

# Ausschreibung ante portas - Vergütung von onshore-Wind vor einem Systemwechsel

## Welche Konsequenzen das kommende Vergütungