

Spezifische Ziele des Pilotsystems

Neben den allgemeinen Zielen der EE-Förderung soll das Pilotausschreibungssystem für PV-FFA noch weitere Anforderungen erfüllen, die sich aus seinem Pilotcharakter ergeben:

- Die Pilotausschreibung soll dazu dienen, Erfahrungen mit Auktionssystemen zu sammeln, die für die zukünftige Ausweitung des Ausschreibungsmodells relevant sind. Die Übertragbarkeit der Erfahrungen der PV-Ausschreibung auf andere Technologien ist jedoch begrenzt (vgl. Einleitung).
- Die Ergebnisse der Pilotausschreibung sollen mit den Ergebnissen der bisherigen Förderung nach EEG vergleichbar sein, um den Erfolg des Ausschreibungssystems zu bewerten.
- Die Ausschreibung soll eine schnelle Auswertung der Ergebnisse ermöglichen, ohne jedoch die Fristen des Ausschreibungssystems künstlich zu verzerren.
- Die Pilotausschreibung soll an die bisherige Marktentwicklung für PV-FFA anknüpfen, um einen Fadenriss im Ausbau der Technologie zu vermeiden.

² Dies deckt sich auch mit dem im EEG formulierten Ziel, dass bei der Umstellung auf Ausschreibungen die Akteursvielfalt erhalten bleiben soll.

2.2 Anforderungen an ein erfolgreiches Auktionsdesign

Aus theoretischer Sicht muss ein Auktionsdesign verschiedene grundlegende Eigenschaften erfüllen, um den vorgegebenen Zielen gerecht zu werden. Um einen ausreichenden Preiswettbewerb zu gewährleisten, muss in einer Auktion das Angebot an Projekten über der versteigerten Menge (der Nachfrage nach Projekten) liegen. Wie genau das Verhältnis von Angebot zu Nachfrage ausgeprägt sein muss, um von hinreichendem Wettbewerb zu sprechen, hängt u.a. vom auszuschreibenden Gut, der Anzahl der Akteure sowie der Transparenz im Hinblick auf die Marktinformationen ab. Weitere Einflussgrößen sind Qualifikationsanforderungen und Pönalen, da diese sich auf die Teilnehmerzahl und deren Gebotsverhalten auswirken. Auch die Gestaltung der Auktion selbst beeinflusst den Wettbewerb in der Auktion. Insbesondere sollten auktionsspezifische Risiken und unnötig komplizierte Verfahren, welche zu hohen Transaktionskosten und Akzeptanzproblemen führen können, vermieden werden.

Des Weiteren sollte das Auktionsformat so weit wie möglich mit den Interessen der Bieter konsistent sein. Beispielsweise sollte es dem Bieterkalkül entsprechen. Dies wird unter anderem dadurch gewährleistet, dass das Auktionsformat für die Bieter verständlich gestaltet wird und sich auf eine Größe bezieht, die der realen Kalkulation der Bieter entspricht. Eine weitere Anforderung an das Auktionsdesign ist, dass es die Bieterisiken soweit wie möglich reduzieren und somit die Transaktionskosten für Bieter und Auktionator gering halten soll. Bieterisiken beinhalten zum Beispiel das Risiko, letztlich nicht bezuschlagt zu werden. In diesem Fall müssen versunkene Kosten verbucht werden, die im Zuge der Projektvorentwicklung und für die Erfüllung der Präqualifikationsanforderungen entstanden sind. Hinzu kommt bei Bezuschlagung das Risiko, eine PV-Anlage nicht realisieren zu können und damit Strafen zahlen zu müssen (Pönalenrisiko).

Darüber hinaus sollte das Auktionsdesign Anreize für (unerwünschtes) strategisches Verhalten vermeiden. Hierzu zählen beispielsweise strategisches Behindern anderer Bieter und kollusives Verhalten.

Besonderer Wert sollte auf die Akzeptanz, Verständlichkeit und einfache Durchführbarkeit einer Auktion gelegt werden. Dazu gehört auch, dass das Auktionsdesign drei Grundprinzipien einhalten sollte: Erstens, abgegebene Gebote müssen verbindlich sein; zweitens, die besten Gebote müssen gewinnen und, drittens, erfolgreiche Bieter dürfen nicht schlechter gestellt werden als ihre Gebote (d.h. z.B. einen niedrigeren Tarif erhalten, als sie geboten haben).

2.3 Rahmenbedingungen: Marktentwicklung von PV-Freiflächenanlagen in Deutschland

Ein adäquates Auktionsdesign für PV-FFA muss die Rahmenbedingungen des Marktsegments berücksichtigen. Im Folgenden wird daher eine kurze Marktanalyse präsentiert.

Der Markt für PV-FFA hat sich in den vergangenen Jahren überaus dynamisch entwickelt. Ausgelöst durch den weltweiten Modulpreisverfall wurden ab dem Jahr 2009 zunehmend mehr und größere

Freiflächenanlagen in Deutschland errichtet. Der Modulpreisverfall führte jedoch zu einer Überförderungssituation von PV-Anlagen, so dass 2010 erstmals die Vergütungssätze außerhalb des regulären EEG-Novellierungsturnus abgesenkt wurden. Parallel wurde 2010 für PV-Dach- und Freiflächenanlagen die Flächenkategorie „Ackerland“ gestrichen. In den folgenden Jahren 2011 und 2012 verlagerte sich – unter Ausnutzung des weiteren Modulpreisverfalls – der Freiflächenzubau weg von Ackerflächen (bis 2010 insbesondere in Bayern) hin zu großen Konversionsflächen in Ostdeutschland. Der Zubau gipfelte mit fast 3 GW im Jahr 2012 (FFA-Anteil am PV-Zubau 2012 rund 40 %). Im Zuge einer abermaligen Absenkung der PV-Vergütungssätze bei der PV-Novelle 2012 wurden im EEG Maßnahmen zur Begrenzung des Freiflächenzubaues in Form einer maximal vergütungsfähigen Projektgröße von 10 MW umgesetzt. Ab 2013 war der Freiflächenzubau stark rückläufig, weil die Modulpreise weitgehend stagnierten, die Vergütungssätze jedoch weiterhin ambitioniert sanken. Der Zubau in 2013 betrug 1 GW, und lag damit 66% niedriger als im Vorjahr. Für 2014 ist auf Basis der von Januar bis April gemeldeten PV-Anlagen von einem PV-Freiflächenzubau in der Größenordnung von ca. 500 MW auszugehen (vgl. Abbildung 1).

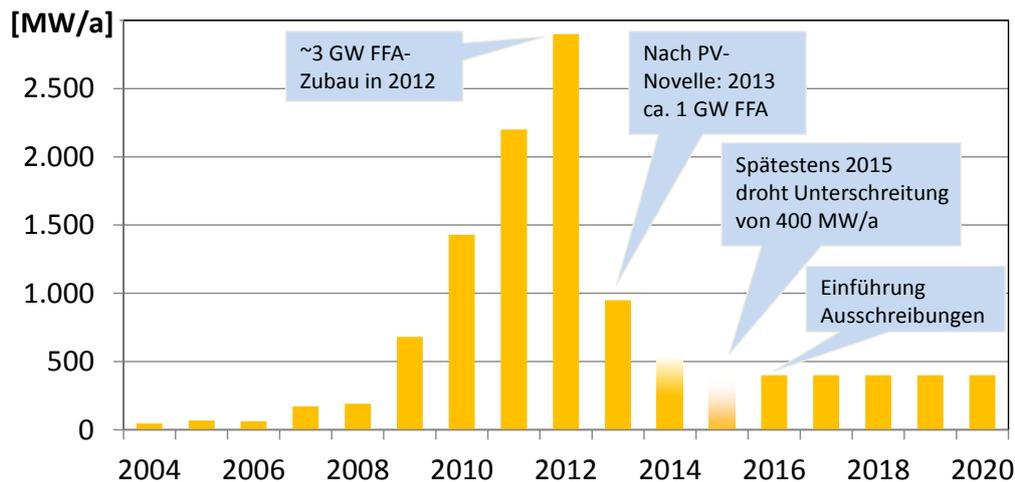


Abbildung 1: Freiflächenzubau in Deutschland; (Quelle: Kelm et al. 2014, Jahre 2014 und 2015 geschätzt)

Spätestens ab 2016 sollen jährlich mindestens 400 MW Freiflächenanlagen im Rahmen eines Ausschreibungssystems errichtet werden. Auf Basis der Marktentwicklung 2014 und unter der Annahme weiter sinkender Vergütungssätze bei parallel allenfalls moderat sinkenden Modulpreisen besteht die Gefahr, dass im Jahr 2015 das Niveau von 400 MW unterschritten wird. Erste große Anbieter haben sich bereits aus dem deutschen FFA-Markt zurückgezogen oder haben angekündigt, sich zurückzuziehen. Sie sind aber z.T. im Ausland weiterhin auf Freiflächen aktiv. Damit besteht grundsätzlich die Möglichkeit, dass Akteure ihre Aktivitäten auf dem deutschen FFA-Markt wieder aufnehmen. Um insbesondere für derzeit noch auf dem deutschen FFA-Markt aktive Akteure einen Fadenriss zu vermeiden, ist anzustreben, möglichst bald im Jahr 2015 die erste Ausschreibungsrunde durchzuführen.

Die im Zuge einer Projektierbefragung eingegangenen Rückmeldungen lassen darauf schließen, dass bei höherer Förderung das Angebotsvolumen die ausgeschriebenen 400 MW pro Jahr deutlich überschreiten dürfte. Es besteht jedoch trotz dieser Erwartung eine Unsicherheit über die Wettbewerbsintensität. Beeinflusst wird die Wettbewerbsintensität insbesondere in den ersten Ausschrei-

bungsrunden durch Sondereffekte: So dürfte in vielen Fällen mit Projekten geboten werden, die im Rahmen des geltenden EEG-Vergütungssystems vorentwickelt, jedoch nicht realisiert wurden. Über die Anzahl und das Volumen solcher Projekte – für die in vielen Fällen bereits das Genehmigungsverfahren durchlaufen wurde und ein gültiger Bebauungsplan vorliegt – liegen jedoch keine Daten vor.

Neben der Unsicherheit über das angebotene Projektvolumen besteht darüber hinaus Unsicherheit über die Anzahl der Akteure. Wie bereits geschildert haben sich seit 2012 viele Akteure aus dem deutschen Freiflächenmarkt zurückgezogen. Insbesondere im Bereich kleiner oder diversifizierter Akteure bestehen Unsicherheiten. Zu erwarten ist jedoch, dass große Akteure, die mittlerweile primär im Auslandsgeschäft Freiflächenanlagen errichten, relativ schnell wieder auf dem heimischen Markt aktiv werden können und dies voraussichtlich mit vorentwickelten Projekten (bzw. Flächen) in der Hinterhand. Vor diesem Hintergrund ist zu erwarten, dass einige Multiprojekt-Bieter, die sich untereinander gut kennen bzw. einschätzen können, einen großen Teil des Angebotsvolumens stellen dürfen.

2.4 Aktueller Stand der Diskussion zur Einführung eines Ausschreibungs-systems für Erneuerbare Energien in Deutschland

Der Vorschlag zum Gesamtkonzept basiert auf der Erarbeitung von Ecofys, ZSW, Takon und BBG und Partner im engen Austausch mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und der Bundesnetzagentur. In drei Workshops und mehreren bilateralen Gesprächen wurden die Vorschläge zudem mit Projektentwicklern, Investoren, Finanzdienstleistern und Verbänden sowie mit Auktionsexperten und Energieökonomien diskutiert.

Zusätzlich hat ZSW eine Befragung von 15 relevanten Unternehmen im PV-Freiflächenbereich durchgeführt. Die Ergebnisse ermöglichen eine Analyse der Marktsituation hinsichtlich der Anzahl der Akteure, des Marktvolumens bei Beibehaltung der jetzigen EEG-Förderung und bei Umstellung auf ein Ausschreibungsverfahren. Auch Fragen nach einer sinnvollen Flächenkulisse, nach Projektierungs- und Realisierungszeiten bei FFA-Anlagen und nach der Wirkung weiterer Gestaltungselemente des Ausschreibungssystems wurden berücksichtigt.

Derzeit haben mehr als 40 Länder Ausschreibungsverfahren für Erneuerbare Energien eingeführt.³ Eine große Anzahl von Studien betrachten theoretische Fragen zur Effizienz und Effektivität von Auktionen oder vergleichen internationale Erfahrungen mit Ausschreibungsverfahren. Für die Erstellung des Gesamtkonzepts wurde eine Reihe von Studien zu Auktionssystemen zur Förderung Erneuerbarer Energien und zur Einführung eines Auktionssystems in Deutschland berücksichtigt. Diese werden in den folgenden Kapiteln nicht explizit zitiert, aber hier kurz vorgestellt:

³ Die IRENA benennt in ihrem Global Status Report 2013 von 127 beschriebenen Staaten 44 Staaten, die Ausschreibungsverfahren („public competitive bidding/ tendering“) zum Ausbau der Erneuerbaren Energien nutzen.

Einen groben Überblick zu den internationalen Erfahrungen mit Auktionen geben die Weltbank-Studie von Maurer und Barroso (2011) sowie die Studie der IRENA (2013). Sie weisen auf einen weltweiten Trend zu auktionsbasierten Fördersystemen hin und beschreiben, welche unterschiedlichen Formen von Ausschreibungssystemen Anwendung finden, mit gemischten Ergebnissen. Aus den internationalen Erfahrungen ergeben sich erste Ansatzpunkte zur Ausgestaltung von auktionsbasierten Fördersystemen in Deutschland, auch wenn die Erfahrungen aufgrund unterschiedlicher Rahmenbedingungen nicht eins zu eins in den deutschen Kontext übertragen werden können. Dies betrifft insbesondere die Markt- und Akteursstruktur.

Internationale Erfahrungen mit Auktion sind gemischt: Sie haben einerseits zu niedrigen Fördertarifen geführt, wie z.B. in den viel diskutierten Auktionen, die seit einigen Jahren in Brasilien durchgeführt werden. Andererseits haben internationale Erfahrungen auch gezeigt, dass Projekte, die in Auktionen bezuschlagt wurden, teilweise erst mit deutlicher Verspätung oder gar nicht durchgeführt worden sind - die Realisierungsraten fallen zwischen verschiedenen Ländern und Auktionen äußerst unterschiedlich aus. Bekannt sind z.B. die niedrigen Realisierungsraten der NFFO-Auktionen der 90er Jahre in Großbritannien, aber auch mehrerer Auktionen in Brasilien und Frankreich. Zudem haben einige Auktionen zu hohen Fördertarifen geführt, da es z.B. an Wettbewerb mangelte (z.B. PV-Auktionen in Frankreich). Ferner konnte in einigen Fällen „underbidding“ beobachtet werden, d.h. es wurden Gebote unterhalb der Stromgestehungskosten abgegeben. Ein möglicher Grund für bewusstes „underbidding“ ist der Versuch Marktmacht zu sichern und andere Akteure aus dem Markt zu drängen (z.B. in China).

Verschiedene Studien haben explizite Vorschläge für die Einführung eines EE-Ausschreibungsmodells in Deutschland erarbeitet. Die Studie von MVV, arrhenius, Ecofys und Takon, „Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für EE“ (Kopp et al. 2013), legt dar, warum Auktionen nicht auf einen Schlag, sondern nur schrittweise als „lernendes System“ eingeführt werden sollten. Dieses Vorgehen ermögliche institutionelles Lernen und vermeide hohe Lernkosten für die Allgemeinheit. Auch die Autoren der Studie von Agora Energiewende (Fürstenwerth et al. 2014) stellen maximales Lernen in den Mittelpunkt für die von der Bundesregierung beschlossene Pilotphase des Ausschreibungssystems für PV-Freiflächenanlagen. Sie plädieren dafür, während der Pilotphase verschiedene Designelemente bezüglich Präqualifikationsanforderungen, Auktionsverfahren, Vergütungsoptionen, Losgrößen und Standortaspekte in mehreren Varianten zu testen.

Insgesamt wird der Nutzen von Ausschreibungssystemen kontrovers diskutiert. Der BDEW („Vorschläge für ein grundlegende Reform des EEG“, 2013) und der VKU (Ecke et al. 2013) fordern 2013 die zeitnahe Implementierung von Auktionsverfahren, um größtmöglichen Wettbewerb zwischen den Marktakteuren zu schaffen.

Eine im Auftrag des Bündnisses Bürgerenergie e.V. und des BUND (Nestle et al. 2014) verfasste Studie untersucht die Risiken der Umstellung auf ein Ausschreibungssystem für Bürgerenergieprojekte und warnt vor einem deutlichen Rückgang der Bürgerbeteiligung. Demnach sollten bspw. keine Präqualifikationen für den Bieter selbst definiert werden, da dies Bürgerenergieprojekte ausschließen könne. Die Studie schlägt vor, das Mittel der Ausschreibung nur zu nutzen, um die Stromgestehungskosten der Erneuerbaren Energien für den Staat transparenter zu machen und so eine bessere Grundlage für die staatliche Festsetzung von Fördersätzen zu schaffen.

Eine Studie im Auftrag des Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. (Hauser et al. 2014) betont die Bedeutung der Zielsetzung für die Umsetzung der Ausschreibung. Sie fordert, dass neben der Kosteneffizienz zumindest die Kriterien Zielerreichung und Akteursvielfalt gleichrangige Beachtung finden sollten. Eine für den Verband Deutscher Gas- und Stromhändler e.V. veröffentlichte Studie (Frontier Economics 2014) geht auf die Vorzüge technologieoffener Ausschreibungen als effizientes Förderregime ein und weist grundlegende Bedenken anderer Stakeholder zurück. Die Studie macht Vorschläge, wie die Akteursvielfalt durch Zulassen von Aggregatoren auch bei einem Ausschreibungssystem beibehalten werden kann.

In einem Diskussionspapier vergleicht das DIW (Grau 2014) die Effizienz von flexiblen, zubauabhängigen Vergütungssystemen („atmender Deckel“) mit Ausschreibungssystemen auf ihre Auswirkungen auf die Kostenstruktur von PV-Freiflächenanlagen unterschiedlicher Größe. Das Papier kommt zu dem Ergebnis, dass sich Ausschreibungen für große PV-Anlagen besser eignen als für kleine. Aufgrund ihrer längeren Projektentwicklungszeiten bestehe für große PV-Anlagen bei zubauabhängigen Vergütungssystemen ein größeres Risiko hinsichtlich des Fördersatzes zum Zeitpunkt der Fertigstellung, was sich auf die Projektfinanzierungskosten auswirke. Für kleine PV-Projekte seien hingegen zubauabhängige Vergütungssysteme effizienter und effektiver.

Die bestehende Literatur gibt einen guten Überblick zum einen über die theoretischen Potentiale von Ausschreibungen hinsichtlich Kosteneffizienz und Steuerung von Menge und regionaler Verteilung und zum anderen über die Risiken dieser Form der Förderung, insbesondere hinsichtlich der Akteursvielfalt und strategischen Bietverhaltens. Viele Debattenbeiträge argumentieren darauf aufbauend für oder gegen eine Einführung von Auktionen. Der vorliegende Bericht zeigt hingegen auf, wie das geplante Pilotausschreibungssystem für PV-FFA konkret ausgestaltet und ergebnisoffen evaluiert werden kann.

3 Was wird ausgeschrieben?

3.1 Auktionsgegenstand und Art der Vergütung

Auktionsgegenstand und Art der Vergütung

In Rahmen einer Ausschreibung gibt es die grundlegenden Optionen Leistung (MW) oder Arbeit (MWh) auszuschreiben. Wenn Arbeit ausgeschrieben wird, kann auch nur Arbeit vergütet werden. Wenn Leistung ausgeschrieben wird, muss entschieden werden, ob Leistung oder Arbeit vergütet wird. Falls Leistung vergütet wird, werden entsprechend Gebote als Preis/kW (pro Jahr) abgegeben. Wird Arbeit vergütet, werden Gebote entsprechend als Preis/kWh abgegeben.

Wenn Arbeit vergütet wird, ist zudem zu entscheiden, ob die Stromproduktion aus PV-Freiflächenanlagen durch eine fixe Einspeisevergütung, durch eine fixe Marktprämie oder durch eine gleitende Marktprämie gefördert wird. Im Rahmen der EEG-Novelle wurde die gleitende Marktprämie als Förderinstrument festgelegt. Die neuen europäischen Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien verlangen die Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien.

Empfehlung zu Auktionsgegenstand und Art der Vergütung

Es wird empfohlen, Leistung zum Ausschreibungsgegenstand zu machen, da dies dem Bieterkalkül entspricht und die Lieferrisiken für Bieter im Vergleich zur Ausschreibung von Arbeit begrenzt.

Hingegen sollte die Vergütung weiterhin auf Arbeit in Form einer gleitenden Marktprämie erfolgen. Die Beibehaltung des bestehenden Vergütungsmechanismus des EEG hat den Vorteil, dass das Ausschreibungssystem schnell eingeführt werden kann und eine Vergleichbarkeit der Auktionsergebnisse mit dem bisherigen EEG ermöglicht wird.

Im Fall einer fixen Kapazitätsprämie entstünde in der Auktion nicht nur ein Wettbewerb um die geringsten Vollkosten der Projekte, sondern auch um die beste Strompreisprognose. Ein solcher Ansatz erscheint jedoch nicht geeignet, um Ausschreibungen in der Pilotphase zu testen.

Gebote auf Leistung oder auf Arbeit

Leistung auszuschreiben hat den Vorteil, dass diese Bezugsgröße bei Projektierern, Investoren und Finanzierern etabliert ist und sie dementsprechend dem Bieterkalkül entspricht: Die zentralen Akteure kalkulieren ihre Projekte in MW und können entsprechend gut fundierte Gebote abgeben. Der Nachteil ist, dass bei Ausschreibung von Leistung nicht genau vorhergesagt werden kann, wieviel Strom letztlich geliefert und gefördert wird. Wenn die Ausschreibung von Leistung jedoch mit der Vergütung von Arbeit kombiniert wird, haben bezuschlagte Projekte den Anreiz, ein Maximum an Strom zu produzieren, um die maximale Vergütung zu erhalten.

Arbeit in Form einer fixen Strommenge pro Jahr oder über den Vergütungszeitraum auszuschreiben hat den Vorteil, dass der Auktionator die maximal geförderten Strommengen und Förderkosten genauer planen kann⁴. Ein Nachteil ist, dass der Bieter in diesem Fall das Risiko trägt, u.U. nicht die festgelegte Strommenge liefern zu können. Dieses Risiko besteht insbesondere für variable Erneuerbare Energien (für PV weniger als für Wind), hängt allerdings maßgeblich von der geforderten Liefermenge ab. Das Ausschreiben einer hohen jährlichen Liefermenge könnte zu Risikoprämien führen, die auf das Gebot aufgeschlagen werden. Eine geringe jährliche Liefermenge würde zu höheren Geboten pro kWh führen, da die Vollkosten der Anlage über weniger geförderte Einheiten (kWh) refinanziert werden müssten. Dies würde die Vergleichbarkeit der Gebote zum heutigen EEG senken und einen geringeren Anreiz geben, den Anlagenenertrag zu maximieren. Ein Vorteil könnte die Vermeidung der Einspeisung bei negativen Preisen sein. Eine geringe jährliche Liefermenge hätte damit Ähnlichkeit zu einer Vergütung von Leistung (s.u.).

Aus diesen Überlegungen heraus wird empfohlen, in der Pilotphase Leistung zum Ausschreibungsgegenstand zu machen, da dies dem Bieterkalkül entspricht und die Risiken für Bieter begrenzt.

Vergütung von Leistung oder Arbeit

In Bezug auf die Art der Vergütung hat eine Kapazitätsprämie den Vorteil, dass sich Stromproduzenten verzerrungsfrei an Preissignalen ausrichten und bei negativen Preisen keinen Strom einspeisen, denn sie erhalten die Förderung nicht in Abhängigkeit der produzierten Strommenge. Allerdings hat eine Kapazitätsprämie aus Sicht des Auktionators den Nachteil, dass sie im Vergleich zur Vergütung von Arbeit keinen Anreiz zur Maximierung der Anlagenverfügbarkeit und Stromeinspeisung setzt.

Ein weiterer Nachteil ist, dass Bieter das volle Strompreisprognose- und Markterlösrisiko tragen, was im Vergleich zur gleitenden Marktprämie zu höheren Risikoprämien und damit höheren Förderkosten führen würde. Die langfristige Preisentwicklung an den Strommärkten ist aus heutiger Sicht äußerst unsicher und von vielen externen Faktoren abhängt. In der Auktion entstünde nicht nur ein Wettbewerb um die geringsten Vollkosten der Projekte, sondern auch um die beste Strompreisprognose. Dies könnte für viele der heutigen PV-FFA-Akteure prohibitiv wirken und würde große Energieunternehmen klar bevorzugen. Zudem würden die Auktionsergebnisse schwerer interpretierbar. Ein solcher Ansatz erscheint daher für die Pilotphase des Ausschreibungssystems wenig geeignet.

Ein zentraler Vorteil der Förderzahlung auf Arbeit in Form einer gleitenden Marktprämie ist die Analogie zur Vergütungsmethode im EEG. Hierdurch ist eine Vergleichbarkeit zum bestehenden EEG gegeben, was erstens dem Bieterkalkül der heutigen Marktakteure entspricht und zweitens die Evaluierung der Auktionsergebnisse im Vergleich zum EEG vereinfacht. Zudem minimiert eine gleitende Marktprämie im Vergleich zu einer fixen Prämie das Strommarkterlösrisiko für die Bieter und schafft einen Anreiz, die Stromproduktion zu maximieren, gibt allerdings auch einen Anreiz, auch bei negativen Preisen einzuspeisen.

⁴ Im Grundsatz wird damit auch sichergestellt, dass eine Mindestmenge an Strom geliefert wird. Allerdings kann es trotzdem zur Unterschreitung dieser Mengen kommen, die dann allerdings pönalisiert wird.

In Abwägung dieser Argumente sollte Arbeit mit einer gleitenden Marktprämie vergütet werden, um eine hohe Anlagenverfügbarkeit anzureizen und die Vergleichbarkeit zum bisherigen EEG sicherzustellen.

3.2 Lieferverpflichtung / Begrenzung der vergüteten Arbeit

Begrenzung der vergüteten Arbeit / Lieferverpflichtung

Da die Auktion die Vergütung von Arbeit zuteilt, stellt sich die Frage, ob die vergütete Arbeit begrenzt werden sollte, um die maximalen Kosten für den Auktionator genauer planbar zu machen. Zudem muss entschieden werden, ob eine Lieferverpflichtung eingeführt wird, d.h. ob erfolgreiche Bieter eine Mindestmenge an Strom produzieren müssen.

Empfehlung zu Begrenzung der vergüteten Arbeit / Lieferverpflichtung

Es wird empfohlen, keine Volumenbegrenzung der geförderten Arbeit einzuführen, weil sie die Vergleichbarkeit mit der bisherigen EEG-Vergütung reduziert und die maximale PV-Einspeisung auch ohne Mengengrenzung relativ gut prognostizierbar ist. Perspektivisch könnte eine solche Lösung aber interessant werden, um die Einspeisung bei negativen Preisen zu vermeiden.

Eine Mindestlieferverpflichtung könnte erwogen werden, um eine illegitime Umgehung von Strafzahlungen zu vermeiden. Sie erscheint jedoch wenig relevant, da der Vergütungsmechanismus bereits einen Anreiz zu einer hohen Stromproduktion setzt.

Begrenzung der vergüteten Arbeit

Die Menge der jährlich oder über den Vergütungszeitraum geförderten Arbeit kann unbegrenzt sein, wie es zurzeit im EEG geregelt ist. Das hat den Vorteil, dass eine hohe Anlageverfügbarkeit und Stromlieferung angereizt wird, denn jede produzierte kWh wird gefördert und vergütet. Ein Nachteil der unbegrenzten Vergütung ist, dass keine vollständige Kostenkontrolle für die ausschreibende Stelle besteht. Allerdings bestehen im Fall von PV nur begrenzte Möglichkeiten, den erwarteten Ertrag zu überschreiten, so dass die maximal vergüteten Stunden relativ gut vorhersehbar sind.

Um die maximalen Kosten sicher zu begrenzen, kann die Menge der geförderten Arbeit durch eine maximale Anzahl der geförderten Volllaststunden pro Jahr begrenzt werden. Zusätzlich entsteht ein Anreiz für die Stromproduzenten, die Einspeisung bei negativen Preisen zu drosseln bzw. zu stoppen (sie wirkt damit ähnlich wie eine Kapazitätsprämie, vgl. Kapitel 3.1 zu Ausschreibungsgegenstand): Da nur eine begrenzte Zahl an förderfähigen Stunden zur Verfügung steht, ist es betriebswirtschaftlich sinnvoll, die Einspeisung auf die Stunden zu verteilen, in denen von der Förderung durch negative Preise keine Abzüge entstehen.

Die Begrenzung der geförderten Volllaststunden hat den Nachteil, dass ein geringerer Anreiz für den Anlagenbetreiber gesetzt wird, die Anlagenverluste zu reduzieren, insbesondere an guten Standorten, an denen die maximale Volllaststundenzahl leicht erreicht wird. Hinzu kommt, dass die Vergleichbar-

keit zu den Vergütungssätzen des bisherigen EEG sinkt, weil Bieter mit guten Standorten ihre Kosten über weniger kWh refinanzieren und damit die spezifischen Gebote je kWh ansteigen. Zudem kann sich eine Begrenzung der Volllaststunden auch auf die Dimensionierung bzw. Auslegung der Anlage auswirken⁵.

Ein zusätzlicher Nachteil im Fall einer jährlichen Förderbegrenzung ist, dass „sonnenarme“ Jahre nicht mit „sonnenreichen“ Jahren ausgeglichen werden können. „Banking“ und „Borrowing“ wären Möglichkeiten, die jährlichen Förderberechtigungen und damit das Bieterrisiko reduzieren. Sie würden das System aber verkomplizieren. Alternativ kann die Begrenzung der geförderten Volllaststunden auf den gesamten Förderzeitraum bezogen und dementsprechend nicht jährlich unterteilt werden. In diesem Fall können Anbieter selbst darüber verfügen, wann sie in welchem Umfang produzieren und die Förderung abrufen.

Zur Vermeidung der Einspeisung bei negativen Preisen könnte eine Begrenzung der Volllaststunden über die Lebensdauer im Grundsatz ein interessantes Modell sein (z.B. zukünftig für Windenergie), allerdings stehen auch andere Optionen zur Vermeidung negativer Preise zur Verfügung⁶. Zur besseren Planbarkeit der Förderkosten ist eine Begrenzung im Fall von PV-Freiflächenanlagen nicht zwingend erforderlich. Für die Pilotausschreibung wird sie auch deshalb nicht empfohlen, auch um die Vergleichbarkeit zum EEG zu wahren.

Einführung einer Mindestliefermenge

Abgesehen von einer Obergrenze kann auch eine Mindestmenge des zu liefernden Stroms eingeführt werden. Dabei würde eine starke Untererfüllung bestraft, saisonale Schwankungen jedoch toleriert. Diese Option hat im Rahmen einer Ausschreibung den Vorteil, dass sie die Umgehung der Pönale durch minderwertige Projekte verhindert: Ein Projektentwickler könnte im Fall eines nicht rentablen Projekts u.U. schlechte oder unbrauchbare Module zu geringen Kosten installieren, um die Inbetriebnahme nachzuweisen und die Pönale zu umgehen. Wenn eine Mindestmenge des zu produzierenden Stroms festgelegt wird, muss der Anlagenbetreiber ein Mindestniveau an Anlagenqualität sicherstellen, um seine Verpflichtung aus der Auktion zu erfüllen. Allerdings hat die Anlage bei einer Vergütung auf Arbeit ohnehin einen Anreiz, soviel Strom wie möglich zu produzieren, so dass das Risiko einer gezielten Unterproduktion gering ist. Aus diesem Grund wird die Einführung einer Mindestliefermenge vorerst nicht empfohlen. Es sollte jedoch beobachtet werden, ob es in der Praxis zu einer Umgehung der Pönale kommt.

⁵ Im Fall von Windenergie wird der Anreiz gegeben, die Nennleistung gegenüber dem Rotordurchmesser zu erhöhen, weil sich dadurch die Volllaststunden reduzieren und die absolute Menge der geförderten Kilowattstunden steigt. Dieses Phänomen war z.B. in der Vergangenheit in Dänemark zu beobachten. Auch für PV könnte es zu einer Erhöhung der Wechselrichterleistung im Vergleich zur Anlagenleistung kommen oder zu einer Minimierung der Volllaststunden durch die Orientierung der Module in Ost-West-Richtung.

⁶ Die EEG-Novelle sieht zukünftig ein Aussetzen der Vergütung vor.

3.3 Flächenkulisse

Flächenkulisse

In den vergangenen Jahren wurden die für PV-Freiflächenanlagen vergütungsrelevanten Flächen stark eingeschränkt. Eine Erweiterung der Flächenkulisse ist aus Wettbewerbs- und Kosteneffizienzgründen geboten. Die Steuerung des Flächenverbrauchs erfolgt über die im Ausschreibungssystem festgelegte Menge, die Eingrenzung negativer lokaler ökologischer Effekte kann über eine Begrenzung der maximal zulässigen Projektgröße erfolgen.

Empfehlung zur Erweiterung der Flächenkulisse:

Aus Wettbewerbs- und Kosteneffizienzgründen wird eine Aufhebung der Begrenzung der zulässigen Flächen empfohlen (kombiniert mit einer Anhebung der maximal zulässigen Projektgröße). Sollte dies nicht umgesetzt werden können, wäre eine Rückfalloption beispielsweise eine Verbreiterung der Seitenrandstreifen an Autobahnen und Schienenwegen, die weitere Ackerflächen in einem moderaten Umfang einbeziehen würde. Von einer anderen Differenzierung innerhalb der Ackerflächen („Ackerwertpunkte“) ist wegen des administrativen Aufwands abzusehen.

Bis zum Jahr 2010 erfolgte der Großteil des Freiflächenzubaues auf ehemaligen Ackerflächen, da diese im Vergleich zu Konversionsflächen und anderen vergütungsfähigen Flächen (z.B. ausgewiesene Gewerbegebieten) kostengünstig zu erschließen waren. Insbesondere in Bayern wurden Freiflächenanlagen auf ehemaligen Ackerflächen errichtet. Nachdem im Zuge der Vergütungsabsenkungen 2010 die Ackerflächen als EEG-Flächenkategorie gestrichen wurden, verlagerte sich der Zubau auf große Konversionsflächen. Damit einher ging eine regionale Verlagerung des Zubaues in Richtung Ostdeutschland mit seinen zahlreichen großen und geeigneten Konversionsflächen. Parallel zur Streichung der Ackerflächen wurde eine neue Flächenkategorie eingeführt, die Flächen entlang von Autobahnen und Schienenwegen in einem Abstand von 110 Meter vorsieht („Seitenrandstreifen“). Insbesondere aufgrund der engen Abstandsregelung, der erforderlichen Blendgutachten und der schwerer zu erschließenden Flächen (z.B. im Hinblick auf den Netzanschluss) konnte diese Flächenkategorie den Wegfall der Ackerflächen nicht kompensieren (vgl. Abbildung 2).

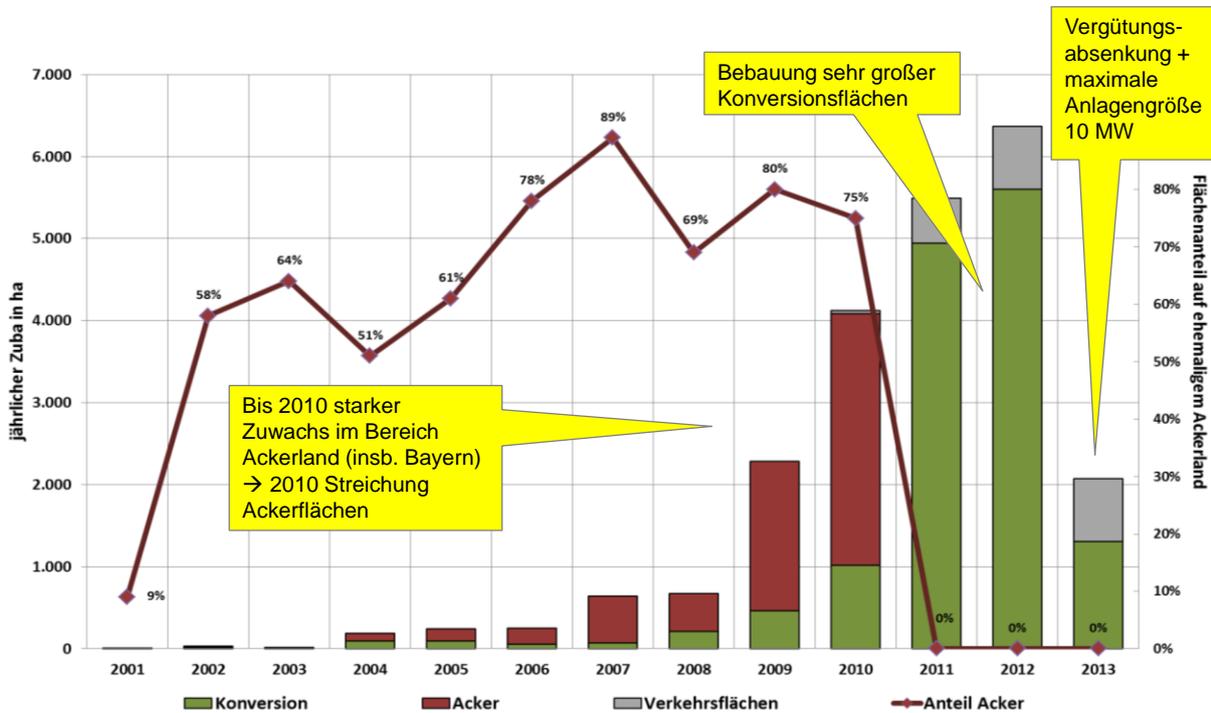


Abbildung 2: Entwicklung des absoluten Flächenbedarfs von PV-Freiflächenanlagen (Quelle: Kelm et al. 2014)

Im Vergleich mit Abbildung 1 wird deutlich, dass der Flächenbedarf insgesamt weniger stark als die zugebaute Leistung gewachsen ist. Dies ist auf die gestiegene Moduleffizienz, den höheren Anteil von Anlagen auf Basis von kristallinen Siliziummodulen sowie den starken Kostendruck und damit den Anreiz zum flächensparenden Anlagenbau zurückzuführen. Für heutige Neuanlagen ist von einem spezifischen Flächenbedarf von durchschnittlich deutlich unter 2 Hektar pro MW auszugehen (Abbildung 3).

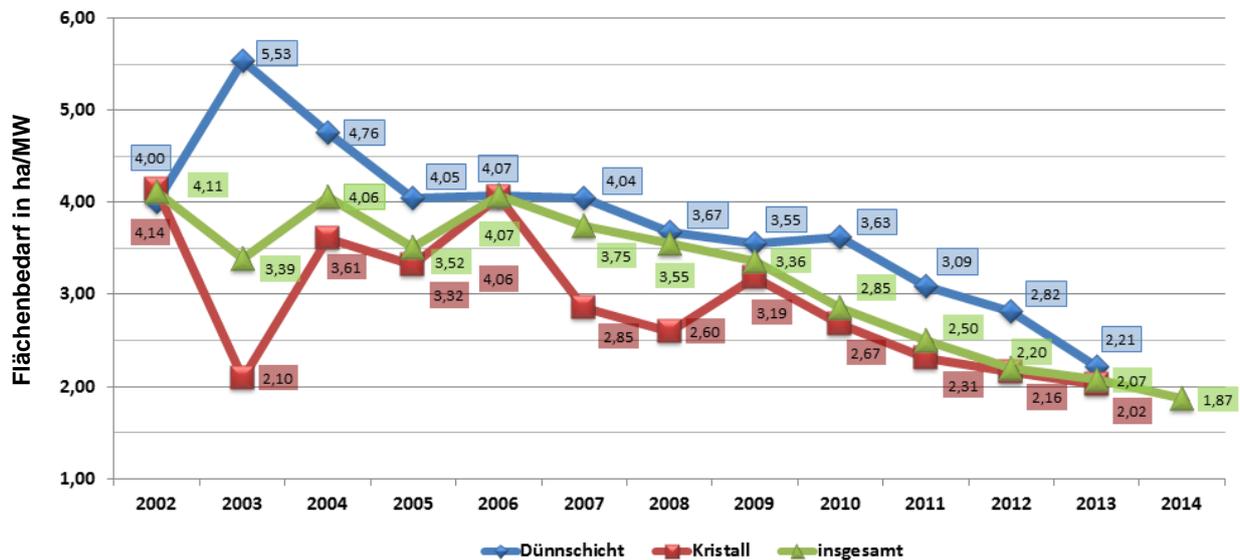


Abbildung 3: Entwicklung des spezifischen Flächenbedarfs von PV-Freiflächenanlagen (Quelle: Kelm et al. 2014)

PV-Anlagen auf Ackerflächen stehen im Hinblick auf Ökologie und Akzeptanz sowie politischen Wirkungen im Fokus dieser Untersuchung. In Deutschland sind PV Anlagen auf insgesamt rund 6.400 Hektar ehemaliger Ackerfläche errichtet. Dem gegenüber stehen landwirtschaftlich genutzte Flächen von insgesamt 16,7 Mio. Hektar, davon 11,9 Mio. Hektar Ackerland. Auf etwa 2,1 Mio. Hektar werden zurzeit Energiepflanzen angebaut, davon rund 1 Mio. Hektar für die Produktion von Biogas (Quellen: Kelm et al. 2014, Destatis 2013, FNR 2012). Selbst im hypothetischen Fall, dass zukünftig mind. 400 MW/a PV-FFA auf Ackerflächen errichtet werden, wären die Auswirkungen auf den landwirtschaftlichen Flächenverbrauch mit max. 700 bis 800 Hektar pro Jahr gegenüber 11,9 Mio. Hektar Ackerfläche sehr gering.

Im Hinblick auf den zukünftigen Freiflächenzubau sind deshalb weniger die Potenziale von Ackerflächen, sondern die Potenziale der Flächenkategorien Konversionsflächen und Seitenrandstreifen relevant.

Zum Stand Ende 2013 sind Freiflächenanlagen auf rund 13.900 ha Konversionsflächen (einschließlich eines geringen Anteils versiegelter Flächen und ausgewiesener Gewerbegebiete) und auf rund 2.100 ha Seitenrandstreifen installiert (Quelle: Kelm et al. 2014). Für die Seitenrandstreifen wurde im Rahmen einer früheren Untersuchung (Reichmuth et al. 2011) ein theoretisches Potenzial von insgesamt 72.000 ha ermittelt, davon rund ein Viertel mit einer hohen Realisierungswahrscheinlichkeit. Abzüglich der bereits realisierten Anlagen verbliebe damit ein Potenzial von knapp 16.000 ha im Bereich der Seitenränder von Autobahnen und Schienenwegen. Bei 2 ha/MW entspricht diese Fläche einem Potenzial von mindestens 8 GW. Für die Konversionsflächen liegen derzeit keine verlässlichen Potenzialangaben vor. Die vorliegenden Zahlen, die jedoch mit einer hohen Unsicherheit behaftet sind, lassen darauf schließen, dass das verbleibende Potenzial im Bereich der Konversionsflächen mindestens so groß ist, wie im Bereich der Seitenrandstreifen. Grundsätzlich ist jedoch festzustellen, dass die besten und die am kostengünstigsten zu erschließenden Konversionsflächen heute bereits

weitgehend mit FFA bebaut sind. Zukünftig ist deshalb tendenziell von steigenden Kosten einer Nutzung dieser Flächen auszugehen.

Sollte es bei der derzeitigen Flächenkulisse und der bestehenden Größenbegrenzung (die perspektivisch ggf. weiter eingeengt wird) bleiben, ist davon auszugehen, dass keine geringeren oder nur in geringem Maße sinkende Förderkosten resultieren. In diesem Fall sollte zeitnah eine Erhebung der Flächenpotenziale durchgeführt werden, um etwaige Restriktionen rechtzeitig absehen zu können.

Empfehlung: Wegfall aller Restriktionen der Flächenkulisse

Mit dem vorgeschlagenen Wegfall der Flächenbegrenzungen wird eine wesentliche Voraussetzung für einen intensiven Wettbewerb und damit kostenseitig eine gesteigerte Effizienz geschaffen. Die Gefahr eines unkontrollierten Zubaus und Flächenverbrauchs ist über die im Ausschreibungssystem festgelegte Zubaumenge gebannt. Ein vollständiger Zubau von z.B. 400 MW/a würde bei derzeitig verwendeten PV-Anlagen auf Ackerflächen maximal 700 bis 800 Hektar Fläche pro Jahr in Anspruch nehmen. Im Vergleich zur insgesamt in Deutschland genutzten Ackerfläche von 11,9 Mio. Hektar wäre der Anteil verschwindend gering.

Trotz der geringen Anteile an der genutzten Ackerfläche sind Widerstände z.B. von der Agrarindustrie oder der Öffentlichkeit im Hinblick auf die ökologischen Auswirkungen oder die Akzeptanz zu erwarten. Auch im politischen Raum könnte der Vorschlag auf Widerstand stoßen, in erster Linie aufgrund der im Jahr 2010 gestrichenen Flächenkategorie „Ackerfläche“ und der im Vorfeld geführten Diskussion. Aus diesem Grund werden untenstehend in aller Kürze zwei weitere Optionen diskutiert, einerseits die unveränderte Beibehaltung der Flächenkulisse und andererseits eine Verbreiterung der Seitenrandstreifen.

In der Praxis dürfte eine Öffnung der Flächen dazu führen, dass der Zubau zu einem großen Teil auf Ackerflächen in Süddeutschland stattfindet. Aufgrund der dort aber z.T. höheren Pachtpreise und auch anderweitig häufig nur wenig schlechteren Strahlungsbedingungen dürften jedoch auch Anlagen in Nord- und Ostdeutschland wettbewerbsfähig sein. Um darüber hinaus die Wettbewerbsfähigkeit von Anlagen auf Konversionsflächen zu erhöhen und damit indirekt eine ausgewogenere regionale Verteilung zu ermöglichen, wird eine Erhöhung der maximal zulässigen Projektgröße vorgeschlagen.

Sollte über die oben genannten indirekt zu erwartenden regionalen Steuerungseffekte hinaus eine direkte regionale Steuerung in Betracht gezogen werden, müsste dies über andere Maßnahmen wie Ausschreibungskontingente umgesetzt werden. Zu berücksichtigen ist jedoch, dass eine solche regionale Segmentierung das Ausschreibungssystem nicht nur komplexer, sondern auch ineffizienter machen würde, da auch teurere Projekte, z.B. Anlagen auf Flächen mit geringerer Einstrahlung, zum Zuge kämen.

Grundsätzlich sollte die Rechtsverordnung idealerweise bereits klare Vorgaben zur Flächenkulisse machen, um den Aufwand der Festlegung von Verfahrensparametern zu begrenzen und Verzögerungen zu vermeiden.

Option: Beibehaltung der Flächenkulisse und Größenbegrenzung auf 10 MW pro Projekt

Die Beibehaltung der nach EEG 2012 vergütungsfähigen Flächen stellt eine Akzeptanz in der Öffentlichkeit sicher. Aus Sicht der Marktakteure blieben bei dieser Lösung die flächenbezogenen Kriterien unverändert. Nachteilig zu bewerten ist dabei in erster Linie der im Vergleich zur Öffnung der Flächenkulisse eingeschränkte Wettbewerb und damit einhergehend die Gefahr von kollusivem Verhalten. Der eingeschränkte Wettbewerb sowie die tendenziell höheren Projektkosten auf den nach EEG 2012 zugelassenen Flächen in Kombination mit der Leistungsbegrenzung auf 10 MW führen zu insgesamt höheren Förderkosten. Insbesondere im Bereich der Konversionsflächen führt die Leistungsbegrenzung auf 10 MW zu höheren spezifischen Kosten, da Maßnahmen zur Projektentwicklung (z.B. Bodengutachten, Altlastensanierung, Kampfmittelbeseitigung) auf maximal 10 MW Leistung verteilt werden können.

Option: Indirekte Erweiterung der Flächenkulisse um Ackerflächen durch Verbreiterung der Seitenrandstreifen

Anlagen auf Seitenrandstreifen sind i.d.R. Anlagen auf Ackerflächen neben Autobahnen oder Schienenwegen. Durch die Begrenzung auf 110 Meter parallel zur Straße oder Schiene ist die Planung und Projektierung dieser Anlagen jedoch schwieriger. Eine Anpassung dieser Flächenkategorie könnte evtl. die Wiederaufnahme der Ackerflächen zumindest teilweise ersetzen. Die Eingrenzung auf 110 Meter führt durch die oft vorherrschenden Bauverbotszonen zu einem effektiv nutzbaren Streifen von ca. 70 Meter Breite. Eine Erweiterung auf mindestens 250 m (effektiv i.d.R. >200 m) entspräche ungefähr einer Verdreifachung der heute nutzbaren Fläche.

Eine Verbreiterung der zulässigen Fläche stellt einen Kompromiss dar, der eine begrenzte und kontrollierbare Nutzung von Ackerflächen zur Solarstromerzeugung erlaubt. Im Gegensatz zu einer Lösung mit vollständiger Öffnung der Ausschreibung auch für Ackerflächen ist jedoch mit geringerer Wettbewerbsintensität und tendenziell höheren Projektkosten zu rechnen. Darüber hinaus können erhöhte Akzeptanzprobleme auftreten, wenn FFA auf Seitenrandstreifen verstärkt auf Ackerflächen gebaut werden und durch eine Verbreiterung ggf. näher an Wohngebiete heranrücken.

3.4 Projektgröße und Anlagensplitting

Projektgröße

Vorgaben zur gebotenen Projekteigenschaft wie Größenbegrenzung, Abstandregelung und Anlagensammenfassung sowie die Bezugsgröße der Größenbegrenzung können auf Basis von Naturschutz- oder Wettbewerbszielen erfolgen und die Gebotshöhe und Akteursstruktur beeinflussen.

Empfehlung zur Begrenzung der Projektgrößen

Die bisherige Größenbegrenzung von Projekten auf 10 MW sollte beendet werden. Gleichzeitig sollten ökologische Gesichtspunkte eine größere Rolle spielen. Eine Begrenzung der Projektgröße auf ca. 25

MW stellt einen guten Kompromiss zwischen den Zielen Kosteneffizienz und ökologischen Belangen dar, sofern die Ausschreibungsvolumina pro Runde ausreichend hoch sind (mindestens ca. 200 MW). Von der Einführung einer Mindestprojektgröße wird abgeraten.

Die heute im EEG 2012 gültige Begrenzung der maximal vergütungsfähigen Projektgröße auf 10 MW wurde primär mit dem Ziel einer indirekten Mengensteuerung eingeführt. Da zukünftig im Ausschreibungssystem eine direkte Mengensteuerung gewährleistet ist, sollte die maximal zulässige Projektgröße angehoben werden, um kostengünstigere Projekte zuzulassen und damit dem Ziel der Kosteneffizienz Rechnung zu tragen. Eine Maximalgröße von 25 MW stellt eine aus ökologischer Sicht unbedenkliche Größe dar. Mit dem heute bereits unterschrittenen spezifischen Flächenverbrauch von 2 ha/MW resultieren Projektgrößen von maximal 50 Hektar pro Einzelanlage. Darüber hinaus stellt die vorgeschlagene Begrenzung auf 25 MW sicher, dass eine sinnvolle Mindestmenge an Projekten pro Ausschreibungsrunde zum Zug kommt, sofern von einem Mindest-Ausschreibungsvolumen von 200 MW pro Runde ausgegangen wird.

Als Nachteil einer Erhöhung der maximalen Projektgröße ist zu nennen, dass diese tendenziell große Akteuren zugutekommt, womit die Wettbewerbsintensität beeinträchtigt werden könnte. Auch könnte eine Anhebung auf 25 MW gegenüber der im EEG 2012 gültigen Größenbegrenzung von 10 MW die Akzeptanz von Solarparks beeinträchtigen. Durch die direkte Mengensteuerung von mind. 400 MW/a sollten die negativen Auswirkungen auf die Akzeptanz insgesamt aber begrenzt sein. Eine stärkere Leistungsbegrenzung erleichtert die Netzintegration von Anlagen, jedoch erscheint eine Begrenzung auf 25 MW hinsichtlich der Netzintegration vertretbar.

Von der Einführung einer Mindestgröße wird abgeraten, da keine Vorteile einer solchen Regelung ersichtlich sind. Die Teilnahmechancen von kleineren Projekten, die häufig von lokal verankerten Akteuren initiiert werden, sind damit grundsätzlich gegeben.

Empfehlung zu Abstandregelung und Anlagenzusammenfassung

Anlagensplitting sollte vermieden werden, da es zu wettbewerbsverzerrenden Geboten führen kann. Die Umsetzung kann über eine Anpassung der bisherigen Regelung (Zusammenfassung im Abstand von 2 km) erfolgen, wobei als Ersatz für die 2 km-Regelung auf die unmittelbare räumliche Nähe abgestellt werden sollte.

Mit der PV-Novelle wurde im EEG 2012 eine Abstandsregelung eingeführt. Alle Freiflächenanlagen, die innerhalb von 24 Monaten innerhalb derselben Gemeinde und in einer Entfernung von weniger als 2 km Luftlinie (Abstand vom äußeren Rand der Anlagen) errichtet werden, werden unabhängig von den Eigentumsverhältnissen zu einer Anlage zusammengefasst, für die dann die 10 MW-Grenze gilt. Diese Regelung dient primär der indirekten Mengensteuerung, die ein Anlagensplitting in 10 MW-Tranchen verhindern soll.

Eine ähnliche Regelung sollte auch im Ausschreibungssystem verankert werden: Ohne diese Regelung wären Auktionsergebnisse vorstellbar, bei denen ein Bieter bei einer 25 MW-Begrenzung z.B. drei Angebote zu jeweils 25 MW abgibt, diese Anlagen jedoch eine Gesamtanlage mit 75 MW darstellen.

Aufgrund der Skaleneffekte hätte der Bieter einen (nicht intendierten) Wettbewerbsvorteil und damit eine erhöhte Zuschlagswahrscheinlichkeit.

Empfehlung zur Bezugsgröße der Größenbegrenzung

Der bisherige Leistungsbezug der Größenbegrenzung sollte beibehalten werden. Damit ist die Vergleichbarkeit mit dem Ausschreibungsprodukt (Leistung) gewährleistet.

Alternativ zu einer Leistungsbegrenzung besteht die Möglichkeit, die maximal zulässige Projektgröße über eine maximal zulässige Fläche zu definieren. Diese alternative Lösung könnte zu einem erhöhten Auftreten von Ost-West-Anlagen führen. Bereits heute werden vereinzelt Ost-West-Anlagen errichtet, denen ökologische Nachteile zugerechnet werden. Eine detaillierte Analyse dazu findet sich im Spartenvorhaben Photovoltaik zur Vorbereitung des EEG-Erfahrungsberichts.

Grundsätzlich besteht bereits heute aufgrund der geringen Vergütungssätze ein hoher Druck zu flächensparendem Anlagenbau. Wie gezeigt ist der spezifische Flächenverbrauch von FFA in den vergangenen Jahren stark zurückgegangen. Auch im Zuge des Ausschreibungssystems ist zu erwarten, dass für die angebotenen Projekte möglichst wenig Fläche in Anspruch genommen wird, um kostengünstige und wettbewerbsfähige Angebote abzugeben. Vorteilhaft bei einer Beibehaltung des Leistungsbezugs ist die Kontinuität zur bisherigen Regelung. Der Umgang mit einer Leistungsbegrenzung ist den Akteuren aus der bisherigen Regelung bekannt. Darüber hinaus deckt sich der Vorschlag zur leistungsabhängigen Größenbegrenzung mit der im vorliegenden Papier abgegebenen Empfehlung zu einem leistungsbezogenen Ausschreibungsprodukt.

4 Wie läuft die Auktion ab?

4.1 Ausschreibende Stelle

Ausschreibende Stelle

Für die Durchführung einer Auktion muss zunächst entschieden werden, wer der Auktionator, d.h. die ausschreibende Stelle ist. Für die Entscheidung sind verschiedene praktische und rechtliche Aspekte von Bedeutung.

Empfehlung zur ausschreibenden Stelle

Als ausschreibende Stelle wird die Bundesnetzagentur (BNetzA) empfohlen, da sie als Regulierungsbehörde eine zentrale Instanz ist und sowohl über personelle Kapazitäten als auch Erfahrungen mit Ausschreibungsverfahren verfügt.

Als ausschreibende Stelle kommen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNBs), eine private Stelle, die BNetzA oder auch andere Behörden oder Ministerien in Betracht. Ein Vorteil der ÜNBs ist, dass sie über Erfahrung mit Ausschreibungsverfahren verfügen, wenn auch nicht im Bereich der Erneuerbaren Energien. Ein zentraler Nachteil dieser Lösung ist, dass die regionale Aufteilung der ÜNBs die Auswahl der auszuschreibenden Stelle erschwert: Welcher ÜNB sollte deutschlandweit ausschreiben bzw. wie erfolgt die Aufteilung zwischen den ÜNBs? Alternativ könnte eine übergeordnete Stelle der ÜNBs geschaffen werden, was jedoch mit einem unverhältnismäßigen Aufwand und Transaktionskosten verbunden wäre.

Alternativ könnte eine private Stelle mit der Durchführung der Ausschreibung beauftragt werden. In diesem Fall müsste jedoch zunächst die Auswahl der ausschreibenden Stelle ausgeschrieben werden. Dieses Vorgehen würde die Einführung des Ausschreibungssystems für PV-FFA u.U. erheblich verzögern.

Die einfachste und vielversprechendste Option ist, dass die BNetzA als ausschreibende Stelle auftritt. Sie verfügt über Kapazitäten und Erfahrung im Bereich von Ausschreibungsverfahren.

Aus Sicht des Beihilferechts dürfte es unerheblich sein, ob die BNetzA, die ÜNB oder eine private Stelle als ausschreibende Stelle auftritt, weil es sich materiell bei der Zuschlagerteilung stets um eine staatliche Maßnahme handelt.

4.2 Auktionsvolumen

Auktionsvolumen

Die Bundesregierung will Ausschreibungen als neues Förderinstrument für Photovoltaik-Freiflächenanlagen in der Größenordnung von jährlich 400 MW testen. Aufgrund von Realisierungsrisiken ist in einem Ausschreibungsmodell zu berücksichtigen, dass die tatsächlich installierte Kapazität unter der bezuschlagten Menge liegen kann.

Empfehlung zum Auktionsvolumen

Es wird empfohlen eine größere Menge auszuschreiben, als tatsächlich zugebaut werden soll, da in Ausschreibungen die Realisierungsrate der bezuschlagten Projekte praktisch nie 100% erreicht. Für das erste Ausschreibungsjahr wird eine Ausweitung des Auktionsvolumens auf 600 MW vorgeschlagen, da in der Pilotphase noch Unsicherheit über die Realisierungsrate der bezuschlagten Projekte besteht und das Auktionsvolumen ausreichend hoch sein soll, um Auktionen zu testen. Mittelfristig wird empfohlen die jährliche Auktionsmenge um die Menge der zurückgegebenen Förderberechtigungen anzuheben. Der Auktionator sollte das Ausschreibungsvolumen jedoch pro Runde flexibel anpassen können, um ggf. auf mangelnden Wettbewerb und strategisches Bieterverhalten zu reagieren.

Verhältnis von Ausschreibungsvolumen und politischem Zielvolumen

Da im ersten Ausschreibungsjahr keine Erfahrungswerte hinsichtlich der Realisierungsrate der bezuschlagten Projekte vorliegen, ist eine deutliche Anhebung des Auktionsvolumens über das Zielvolumen von 400 MW ratsam. Die Ausweitung der Menge auf 600 MW hat den Vorteil, das Risiko einer deutlichen Unterschreitung des Zielvolumens von 400 MW und somit des politisch vorgegebenen Ausbaupfades für PV zu minimieren. Ein größeres Auktionsvolumen bietet außerdem die Möglichkeit, das Ausschreibungsmodell zu Beginn der Pilotphase noch intensiver zu testen und somit differenziertere Erfahrungen zu sammeln. Zusätzlich hat eine Ausweitung des Zielvolumens auf 600 MW den Vorteil, dass ausreichend Puffer besteht, um die Anforderungen der neuen Leitlinien für Umwelt- und Energiebeihilfen 2014-2020 der Europäischen Kommission einzuhalten, mindestens 5% der jährlich neu installierten Stromerzeugungskapazität aus Erneuerbaren Energien auszuschreiben.

Die Ausweitung des Auktionsvolumens birgt die Gefahr, dass die Zielmenge von 400 MW deutlich überschritten wird. Da im zweiten Halbjahr 2014 sowie im Jahr 2015 bis zum Start des Ausschreibungsverfahrens ein sehr geringer Ausbau von Photovoltaik-Freifläche zu erwarten ist, besteht in diesem Segment jedoch Nachholbedarf. Eine Überschreitung der Zielmenge an sich würde somit im ersten Ausschreibungsjahr keinen Zielkonflikt hervorrufen.⁷

Ein Nachteil eines höheren Auktionsvolumens ist die potenziell geringere Wettbewerbsintensität. Dies ist insbesondere relevant, wenn zu wenige Gebote eingereicht werden, d.h. mangelnde Nachfrage

⁷ Ebenso wie bei einer deutlichen Unterschreitung des Zielvolumens würde sich dies indirekt durch das Instrument des „atmenden Deckels“ auf die Vergütungshöhe von Photovoltaik-Dachanlagen auswirken.

nach Förderberechtigungen besteht. In der Folge würden auch teure Gebote mit hohen Produzentenrenten den Zuschlag erhalten. Ergebnisse aus der Projektiererbefragung zeigen aber, dass für eine Auktion von 400-600 MW p.a. genügend Potenzial besteht (d.h. ausreichend Flächen vorhanden sind).⁸ Diese Aussage gilt für die Beibehaltung der bisherigen Flächenkulisse des EEG und umso mehr für die empfohlene Ausweitung der Flächenkulisse.

Somit ist nicht zu erwarten, dass es bei einer Ausweitung des Ausschreibungsvolumens auf 600 MW bei gleichzeitiger Erweiterung der Flächenkulisse zu mangelndem Wettbewerb aufgrund mangelnder verfügbarer Flächen kommt (allerdings besteht vor dem Hintergrund der aktuellen Marktsituation für PV FFA Unsicherheit über die zu erwartende Wettbewerbsintensität, vgl. Kapitel 2.3). Eine Erhöhung der jährlichen Ausschreibungsmenge würde zudem einen stärkeren Anreiz geben, weitere Flächen zu entwickeln.

Nach Abwägung der Vor- und Nachteile einer Erhöhung des Auktionsvolumens im ersten Ausschreibungsjahr stellt sich eine Anhebung der Ausschreibungsmenge von 400 MW auf 600 MW als unproblematisch dar. Mit einem Auktionsvolumen von 600 MW bestünde im Fall einer niedrigen Realisierungsquote genügend Spielraum, um das Zielvolumen dennoch zu erreichen. Zudem können mehr Erfahrungen mit dem Ausschreibungsmodell gesammelt werden. Die potentiellen negativen Auswirkungen einer Überschreitung des Zielvolumens wären vergleichsweise gering.

Auktionsvolumen pro Auktionsrunde

Das Auktionsvolumen in den jeweiligen Auktionsrunden hängt mit der Frequenz zusammen, in der Auktionen stattfinden (vgl. Kapitel 4.3). Grundsätzlich sollten Auktionsvolumen und Auktionszyklen im sinnvollen Verhältnis zueinander stehen, um den administrativen Aufwand wie Erstellung der Ausschreibungsdokumente, Prüfung der Präqualifikation etc. für Auktionator und Bieter pro Runde und insgesamt zu begrenzen. Daher scheint es sinnvoll, mindestens 200 MW pro Runde auszuschreiben. Bei einer maximalen Größe von 25 MW pro Projekt würden somit in jeder Runde mindestens acht Projekte bezuschlagt.

Anpassung des Auktionsvolumens in späteren Auktionsrunden

Nach Evaluierung der ersten Ausschreibungsrunden wird empfohlen, die Realisierungsrate der bezuschlagten Projekte als Richtschnur für das Auktionsvolumen in den folgenden Jahren zu nehmen. Die zurückgegebenen Förderberechtigungen nicht realisierter Projekte würden dann bei der nächsten Auktion auf das Zielvolumen aufgeschlagen. Der Auktionator sollte jedoch genügend Flexibilität erhalten, um die einzelnen Auktionsrunden individuell anzupassen und ggf. auf die in den vorigen Auktionsrunden erzielten Ergebnisse (Gebotsvolumen und -höhe) zu reagieren. So kann das Risiko von mangelnder Wettbewerbsintensität und strategischem Bieterverhalten vermindert werden. Eine au-

⁸ Die Mehrheit der Projektierer erwartet, dass sogar bereits vorentwickelte Flächen in diesem Umfang vorhanden sind. Dabei dürfte es sich jedoch um einen Einmaleffekt handeln.

tomatische Anpassung des Auktionsvolumens zwischen verschiedenen Auktionsrunden anhand einer Nachfragefunktion erscheint angesichts der begrenzten verfügbaren Informationen als zu komplex.

Es wird somit empfohlen, die Realisierungsrate zwar als Richtschnur für das Auktionsvolumen zu nehmen, jedoch auf eine automatische Anpassung der jeweiligen Auktionsrunden zu verzichten, um negative Auswirkungen auf das Auktionsergebnis zu minimieren.

4.3 Auktionszyklen

Auktionszyklen

Bei der Umstellung auf ein Ausschreibungsmodell stellt sich die Frage, wie häufig Auktionen durchgeführt werden. Bei der Festlegung der Auktionszyklen ist abzuwägen zwischen dem administrativen Aufwand, der mit einer Auktionsrunde für Auktionator und Bieter einhergeht, der Kontinuität des Geschäfts für Projektentwickler sowie der Planungssicherheit für alle Beteiligten.

Empfehlung zu Auktionszyklen

Es wird empfohlen, zwei bis maximal vier Auktionsrunden pro Jahr durchzuführen. Dies vermeidet lange Pausen zwischen den Auktionsrunden („stop and go“ beim Ausbau von PV-Freiflächenanlagen) und gibt Projektierern die Chance, kontinuierlich Projekte zu entwickeln. Für das erste Ausschreibungsjahr wird vorgeschlagen, drei Auktionsrunden à 200 MW anzusetzen.

Stetigkeit der Auktionen

Grundsätzlich muss eine Kontinuität der Auktionen sichergestellt werden, um „Boom and Bust“-Phasen zu vermeiden und langfristige Planungssicherheit für Marktakteure zu ermöglichen. Dazu gehört auch eine frühzeitige Kommunikation des Zeitplans und der grundlegenden Anforderungen an die Gebote. Dennoch sollte dem Auktionator Flexibilität eingeräumt werden, Auktionszyklen und Auktionsvolumen in einem gewissen Rahmen anzupassen, um auf strategisches und kollusives Verhalten zu reagieren.

Hohe Frequenz der Auktionen (d.h. mehrmals im Jahr)

Eine hohe Frequenz der Auktionen hat mehrere Vorteile. Erstens verbessert sich die Planungssicherheit und Kontinuität des Geschäfts für Projektentwickler. Dies kommt insbesondere kleineren Unternehmen (mit kleineren bzw. weniger Projekten) zugute, da sie größere zeitliche Abstände zwischen den Auktionen schwieriger überbrücken können, und fördert somit die Akteursvielfalt. Zweitens verhindern mehrere Auktionsrunden pro Jahr eine „stop and go“ Marktentwicklung und das Risiko eines Fadenrisses, wenn eine Auktionsrunde wenig erfolgreich war.

Zudem erhöht die Durchführung mehrerer Auktionen pro Jahr auch die Möglichkeiten für den Auktionator, Erfahrungen mit dem Ausschreibungsmodell zu sammeln und ggf. Anpassungen vorzunehmen.

Die Durchführung mehrerer Auktionen pro Jahr hat auch Nachteile. Tendenziell steigert eine höhere Frequenz von Auktionen das Risiko von strategischem Bieterverhalten. Gebote können in einer Auktionsrunde bewusst zurückgehalten werden, um einen höheren Preis zu erzielen. Insbesondere größere Marktakteure können bspw. hochpreisige Gebote auf mehrere Auktionsrunden aufteilen und so die Chance erhöhen, einen Zuschlag für ihre Projekte zu erhalten. Die Durchführung mehrerer Auktionsrunden birgt auch die verstärkte Gefahr von Kollusion, d.h. Absprachen zwischen den Auktionsteilnehmern. Strategisches Bieten und Kollusion beeinflussen die Wettbewerbsintensität und führen letztendlich zu höheren Förderkosten. Allerdings wird die Erzielung höher Produzentenrenten im vorgeschlagenen System durch die Einführung eines ambitionierten Höchstpreises begrenzt (vgl. Kapitel 4.6). Ein weiterer Nachteil sind die höheren Transaktionskosten, die mit häufigeren Auktionsrunden einhergehen. Transaktionskosten entstehen bspw. jeweils bei der Erstellung der Ausschreibungsdocuments, dem Prüfen der Präqualifikation durch den Auktionator und der Überprüfung bzw. Anpassung des Höchstpreises.

Generell ist zu beachten, dass Auktionsvolumen und Auktionszyklen im sinnvollen Verhältnis zueinander stehen sollten. Daher wird empfohlen, das Auktionsvolumen pro Runde auf 200 MW zu begrenzen, damit im ersten Ausschreibungsjahr drei Auktionsrunden durchgeführt werden können. Des Weiteren sollten Ausschreibungen nicht vor Abschluss der vorherigen Runde veröffentlicht werden, um strategisches Abwarten oder Vorziehen von Projekten bei Änderungen von Ausschreibungsdetails zu vermeiden. Damit mindestens drei Monate Vorlaufzeit pro Runde bestehen (vgl. Kapitel 4.4), sollten nicht mehr als vier Auktionen pro Jahr durchgeführt werden. Laut Rückmeldung der Projektierer ist es für die Kontinuität des Geschäfts wichtig, dass Ausschreibungen mindestens zweimal im Jahr stattfinden. Es bestehen jedoch unterschiedliche Ansichten hinsichtlich des Mehrwerts der Durchführung von mehr als zwei Auktionsrunden pro Jahr.

Vor diesem Hintergrund wird für das erste Jahr der Pilotausschreibung die Durchführung von drei Auktionsrunden empfohlen.

Der Auktionszyklus hat u.U. auch Auswirkungen auf die erforderlichen Realisierungsfristen. Da im Winter aus Witterungsgründen keine Anlagen gebaut werden, sollten für die unterschiedlichen Auktionsrunden saisonal-bedingte Anpassungen der Realisierungsfristen erwogen werden, zumindest falls diese relativ knapp bemessen werden.

4.4 Bekanntgabe & Durchführung der Auktion

Vorlaufzeit und Prüfung der Gebote

Die Vorlaufzeit der Ausschreibung beschreibt den Zeitraum zwischen der Veröffentlichung der Ausschreibung und dem Einsendeschluss für Gebote. Die Prüfzeit der Gebote umfasst die Prüfung der materiellen und finanziellen Qualifikationsanforderungen, um die gültigen Gebote zu bestimmen und den Zuschlag zu erteilen.

Empfehlung zur Vorlaufzeit

Für die Ausschreibungsrunden wird eine Vorlaufzeit von ca. drei Monaten empfohlen. Dies ermöglicht potentiellen Bietern, die materiellen Qualifikationsnachweise und Bürgschaften vorzubereiten und Geschäftsmodelle für die Teilnahme an der Auktion zu entwickeln. Um potentielle Bieter auf die anstehende erste Ausschreibung vorzubereiten, sollte die Verordnung zur Festlegung der allgemeinen Ausschreibungsbedingungen frühzeitig veröffentlicht werden. Zudem erscheint es sinnvoll, die Öffentlichkeit frühzeitig zur Ausgestaltung der Ausschreibung zu konsultieren.

Aus Sicht der Bieter ist eine hinreichend lange Vorlaufzeit bis zum Start der Auktion vorteilhaft, um ausreichend Zeit für die für die Erbringung der erforderlichen Qualifikationsnachweise und die Vorbereitung des Projekts (Vorgespräche mit Gemeinde, vorläufige Machbarkeitsprüfung, etc.) zu haben. Aus Sicht der ausschreibenden Stelle sollte die Vorlaufzeit des Pilot-Ausschreibungssystems kurz angesetzt werden, um das System schnell einführen und evaluieren zu können. Mit dem Auslaufen des jetzigen Fördermechanismus für PV-Freiflächenanlagen (6 Monate nach Bekanntmachung der Ausschreibung) wird zudem eine schnelle Einführung des Pilot-Ausschreibungssystems zur Vermeidung eines vollständigen Markteinbruchs notwendig. Eine Vorlaufzeit von etwa drei Monaten sollte einen frühzeitigen Start der Ausschreibungen und gleichzeitig den Bietern eine ausreichende Vorbereitungszeit ermöglichen.

Um potentielle Bieter frühzeitig über die Auktionsvorgaben zu informieren und ihre Planungssicherheit zu verbessern, sollte bereits die Verordnung für das Pilot-Ausschreibungssystem die wichtigsten Vorgaben für die Auktionen regeln. Gerade in dem Pilotsystem sollten jedoch Anpassungen der Auktionsvorgaben für spätere Auktionrunden möglich bleiben. Da Anpassungen der Verordnung aufwändig wären, sollte die Verordnung der Bundesnetzagentur das Recht einräumen, die Parametrierung der Ausschreibung bei Bedarf zu ändern.

Empfehlung zur Prüfung der Gebote

Die Prüfung der Gebote sollte möglichst schnell vorgenommen werden, um Bietern eine lange Aufrechterhaltung ihrer Gebote zu ersparen und eine schnelle Umsetzung der Projekte zu ermöglichen. Aus diesem Grund wird der ausschreibenden Stelle ein mehrstufiges Prüfverfahren empfohlen: Nach Ablauf der Ausschreibungsfrist prüft die ausschreibende Stelle, ob für alle Gebote die geforderte erste Sicherheit hinterlegt wurde (vgl. Kapitel 5.1). Danach werden die Gebote gereiht und für die Gebote, die von der Gebotshöhe bezuschlagt würden, eine Prüfung der Qualifikationsanforderungen vorgenommen. Für diese Prüfung sind zwei Wochen vorgesehen. Im Anschluss werden die bezuschlagten Bieter informiert und müssen innerhalb von zwei Wochen die zweite Sicherheit hinterlegen. Für bezuschlagte Bieter, die die zweite Sicherheit nicht fristgerecht hinterlegen, rücken kurzfristig die nächsten Gebote nach.

Eine schnelle Prüfung und Bezuschlagung der Gebote ist sowohl aus Sicht der Bieter als auch der ausschreibenden Stelle wünschenswert. Bei Bietern kann eine lange Frist zwischen Einreichung und Zuschlag der Gebote die Profitabilität des Projekts gefährden, z.B. aufgrund schwankender Modulpreise und Kosten der Zwischenfinanzierung. Aus Sicht der ausschreibenden Stelle erfordern die empfoh-

lenen zwei bis vier Auktionsrunden pro Jahr eine schnelle Prüfung, um eine zeitliche Überschneidung der Auktionen zu vermeiden.

Um eine schnelle Prüfung der Gebote zu ermöglichen und den administrativen Aufwand der ausschreibenden Stelle zu begrenzen, sollte auf eine ausführliche vorgelagerte Evaluation in einer Präqualifikationsstufe verzichtet werden. Lediglich die Hinterlegung einer ersten Sicherheit wird als Ernsthaftigkeitsnachweis geprüft. Eine formelle Prüfung, ob die anderen Qualifikationsanforderungen vorliegen (z.B. Aufstellungsbeschluss vgl. Kapitel 5.1), wird nur bei Geboten vorgenommen, die von der Gebotshöhe bezuschlagt würden. Auch dies dient der Verkürzung der Prüfzeit und Minimierung des administrativen Aufwands. Für die Prüfung der Qualifikationsanforderungen werden etwa zwei Wochen vorgeschlagen.

Die bezuschlagten Bieter haben danach zwei Wochen, um die zweite Sicherheit zur Absicherung möglicher Strafzahlungen bzw. der Pönale zu hinterlegen. Bei bezuschlagten Bietern, die diese zweite Sicherheit nicht einreichen, wird die erste Sicherheit zur Wahrung der Ernsthaftigkeit des Gebots einbehalten. In diesem Fall rücken kurzfristig die nächsthöheren Gebote nach. Für die Prüfung der nachgerückten Gebote wird der gleiche Zeitraum veranschlagt (also etwa zwei Wochen Prüfung der Qualifikationsnachweise und zwei Wochen zur Erbringung der Sicherheit). In diesem Zeitraum können die bereits bezuschlagten Bieter jedoch bereits die Projektrealisierung vorantreiben.

4.5 Auktionsverfahren

Im Folgenden werden verschiedene Auktionsverfahren betrachtet, die für Ausschreibungen im Bereich von PV-Freiflächen als relevant erachtet werden. In der Auktion nehmen Projektierer (Projektentwickler) mit ihren Anlagen und gewünschten Fördersätzen als Bieter teil. Ihre Gebote entsprechen den geforderten Fördersätzen und die Gebote mit den niedrigsten geforderten Fördersätzen erhalten den Zuschlag. Eine solche Auktion wird deshalb als „Einkaufsauktion“ betitelt. Somit sind die Bieter (Projektierer) die Anbieter und der Auktionator (Staat) der Nachfrager. Die Summe der Nennleistung der Anlagen (in MW), die in die Auktion gehen, bildet die Angebotsmenge und das auf eine Auktion heruntergebrochene Ausbauziel (in MW) die Nachfragemenge.

Empfehlung zum Auktionsverfahren

Es wird eine simultane Mehrgüterauktion, d.h. ein statisches Verfahren, in Kombination mit der Pay-as-bid-Preisregel empfohlen. Diese Empfehlung ist verbunden mit der Empfehlung eines ambitionierten Höchstpreises (siehe Kap. 4.6). Eine statische Pay-as-bid Auktion hat den Vorteil, dass sie das am einfachsten nachvollziehbare Verfahren ist: „Jeder bekommt, was er geboten hat“. Dadurch sollte eine möglichst hohe Akzeptanz unter den Auktionsteilnehmern und in der Öffentlichkeit erreicht werden.

Vorteile, die eine dynamische Auktion mit sich bringen könnte, sind im gegebenen Kontext nicht zu erwarten: Es herrscht eine sehr geringe Unsicherheit der Bieter wie auch des Auktionators hinsichtlich der tatsächlichen Projektkosten und Stromerzeugungskosten, so dass die mit einer dynamischen Auktion verbundene Informationsgenerierung hier wenig Mehrwert bietet.

Uniform-Pricing hat gegenüber Pay-as-bid den Vorteil eines einheitlichen Zuschlagspreises und dass Bieter, die nur ein Gebot abgeben, einen Anreiz haben, entsprechend ihrer wahren Kosten zu bieten. Im Fall der Ausschreibung von PV-Freiflächenanlagen dürfen Bieter jedoch mehrere Gebote abgeben und können somit versuchen, den einheitlichen Zuschlagspreis zu beeinflussen. Dieses unerwünschte Risiko wird zusätzlich durch eine hohe „Bietertransparenz“ (d.h. die Bieter kennen sich gegenseitig und können sich gut einschätzen) verschärft.

Die simultane Mehrgüterauktion stellt ein **statisches Verfahren** dar. In diesem Verfahren darf jeder Bieter einmalig ein oder mehrere verdeckte, also von den anderen Bietern nicht einsehbare oder beobachtbare Gebote in Form von Mengen-Preis-Paaren abgeben (z. B. 500 kW, 10 €-Cent/kWh). Die von allen Bietern abgegebenen Gebote werden dann beginnend mit dem preisgünstigsten Gebot aufsteigend bedient, bis die Nachfragemenge und damit das entsprechende Ausbaziel des Auktionators erreicht ist. Der Vorteil dieses Verfahrens ist, dass es vergleichsweise einfach durchzuführen und zu verstehen ist.

Für die Bepreisung der zugeschlagenen Gebote können in der simultanen Mehrgüterauktion unterschiedliche **Preisregeln** angewendet werden. Bei der so genannten **Pay-as-bid-Preisregel** erhalten die Bieter exakt ihr Gebot. Ein wesentlicher Vorteil dieser Preisregel ist, dass Zuschlagspreis und Gebot übereinstimmen. Der Ansatz, dass gezahlt wird, was geboten wurde, ist leicht nachzuvollziehen und wird von den Auktionsteilnehmern wie auch der Öffentlichkeit meist als „fair“ empfunden und genießt somit hohe Akzeptanz. Allerdings führt diese Preisregel in der Regel zu unterschiedlichen Zuschlagspreisen. Ferner setzt diese Preisregel einen Anreiz, Gebote abzugeben, die über dem kostendeckenden Fördersatz liegen, wobei in die Kalkulation dieser „Übertreibung“ durch einen Bieter u. a. seine Einschätzung des Wettbewerbs eingeht.

Alternativ kann die Preisregel **Uniform Pricing** angewendet werden. Der zentrale Vorteil hierbei ist ein einheitlicher Zuschlagspreis in Form des Markträumungspreises: Entweder setzt das teuerste bezuschlagte Gebot oder das günstigste nicht-bezuschlagte Gebot den einheitlichen Preis (Fördersatz) für alle erfolgreichen Gebote, d. h. zugeschlagenen Projekte. Ein Vorteil der zweiten Variante des Uniform Pricing ist, dass sie im Gegensatz zur Pay-as-bid-Regel anreizkompatibel für Ein-Projekt-Bieter ist. Für diese Bieter ist es „optimal“, wahrheitsgemäß entsprechend ihren Stromgestehungs-

kosten zu bieten. Ein erfolgreiches Gebot ist somit niemals preisbestimmend. Für Bieter, die Gebote für mehrere Projekte abgeben, besteht in beiden Varianten zusätzlich ein Anreiz, für alle Projekte außer dem preisbesten Projekt zu Gunsten eines hohen einheitlichen Zuschlagspreises die wahren Stromgestehungskosten zu übertreiben oder sogar kein Gebot abzugeben (strategische Angebotsreduktion).

In der „**Vickrey Auction**“ werden individuelle Zuschlagspreise ermittelt. Die Preise (Fördersätze) der zugeschlagenen Projekte eines Bieters werden durch die preisbesten (niedrigsten) nicht erfolgreichen Gebote der anderen Bieter bestimmt. Der Vorteil der **Vickrey-Preisregel** ist, dass sie auch für Mehrprojektbieter anreizkompatibel ist. Dem stehen allerdings verschiedene Nachteile gegenüber. Zum einen können die Zuschlagspreise sehr unterschiedlich sein und zum anderen ist die Bestimmung der Zuschlagspreise nur schwer nachvollziehbar, weshalb diese Preisregel bei den Bietern meist sehr wenig Akzeptanz erfährt und dementsprechend kaum angewendet wird.

Dem statischen Auktionsverfahren und den damit verbundenen möglichen Preisregeln steht das **dynamische „Descending Clock“ Auktionsverfahren** gegenüber. Diese Auktion beginnt mit einem Höchstpreis, zu dem die Bieter ihr Gesamtangebot gemessen in MW einreichen, d.h. alle Projekte, die sie zu diesem Fördersatz bereit sind zu realisieren. Ist das Gesamtangebot größer als die Nachfrage, wird der Preis gesenkt und die Bieter haben die Möglichkeit ihr Angebot zu reduzieren oder ganz aus der Auktion auszusteigen. Die Auktion endet, wenn kein Überschussangebot mehr vorhanden ist. Der einheitliche Zuschlagspreis wird dann entweder durch den letzten Preis bestimmt, bei dem zum ersten Mal kein Überschussangebot mehr bestand, oder durch den vorletzten Preis, bei dem zum letzten Mal ein Überschussangebot vorlag (oder einen Wert dazwischen). Bei dieser Form der Auktion wird üblicherweise eine Aktivitätsregel in der Form implementiert, dass ein Bieter seine Angebotsmenge im Laufe der Auktion nicht erhöhen darf. Ein bereits ausgestiegener Bieter darf dabei nicht wieder in die Auktion einsteigen.

Ein Vorteil des dynamischen gegenüber dem statischen Auktionsverfahren ist, dass die Bieter relevante Informationen bezüglich der Kosten- und Ertragseinschätzungen generieren können. Hinzu kommt, dass die Bieter im Gegensatz zum statischen Verfahren selbst entscheiden, ob und bei welchem Preis sie aus der Auktion aussteigen. Zu den Nachteilen gehört, dass die Durchführung einer dynamischen Auktion aufwändiger ist. Zudem ist in diesem Verfahren das Risiko höher, dass Bieter versuchen, strategisch den Wettbewerb zu Gunsten eines hohen Zuschlagspreises zu reduzieren.

Zudem ist auf das Phänomen des „Fluch des Gewinners“ hinzuweisen: In diesem Fall bekommt ein Gewinner in einer Auktion einen Fördersatz, der sich nachträglich als nicht kostendeckend erweist. Sind einem Bieter seine Stromgestehungskosten zum Zeitpunkt der Auktion bekannt, läuft er in keinem der hier diskutierten Auktionsverfahren Gefahr, dem Fluch des Gewinners zu erliegen, da er erstens in keinem Verfahren einen Anreiz hat, einen nicht kostendeckenden Fördersatz zu bieten und ihm zweitens für zugeschlagene Projekte niemals weniger als seine gebotenen Fördersätze gezahlt wird. Grundsätzlich gilt, dass das Risiko des Fluchs des Gewinners in einer dynamischen Auktion geringer als in einer statischen Auktion ist. Da jedoch die Unsicherheiten bezüglich der zuvor genannten relevanten Größen als gering erachtet werden, ist der diesbezügliche Vorteil eines dynamischen Verfahrens nur von geringer Bedeutung.

Um die Vorteile von statischen und dynamischen Verfahren gemeinsam zu nutzen, können beide in Kombination angewendet werden. Solche Kombinationen machen das Auktionsverfahren allerdings im Regelfall komplexer und schwerer nachvollziehbar.

Die Bewertung des Auktionsverfahrens wird durch die spezifischen Rahmenbedingungen im PV-FFA-Segment bedingt: Einerseits besteht das Risiko eines geringen Wettbewerbs. Andererseits ist die Unsicherheit bezüglich Projektkosten, Kosten der Energieerzeugung und Energieausbeute als relativ gering einzustufen. Zudem dürften sich diese Größen auch vom Auktionator verhältnismäßig gut abschätzen lassen. Diese beiden Punkte in Verbindung mit der Favorisierung eines möglichst einfachen Verfahrens sprechen gegen eine dynamische Auktion und für eine statische simultane Mehrgüterauktion.

Für die Wahl der Preisregel sind folgende Punkte entscheidungsrelevant: Wie zuvor ausgeführt, besteht Unsicherheit bezüglich des Wettbewerbs. Zudem ist davon auszugehen, dass einige Bieter mit mehreren Projekten an einer Auktion teilnehmen werden und dass vor allem unter diesen Bietern hohe Transparenz besteht, d. h. diese Bieter kennen sich und können sich gegenseitig gut einschätzen. Vor diesem Hintergrund ist dem Risiko und den negativen Effekten von unerwünschtem strategischem Verhalten (siehe oben) ein hohes Gewicht beizumessen. Dieses Risiko wird unter Uniform Pricing höher als unter Pay-as-bid eingeschätzt. Zusammen mit dem Argument der einfachen Nachvollziehbarkeit, was angesichts des Pilotcharakters des Ausschreibungssystems die öffentliche Akzeptanz erhöhen sollte, überwiegen die Vorteile der Pay-as-bid Preisregel deren Nachteile, insbesondere den der unterschiedlichen Zuschlagspreise.

Folglich wird für die Pilotphase eine simultane Mehrgüterauktion mit der Pay-as-bid-Preisregel in Kombination mit der Festlegung eines ambitionierten Höchstpreises empfohlen (vgl. Kapitel 4.6).

An dieser Stelle wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass diese Empfehlung unter den derzeitigen Bedingungen für die Pilotphase gilt. Unter geänderten Marktbedingungen und nach Etablierung des Verfahrens sowie in Bezug auf andere Technologien, kann es durchaus als sinnvoll erachtet werden, das Verfahren auf Uniform Pricing umzustellen, um vor allem die Vorteile eines einheitlichen Zuschlagspreises und der Anreizkompatibilität zu nutzen.

4.6 Höchst-/Mindestpreis

Begrenzung der zulässigen Preisgebote: Höchstpreise und Mindestpreise

In einer Auktion werden Preisgebote abgegeben. Die zulässige Gebotshöhe kann jedoch durch eine Ober- und/oder Untergrenze begrenzt werden. Mit einem Höchstpreis können überbeuerte Gebote ausgeschlossen werden. Ein Mindestpreis verhindert Gebote, die vermutlich unter den Stromgestehungskosten liegen.

Empfehlung zum Höchstpreis

Es wird die Einführung eines veröffentlichten Höchstpreises empfohlen, der auf der Basis von Vollkosten-Berechnungen (inkl. adäquater Risikoaufschläge) festgelegt wird. Dies hat den Vorteil, dass überhöhte Gebote ausgeschlossen und die Kosten der Auktion begrenzt werden. Der Höchstpreis sollte relativ ambitioniert sein, d.h. nah an den erwarteten Vollkosten liegen, da die Gefahr besteht, dass bei nicht ausreichendem Wettbewerb sich Bieter am Höchstpreis orientieren.

Funktionsweise Höchstpreis (auch Reservationspreis)

Höchstpreise können dazu genutzt werden, das finanzielle Risiko und die Förderkosten für den Auktionator und in diesem Fall den Stromverbraucher zu begrenzen⁹. Ein Reservationspreis ist vor allem dann relevant, wenn Unsicherheit darüber herrscht, ob in einer Auktion ausreichend Gebote eingehen, um eine Knappheit der versteigerten Förderberechtigungen zu erreichen. Für die Pilotausschreibung für PV-FFA kann diese Wettbewerbsintensität schwer vorhergesagt werden (vgl. Kapitel 2.3), es besteht aber zumindest das Risiko mangelnden Wettbewerbs, was für die Festsetzung eines Höchstpreises spricht.

Neben der Begrenzung der Förderkosten und der besseren Planbarkeit des maximalen Förderbudgets für den Auktionator verhindert der Reservationspreis durch den Ausschluss teurer Gebote hohe Produzentenrenten (auch unter dem Stichwort „Windfall Profits“ diskutiert), die zu Problemen der öffentlichen Akzeptanz führen können.

Zu den Nachteilen eines Reservationspreises gehört, dass er bei einer statischen Auktion Bietern einen Hinweis darauf geben kann, dass die ausschreibende Stelle fehlende Knappheit (d.h. fehlenden Wettbewerb) erwartet. Das kann dazu führen, dass sich Bieter mit ihren Geboten am Höchstpreis orientieren (falls dieser veröffentlicht ist, s.u.) und nicht an ihren realen Kosten, was zudem das Preissignal der Auktion verzerrt. Darüber hinaus können Reservationspreise dazu führen, dass ein Auktionsergebnis u.U. nicht „markträumend“ ist. Das bedeutet, dass die ausgeschriebene Menge nicht vollständig durch entsprechende Gebote abgedeckt wird. Für den Auktionator bedeutet die Ermittlung eines angemessenen Höchstpreises zudem einen gewissen administrativen Aufwand.

Es gibt verschiedene Ansätze zur administrativen Festlegung eines Reservationspreises: Er kann auf Vollkosten-Berechnungen (levelised cost of electricity – LCOE) für die ausgeschriebene Technologie und Größenklasse basieren, analog zur Festlegung der Tarife im heutigen EEG. Wird der Reservationspreis nahe an den erwarteten Vollkosten (d.h. „ambitioniert“) gesetzt, können unerwünscht hohe Renditemöglichkeiten verhindert werden, es steigt jedoch das Risiko, dass keine Markträumung erfolgt. Wird der Reservationspreis hoch angesetzt, d.h. deutlich über den erwarteten LCOE, kann dieses Risiko vermindert werden. Bei mangelndem Wettbewerb kann dieser Ansatz jedoch zu unerwünscht hohen Renditemöglichkeiten und Förderkosten führen. Da für die PV-FFA-Ausschreibung zumindest das Risiko geringen Wettbewerbs besteht, erscheint die Einführung eines ambitionierten

⁹ In dynamischen Auktionen, wie der Descending Clock Auction, wird durch den Startpreis automatisch ein Höchstpreis gesetzt.

Reservationspreis nahe an den erwarteten Vollkosten als der geeignetere Ansatz. Bei Einführung einer Ausschreibung müssen jedoch die Vollkosten (LCOE) um einen Aufschlag nach oben angepasst werden. Dieser Aufschlag berücksichtigt die zusätzlichen Kosten und Risiken der Bieter durch die Ausschreibung im Vergleich zu festgelegten Fördersätzen. Diese zusätzlichen Kosten beinhalten z.B. administrative Kosten sowie Zuschlagsrisiken und das Risiko von Strafzahlungen. Die Höchstpreise müssen daher höher liegen als die EEG-Fördersätze.¹⁰ Daraus folgt jedoch auch, dass dem Auktionator die Möglichkeit eingeräumt werden sollte, den Höchstpreis im Laufe der Zeit an die reale Kostenentwicklung, insbesondere die Modulpreisentwicklung, anzupassen.

Bei der Ausgestaltung eines Höchstpreises stellt sich die Frage, ob er veröffentlicht oder geheim gehalten werden soll. Die Veröffentlichung des Höchstpreises hat den Vorteil, dass Gebote, die lediglich wegen ihrer Gebotshöhe ungültig sind, vermieden werden. Zudem wird bei der Veröffentlichung die Akzeptanz der Auktion unter den Bietern verbessert. Ein Nachteil eines veröffentlichten Höchstpreises bei einer statischen Auktion ist, dass er Bietern ein eindeutiges Preissignal gibt und somit die Orientierung am Höchstpreis möglich ist. Das kann das Marktergebnis negativ beeinflussen und die wettbewerbliche Preisfindung schwächen.

Der nicht-veröffentlichte Höchstpreis hat den Vorteil, dass sich Bieter nicht an ihm orientieren können. Allerdings können Bieter in diesem Fall das Risiko der Nicht-Bezuschlagung schwer abschätzen. Dieser Nachteil wiegt desto schwerer, je mehr Kosten für die Erfüllung von Präqualifikationsanforderungen zur Teilnahme an einer Auktion entstehen („versunkene Kosten“). Zudem führt ein nicht-veröffentlichter Höchstpreis zu mangelnder Transparenz und kann das notwendige Vertrauen der Bieter in das Auktionsverfahren gefährden. Fraglich ist auch, wie der Höchstpreis geheim gehalten werden soll, wenn Auktionen regelmäßig stattfinden und deren Ergebnisse veröffentlicht werden.

Aus den dargestellten Vor- und Nachteilen ergibt sich die Empfehlung eines veröffentlichten, ambitionierten Höchstpreises, der auf der Basis von LCOE-Berechnungen (inkl. adäquater Risikoaufschläge) festgelegt wird. Hiermit werden überhöhte Gebote im Falle mangelnden Wettbewerbs ausgeschlossen. Die Veröffentlichung des Höchstpreises hat den Vorteil, dass Gebote, die lediglich wegen ihres Bietpreises ungültig sind, vermieden werden und dass die Akzeptanz der Auktion verbessert wird.

Empfehlung zum Mindestpreis

Es wird von der Einführung eines Mindestpreises abgeraten, weil es sich bei PV-FFA um eine erprobte Technologie handelt, d.h. es sind keine zu niedrigen Gebote zu erwarten, die aus mangelndem Wissen über die realen Stromgestehungskosten abgegeben werden. Zudem kann ein Mindestpreis die Entdeckung der wahren Gestehungskosten verhindern und die spezifischen Förderkosten unnötig erhöhen.

¹⁰ Dies trifft insbesondere dann zu, wenn wir von einem Fortbestehen der derzeitigen Flächenkulisse und Größenbegrenzung ausgegangen wird. Sollte die Flächenkulisse erweitert werden (z.B. auf Ackerflächen) bzw. die Größenbegrenzung erhöht werden, könnten u.U. auch Ergebnisse nahe den gegenwärtigen EEG-Sätzen für PV-FFA erzielt werden.

Funktionsweise Mindestpreis

Ein Mindestpreis hat zwei zentrale Vorteile. Erstens kann er die Wahrscheinlichkeit des „Fluch des Gewinners“ reduzieren. Der „Fluch des Gewinners“ bezeichnet das Phänomen, dass ein Bieter so niedrige Gebote abgibt, dass er nach der Bezuschlagung ökonomisch schlechter gestellt ist als vor der Auktionsteilnahme (z.B. weil das Gebot nicht kostendeckend war). Gebote unterhalb der Vollkosten können entstehen, wenn nicht ausreichend Wissen über die Stromgestehungskosten vorhanden ist, z.B. bei unerprobten Technologien. Wenn der Fluch des Gewinners durch einen Mindestpreis vermieden wird, entfällt einer der möglichen Gründe für die Nicht-Realisierung von Projekten, wodurch im Umkehrschluss die Realisierungswahrscheinlichkeit verbessert wird. Ein zweiter Vorteil eines Mindestpreises ist, dass er strategisches Unterbieten (sogenanntes „Underbidding“) begrenzen kann: Im Fall von Underbidding bieten Marktteilnehmer Projekte unter den erwarteten Gestehungskosten an, um ihre Marktposition und Marktmacht zu sichern oder auszubauen. Die entstehenden Verluste werden in Erwartung zukünftiger Gewinne in Kauf genommen. Bei dieser Art des strategischen Verhaltens werden insbesondere kleinere Akteure, die keine Möglichkeit zu einer solchen „Quersubventionierung“ haben, benachteiligt. Der Anreiz für strategisches Unterbieten erscheint im PV-FFA-Segment im Vergleich zu anderen EE-Technologien eher gering: Eine dauerhaft marktbeherrschende Stellung dürfte schwierig zu etablieren sein, da es sich um einen international entwickelten Markt mit vielen Akteuren vergleichsweise geringen spezifischen Projektentwicklungsrisiken handelt.

Den zwei Vorteilen von Mindestpreisen stehen verschiedene Nachteile und Risiken gegenüber. So kann ein zu hoch angesetzter Mindestpreis dazu führen, dass die erzielten Preise höher ausfallen als ohne Mindestpreis. Die wahren Kosten der Bieter werden nicht aufgedeckt und die Förderkosten der Auktion steigen. Das Preissignal der Auktion wird verzerrt. Hinzu kommt der administrative Aufwand, um einen geeigneten Mindestpreis zu ermitteln. Ein weiterer Nachteil ist, dass ein Mindestpreis zu einer Art „Entmündigung“ der Bieter führt: Die Grundidee einer Auktion, dass Auktionsteilnehmer besser über standortabhängige Kosten- und Erlöspotentiale informiert sind als eine zentrale Instanz, wird durch die zentrale Festlegung eines Mindestpreises konterkariert. Diese Nachteile wiegen gerade für das Pilot-Ausschreibungssystem schwer, in dem Erfahrungen mit Auktionen gesammelt werden sollen.

Aus den hier diskutierten Vor- und Nachteilen ergibt sich für die Pilotausschreibung PV-FFA die Empfehlung, keinen Mindestpreis festzulegen.

4.7 Bewertungskriterien für die Gebote

Bewertungskriterien

In einer Ausschreibung kann die Zuschlagsentscheidung entweder ausschließlich preisbasiert erfolgen oder weitere Bewertungskriterien, wie beispielsweise Systemdienlichkeit, ökologische und industriepolitische Kriterien, einschließen.

Empfehlung zu Bewertungskriterien

Wegen der geringeren Komplexität und dem politischen Ziel des Pilotprojekts, die Effizienz eines Ausschreibungssystems nachzuweisen, ist ein preisbasiertes Bewertungssystem vorzuziehen. Weitere Anforderungen können in eingeschränktem Maße über Präqualifikationskriterien abgedeckt werden.

Ausschließlich preisbasierte Bewertung

Eine ausschließlich preisbasierte Bewertung hat den Vorteil, dass lediglich die Gebote mit den niedrigsten Fördersätzen den Zuschlag erhalten. Preisbasierte Zuschläge erfüllen das Hauptziel der Ausschreibung, nämlich die Auswahl von Projekten, die zum kostengünstigsten Ausbau von Erneuerbaren Energien führt. Ein weiterer Vorteil preisbasierter Ausschreibungen ist die geringe Komplexität der Zuschlagsentscheidung und damit einhergehend ein reduzierter administrativer Aufwand. Zudem ist eine Bezuschlagung auf Basis der Gebotspreise die für alle Akteure transparenteste Variante.

Nachteil einer rein preisbasierten Ausschreibung ist, dass weitere Ziele der Ausschreibung, wie etwa eine schnelle Umsetzung der Projekte, eine große Akteursvielfalt, ein regional ausgewogener Zubau oder die Einhaltung von Umweltaspekten, nur über die Ausgestaltung von Qualifikationsanforderungen gesteuert werden können. Dies kann zur Folge haben, dass potentielle Anbieter aufgrund sehr weitreichender Präqualifikationsanforderungen abgeschreckt werden und sich die Angebotsmenge insgesamt reduziert. Weiterhin besteht bei einer rein preisbasierten Bewertung das Risiko einer geringeren Qualität der bezuschlagten Gebote und somit einer geringeren Effektivität des Ausschreibungsverfahrens.

Zusätzliche Bewertungskriterien

Zuschlagsentscheidungen können neben der Höhe des geforderten Fördersatzes auch anhand zahlreicher weiterer Bewertungskriterien getroffen werden. Hierzu gehören vor allem Aspekte, die nicht in der Investitionsentscheidung der Anbieter berücksichtigt werden, wie etwa die Systemdienlichkeit bzw. Systemintegrationskosten, die Entstehung lokaler Arbeitsplätze, die Förderung lokaler Forschung und Entwicklung, die Akzeptanz der lokalen Bevölkerung, geringe Umweltauswirkungen und die Höhe der vermiedenen CO₂-Emissionen.

Die Definition weiterer Bewertungskriterien hat den Vorteil, dass die Gebote differenzierter hinsichtlich der Erfüllung weiterer Ziele der Ausschreibung, wie beispielsweise der Akteursvielfalt, geprüft werden. Im Gegenzug könnten die Präqualifikationsanforderungen weniger restriktiv ausgestaltet werden und damit die Anzahl potentieller Bieter steigen. Häufig werden die Systemkosten bzw. -nutzen einer Anlage als Zielkriterium angeführt, da eine optimale Auslegung und geografische Verteilung der Anlagen die Kosten des Gesamtsystems reduzieren würde.

Gegenüber rein preisbasierten Auktionen haben Ausschreibungen mit zusätzlichen Bewertungskriterien den Nachteil, dass die bezuschlagten Projekte in der Summe höhere Förderkosten verursachen. Außerdem steigen mit der Zahl der Bewertungskriterien auch die Komplexität der Ausschreibung und der administrative Aufwand für die ausschreibende Stelle und die Bieter. Manche Zielkriterien, wie etwa die Systemkosten oder die lokale Akzeptanz einer Anlage, sind zudem kaum objektiv zu bewer-



sustainable energy for everyone

ten. Ein weiterer Nachteil ist die geringere Transparenz, die Ausschreibungen mit mehreren Bewertungskriterien haben.

Wegen der geringeren Komplexität und der höheren Effizienz ist ein rein preisbasiertes Bewertungssystem vorzuziehen.

5 Wie kann eine hohe Realisierungsrate der Projekte erreicht werden?

Aus Sicht der Zielsetzung, einen planbaren EE-Ausbau zu erreichen, gehört es zu den größten Herausforderungen von Ausschreibungssystemen, dass bezuschlagte Projekte u.U. nicht realisiert werden. Es gibt mehrere Gründe, warum die Realisierungsraten strukturell unter 100% liegen: Zum einen sind die Projekte, mit denen sich Bieter in der Ausschreibung bewerben, zu diesem Zeitpunkt noch nicht fertig entwickelt. Das heißt, dass im Laufe der Projektentwicklung noch Hindernisse auftreten können, die entweder die Projektrealisierung unmöglich machen (z.B. wenn keine Baugenehmigung erteilt oder eine geschützte Tierart gefunden wird) oder das Projekt deutlich teurer werden lassen als geplant und es damit unrentabel machen (z.B. wenn Modul- oder Flächenentwicklungskosten steigen oder ein weiter entfernter Netzanschlusspunkt zugeteilt wird als ursprünglich zugesagt). In diesen Fällen wird der bezuschlagte Bieter das Projekt trotz Förderzusage nicht realisieren. Das gleiche gilt, wenn Bieter ihre Kosten systematisch unterschätzen und deshalb Gebote unterhalb der tatsächlichen Projektkosten einreichen. Zum anderen kann es vorkommen, dass Bieter bezuschlagt werden, die gar nicht ernsthaft vorhaben, ein Projekt zu realisieren (z.B. weil sie die Auktion strategisch beeinflussen wollten) oder nicht über ausreichend Know-how verfügen.

Vor diesem Hintergrund spielen (Prä-)Qualifikationsanforderungen und Pönalen eine zentrale Rolle im Auktionsdesign, da sie helfen können eine hohe Realisierungsrate der bezuschlagten Projekte und damit eine hohe Effektivität der Auktionen zu erreichen. Qualifikationsanforderungen können sicherstellen, dass nur solche Projekte bezuschlagt werden, die aufgrund fortgeschrittenen Planungsstandes bereits eine hohe Realisierungswahrscheinlichkeit aufweisen, bzw. nur solche Bieter auszuwählen, die in der Lage erscheinen, die Projekte auch erfolgreich zu realisieren. Die Androhung von Pönalen (d.h. Strafzahlungen) können nicht-seriöse Bieter abschrecken und den Projektabbruch unattraktiv machen. Allerdings führen Qualifikationsanforderungen und Pönalen auch zu höheren Bieterisiken und geringerem Wettbewerb. Sie müssen deshalb mit Bedacht gewählt werden. Durch sehr hohe Anforderungen eine nahezu 100%ige Realisierungsrate zu erreichen, erscheint nicht ratsam, da ein solcher Ansatz zu sehr hohen Kosten und einer geringen Teilnahme an den Auktionen führen würde.

Eine weitere Möglichkeit, hohe Realisierungsraten zu erreichen, ist, dass Förderberechtigungen in Ausschreibungen nicht projektgebunden vergeben werden, sondern auf andere Projekte übertragen werden können. Auf diese Weise können gescheiterte Projekte durch erfolgreiche Projekte kompensiert werden. Allerdings birgt auch die Übertragbarkeit von Förderberechtigungen eine Reihe von Risiken und Herausforderungen.

In der Diskussion mit Ökonomen wurde von einigen Teilnehmern der gänzliche Verzicht auf Qualifikationsanforderungen gefordert, zugunsten einer Übertragbarkeit der Förderberechtigungen kombiniert mit hohen Pönalen. Gespräche mit PV-Projektierern ergaben das gegenteilige Bild: Sie betonten die entscheidende Rolle von materiellen Präqualifikationsanforderungen, um die Auswahl „echter“ und

hochwertiger Projekte sicherzustellen. Zudem wurde die Befürchtung geäußert, dass hohe finanzielle Qualifikationsanforderungen kleine Akteure ausgrenzen würden.

Im Folgenden wird eine Kombination aus moderaten Qualifikationsanforderungen und Pönalen vorgeschlagen, die darauf ausgerichtet sind, die Bieterisiken zu begrenzen und auch kleineren Akteuren die Teilnahme an den Auktionen zu ermöglichen. Sie erscheinen als eine ausgewogene Basis, um Ausschreibungen zu testen und bei Bedarf in späteren Auktionsrunden die materiellen und finanziellen Anforderungen anzupassen.

Eine begrenzte Übertragbarkeit der Förderberechtigungen erscheint im Grundsatz sinnvoll, allerdings besteht noch eine Reihe von offenen Fragen zu ihrer Ausgestaltung, so dass noch keine abschließende Empfehlung abgegeben werden kann. Unter Umständen kann eine (vereinfachte) Rückgabemöglichkeit der Förderberechtigungen eine Übertragbarkeit ersetzen.

5.1 Qualifikationsanforderungen zur Verbesserung der Realisierungswahrscheinlichkeit

Materielle Präqualifikationsanforderungen verlangen vom Bieter standardisierte Nachweise, dass die Planungen für die betroffenen Projekte bereits ein bestimmtes Niveau erreicht haben (z.B. Netzanschlusszusage). Sie dienen damit der Sicherung einer hohen Realisierungswahrscheinlichkeit der Projekte und belegen die Ernsthaftigkeit der Gebote.

Finanzielle Qualifikationsanforderungen, die Hinterlegung von Sicherheiten zur Absicherung von Pönalen und als Nachweis finanzieller Leistungsfähigkeit, sichern die Ernsthaftigkeit der Bieter und die finanzielle Absicherung gegen mögliche Realisierungsausfälle (v.a. die Absicherung möglicher Strafzahlungen), ohne dabei einen Nachweis für den Planungsfortschritt des gebotenen Projekts zu verlangen. Für kleine Akteure mit geringer Bonität kann es jedoch schwierig sein, die geforderten Sicherheiten zu beschaffen.

Hohe materielle Präqualifikationsanforderungen reduzieren aus Sicht der ausschreibenden Stelle die Notwendigkeit von hohen Strafzahlungen im Fall von Nicht-Realisierung. Die Bieter müssen bereits vor Bezuschlagung in den Projektfortschritt investieren, d.h. im Gegensatz zu drohenden Strafzahlungen induzieren Qualifikationsanforderungen versunkene Kosten. Somit werden die Präqualifikationskosten nicht im Gebot eingepreist, d. h. sie sind in der Auktion nicht entscheidungsrelevant. Diese Kosten sind vergebens, wenn die Bieter nicht bezuschlagt werden.

Empfehlung zu Qualifikationsanforderungen:

Qualifikationsanforderungen sollten sparsam, aber gezielt eingesetzt werden. Sie sollten sicherstellen, dass nur Gebote mit einer gewissen Realisierungswahrscheinlichkeit eingereicht werden, aber keine hohen versunkenen Kosten bei Nichtbezuschlagung erzeugen. Als materielle Qualifikationsanforderungen werden deshalb ein Aufstellungsbeschluss der Gemeinde für einen Bebauungsplan sowie ein Nachweis der vorläufigen Netzanschlusszusage des Netzbetreibers empfohlen. Damit wird nachgewiesen, dass Gebote durch reale Projekte hinterlegt sind, dass die Gemeinde in die Planung involviert ist und dass das Projekt ans Stromnetz angeschlossen werden kann. Die Kosten für die Erbringung dieser Nachweise sind vergleichsweise gering, sichern aber eine gewisse Realisierungswahrscheinlichkeit.

Als finanzielle Qualifikationsanforderung sollte bei Auktionsteilnahme die Hinterlegung einer kleinen Sicherheit als Nachweis der Ernsthaftigkeit des Gebots verlangt werden sowie bei Zuschlagung die Hinterlegung einer größeren Sicherheit zur Absicherung der Pönale (vgl. Kapitel 5.2).

Um zusätzliche Flexibilität zu schaffen und speziell kleinen Bietern mit geringer Bonität die Teilnahme an der Auktion zu erleichtern, wird eine Wahlmöglichkeit zwischen finanziellen und materiellen Qualifikationsnachweisen empfohlen: Bei Nachweis eines weit entwickelten Planungsstadiums durch die Vorlage eines Bebauungsplans verringern sich die finanziellen Qualifikationsanforderungen.

Ziele von Qualifikationsanforderungen

Qualifikationsanforderungen dienen dem Nachweis der Ernsthaftigkeit des Gebots, etwa durch das Einreichen eines Bid-Bonds (d.h. einer finanziellen Absicherung) oder den Nachweis des Projektfortschritts, z.B. durch die Vorlage einer (vorläufigen) Netzanschlusszusage des Netzbetreibers. Durch solche Anforderungen wird verhindert, dass sich Bieter durch strategisches Bieten ohne Interesse an einer tatsächlichen Projektrealisierung Förderberechtigungen sichern.

Materielle Qualifikationsanforderungen werden aber auch zum Nachweis der Qualität und der Realisierungswahrscheinlichkeit des gebotenen Projekts genutzt. Die Qualität des gebotenen Projekts kann bei einer Multikriterien-Bewertung zwar auch in die Bewertungskriterien mit aufgenommen werden, die Aufnahme der Gebotsqualität in die Qualifikationsanforderungen macht die Bewertung der Auktion jedoch transparenter, da der Angebotspreis das somit einzige Auswahlkriterium darstellt.

Materielle Qualifikationsanforderungen erhöhen die Kosten, die der Bieter bereits ohne Förderzusage aufbringen muss und die er im Falle einer Nichtbezuschlagung auch nicht erstattet bekommt (versunkene Kosten). Diese Kosten steigern das Bieterisiko und können Marktakteure von der Teilnahme an der Auktion abschrecken. Sie können somit die Wettbewerbsintensität und die Akteursvielfalt begrenzen. Auf Seiten der ausschreibenden Stelle führt die Prüfung von materiellen Qualifikationsanforderungen zu höheren Transaktionskosten und einem längeren Prüfzeitraum. Im Gegensatz zu Pönalen (und entsprechenden finanziellen Qualifikationsanforderungen) verringern materielle Qualifikationsanforderungen zudem den Entscheidungsspielraum des Bieters, welche Maßnahmen er zur Absicherung der Projektrealisierung ergreifen möchte.

Umgekehrt bieten Pönalen, kombiniert mit finanziellen Qualifikationsanforderungen, mehr Flexibilität und verringern die versunkenen Kosten. Auch finanzielle Qualifikationsanforderungen erhöhen die Realisierungswahrscheinlichkeit indem sie die Ernsthaftigkeit des Gebots nachweisen und Hürden für den Projektabbruch setzen. Sie können aber ebenfalls abschreckend wirken. Speziell für kleine Akteure mit geringer Bonität (aber möglicherweise guten Projekten) kann es schwierig sein, die finanziellen Anforderungen zu erfüllen. Für die ausschreibende Stelle ist die Prüfung von finanziellen Qualifikationskriterien hingegen mit geringeren Transaktionskosten verbunden. Ein Nachteil von rein finanziellen Qualifikationsanforderungen und Pönalen ist, dass sie tendenziell mit längeren Projektrealisierungsfristen kombiniert werden müssen, da zum Auktionszeitpunkt noch kein Planungsfortschritt vorausgesetzt werden kann.

Aus diesen Gründen ist zwischen der höheren Realisierungswahrscheinlichkeit durch materielle und finanzielle Qualifikationsanforderungen und den negativen Auswirkungen auf versunkene Kosten und Akteursvielfalt abzuwägen.

Als materielle Qualifikationsanforderungen werden der Nachweis eines (gewissen) Bauplanungsfortschritts in Form eines Aufstellungsbeschluss und eine vorläufige Netzanschlusszusage empfohlen.

Qualifikationsanforderungen zum Nachweis der Eignung des gebotenen Projekts: Nachweis des Bauplanungsfortschritts

Ein erster bauplanerischer Fortschritt des Projekts sollte durch einen Bebauungsplan-Aufstellungsbeschluss der Gemeinde gemäß § 2 (1) BauGB („Flächenaufstellungsbeschluss“) für die anvisierte Fläche nachgewiesen werden¹¹. Ein solcher Aufstellungsbeschluss belegt die Bereitschaft der Gemeinde, einen Bebauungsplan aufzustellen. Als Alternative zum Aufstellungsbeschluss der Gemeinde könnte auch der Beschluss des Bebauungsplans durch die Gemeinde gemäß § 10 (1) BauGB („B-Plan“) gefordert werden. Der Beschluss des Bebauungsplans erhöht im Vergleich zum Aufstellungsbeschluss stark die Realisierungswahrscheinlichkeit des Projekts, da in diesem Fall bereits eine Öffentlichkeits- und Behördenbeteiligung sowie eine Umweltprüfung der spezifizierten Fläche vorgenommen wurden. Alternativ wäre auch ein Offenlagebeschluss als mittlere Qualifikationsanforderung zwischen Aufstellungsbeschluss und B-Plan denkbar. In diesem Fall sind bereits naturschutzfachliche Prüfungen vorgenommen worden. Zu diesem Zeitpunkt liegt zudem bereits der Vorentwurf der B-Planunterlagen mit Begründung und Umweltbericht vor, so dass die Planung bereits einen verlässlichen Konkretisierungsgrad für die Öffentlichkeitsbeteiligung und die Projektrealisierung erreicht hat. Es musste aber noch in kein Genehmigungsverfahren investiert werden.

Die Realisierungswahrscheinlichkeit von Projekten, bei denen bereits der B-Plan vorliegt, ist laut einer Projektiererbefragung mit etwa 90% sehr hoch. Allerdings bedeutet die Erstellung eines B-Plans (die in der Regel durch Gemeinde und Projektierer erfolgt) für den Bieter das Risiko relativ hoher versunkener Kosten: in der Projektiererbefragung wurde eine Größenordnung von 5% der Gesamtkosten

¹¹ Der Aufstellungsbeschluss sollte auch mit dem Zweck aufgestellt oder geändert worden sein, eine PV-FFA zu errichten (vgl § 53 Abs. 2 EEG 2014).

genannt¹². Auch für die Gemeinde bedeutet die Erstellung eines B-Plans zu einem Zeitpunkt, an dem noch nicht sicher ist, ob das Projekt eine Förderzusage erhält, Unsicherheit und Transaktionskosten.

Für Bieter kann ein Aufstellungsbeschluss als Qualifikationsanforderung geringere versunkene Kosten bedeuten, gleichzeitig erhöht er durch seinen frühen Planungsstand auch das Bieterisiko, dass nach Bezuschlagung noch unvorhergesehene Restriktionen auftauchen, die eine Projektrealisierung verzögern oder verhindern können. Diesem Risiko könnte durch die Übertragbarkeit der Förderberechtigung auf andere Projekte des Bieters begegnet werden (vgl. Kapitel 5.4). Ein Aufstellungsbeschluss erfordert weniger Vorlaufzeit für die Auktion als ein B-Plan, die Realisierungsfrist zur Umsetzung der bezuschlagten Projekte muss aber entsprechend länger angesetzt werden.

Wegen der geringeren versunkenen Kosten wird als bauplanerische Qualifikationsanforderung nur ein Aufstellungsbeschluss vorgeschlagen. Bieter, die bereits über einen B-Plan verfügen, können diesen alternativ zur Erfüllung der Qualifikationsanforderungen vorlegen.

Nicht alle Aufstellungsbeschlüsse bzw. B-Pläne benennen explizit den Projektierer bzw. Investor, der auf der ausgewiesenen Fläche ein Projekt realisieren will (im Falle eines nicht vorhabenbezogenen B-Plans). Aus diesem Grund können sie nicht als sicherer Nachweis der Ernsthaftigkeit des Bieters gelten, wohl aber als Nachweis einer erhöhten Realisierungswahrscheinlichkeit des Projekts. Zudem weisen sie nach, dass die Gemeinde bereits in die Planung involviert ist und erhöhen damit potenziell die Akzeptanz der Ausschreibung.

Die Bundesnetzagentur sollte bei der Prüfung der bauplanerischen Präqualifikation lediglich eine formelle Prüfung vornehmen, ob ein Aufstellungsbeschluss bzw. ein B-Plan für die spezifizierte Fläche vorliegt und ob dieser (auch) dem Planungsziel dient, PV-FFA zu ermöglichen. Die Prüfung, ob ein Förderanspruch nach dem EEG besteht, erfolgt erst durch den Netzbetreiber, der insbesondere die in § 53 Abs. 2 EEG 2014 enthaltenen Kriterien zu prüfen hat (d.h. das Vorliegen einer der Anlage zugeordneten Förderberechtigung, die Belegenheit der Anlage im Geltungsbereich eines passenden B-Plans, die vollständige Einspeisung des erzeugten Stroms und die weiteren Voraussetzungen nach EEG oder einer entsprechenden Rechtsverordnung).

Gebote mit Projekten, die im Rahmen des EEG 2012 vorentwickelt, aber nicht realisiert wurden, könnten in den ersten Auktionsrunden zu Sondereffekten führen und die Erfüllung der Qualifikationsanforderungen für diese Bieter stark erleichtern. Dennoch sollten die Qualifikationsanforderungen an den Planungsstand so gesetzt sein, dass sie auch für spätere Auktionsrunden eine passende Abwägung zwischen Realisierungswahrscheinlichkeit und versunkenen Kosten darstellen.

Bei grenzüberschreitenden Ausschreibungen könnten sich Nachweise zum bauplanerischen Fortschritt des Projektes nur eingeschränkt anwenden lassen, da die Vergleichbarkeit von Nachweisen des bauplanerischen Fortschritts nur teilweise möglich wäre. Es ist zu beachten, dass sich die Erfahrungen mit dem Nachweis des bauplanerischen Fortschritts nur begrenzt auf Ausschreibungen für Wind über-

¹² Ausgehend von der derzeitigen Größenstruktur der errichteten Anlagen mit max. 10 MW. Für größere Anlagen Richtung 10 MW liegen die Kosten eher unter dem genannten Wert, für kleine Freiflächenanlagen kann der Anteil höher liegen.

tragen lassen, da hier der Planungsprozess zum einen anders gestaltet ist (i.d.R. Raumordnung in der vorgelagerten Planungsstufe), zum anderen deutlich länger und teurer ist.

Qualifikationsanforderungen zum Nachweis der Eignung des gebotenen Projekts: Nachweis der Netzanschlusszusage

Zusätzlich zum bauplanerischen Fortschritt sollte der Bieter eine (vorläufige) Netzanschlusszusage des Netzbetreibers nachweisen, da diese die Realisierungswahrscheinlichkeit und Ernsthaftigkeit des Gebots weiter erhöht, für den Bieter aber nur geringe Kosten verursacht. Da der Netzeinspeisepunkt maßgebliche Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit des Projektes hat¹³, sollte der Bieter eine solche Zusage ohnehin vor Abgabe seines Gebots einholen. Ein Nachteil könnte aus Bietersicht die erforderliche Bearbeitungszeit durch den Netzbetreiber sein. Bei einer verspäteten Netzanschlusszusage bleibt aber die Teilnahme an einer späteren Auktionsrunde möglich.

Qualifikationsanforderungen zum Nachweis der Eignung des gebotenen Projekts: weitere denkbare Nachweise

Es erscheint nicht erforderlich, vom Bieter einen Nachweis der gesicherten Fläche zu fordern, da sich Projektierer für die Abgabe ernsthafter Gebote ohnehin die Fläche sichern werden (die Ernsthaftigkeit des Gebots sollte an dieser Stelle durch die Pönale sichergestellt werden). Zudem würde die Prüfung eines Nachweises, dass die Fläche für das Vorhaben zur Verfügung steht und die Fläche nicht gleichzeitig von einem anderen Bieter genutzt wird (z.B. Vorlage eines Kaufvertrags, Pachtvertrags oder eines entsprechenden Optionsvertrags), einen hohen Prüfungsaufwand für die ausschreibende Stelle bedeuten. Die Prüfung und das Risiko der Doppelbelegung sollte unter der Annahme erfahrener Projektierer also beim Bieter belassen werden.

Auch auf andere materielle Qualifikationsanforderungen zum Nachweis der Gebotsqualität, etwa ein Modulqualität- oder Ertragsgutachten, sollte verzichtet werden, da mit der Prüfung ein hoher administrativer Aufwand verbunden ist. Eine Prüfung erfolgt ggf. durch die finanzierende Bank bei der Entscheidung zur Bürgschaftsvergabe.

Qualifikationsanforderungen zum Nachweis der Eignung des Bieters

Zusätzlich zu Nachweisen zu der Qualität des gebotenen Projekts kann die ausschreibende Stelle auch Nachweise zu der Qualifikation des Bieters verlangen, um die Realisierungswahrscheinlichkeit der Projekte zu erhöhen. Um die finanzielle Leistungsfähigkeit des Bieters nachzuweisen, wird bei bezuschlagten Projekten eine Sicherheit verlangt, um mögliche Strafzahlungen bei Installationsverzug oder Nichtrealisierung zu hinterlegen (vgl. Kapitel 5.2). Darüber hinaus werden keine weiteren Anforderungen an die finanzielle Leistungsfähigkeit (etwa Nachweis der Bonität des Bieters oder eine Kreditzusage der Bank) vorgesehen. Es werden außerdem keine Nachweise der technischen Leistungsfähigkeit

¹³ Die Regelungen des EEG sehen vor, dass die Kosten des Anschlusses der Anlage an den zugeteilten Netzverknüpfungspunkt vom Anlagenbetreiber zu tragen sind (§ 13 Abs. 1 EEG 2012 bzw. § 16 Abs. 1 EEG 2014).

higkeit des Bieters (z.B. Referenzen zu bereits errichteten Anlagen) verlangt, um den Prüfungsaufwand zu begrenzen und die Akteursvielfalt nicht einzuschränken. Nachweise zur technischen Leistungsfähigkeit können aber selbstverständlich von der Bank bei der Entscheidung zur Bürgschaftsvergabe verlangt werden.

5.2 Pönalen

Pönalen (Strafzahlungen) sind eine wichtige Gestaltungsoption, um einer verzögerten Umsetzung oder Nichtrealisierung der Anlagen entgegenzuwirken. Die Durchsetzbarkeit von Strafzahlungen kann durch Bürgschaften oder Vorabzahlungen finanziell abgesichert werden. Die Hinterlegung eines solchen Bid-Bonds kann dabei sowohl die finanzielle Sicherheit während der Gebotsphase als auch die Vertragserfüllungsbotschaft zur Absicherung der Pönale umfassen.

Empfehlung zu Pönalen

Pönalen sollten eingeführt werden, um Installationsverzögerungen und Nichtrealisierung von Projekten zu verringern. Es wird empfohlen, bei der Pönalisierung keine Differenzierung zwischen Eigen- und Fremdvverschulden vorzunehmen, um die Rechtssicherheit zu stärken und den administrativen Aufwand zu begrenzen. Stattdessen wird eine relativ lange Realisierungsfrist von 18 Monaten zur Realisierung vorgeschlagen, nach deren Ablauf eine erste Pönale für den Installationsverzug greift. Nach Überschreitung der Realisierungsfrist um weitere sechs Monate sollte schließlich die Förderberechtigung entzogen und die Pönale für Nichtrealisierung fällig werden. Während beim Installationsverzug eine Reduzierung des Förderzeitraums, eine Kürzung der Förderzahlung oder eine Strafzahlung vorgenommen werden kann, ist bei Nichtrealisierung eine Strafzahlung in Form der Einbehaltung der Sicherheit fällig.

Pönalen müssen durch finanzielle Sicherheiten („Bid-Bonds“) hinterlegt werden. Bieter können dabei zwischen einer tatsächlichen Überweisung oder der Absicherung durch eine Bankbürgschaft wählen. Der Bid-Bond wird zweistufig (geringe Summe bei Gebotsabgabe, höhere Summe nach Bezuschlagung) eingereicht.

Einsatz von Pönalen

Pönalen können eingesetzt werden, um eine Nichtrealisierung oder Installationsverzögerung der bezuschlagten Anlagen zu vermeiden und somit die Erreichung der Aufbauziele sicherzustellen. Sie sollen verhindern, dass Bieter durch strategisches Underbidding Förderberechtigungen horten, ohne die Projekte zu verwirklichen, oder dass sie durch Installationsverzögerungen auf Kostensenkungen (z.B. sinkende Modulpreise) spekulieren. Im Gegensatz zu materiellen Qualifikationsanforderungen, die dem Bieter konkrete Vorgaben machen, wie er die Gebotsqualität nachzuweisen hat, gewähren Pönalen dem Bieter mehr Freiheit zu entscheiden, welche Maßnahmen er ergreifen möchte, um die Gebotsqualität sicherzustellen und Strafzahlungen zu vermeiden.

Die Pönalen erhöhen jedoch auch das Bieterisiko und somit die Risikoprämien von Projekten. Hohe Pönalen können potentielle Bieter abschrecken, insbesondere kleine Akteure mit einer geringen Risikotoleranz, und den Wettbewerb in einer Auktion verringern. Dies gilt insbesondere, wenn Pönalen mit Sicherheiten hinterlegt werden müssen (was grundsätzlich sinnvoll ist, s.u.), da kleinere Akteure mit niedriger Bonität Schwierigkeiten haben können, die entsprechenden Sicherheiten aufzubringen. Zudem verlangen Pönalen von dem Bieter eine Einschätzung und Einpreisung der Projektrisiken, was problematisch für unerfahrene Bieter sein kann.

Aus diesen Gründen ist es wichtig, in der Gestaltung und Absicherung der Pönalen das richtige Verhältnis zwischen Erhöhung der Realisierungswahrscheinlichkeit und Risikominimierung zu finden.

(Keine) Differenzierung nach Art des Verschuldens

Grundsätzlich sollen Pönalen bewirken, dass der Bieter die notwendigen Maßnahmen ergreift, um eine fristgerechte Realisierung sicherzustellen. Im Projektentwicklungsprozess kann es jedoch auch zu Verzögerungen oder Projektabbruch kommen, ohne dass der Bieter diese zu verschulden hat (z.B. aufgrund von Naturschutzbelangen oder Bodenbeschaffenheit, insb. bei Konversionsflächen). Im Grundsatz könnte bei den Pönalen eine Differenzierung nach Fremd- und Eigenverschulden eingeführt werden, um das Bieterisiko zu senken. Da eine Differenzierung nach Verschulden jedoch voraussichtlich mit einem großen administrativen Prüfungsaufwand für die ausschreibende Stelle und hoher Rechtsunsicherheit und Prozessrisiken für beide Seiten verbunden ist, wird von solch einer Differenzierung abgeraten, allerdings sollten evtl. Fälle höherer Gewalt von der Pönale ausgenommen werden (s.u.). Stattdessen sollte eine großzügige Realisierungsfrist von 18 Monaten sowie eine Toleranzzeit von sechs Monaten angesetzt werden, um mögliche fremdverschuldete Projektverzögerungen zu berücksichtigen. Die meisten PV-FFA werden nach Abschluss von Planung und Genehmigung in mehreren Wochen bzw. wenigen Monaten gebaut. Hinzuzurechnen ist jedoch insbesondere die Vorlaufzeit für Planung und Genehmigung, die für unkomplizierte Flächen ca. 6 Monate (z.B. Seitenrandstreifen auf Ackerflächen) dauert, für anspruchsvolle Flächen jedoch 8 bis 12 Monate dauern kann. Sollte dennoch ein Projektabbruch nicht zu vermeiden sein, könnte die Übertragung von Förderberechtigungen auf ein anderes Projekt desselben Bieters (vgl. Kapitel 5.4) bzw. die Teilrückerstattung der Sicherheit bei rechtzeitiger Rückgabe der Förderberechtigung das Bieterisiko mindern.

Ein weiterer vorstellbarer Ansatz wäre das Entfallen/die Reduzierung von Pönalen im Falle, dass höhere Gewalt Ursache einer Projektverzögerung oder Nichtrealisierung ist. Im Zuge der öffentlichen Konsultation und der weiteren Ausarbeitungen soll erörtert werden, ob eine administrativ einfache und rechtssichere Abgrenzung höherer Gewalt oder sogar gewissen Genehmigungsrisiken von Gründen, die in die Risikosphäre des Bieters fallen, gefunden werden kann. Ein Ziel wäre hier, den Prüfungsaufwand durch die BNetzA möglichst gering zu halten.

Stufung der Pönale

Bei einer verzögerten Inbetriebnahme der Anlage sollte eine gestufte Pönale greifen, die mit der Überschreitung der Realisierungsfrist ansteigt. Diese Pönale für Installationsverzögerung soll verhindern, dass Bieter die Installation ihrer Anlage aus strategischen Gründen hinauszögern. Sie sollte jedoch geringer ausfallen als die Pönale für Nichtrealisierung der Anlage, um Bieter einen Anreiz zu

geben, dass Projekt doch noch fertigzustellen. Eine Strafe für die Nicht- bzw. Teilrealisierung von Projekten sollte nach Überschreiten einer Toleranzfrist fällig werden (Vorschlag: 18 Monate reguläre Realisierungsfrist zuzüglich sechs Monate Toleranzfrist, also insgesamt zwei Jahre Frist bis zum Entzug der Förderberechtigung). Nach dieser Frist sollte die Förderberechtigung entzogen werden, um diese in späteren Auktionen neu zu vergeben. Eine frühere freiwillige Rückgabe von nicht-realisierten Förderberechtigungen könnte zudem durch eine Teilrückerstattung der geleisteten Sicherheit belohnt werden, da sie eine frühere Neuvergabe der Förderberechtigung ermöglicht. Sollte der Bieter nur einen Teil des bezuschlagten Projekts realisieren können (also eine kleinere Anlage realisieren, als er ursprünglich angeboten hat), so ist auch eine entsprechend pönalisierte Teilrückgabe der Förderberechtigung möglich. Ist die Abweichung von der ursprünglich bezuschlagten Projektgröße gering (Vorschlag: 1%), sollte keine Pönalisierung vorgesehen werden, um den Bietern Flexibilität bei der Anlagenauslegung einzuräumen.

Art der Pönale

Für die Pönale bei Nichtrealisierung kommt nur eine Strafzahlung in Betracht. Für die Pönale bei Installationsverzug sind grundsätzlich eine Kürzung des Förderzeitraums, eine Reduzierung der Förderhöhe oder eine Strafzahlung vorstellbar.

Bei einer Kürzung des Förderzeitraums würde bei Installationsverzögerungen eine gestufte Kürzung des Zeitraums der Förderberechtigung vorgenommen. Eine Kürzung des Förderzeitraums um ein bis drei Jahre hätte u.U. nur begrenzte Auswirkungen auf die Finanzierungskosten der Bieter, da die Kürzung zwar die Rendite der Projektentwickler verringert, nicht aber die Tilgung der Projektkredite. Dies gilt jedoch nicht, wenn die Bank für die Projektfinanzierung nicht den Zeitraum der Kredittilgung, sondern den gesamten Zeitraum der Verschuldungsfähigkeit bewertet.

Bei einer Reduzierung der Förderhöhe wird bei einer Installationsverzögerung eine gestufte Kürzung des Fördersatzes vorgenommen. Dies kann beispielsweise durch eine automatische Degression des Fördersatzes geschehen. Eine Reduzierung der Förderhöhe hat allerdings Auswirkungen auf die Finanzierung des Projektes und kann u.U. zum Projektabbruch führen.

Bei einer Strafzahlung würde der Projektierer eine Vertragsstrafe bei Installationsverzögerungen zahlen müssen. Zu diesem Zweck könnte ein Teil der geleisteten Sicherheit einbehalten werden. Der administrative Aufwand dieser Option wäre gering. Sollten die Strafzahlungen allerdings vor Förderbeginn zu zahlen sein, könnten sie den Bieter aber evtl. vor Liquiditätsprobleme stellen.

Als Pönalen für den Installationsverzug von PV-FFA erscheinen alle drei Lösungen - sowohl eine Kürzung des Förderzeitraums, eine Reduzierung der Förderhöhe als auch eine Strafzahlung - gangbare Optionen. Letztlich ist die Wirkung der Pönalen aber in allen drei Fällen von der jeweiligen Parametrierung abhängig. Aus Sicht des Auktionators sollte die Pönale bei Installationsverzug so gesetzt sein, dass sie die Gewinne aus strategischer Installationsverzögerung bei sinkenden Projektkosten übersteigt (diese sind allerdings nicht genau vorhersehbar). Da es im vorgeschlagenen Modell nur um eine Toleranzfrist von sechs Monaten geht, ist der zeitliche Spielraum für strategische Projektverzögerungen ohnehin eher begrenzt.

Höhe der Pönale

Die Pönale muss ausreichend hoch sein, um strategische Verzögerungen/Nichtrealisierung abzuschrecken, dürfen aber nicht exzessiv sein, da die aus Pönalen resultierenden Bieterisiken bei den Geboten eingepreist werden und prohibitiv wirken können. Als erster Näherungswert wird eine Pönale von 25-50 Euro pro kW vorgeschlagen (abhängig von den vorgelegten Qualifikationsnachweisen, vgl. Kapitel 5.3). Bei angenommenen Investitionskosten von rund 1000 Euro pro kW entspräche das 2,5-5% der Investitionssumme¹⁴.

Bei der Festlegung der Pönale für Installationsverzug sollten Kosten (etwa der Zwischenfinanzierung) und Gewinne (etwa durch Modulpreissenkungen), die dem Bieter durch Installationsverzögerungen entstehen können, beachtet werden. Im vorgeschlagenen Modell ist der zeitliche Spielraum für strategische Projektverzögerungen allerdings recht begrenzt, so dass die Pönale für Installationsverzug für PV-FFA nur eine geringe Rolle spielt (s.o.). Bei der Ausweitung der Ausschreibung auf andere Technologien mit längeren Realisierungsfristen (Windenergie) könnte sich dies anders darstellen.

Absicherung der Pönale

Für eine potenzielle Strafzahlung sollte eine finanzielle Sicherheit (ein sogenannter „Bid-Bond“) hinterlegt werden, um eine Umgehung der Strafzahlung durch die Insolvenz von Projektgesellschaften zu unterbinden. Diese Sicherheit kann entweder durch eine tatsächliche Überweisung oder durch die Avalbürgschaft einer Bank hinterlegt werden. Eine Avalbürgschaft bietet den Vorteil, dass eine zusätzliche Qualitätsprüfung des Gebotes durch die Bank stattfindet und geringere Anforderungen an die Liquidität der Bieter stellt. Da Banken neben der Qualität des Projekts aber vor allem die Bonität des Bieters in die Vergabe einer Bürgschaft einbeziehen, haben auch hier kleinere Akteure mit geringer Bonität u.U. Probleme. Um die Bürgschaft zu prüfen, muss die ausschreibende Stelle entsprechende Kriterien (z.B. Rating der Bank) festlegen.

Da bezuschlagte Bieter bessere Finanzierungsbedingungen für eine Avalbürgschaft erhalten können, wird ein zweistufiges Hinterlegen von Sicherheiten vorgeschlagen. Hierbei wird eine kleine Sicherheit von z.B. 2-5 Euro/kW bereits mit der Gebotsabgabe hinterlegt, um die Ernsthaftigkeit des Gebotes nachzuweisen. Die eigentliche Absicherung der Pönale muss jedoch nur von den bezuschlagten Bietern hinterlegt werden. Die Absicherung muss spätestens zwei Wochen nach Bezuschlagung hinterlegt werden, um bei fehlender Hinterlegung ein kurzfristiges Nachrückverfahren zu ermöglichen. Dieser Zeitraum sollte ausreichen, wenn im Vorfeld eine konditionierte Bürgschaft auf die Gebotshöhe eingeholt wird. Bei Inbetriebnahme der Anlage sollte die Absicherung schnellstmöglich zurückgegeben werden. Ggf. ist hier ein gewisser zeitlicher Puffer bzw. eine gestufte Rückzahlung sinnvoll, um eine Schein-Inbetriebnahmen zu verhindern. Bei Technologien mit einem längeren Projektentwicklungszyklus als PV-FFA könnte auch eine gestaffelte Rückzahlung nach Projektfortschritt erwogen werden, dies wäre aber mit einem höheren Prüfaufwand verbunden.

¹⁴ Zum Vergleich: In der französischen PV-Ausschreibung liegt die Pönale bei 50 Euro pro kW. In Brasilien wird sie für alle EE-Technologien mit 5% der Investitionssumme angegeben.

5.3 Wahlmöglichkeit zwischen materiellen Qualifikationsanforderungen und Pönalen

Hohe finanzielle Qualifikationsanforderungen können für kleine Bieter prohibitiv wirken, da diese mit ihrer vergleichsweise geringen Bonität nur begrenzten Zugang zu Bankbürgschaften haben. Um ihnen die Teilnahme an der Ausschreibung zu erleichtern, kann der Nachweis eines weit entwickelten Planungsstadiums und damit einer hohen Realisierungswahrscheinlichkeit (konkret: Vorlage eines B-Plans) mit geringeren finanziellen Qualifikationsanforderungen honoriert werden. Bieter haben damit die Möglichkeit, flexibel zwischen materiellen und finanziellen Qualifikationsanforderungen zu wählen. Der Umrechnungsschlüssel zwischen diesen beiden Optionen müsste allerdings noch weiter ausgearbeitet werden. Als erste Näherung wird eine Halbierung des Bid-Bonds bei Vorlage eines B-Plans vorgeschlagen. Aus rechtlicher Sicht ist bei dieser Option allerdings noch zu prüfen, ob und wie es möglich wäre, sie bei den in der Praxis oftmals vorkommenden vorhabenbezogenen Bebauungsplänen zu eröffnen. Bei diesen muss der Bieter/Vorhabenträger vor Verabschiedung des Satzungsbeschlusses gegenüber die Gemeinde eine unbedingte Verpflichtung zur Vorhabendurchführung eingehen, die ohne Vorliegen einer Förderberechtigung typischerweise nicht übernommen werden kann.

Bieter, die sich auf einen B-Plan ohne Projektbindung (Angebots-B-Plan) beziehen, sollten demgegenüber grundsätzlich keine geringeren finanziellen Qualifikationsanforderungen erhalten, da in diesem Fall keine verstärkte Investition in den Projektfortschritt nachgewiesen werden kann.

Eine gewisse finanzielle Qualifikationsanforderung sollte in jedem Fall bestehen bleiben, um eine Ernsthaftigkeit der Gebote und eine mögliche Strafzahlung auch in diesem Fall abzusichern. Die abschreckende Wirkung der Pönale wäre jedoch geringer.

Durch bereits weit vorentwickelte Projekte, mit denen als Einmaleffekt in den ersten Auktionsrunden gerechnet werden kann (vgl. Kapitel 2.3), ist in den ersten Runden von einer Präferenz für höhere materielle Qualifikationsanforderungen auszugehen.

5.4 Übertragbarkeit von Förderberechtigungen

Um eine hohe Realisierungsrate zu erreichen, besteht neben der Definition von Präqualifikationsanforderungen und Pönalen die Möglichkeit, die in den Ausschreibungen bezuschlagten Förderberechtigungen übertragbar zu machen. Bietern, die eine Förderberechtigung erhalten haben, kann erlaubt werden, diese und alle ursprünglich damit verbundenen Rechte und Pflichten zur Inbetriebnahme einer EE-Anlage auf ein anderes Projekt oder einen anderen Marktakteur zu übertragen. Eine solche Übertragbarkeit kann dazu führen, dass nicht realisierte Projekte durch andere Projekte kompensiert werden. Dies würde das Verlustrisiko der Projektierer begrenzen. Andererseits entstehen mit der Übertragbarkeit Anreize für strategisches Bieterverhalten und Spekulation.

Grundsätzlich sind drei Formen der Übertragbarkeit von Förderberechtigungen denkbar:

- Eine freie Übertragbarkeit der Förderberechtigung auf andere juristische Personen (d.h. auf andere Marktakteure).
- Eine personengebundene Übertragbarkeit auf Projekte derselben juristischen Person (d.h. auf andere Projekte desselben Bieters).
- Eine projektbezogene Übertragbarkeit der Förderberechtigung auf andere juristische Personen (d.h. Verkauf des Projekts an Dritte).

Empfehlung zur Übertragbarkeit

Die Übertragbarkeit von Förderberechtigungen auf andere Projekte ist grundsätzlich zu empfehlen, da sie das Risiko der Nichtrealisierung senkt und somit auch das Verlustrisiko und die Finanzierungskosten der Projektierer. Allerdings kann sie auch zu Spekulation und Verzerrung der Marktergebnisse führen.

Die freie Übertragbarkeit von Förderberechtigungen und damit die Einführung eines Zweitmarktes ist aufgrund der dadurch entstehenden Gefahr strategischen Bietens und EU-rechtlicher Risiken vorerst nicht zu empfehlen.

Stattdessen sollte erwogen werden, Förderberechtigungen personenbezogen zu vergeben, so dass sie auf Projekte derselben juristischen Person übertragbar sind. Eine solche personengebundene Übertragbarkeit könnte den Projektierern eine gewisse Flexibilität gewähren (Ermöglichung eines Portfolios) und dem Umstand Rechnung tragen, dass nur moderate Qualifikationsanforderungen gestellt werden. Die genauen Bedingungen für eine solche personengebundene Übertragbarkeit sind jedoch noch zu definieren und ihre möglichen Effekte weiter zu prüfen, bevor eine klare Empfehlung für eine personenbezogene Übertragbarkeit der Förderberechtigungen in der Pilotphase gegeben werden kann. Ein Effekt einer personenbezogenen Übertragbarkeit ist, dass Bieter mit Projektportfolio gegenüber Bietern mit einzelnen Projekten im Vorteil sind. Sollte dies zum Schutz kleiner Bieter nicht gewünscht sein, kann auf eine personenbezogene Übertragbarkeit verzichtet werden, dies würde aber tendenziell zu höheren Kosten und einer geringeren Realisierungswahrscheinlichkeit führen. Es wäre auch zu überlegen, eine personenbezogene Übertragbarkeit der Förderberechtigungen erst zu einem späteren Zeitpunkt einzuführen, um zunächst Erfahrung mit der direkten Wirkung der vorgeschlagenen Pönalen zu sammeln.

Eine projektbezogene Übertragbarkeit auf Dritte, d.h. der Verkauf des Projekts, ist immer möglich (sie ist ohnehin nicht zu unterbinden).

Freie Übertragbarkeit der Förderberechtigung auf andere juristische Personen

Bei einer Übertragung auf Dritte ist davon auszugehen, dass es eine Differenz zwischen angebotener und nachgefragter Förderhöhe geben wird. Bieter, die eine Förderberechtigung übertragen möchten, haben in der Ausschreibung mit (zu) niedrigen Fördersätzen geboten. Projekte, die außerhalb von Ausschreibungen angeboten werden, sind vor allem solche, die in der Ausschreibung keinen Zuschlag erhalten haben, weil sie dort einen höheren Fördersatz als die bezuschlagten Projekte geboten haben.

Daher wird im Rahmen der Übertragung eines Förderrechts der Übertragende typischerweise eine Zahlung an den Übernehmenden leisten müssen, um diese Differenz auszugleichen.

In diesem Zusammenhang ist auf die Wechselwirkung mit den angesetzten Pönalen hinzuweisen. Die Zahlung einer Pönale und die Übertragung der Förderberechtigung auf einen Dritten sind für den bezuschlagten Projektierer alternative Möglichkeiten, sich der Pflicht zur Inbetriebnahme einer EE-Anlage zu entledigen, wenn er beispielsweise feststellt, diese nicht rentabel realisieren zu können. Er wird in diesem Fall die kostengünstigere der beiden Alternativen wählen, wenn die damit verbundenen Kosten geringer sind, als die aus einer Fertigstellung und Inbetriebnahme der EE-Anlage zu erwartenden Verluste. Somit wird eine Ausgleichszahlung an den Übernehmer einer Förderberechtigung niemals höher als die zu zahlende Pönale sein. Die Höhe der Pönale wirkt somit als Preisobergrenze für die zur Übertragung angebotenen Förderberechtigungen.

Bei nicht anlagenbezogenen Förderberechtigungen könnte sich bei freier Übertragbarkeit ein klassischer Sekundärmarkt bilden, der als eine spezielle, institutionalisierte Ausprägung der Übertragbarkeit zu verstehen ist.

Vor- und Nachteile der Übertragbarkeit auf Dritte

Grundsätzlich kann die Übertragbarkeit die Realisierungswahrscheinlichkeit erhöhen und das Verlustrisiko der Projektierer begrenzen. Ist eine Ausstiegsmöglichkeit aus den mit den Förderberechtigungen verbundenen Pflichten gegeben, mindert dies das Risiko einer Pönalenzahlung. Dies wiederum könnte zu geringeren Risikoaufschlägen bei der Projektfinanzierung und somit niedrigeren gebotenen Fördersätzen führen.

Im Zusammenhang mit der Übertragbarkeit von Förderberechtigungen ist zu bedenken, dass weitere Anreize für strategisches Bieterverhalten generiert werden. Die Übertragbarkeit auf Dritte eröffnet Marktakteuren die Möglichkeit, Förderberechtigungen außerhalb der Ausschreibung und zu einer potentiell höheren Förderung als in der Ausschreibung zu erhalten. Insbesondere bei hohen Pönalen und bei regelmäßig durchgeführten Ausschreibungen ist zu beachten, dass mögliche Bieter zwischen einer Teilnahme an der Ausschreibung und dem Bezug einer Förderberechtigung außerhalb der Ausschreibung abwägen. Hohe Pönalen führen zu mehr Angebot außerhalb von Ausschreibungen, da sich bei höheren Pönalen dort eventuell höhere Differenzzahlungen (und somit Fördersätze) erzielen lassen. Das könnte zum Einen zu höheren Preisgeboten in der Auktion führen und zum Anderen das Angebotsvolumen in der Auktion insgesamt reduzieren. Strategisches Bieterverhalten könnte auf diese Weise die erwähnten Vorteile der Übertragbarkeit aufheben. Sollte sich ein geringes Übertragungsvolumen ergeben, besteht außerdem die Gefahr, dass ein konzentrierter Markt mit wenigen Anbietern und Nachfragern entsteht und sich die Wahrscheinlichkeit von Kollusion erhöht.

Ein weiterer Nachteil der Übertragbarkeit ist der administrative Aufwand, der mit der Übertragung für die ausschreibende Stelle einhergehen kann. Je nach Qualifikationskriterien müsste bei jeder Übertragung erneut geprüft werden, ob die Qualifikationsnachweise auch bei den neuen Projekten vorliegen (der Aufwand würde sich aber verringern, wenn nur finanzielle Qualifikationsanforderungen gestellt werden). Zudem entstehen bei der Ausgestaltung der Übertragbarkeit zahlreiche weitere Fragen der Detailgestaltung, wie bspw. die Festlegung der Umsetzungsfristen, die tendenziell lang gewählt

werden müssten, um eine Übertragbarkeit zu ermöglichen. Insgesamt erhöht die Übertragbarkeit der Förderberechtigungen die Komplexität des Ausschreibungsmodells.

Mögliche Entwicklung eines Sekundärmarkts

Je nachdem, ob Förderberechtigungen leicht oder schwer übertragbar sind, ist eine hohe oder kleine Anzahl an Transaktionen außerhalb der Ausschreibung zu erwarten. Bei einer hohen Anzahl an Übertragungen kann ein Sekundärmarkt für Förderberechtigungen entstehen.

Sollte ein Sekundärmarkt angestrebt werden, sollten Förderberechtigungen möglichst allgemeingültig gestaltet werden, um die Übertragbarkeit von Förderberechtigungen zu erleichtern. In einer allgemeingültigen Form sollte eine Förderberechtigung daher eine standardisierte Größe aufweisen (kW oder kWh) und nicht mehr festlegen als die Höhe des Fördersatzes, die Realisierungsfrist und die Förderdauer. Durch die standardisierte Größe entfielen die Anforderungen, für die Übertragung einen Dritten mit einer äquivalenten Projektgröße zu finden. Um geeignete Dritte zur Übernahme einer Förderberechtigung zu finden, sollte ausreichend Zeit zur Verfügung stehen (zeitliche Flexibilität).

Wie oben erwähnt, minimiert die Übertragbarkeit das Verlustrisiko der Projektierer. Dieser Effekt würde sich bei einem liquiden Sekundärmarkt für homogene und flexibel gestaltete Förderberechtigungen verstärken und die Gefahr der Nichtrealisierung reduzieren. Ein solcher Sekundärmarkt würde aber auch die beschriebenen Anreize für strategisches Verhalten erheblich verstärken und zur Spekulation einladen. Damit würde die Bieter- und Akteursstruktur im PV-FFA-Markt voraussichtlich grundlegend verändert. Auch wenn Intermediäre im Grundsatz eine sinnvolle Marktfunktion erfüllen, erscheint ein abrupter Übergang in ein Marktmodell mit Sekundärmarkt aus heutiger Sicht nicht empfehlenswert, da dies kurzfristig zu höheren Kosten und Marktverwerfungen führen könnte. Dies könnte die Akzeptanz des Ausschreibungssystems in der EE-Branche und in der Öffentlichkeit in Frage stellen. Zudem ist die Bewertung der freien Handelbarkeit von Förderberechtigungen aus Sicht des EU-Rechts nicht abschließend geklärt. Somit könnte eine derartig ausgestaltete Übertragbarkeit negative Auswirkungen auf die Rechtssicherheit des Ausschreibungsmodells haben. Solche unionsrechtlichen Risiken können nur dann sicher umgangen werden, wenn Förderberechtigungen grundsätzlich nicht auf Dritte übertragbar sind.

Vor diesem Hintergrund wird empfohlen, vorerst keine freie Übertragbarkeit der Förderberechtigungen vorzusehen.

Übertragbarkeit auf andere Projekte derselben juristischen Person

Um die Schaffung eines Zweitmarktes zu vermeiden, Projektierern aber dennoch eine gewisse Flexibilität zu gewähren, könnte die Übertragbarkeit von Förderberechtigungen auf andere Projekte derselben juristischen Person begrenzt werden. Dies ermöglicht es dem Bieter, für ein bestimmtes Projekt erhaltene Förderberechtigungen innerhalb seines Projektportfolios zu übertragen. Dies erhöht die Realisierungswahrscheinlichkeit und könnte die Finanzierungskosten senken, da für den Risikozuschlag dann nicht mehr das Realisierungsrisiko eines einzelnen Projektes ausschlaggebend ist, sondern das Realisierungsrisiko innerhalb des gesamten Projektportfolios. Allerdings sollte aus Gleichbehandlungsgründen verlangt werden, dass die Projekte, auf die die Förderberechtigung übertragen

wird, dieselben Qualifikationsanforderungen erfüllen wie das Projekt, mit dem in der Auktion geboten wurde. Eine Übertragung des Projektes wäre der ausschreibenden Stelle anzuzeigen und mit entsprechenden Qualifikationsnachweisen zu hinterlegen (dies dürfte für den Bieter allerdings keine Hürde darstellen, da er das Projekt zu relativ spätem Zeitpunkt übertragen kann, wenn ein entsprechender Planungsfortschritt des neuen Projekts bereits erreicht wurde).

Eine Herausforderung für die Übertragung ist, dass EE-Projekte im Normalfall im Rahmen einer juristisch selbständigen Projektgesellschaft entwickelt werden, um die Haftung zu begrenzen. Um von einer Übertragbarkeit zu profitieren, müssten die bietenden Gesellschaften mehrere Projekte parallel entwickeln, was der aktuellen Praxis widerspricht. Alternativ besteht deshalb die Überlegung, eine Übertragbarkeit zwischen juristischen Personen dann zuzulassen, wenn die an der Übertragung beteiligten Gesellschaften beide die gleiche Anteilseignerstruktur aufweisen, an beiden Gesellschaften also dieselben Personen zu jeweils identischen Anteilen beteiligt sind (etwa z.B. beide 100%-Tochtergesellschaften derselben Muttergesellschaft oder der Mitglieder desselben Konsortiums sind).

Auch die Übertragung auf ein anderes Projekt derselben juristischen Person hat Nachteile. So entsteht bei einer erneuten Überprüfung der materiellen Qualifikationskriterien ein gewisser administrativer Aufwand. Zudem bevorteilt eine derartige Ausgestaltung der Übertragbarkeit Projektierer mit großem Projektportfolio gegenüber Bietern von einzelnen Projekten, die das Risiko nicht auf mehrere Projekte streuen können. Portfolioeffekte gibt es allerdings ohnehin im Strommarkt und die Entwicklung von Projektportfolios entspricht auch der Geschäftsstrategie der meisten Projektentwickler. Sollte dies zum Schutz kleiner Bieter nicht gewünscht sein, kann auf eine Übertragbarkeit innerhalb des Portfolios eines Bieters verzichtet werden. Dies könnte aber u.U. zu höheren Kosten und einer geringeren Realisierungswahrscheinlichkeit führen. Alternativ könnte eine Gebühr auf die Übertragung von Förderberechtigungen erhoben werden. Es wäre auch zu überlegen, eine personenbezogene Übertragbarkeit der Förderberechtigungen erst zu einem späteren Zeitpunkt einzuführen, um zunächst Erfahrung mit der direkten Wirkung der vorgeschlagenen Pönalen zu sammeln. Ob eine Übertragbarkeit auf andere Projekte desselben Bieters überhaupt einen nennenswerten Effekt hat, hängt auch von der zulässigen Flächenkulisse ab. Sollten Projekte auf Ackerflächen zugelassen werden, ist eine Übertragung der Förderberechtigungen vorstellbar, da solche Projekte tendenziell ähnliche Kosten aufweisen. Bleibt die Flächenbegrenzung auf Konversionsflächen und Seitenrandstreifen bestehen, ist eine Übertragung aufgrund der individuellen Größen- und Kostenstruktur der Projekte weniger wahrscheinlich.

Auf Basis der bisherigen Überlegungen kann noch keine abschließende Empfehlung gegeben werden, ob die Pilotausschreibung eine personenbezogene Übertragbarkeit der Förderberechtigungen vorsehen sollte. Perspektivisch erscheint sie jedoch sinnvoll. Nach der öffentlichen Konsultation und vertiefter Prüfung soll diese Empfehlung weiter konkretisiert werden.

Projektbezogene Übertragbarkeit der Förderberechtigung auf andere juristische Personen

Projektbezogene Förderberechtigungen sind nur für die Flächen gültig, bezogen auf die das Gebot abgegeben wurde. Die Übertragbarkeit solcher Förderberechtigungen ist von vornherein sehr limitiert. Projektierer haben lediglich eine minimale Flexibilität dadurch, dass sie die Projektgesellschaft samt

Förderberechtigung veräußern können. Veräußerungen und Ausgründungen sind gesellschaftsrechtlich übliche Vorgänge und sollten in jedem Fall zulässig bleiben.

Der Projektbezug von Förderberechtigungen hat die Vorteile, sowohl Spekulation und strategisches Verhalten als auch die Komplexität des Übertragungsmodells zu minimieren. Allerdings fallen mit einer derartig limitierenden Ausgestaltung auch die Vorteile der Übertragbarkeit weg. Positive Effekte auf die Realisierungswahrscheinlichkeit und das Pönalenrisiko der Projektierer wären nicht zu erwarten.

5.5 Nachrückverfahren und Rückgabe von Förderberechtigungen

Alternativen zur Übertragbarkeit sind die Einführung eines Nachrückverfahrens, die Verlagerung nicht erfüllter Förderberechtigungen in die nächste Ausschreibungsrunde (vgl. Kapitel 4.2) und die Möglichkeit einer frühzeitigen Rückgabe der Förderberechtigungen zu vergünstigten Konditionen.

Bei einem Nachrückverfahren geben die bezuschlagten Bieter, die das Projekt nicht realisieren können, ihre Förderberechtigungen gegen Strafzahlung zurück. Diese gehen dann auf einen in der Auktion gerade nicht mehr bezuschlagten Bieter über. Bei der Verlagerung wird die Menge der nicht realisierten Förderberechtigungen in einer späteren Auktion zur Ausschreibungsmenge addiert. Werden nicht realisierte Förderberechtigungen frühzeitig zurückgegeben, können diese schneller wieder neu ausgeschrieben werden.

Empfehlung zum Nachrückverfahren und der Rückgabe von Förderberechtigungen

Ein kurzfristiges Nachrückverfahren von ca. 2 Wochen ist zu empfehlen, um die Erfüllung der Ausbauziele zu erleichtern. Von einem langfristigen Nachrückverfahren ist abzuraten. Spät zurückgegebene Förderberechtigungen nicht realisierter Projekte sollten stattdessen bei einer späteren Auktion auf das Zielvolumen aufgeschlagen werden.

Damit ein Anreiz besteht, nicht genutzte Förderberechtigungen frühzeitig zurückzugeben, wird ein Übergang von einer anfänglichen Teilpönale bis hin zur vollen Pönale in 6-Monatsschritten empfohlen.

Kurz- und langfristiges Nachrückverfahren

Bei einem kurzfristigen Nachrückverfahren werden Gebote, die über das Auktionsvolumen hinausgehen, vorübergehend mit in die Gruppe der bezuschlagten Projekte aufgenommen. Sie ersetzen ggf. andere Gebote, die aufgrund verfahrenstechnischer Mängel, wie bspw. mangelnder Hinterlegung des Bid-Bonds, nachträglich als nicht gültig gewertet werden. Die zurückgegebenen Förderberechtigungen unerfüllter Gebote gehen dann auf die gerade nicht mehr bezuschlagten Projekte über.

Ein kurzfristiges Nachrückverfahren erhöht die Anzahl gültiger Gebote. Das hat den Vorteil, dass eine Senkung der Realisierungsquote durch verfahrenstechnische Mängel vermieden werden kann. Nach-

teil eines kurzfristigen Nachrückverfahrens ist, dass das endgültige Auktionsergebnis (z.B. der durchschnittliche Preis) nicht fest steht, bis alle Nachrückverfahren abgeschlossen sind. Dies mindert die Transparenz der Auktion und kann je nach Bezahlungsform (pay-as-bid oder pay-as-clear) den Auktionsprozess verlängern und strategisches Verhalten anreizen. Aus diesem Grund wird empfohlen, nur eine einmalige und kurze (ca. zweiwöchige) Nachrückfrist vorzusehen.

Bei einem langfristigen Nachrückverfahren werden Förderberechtigungen, die aufgrund von Nichtrealisierung zurückgegeben werden, auf ein anderes, in der Auktion ursprünglich nicht bezuschlagtes Gebot übertragen. Ein langfristiges Nachrückverfahren könnte die einzelnen Ausschreibungsrunden stark in die Länge ziehen. Dies erhöht das Risiko für die nachrückenden Bieter, die ihre Gebote über einen langen Zeitraum aufrechterhalten müssen¹⁵. Es wird daher empfohlen, anstelle eines langfristigen Nachrückverfahrens die zurückgegebenen Förderberechtigungen in einer der Folgeauktionen auf das Zielvolumen aufzuschlagen (vgl. Kapitel 4.2).

Rückgabe von Förderberechtigungen

Eine frühzeitige Rückgabe nicht genutzter Förderberechtigungen erhöht die Planungssicherheit der ausschreibenden Stelle hinsichtlich der Erreichung der Zielmenge und der Bestimmung der Auktionsvolumen in den nächsten Ausschreibungsrunden. Daher empfiehlt es sich, einen Anreiz für die Bieter zu schaffen, ihre Förderberechtigung so früh wie möglich zurückzugeben, wenn absehbar ist, dass sich das Projekt aufgrund Eigen- oder Fremdverschuldung nicht oder nur in geringerem Umfang realisieren lässt. Allerdings sollte dieser Anreiz so gestaltet sein, dass die Wirksamkeit der Pönale bestehen bleibt und keine unernsten Gebote abgegeben werden.

Ein Anreiz für eine frühzeitige Rückgabe der Förderberechtigung könnte in einem zeitlich abgestuften Übergang von einer Teilpönale hin zur vollen Pönale bestehen, z.B. in Sechsmonatsschritten. Demnach wäre bei einer Rückgabe der Förderberechtigung innerhalb der ersten sechs Monate nach Bezuschlagung nur eine Teilpönale fällig, die sich schrittweise erhöht. Die volle Pönale wird erst zwei Jahre nach der Bezuschlagung (d.h. nach Ablauf der verlängerten Realisierungsfrist) fällig. Es ist zu überlegen, für den Fall höherer Gewalt keine oder eine nur sehr geringe Pönale vorzusehen, diese Frage muss aber noch weiter untersucht werden (vgl. Kapitel 5.2).

¹⁵ In einer dänischen Offshore Wind Ausschreibungen wurden mit diesem Modell z.B. sehr schlechte Erfahrungen gemacht.

6 Ermöglichung einer Akteursvielfalt: Wie kann kleineren Akteuren die Teilnahme an der Auktion erleichtert werden?

Akteursvielfalt und „Bürgerenergie“-Konzepte werden häufig als wichtige Treiber der Energiewende genannt. Es wird befürchtet, dass Ausschreibungssysteme kleine Akteure benachteiligen und zu einer Marktkonzentration sowie einer sinkenden Akzeptanz der Energiewende führen. Damit würden sie Akteursvielfalt und Bürgerenergie zuwider laufen. Es gilt also ein Auktionsdesign anzustreben, dass die erfolgreiche Teilnahme kleiner Akteure an der Auktion erlaubt oder Ausnahmeregelungen für kleine Akteure zu schaffen. Es stellt sich dabei allerdings die Frage, welche Akteure genau gemeint sind und wie sie rechtssicher definiert werden können. Zudem sollte es nicht Ziel des Ausschreibungssystems sein, die heute bestehende Akteursstruktur unverändert fortzusetzen, sondern weiterhin Akteursvielfalt und Bürgerbeteiligung zu ermöglichen. Unvermeidbar ist, dass die Einführung eines Ausschreibungssystems die Marktbedingungen für kleine Akteure im Vergleich zu einer festen Einspeisevergütung verkompliziert und perspektivisch zu einer Veränderung der heutigen Akteursstruktur führen wird.

Empfehlung zur Wahrung einer Akteursvielfalt

Es wird empfohlen, kleinen Akteuren die Teilnahme an der Auktion zu erleichtern, indem die Bieterri-siken und Zugangshürden im Gesamtdesign der Auktion begrenzt werden, z.B. durch Qualifikationsanforderungen und Pönalen, die auch von kleinen Bietern mit geringer Bonität erbracht werden können.

Vor dem Hintergrund, dass eine klare und rechtssichere Identifizierung „kleiner Akteure“ bzw. der Akteure der Bürgerenergie kaum möglich ist, wird vorerst nicht empfohlen, bevorzugte Auktionsbedingungen oder Ausnahmeregelungen für diese Akteursgruppen einzuführen. Sollte die Evaluierung der Ausschreibung ergeben, dass es trotz der relativ geringen Teilnahmehürden zu einer kontinuierlichen Ausgrenzung von kleinen Akteuren kommt, ist über weitere Maßnahmen zur Adressierung dieses Problems nachzudenken. Das gilt auch im Fall der geplanten Ausweitung der Ausschreibung auf andere Technologien.

Grundsätzlich sollte zwischen den Zielen unterschieden werden, erstens, Bürger am Ausbau der EE zu beteiligen und dadurch eine hohe Akzeptanz der Energiewende zu schaffen und, zweitens, Marktkonzentration auf wenige große Akteure zu vermeiden. Die explizite Förderung kleiner Marktakteure kann einer Marktkonzentration vorbeugen (wobei dieses Ziel auch auf anderem Wege erreicht werden kann), muss aber nicht zwangsläufig der Förderung von Bürgerenergie entsprechen. Eine explizite Förderung bestimmter Akteursgruppen erhöht aber tendenziell die Förderkosten (verringerte Effizienz).

Ob es zu einer Marktkonzentration kommt, hängt von vielen Faktoren ab und kann auch durch das Auktionsdesign beeinflusst werden, insbesondere durch die für die Auktion definierten Qualifikationskriterien und Pönalen. Bürgerenergieprojekte und Projekte von kleinen Akteuren müssen nicht zwangsläufig teurer sein als die Projekte großer Akteure, da die Akteure unterschiedliche Renditeerwartungen haben.

6.1 Definition von Akteursvielfalt und Bürgerenergie

Bürgerenergie und Akteursvielfalt sind nur unscharf definierte Konzepte.

Der Begriff „Bürgerenergie“ wird meist auf die Investorenstruktur von EE-Projekten bezogen. Allerdings bleibt oft unklar, wer genau mit „Bürgern“ gemeint ist und welche Rolle sie in Bürgerenergieprojekten spielen.

Eine Studie im Auftrag des Bündnis Bürgerenergie und des BUND schlägt vor, von „Bürgerenergie“ zu sprechen, wenn „Privatpersonen und/oder lokale gewerbliche oder landwirtschaftliche Einzelunternehmen bzw. juristische Personen (außer Großkonzernen) einzeln oder gemeinsam in (Erneuerbare-)Energien-Anlagen Eigenkapital investieren, sofern sie mindestens 50% der Stimmrechte halten und aus einer Region kommen bzw. dort ansässig sind.“ Hier werden also besonders lokale Besitzstrukturen, die Abwesenheit von „Großkonzernen“ und die Verwendung von Eigenkapital in den Vordergrund gestellt. Diese Definition erscheint allerdings politisch gefärbt und in gewisser Weise auch diskriminierend (dürfen z.B. Bürger, die in Städten wohnen, sich nicht an Bürgerenergieprojekten in ländlichen Regionen beteiligen?).

Ein weiteres Problem ist, dass mit dieser Definition auf unbestimmte Rechtsbegriffe zurückgegriffen werden muss, deren Anwendung in der Praxis zu Abgrenzungsschwierigkeiten und Rechtsunsicherheit führen dürfte. So sind die Charakteristika „lokal“, „aus der Region“, „keine Großkonzerne“ zunächst zwar nachvollziehbar, sie sind jedoch rechtlich nur schwer abgrenzbar.

Der Begriff Akteursvielfalt impliziert zunächst einmal nur, dass viele verschiedene Akteure am Markt aktiv sind. Im politischen Kontext wird der Begriff Akteursvielfalt meistens implizit auf die Bewahrung einer Akteursstruktur mit vielen kleinen Marktakteuren (d.h. sowohl Projektierern als auch Investoren) bezogen, wie sie sich in der Vergangenheit unter den Rahmenbedingungen des EEGs etabliert hat.

Werden kleine Akteure als „kleine und mittelständische Unternehmen“ definiert, können die Regeln der EU-Kommission zur deren Definition und Nachweis übernommen werden (2003/361/EG). Demnach haben KMU weniger als 250 Mitarbeiter und gleich oder weniger 50 Mio. Euro Umsatz. Kleinunternehmen haben weniger als 50 Mitarbeiter und max. 10 Mio. Euro Umsatz, Kleinstunternehmen weniger als 10 Mitarbeiter und maximal zwei Mio. Euro Umsatz (siehe Tabelle 1).

Tabelle 1: Definition „kleine und mittelständische Unternehmen“ laut EU-Kommission (2003/361/EG)

Unternehmenskategorie	Mitarbeiter	Umsatz	oder Bilanzsumme
Mittleres Unternehmen	< 250	≤ 50 Mio. EUR	≤ 43 Mio. EUR
Kleinunternehmen	< 50	≤ 10 Mio. EUR	≤ 10 Mio. EUR
Kleinstunternehmen	< 10	≤ 2 Mio. EUR	≤ 2 Mio. EUR

Wichtig ist dabei, dass eine Firma, die Teil einer größeren Gruppe ist, ggf. Daten zur Mitarbeiterzahl, zum Umsatz und zur Bilanzsumme dieser Gruppe einbeziehen muss. Das ist im vorliegenden Segment relevant, da für PV-FFA-Projekte zumeist Projektgesellschaften gegründet werden, die für sich die KMU-Kriterien erfüllen würden. Dies ist jedoch nicht der Fall, wenn sie größeren Firmen gehören, die keine KMUs sind.

Zwar ist die KMU-Definition rechtlich gut etabliert, wird praktisch jedoch häufig unsauber angewendet. Zudem ändert sich die Besitzstruktur in dem Projektentwicklungsprozess häufig, was eine eindeutige Trennung (und damit Identifizierung) der Akteure besonders schwierig macht. Diese Definitionsprobleme erschweren insgesamt eine differenzierte Behandlung von kleinen Akteuren.

6.2 Möglichkeiten der differenzierten Behandlung von kleinen Akteuren

Wenn man von der problematischen Abgrenzung kleiner Akteure absieht, bestehen verschiedene Möglichkeiten, kleine Akteure in einem Ausschreibungssystem bevorzugt zu behandeln. Wenn sich eine rechtssichere Definition von Bürgerenergie fände, wären diese im Prinzip auch auf Bürgerenergie-Akteure anwendbar.

Befreiung kleiner Akteure von der Auktion

Grundsätzlich ist es denkbar, nicht die (erfolgreiche) Teilnahme kleiner Akteure an der Ausschreibung zu erleichtern, sondern sie – im Gegenteil – ganz von der Ausschreibung „zu befreien“, d.h. eine Bagatellgrenze für die Akteursgröße einzuführen. Akteure unterhalb einer bestimmten Größe würden weiterhin eine administrativ festgesetzte Einspeisevergütung ohne Ausschreibung erhalten. Diese Lösung würde offensichtlich kleine Akteure von dem mit Auktionen verbundenen Gebots- und Pönanerisiko befreien. Zudem würde sie administrativ einfach durchzuführen sein, insoweit eine adäquate und rechtssichere Definition kleiner Akteure gefunden wird.

Den Vorteilen der Befreiung kleiner Akteure von der Auktionsteilnahme steht das ungelöste Problem gegenüber, diese nicht ausreichend eindeutig abgrenzen zu können. Das könnte für erhebliche Rechtsunsicherheit sorgen, nicht nur für die ausschreibende Stelle, sondern auch für die Auktionsteilnehmer. Hinzu kommt, dass die ausbleibende Teilnahme kleiner Akteure an der Auktion insgesamt den Wettbewerb innerhalb der Auktion verringert und somit tendenziell zu schlechteren Auktionsergebnissen führt. Des Weiteren ist zu erwarten, dass die administrativ festgesetzten Einspeisevergütungen die Auktionsergebnisse beeinflussen würden. Eine Möglichkeit könnte es sein, kleinen Akteu-

ren den administrativ festgesetzten Höchstpreis der Auktion zu zahlen. Dies würde aber tendenziell zu einer Überförderung kleiner Akteure führen.

Nachträglicher Zugang zum Auktionsergebnis

Eine weitere Option ist es, kleinen Akteuren nachträglich Zugang zum Auktionsergebnis zu gewähren, ihnen also auch ohne Teilnahme an der Auktion die Vergütung zu zahlen, die sich in der Auktion als marginaler Preis ergeben hat (Uniform Pricing vorausgesetzt). Neben der auch hier bestehenden Schwierigkeit der Abgrenzbarkeit kleiner Akteure könnte sich allerdings das Problem ergeben, dass das Auktionsergebnis zu niedrig ist, um die Projekte kleiner Akteure kostendeckend zu vergüten, da es von großen Akteuren bestimmt wird.

Bagatellgrenzen für kleine Anlagen

Alternativ zum Bezug auf die Akteursgröße könnte eine Bagatellgrenze für kleine Anlagen vorgesehen werden (dies ist in den neuen Umweltbeihilfeleitlinien der Europäischen Kommission vorgesehen). Die Annahme ist hier, dass kleine Akteure v.a. kleine Anlagen realisieren. Allerdings besteht kein zwingender Zusammenhang zwischen Anlagengröße und Akteursgröße. Falls eine Bagatellgrenze für kleine Projekte eingeführt würde, würde für alle Akteure ein Anreiz entstehen, Investitionen in diese Anlagengrößen umzuleiten und nur vermindert an den Auktionen teilzunehmen (zumindest wenn die Vergütung unterhalb der Bagatellgrenze kostendeckend wäre).

Separate Auktionen

Eine weitere Option ist es, für kleine Akteure eine separate Auktion einzuführen, um innerhalb der separaten Auktion für gleiche Chancen, also für ein so genanntes „level playing field“, zu sorgen. Hier gelten jedoch dieselben Nachteile wie bei der „Befreiung“ kleiner Akteure von der Auktion. Zudem wäre u.U. die Teilnehmerzahl an der separaten Auktion so gering, dass die Gefahr von Kollusion (d.h. von Preisabsprachen und anderem strategischen Verhalten) steigt.

Bevorzugte Bedingungen für kleine Akteure

Ein anderer grundlegender Ansatz ist, innerhalb der Auktion bevorzugte Bedingungen für kleine Akteure zu schaffen. So können Ausnahmen bei den materiellen Qualifikationsanforderungen gemacht werden und z.B. ein geringerer erforderlicher Planungsfortschritt eingefordert werden (wodurch die potentiell prohibitiv wirkenden Kosten zur Erfüllung der Präqualifikationsanforderungen gesenkt würden). Zudem könnten für kleine Akteure Ausnahmen in Bezug auf finanzielle Qualifikationsanforderungen festgelegt werden, z.B. ein geringerer Bid-Bond gefordert werden. Das würde die Teilnahmehürde verringern, die entsteht, da kleine Akteure im Vergleich zu großen Akteuren häufig eine geringere Bonität und einen erschwerten Zugang zur Finanzierung haben. Im Grundsatz erscheint dies ein gangbarer Ansatz zu sein, gerade in Bezug auf die finanziellen Anforderungen. Der Nachteil ist, dass durch die generelle Erleichterung der Teilnahmeanforderungen die Realisierungsrate der Projekte sinken kann, was vor dem Hintergrund ambitionierter Ausbauziele problematisch wäre.

Alternativ könnte ein Bonus für Gebote kleinerer Akteure eingeführt werden: Im Rahmen einer rein preisbasierten Auktion könnte ein Abschlag auf das eingereichte Gebot eingerechnet werden, wodurch die Chance der Bezuschlagung steigen würde. Bei Multi-Kriterien-Auktionen könnten kleine Bieter zusätzliche Bonuspunkte erhalten, um ihre Chance auf Bezuschlagung zu erhöhen. Hierdurch würden insgesamt jedoch teurere Projekte bezuschlagt werden, was der Intention einer Auktion zuwiderliefe, die kostengünstigsten Gebote auszuwählen.

Eine weitere Möglichkeit ist eine (Teil-)Rückerstattung von Gebotskosten für Gebote, die nicht bezuschlagt werden. Das würde das Risiko der Nicht-Bezuschlagung für kleine Akteure begrenzen. Diese Option würde jedoch mit zusätzlichem (u.U. erheblichem) administrativem Aufwand für die ausschreibende Stelle und mit Kosten für Verbraucher verbunden sein. Zudem würde ein Anreiz gesetzt, weniger ernsthafte Gebote abzugeben, bzw. das Instrument der Rückerstattung strategisch zur Beeinflussung des Auktionsergebnisses einzusetzen.

Weiterhin ist denkbar, eine Mindestquote für kleine Akteure einzuführen, wonach unter den bezuschlagten Geboten eine Mindestquote von kleinen Akteuren enthalten sein muss. Bei Nicht-Erfüllung der Quote würden teurere Gebote kleiner Akteure nachrücken, bis die Mindestquote erfüllt ist. Wenn kleine Akteure rechtssicher definiert werden, könnte dies u.U. ein gangbarer Weg sein, der allerdings zu strategischem Verhalten einladen könnte und zu höheren Förderkosten führen würde.

Als Option zur Vermeidung von Marktkonzentration könnte eine Begrenzung des Bietvolumens bzw. der Anzahl der Gebote pro Bieter eingeführt werden, um zu verhindern, dass z.B. nur ein oder zwei Akteure die gesamte Zuschlagsmenge erhalten. Dieser Ansatz würde die Gefahr des strategischen „Underbiddings“ großer Akteure (um mittelfristig andere Akteure aus dem Markt zu drängen) verringern. Allerdings ist diese Option nur schwer umsetzbar, da in der Regel je PV-Projekt eine Projektgesellschaft gegründet wird und somit für jedes Projekt geprüft werden müsste, ob es sich wirklich um unabhängige oder „im Hintergrund“ verbundene Akteure handelt. Zudem verringert diese Option die Knappheit des auktionierten Gutes im Vergleich zur Nachfrage und führt somit potentiell zu teureren Auktionsergebnissen.

Ein Gestaltungselement, das kleinen Bietern die Teilnahme an der Auktion in jedem Fall erleichtert, ist das Fehlen einer Mindestlosgröße, da hohe Losgrößen (z.B. größer 1 MW) kleine Projekte verhindern. Wie in Kapitel 3.4 dargelegt, wird für die Ausschreibung keine Mindestprojektgröße vorgesehen.

6.3 Inklusion kleiner Akteure in die Auktion: Begrenzung der Bieterrisiken im Rahmen des Auktionsdesigns

Wie oben dargestellt, kann im Rahmen von Auktionen mit spezifischen Sonderregelungen auf die Erhaltung der Akteursvielfalt hingewirkt werden. Eine grundlegende Herausforderung aller oben diskutierten Ansätze ist jedoch, dass nur schwer zu identifizieren ist, wer genau gesondert behandelt werden soll. „Kleine Akteure“ könnten zwar evtl. über die bestehende Definition von Kleinunternehmen identifiziert werden, dies deckt aber ebenfalls nicht das gesamte Spektrum der Akteursvielfalt ab. Zudem weisen alle oben genannten Regelungen zusätzliche Nachteile auf.

Andererseits haben zahlreiche Designelemente einer Auktion Auswirkungen darauf, wie gut kleine und Bürgerenergie-Akteure an einer Auktion teilnehmen können. Zum Beispiel können hohe finanzielle Präqualifikationsanforderungen abschreckend auf kleine Akteure wirken, da sie über geringere finanzielle Möglichkeiten verfügen als große, finanzstärkere Akteure. Aus dieser Grundüberlegung heraus ist die in den vorangegangenen Kapiteln dargestellte Empfehlung für das Auktionsdesign so gestaltet, dass sie die Hürden für die erfolgreiche Auktionsteilnahme von kleinen Akteuren möglichst niedrig setzt.

Es gilt hierbei der Grundsatz, die Bieterisiken soweit wie möglich zu begrenzen. Dies geschieht im vorliegenden Vorschlag z.B. durch moderate materielle Qualifikationsanforderungen, um die potentiell versunkenen Kosten begrenzen. Auch die finanziellen Qualifikationsanforderungen sind relativ moderat und flexibel gestaltet, so dass eine gute Balance zwischen Eingrenzung der Nicht-Realisierung und der Teilnahmemöglichkeit für kleine Akteure gegeben ist. Zusätzlich wird die Möglichkeit vorgeschlagen, Teile der finanziellen Präqualifikationsanforderungen durch anspruchsvollere materielle Qualifikationsanforderungen (weiter fortgeschrittener Projekte) zu ersetzen. Ein weiterer, zentraler Baustein, durch den die Teilnahme kleiner Akteure gefördert wird, ist die Empfehlung einer einfachen statischen Auktion. Der zentrale Vorteil hierbei ist, dass keine komplexen Bietstrategien notwendig sind, die tendenziell größeren und „professionelleren“ Bietern zur Verfügung stehen. Solche komplexeren Bietstrategien sind z.B. bei einer descending-clock Auktion für den Bieter von Vorteil.

Es wird somit empfohlen, im Gesamtdesign der Auktion darauf zu achten, dass kleinen Akteuren der Zugang erleichtert wird, indem die Bieterisiken und weitere Zugangshürden begrenzt werden. Vor dem Hintergrund, dass eine klare (d.h. rechtssichere) Identifizierung von Bürgerenergie kaum und von kleinen Akteuren nur schwer möglich ist, wird vorerst nicht empfohlen, bevorzugte Auktionsbedingungen oder Ausnahmeregelungen für diese Akteursgruppen einzuführen.

Sollte die Evaluierung der Ausschreibung ergeben, dass es trotz der relativ geringen Eintrittsbarrieren zu einer kontinuierlichen Ausgrenzung von kleinen Akteuren kommt, ist über weitere Schritte nachzudenken (zum Beispiel könnte dann erneut die existierende Definition von Kleinunternehmen zur Hilfe genommen werden).

7 Mögliche Anreize für Systemdienlichkeit und eine ausgewogene geografische Verteilung

In der öffentlichen Diskussion wurde wiederholt gefordert, dass Ausschreibungen Anreize zur Systemdienlichkeit bzw. einer ausgewogenen geographischen Verteilung setzen sollen. Zur Erreichung dieses Ziels sind verschiedene Gestaltungsoptionen denkbar. Im Rahmen einer Auktion können technische Voraussetzungen festgelegt werden, um z.B. eine hohe Systemdienlichkeit der Anlagen sicherzustellen. Alternativ können zusätzliche Kriterien zur Bewertung der Gebote hinzugefügt werden, damit Anlagen, die besonders systemdienlich sind, bevorzugt bezuschlagt werden. Des Weiteren sind separate Ausschreibungstranchen, z.B. für Ost-West-Anlagen, denkbar. Zudem kann über ein Referenzertragsmodell oder über regionale Ausschreibungen eine ausgewogene geographische Verteilung der PV-Anlagen angereizt werden, um potenziell die Netzintegration zu erleichtern und die öffentliche Akzeptanz im Vergleich zur Ballung von PV-Anlagen in Süd- oder Ostdeutschland zu erhöhen.

Empfehlung zu möglichen Anreizen für Systemdienlichkeit

Generell sollten die technischen Anforderungen an PV-FFA in der Auktion analog zum EEG gehandhabt werden, d.h. alle im EEG und den derzeit gültigen Normen geregelten Voraussetzungen müssen auch in der Ausschreibung erfüllt sein. Darüber hinausgehende Anforderungen an die Systemdienlichkeit oder die regionale Verteilung sollten vorerst nicht über das Ausschreibungssystem, sondern getrennt hiervon geregelt werden, um das Ausschreibungssystem einfach zu halten und dessen Vergleichbarkeit mit dem bisherigen EEG sicherzustellen. Perspektivisch können weitere Maßnahmen und bei größeren Ausschreibungsvolumina auch separate Ausschreibungstranchen erwogen werden. Das Pilotausschreibungssystem sollte in dieser Hinsicht jedoch nicht überfrachtet werden.

Theoretisch könnte in der Ausschreibung eine ganze Reihe an technische Qualifikationsanforderungen zur Systemdienlichkeit eingeführt werden, wie z.B. die Fähigkeit zur Leistungsreduktion (z.B. zur Verbesserung der Netzstabilität), die Schwarzstartfähigkeit (d.h. die Möglichkeit zur aktiven Steuerung der Leistungsbereitstellung bei Systemstart, um im Falle eines Blackouts den Systemneustart zu erleichtern), die Bereitstellung von Blindleistung (zur Spannungserhaltung), die Bereitstellung von sogenannter künstlicher Trägheit (zur Verbesserung der Systemstabilität) oder die dauerhafte Begrenzung der Wechselrichterleistung (zur Verringerung des notwendigen Netzausbaus). Insbesondere die Klasse der PV-Freiflächenanlagen eignet sich im Vergleich zu sehr kleinen PV-Anlagen grundsätzlich für die effiziente Bereitstellung von Systemdienstleistungen¹⁶.

¹⁶ Ein ähnlicher Effekt würde erzielt, wenn sich der Ausschreibungsgegenstand auf die Wechselstromleistung und nicht auf die Gleichstromleistung beziehen würde, da hierdurch ein höheres DC/AC-Verhältnis angereizt würde.

Der Vorteil der zusätzlichen technischen Anforderungen ist, dass die Systemdienlichkeit und Netzintegration der Anlagen gesichert werden können. Dem stehen verschiedene Nachteile gegenüber. So verringern zusätzliche, über das bislang übliche Maß hinausgehende technische Anforderungen den Wettbewerb in der Auktion und führen damit potentiell zu höheren Fördertarifen. Jede zusätzliche technische Anforderung führt zudem zu einem erhöhten Prüfaufwand für die ausschreibende Stelle. Das schwerwiegendste Argument gegen zusätzliche Anforderungen ist jedoch, dass wirksame technische Anforderungen derzeit allgemein für alle Erzeugungsanlagen in sogenannten technischen Anschlussbedingungen durch die Netzbetreiber geregelt werden und partielle sowie technologiespezifische Regelung der technischen Anforderung für die Teilnehmer einer Auktion einen gravierenden Eingriff in die derzeitige Praxis darstellt. Unabhängig von dem gewählten Förderinstrument ist derzeit noch unklar, welche technischen Eigenschaften jede Technologie (PV- oder Windenergieanlagen) inhärent bereitstellen müssen und welche (System-)Dienstleistungen die Anlagen zusätzlich anbieten sollten. Für diese Fragestellung wäre somit vorerst eine differenzierte volkswirtschaftliche Bewertung der gewählten Ausprägung notwendig.

Zudem ist eine gesonderte Berücksichtigung von Ost-West-Anlagen im Ausschreibungssystem denkbar, entweder durch gesonderte Ausschreibungstranchen oder durch Besserstellung solcher Gebote. Ost-West-Anlagen weisen ein besser integrierbares Einspeiseprofil auf (flachere Mittagsspitze, höherer Leistungsbeitrag in den Morgen- und Abendstunden). Die geringeren Erzeugungsgredienten führen zudem perspektivisch bei einem hohen PV-Bestand (Größenordnung 80 bis 90 GW) zu geringeren negativen Residuallasten und einem positiven Einfluss auf residuale Lastgradienten. Diesen positiven Systemeffekten steht jedoch ein geringerer Stromertrag gegenüber, der über investitionskostenseitige Einsparungen nicht ausgeglichen werden kann. Die genannten positiven Effekte auf das Stromsystem wurden zudem bislang noch nicht monetär quantifiziert. Es ist also derzeit noch nicht abzusehen, ob der monetär bewertete Systemvorteil (bzgl. Stromsystem und Netze) ausreicht, um die Mehrkosten zu decken. Weiterhin ist die Fragestellung, inwieweit solch ein regional gesteuerter Zubau volkswirtschaftlich sinnvoll ist, unabhängig von der Ausschreibung zu beantworten.

Ein weiterer Aspekt, der über Ausschreibungen gesteuert werden kann, ist die regionale Verteilung der PV-Anlagen. Die regionale Verteilung kann zum Beispiel direkt über regional aufgeteilte Ausschreibungen stattfinden. Allerdings würde dies das Wettbewerbsniveau verringern und administrative und politische Transaktionskosten für die Festlegung des regionalen Verteilungsschlüssels erzeugen. Alternativ kann ein Referenzertragsmodell (analog zur Förderung von Windenergie im EEG) eingeführt werden. Dabei würden alle Gebote auf einen Referenzstandort normiert und entsprechend bezuschlagt werden. Eine solche regionale Verteilung im Rahmen der Ausschreibung zu ermöglichen, könnte insbesondere mit Blick auf zukünftige Ausschreibungen für Onshore Wind sinnvoll sein. In Hinblick auf PV-FFA erscheint ein Referenzertragsmodell allerdings relativ aufwendig und weniger wirksam, da die Gesamtprojektkosten zu einem geringeren Anteil von der Sonneneinstrahlung beeinflusst werden, als dies bei Windenergie in Hinblick auf die Qualität der Windstandorte der Fall ist. Die signifikante regionale Differenz der Pachtpreise kann dazu führen, dass auch ohne regionale Ausschreibungen oder Referenzertragsmodell eine regionale Verteilung der installierten PV-Anlagen entstehen kann.



sustainable energy for everyone

Vor diesem Hintergrund werden vorerst keine gesonderten Maßnahmen empfohlen, um die Systemdienlichkeit bzw. die regionale Verteilung der Anlagen zu verbessern. Stattdessen sollte das Pilot-ausschreibungssystem so einfach wie möglich gehalten werden und eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse mit dem bisherigen EEG anstreben. Die technischen Anforderungen an PV-Anlagen sollten analog zum EEG gehandhabt werden, d.h. alle im EEG geregelten Voraussetzungen müssen auch in der Ausschreibung erfüllt sein. Die Weiterentwicklung der technischen und geographischen Anforderungen sollte in einer koordinierten Vorgehensweise mit Blick auf weitere Technologien und das Gesamtsystem stattfinden.

8 Geplante Öffnung der Ausschreibung für Anlagen im europäischen Ausland

Im Rahmen der europäischen Diskussion über nationale Fördersysteme für EE ist wiederholt deren Öffnung für EE-Anlagen in anderen Mitgliedstaaten gefordert worden. Die am 9. April 2014 beschlossenen Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien 2014-2020 der Europäischen Kommission schreiben zwar eine Öffnung der Fördersysteme nicht zwingend vor. Vorgesehen ist jedoch, dass die Europäische Kommission es positiv bewertet, wenn die EE-Fördersysteme der Mitgliedstaaten für Anlagen in anderen Staaten des Europäischen Wirtschaftsraumes offen sind. Allerdings sehen sie auch vor, dass die Mitgliedstaaten dabei die so genannten Kooperationsmechanismen (nach Art. 6-11 der Erneuerbaren Energien Richtlinie 2009/28/EC) nutzen können und sollen. Das novellierte EEG enthält eine Verordnungsermächtigung, wonach ein Teil der Pilotausschreibung für PV-Freiflächenanlagen für Strom aus EE-Anlagen außerhalb Deutschlands geöffnet werden kann. Somit soll ein Ausschreibungsverfahren eingeführt werden, an dem auch PV-Anlagen, die im europäischen Ausland stehen, teilnehmen können und im Falle einer Bezuschlagung Förderung durch das EEG erhalten könnten.

Allerdings legt das EEG zwei Voraussetzungen fest:

Erstens wird Strom aus ausländischen EE-Anlagen nur gefördert, insoweit „sichergestellt ist, dass die tatsächliche Auswirkung des in der Anlage erzeugten Stroms auf das deutsche Stromnetz oder auf den deutschen Strommarkt vergleichbar ist zu der Auswirkung, die der Strom bei einer Einspeisung im Bundesgebiet hätte“ (§88). Der Strom soll also einen realen Effekt auf das deutsche Stromsystem haben (in §2 wird dies als „physikalischer Import des Stroms“ bezeichnet).

Zweitens verlangt §88, dass „mit dem Mitgliedstaat der Europäischen Union, in dem die Anlage errichtet werden soll, ein völkerrechtlicher Vertrag oder ein entsprechendes Verwaltungsabkommen abgeschlossen worden ist, in dem die weiteren Voraussetzungen für den Anspruch auf die finanzielle Förderung, das Verfahren sowie der Inhalt und der Umfang der finanziellen Förderung mit dem Mitgliedstaat der Europäischen Union geregelt worden sind, und dieser völkerrechtliche Vertrag oder dieses Verwaltungsabkommen dem Prinzip der gegenseitigen Kooperation bei der Förderung, dem Ausschluss der Doppelförderung sowie einer angemessenen Kosten- und Nutzenverteilung zwischen Deutschland und dem anderen Mitgliedstaat Rechnung trägt“. Diese Aspekte verankern auch den Grundsatz der Gegenseitigkeit

Wie die Gegenseitigkeit und „physikalischer Import“ konkret ausgestaltet bzw. nachgewiesen werden können, wird in parallelen Vorhaben untersucht. Diese Frage ist jedoch nicht Gegenstand dieses Konsultationspapiers.

Allgemein lässt sich festhalten, dass sich durch eine Öffnung der Ausschreibung verschiedene der zuvor diskutierten Rahmenbedingungen verändern. Hierzu gehört insbesondere die Wettbewerbssituation, da sich bei einer Teilnahme von Anlagen außerhalb Deutschlands das Verhältnis von Angebot und Nachfrage verändern kann und sich dadurch die Wettbewerbsintensität erhöhen könnte. Weiter-



sustainable energy for everyone

hin sind Auswirkungen auf verschiedene Designelemente, zum Beispiel die Flächenkulisse, gerade auch im Ausland, die Präqualifikationsanforderungen oder auch der Preisregel denkbar.

Entsprechende Anpassungen werden gesondert geprüft. Im Übrigen wird die Ausgestaltung der Ausschreibung an einigen Stellen auch im späteren Verlauf im Zusammenhang der Kooperationsvereinbarung mit anderen Mitgliedsstaaten zu erörtern sein.

9 Zusammenfassung und Ausblick

In den letzten Kapiteln wurde dargelegt, welche Eckpunkte das Auktionsdesign für die Pilotausschreibung PV-FFA umfassen muss und welche Gestaltungsoptionen zur Verfügung stehen. Darauf aufbauend wurde ein vergleichsweise einfaches, transparentes und in sich konsistentes Ausschreibungsdesign vorgeschlagen, das darauf abzielt, an die Rahmenbedingungen des bisherigen EEGs anzuknüpfen, Bieterisiken – gerade auch für kleinere Akteure – zu begrenzen und dennoch eine relativ hohe Realisierungswahrscheinlichkeit der bezuschlagten Projekte sicherzustellen. Allerdings ist auch eine Reihe von Fragen offen geblieben, die noch weiter vertieft werden müssen, insbesondere die genaue Ausgestaltung der Pönalen und einer möglichen personenbezogenen Übertragbarkeit der Förderberechtigungen. Diese Fragen sollen in den kommenden Wochen mit Experten und betroffenen Akteuren weiter diskutiert werden.

Die hier vorgelegte wissenschaftliche Empfehlung dient als Basis für das Konzeptpapier des BMWi, mit dem eine breite Stakeholder-Konsultation eingeleitet wird. Darauf aufbauend will das BMWi ab Ende August die Rechtsverordnung erarbeiten, in der die Details zur Pilotausschreibung für PV-FFA geregelt werden. Feedback und Anregungen zu unseren Vorschlägen und Argumenten sind sehr willkommen.

Quellen

Literatur

BDEW (2013), *Vorschläge für eine grundlegende Reform des EEG*, Berlin.

De Lovinfosse, I.; Janeiro, L.; Gephart, M.; Klessmann, C. (2013), *Lessons for the tendering system for renewable electricity in South Africa from international experience in Brazil, Morocco and Peru*, Auftraggeber Deutsche Gesellschaft für International Zusammenarbeit GmbH, Berlin.

Destatis (2013), Deutschlands Landwirte bewirtschaften 11,9 Millionen Hektar Ackerland, Pressemitteilung Nr. 252 vom 30.07.2013.

Ecke, J.; Herrmann, N.; Hilmes, U.; Kremp, R.; Macharey, U.; Nolde, A.; Wolter, H.; Zander, W. (2013), *Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland*, Auftraggeber Verband kommunaler Unternehmen e.v. (VKU), Berlin.

EEG 2014 (2014), Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts, Gesetzentwurf der Bundesregierung.

FNR (2012), Informationen zum Energiepflanzenanbau, abgerufen am 23.06.2014, .

Frontier Economics (2014), *Technologieoffene Ausschreibungen für Erneuerbare Energien*, Auftraggeber EFET Deutschland.

Fürstenwerth, D.; Praetorius, B.; Redl, C.; Ragwitz, M.; Held, A.; Winkler, J.; Maurer, C.; Resch, G. (2014), *Ausschreibungen für Erneuerbare Energien. Welche Fragen sind zu prüfen?*, Berlin.

Grau, T. (2014), *Comparison of Feed-in-Tariffs And Tenders to Remunerate Solar Power Generation*, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Discussion Papers 1363, Berlin.

Hauser, E.; Weber, A.; Zipp, A.; Leppich, U. (2014), *Bewertung von Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell für Anlagen erneuerbarer Energienutzung*, Endbericht, Auftraggeber Bundesverband Erneuerbare Energie e.V., Saarbrücken.

Held, A.; Ragwitz, M.; Gephart, M., de Visser, E.; Klessmann, C. (2014), *Design features of support schemes for renewable electricity*, Auftraggeber Europäische Kommission, Utrecht.

IRENA (2013), *Renewable Energy Auctions in Developing Countries*.

Kelm, T.; Dasenbrock, J.; Günnewig, D. et al. (2014), Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG, Vorhaben IIC, Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie, gemeinsamer Zwischenbericht von ZSW, Fraunhofer IWES, Bosch & Partner, Februar 2014.

Kopp, O.; Engelhorn, T.; Onischka, M.; Bode, S.; Groscurth, H.; Klessmann, C.; Gephart, M.; Nabe, C.; Grave, K.; Ehrhart, K., Petrzyk, S. (2013), *Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für erneuerbare Energien*, Mannheim.

Maurer, L. T. A. und Barroso, L. A. (2011), *Electricity Auctions. An Overview of Efficient Practices*. A World Bank Study, Washington DC.

Nestle, U. und Leuphana Universität Lüneburg, Professur für Finanzierung und Finanzwirtschaft (2014), *Marktrealität von Bürgerenergie und mögliche Auswirkungen von regulatorischen Eingriffen in die Energiewende*, Auftraggeber Bündnis Bürgerenergie e.V. und Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland, Lüneburg.

Reichmuth, M.; Kelm, T.; Braun, M.; Günnewig, D.; Puhe, H. et al. (2011), Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG, Vorhaben IIc, Solare Strahlungsenergie, gemeinsamer Endbericht von IE Leipzig, Bosch & Partner, ZSW, Soko Institut, Fraunhofer IWES, Juni 2011.

Weitere Quellen

Workshop mit Projektierern und Verbänden am 21.03.2014, Berlin, BMWi.

Workshop mit Auktionsexperten und Energieökonomern am 16.05.2014, Berlin, BMWi.

Workshop mit Investoren, Finanzdienstleistern und Projektierern am 03.07.2014, Berlin, BMWi.

Bilaterale Interviews und Gespräche mit betroffenen Akteuren und Auktionsexperten.

Befragung von 15 Projektierern aus dem PV-Freiflächenmarkt.



Projektkonsortium

Ecofys

Ecofys ist als internationales Beratungsunternehmen mit Know-how und Innovationskompetenz im Bereich Erneuerbare Energien, Energieeffizienz und Klimawandel tätig. Ecofys bietet Unternehmen, Behörden und anderen Institutionen und Organisationen energie- und klimapolitische Beratung sowie Umsetzungsberatung auf Projektebene an. Die Ecofys Abteilung "Policy Design & Evaluation" ist auf die Ausgestaltung und Evaluierung von politischen Instrumenten und Rahmenbedingungen zur Förderung von Erneuerbaren Energien und Energieeffizienz spezialisiert und hat bereits diverse Projekte durchgeführt, die die Anwendung und Ausgestaltung von Ausschreibungssystemen analysieren.

Zu unseren wichtigsten Kunden gehören die Bundesregierung (BMUB und BMWi), die Europäische Kommission, Ministerien und politische Entscheidungsträger in anderen Staaten, klimapolitische Stiftungen und NGOs (z. B. European Climate Foundation, WWF) sowie private Marktakteure aus dem Bereich Erneuerbare Energien und Energieeffizienz.

Takon

Takon berät seit 1998 Industrie und Politik in Auktionen und strategischen Entscheidungssituationen. Auf der Grundlage spieltheoretischer und experimenteller Methoden entwickelt das Unternehmen individuelle und erfolgversprechende Lösungen. Hierzu werden präzise mathematische Analysen und empirische Studien kombiniert und auf deren Basis konkrete Handlungsempfehlungen entwickelt. Ergänzend bietet Takon maßgeschneiderte Softwarelösungen an.

Takon verfügt durch die erfolgreiche Unterstützung von Kunden über weitreichende Erfahrungen bei der Gestaltung und Durchführung von sowie der Teilnahme an Ausschreibungsverfahren. Dabei wurden Kunden aus einer Vielzahl von Industrien beraten, bspw. aus der Automobil-, Finanzdienstleistungs- und Telekommunikationsbranche. Speziell im Bereich Umwelt und Energie wurden diverse Projekte vor allem auch mit Regierungen und anderen Akteuren des politischen bzw. öffentlichen Sektors sowohl unter Leitung als auch mit Beteiligung von Takon bearbeitet.

ZSW

Das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg wurde 1988 vom Land Baden-Württemberg zusammen mit Universitäten, Forschungseinrichtungen und Unternehmen als gemeinnützige Stiftung des bürgerlichen Rechts gegründet. Stiftungszweck ist es „Forschung und Entwicklung im Bereich der Erneuerbaren Energien, Energieeffizienz, Energiewandlung und Energiespeicherung, insbesondere auf dem Gebiet der Sonnenenergie und Wasserstofftechnologie in Abstimmung mit der universitären und außeruniversitären Forschung sowie durch Umsetzung der erarbeiteten Ergebnisse in die industrielle Praxis zu betreiben und zu fördern.“

Das Fachgebiet Systemanalyse verfügt über umfangreiche Erfahrungen bei der Evaluierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Seit fast zehn Jahren koordiniert und leitet das Fachgebiet die



sustainable energy for everyone

vom Bundesumweltministerium eingerichtete Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat). In diesem Zusammenhang verantwortet es das Monitoring des Ausbaus der erneuerbaren Energien in Deutschland und unterstützt die Bundesregierung u.a. bei internationalen Berichtspflichten. Auf der Grundlage dieser Erfahrungen, ergänzt durch Kompetenzen in ökonomischen Analysen, der Modellierung des Strommarktes sowie der Entwicklung und Anwendung leistungsfähiger Wind- und Solarstromleistungsvorhersagen zeigt das Team im Rahmen seiner Politikberatung auf Bundes- und Landesebene auf, wie die Energiewende gelingen kann und welche ökonomischen Chancen für den Standort Deutschland damit verbunden sind.

BBG und Partner

BBG und Partner ist eine Rechtsanwaltskanzlei mit derzeit 21 Berufsträgern. Wir arbeiten hochspezialisiert in Themenfeldern der öffentlichen Daseinsvorsorge. Eine der Kernkompetenzen der Kanzlei bildet das Umwelt- und Planungsrecht, insbesondere im Energiebereich. Die Kanzlei hat langjährige Erfahrungen bei der Planung und Zulassung komplexer Energievorhaben wie Strom- und Gasleitungen, Kraftwerke und Speicher. Die Rechtsanwälte von BBG und Partner verfügen zudem über umfangreiche und mehrjährige Erfahrungen bei der Erarbeitung von umweltrechtlichen Gesetzesvorschlägen für das Bundesumweltministerium (Umweltgesetzbuch), Landesbehörden (z.B. Thüringer EEWärmeG) sowie verschiedene Behörden in den Vereinigten Arabischen Emiraten (Dubai, Abu Dhabi). Ein weiterer Schwerpunkt der Kanzlei betrifft den wettbewerblichen Verkehrssektor mit besonderem Fokus auf dem öffentlichen Personennahverkehr. BBG und Partner verfügen über ausgewiesene vergaberechtliche Expertise. Im Bereich der Vergabe von Verkehrsdienstleistungen im öffentlichen Personenverkehr sind BBG und Partner bundesweit führend.



**BBG
und
Partner**



sustainable energy for everyone



BBG
und
Partner



sustainable energy for everyone



ECOFYS Germany GmbH

Am Karlsbad 11
10785 Berlin

T: +49 (0) 30 29773579-0
F: +49 (0) 30 29773579-99

E: info@ecofys.com
I: www.ecofys.com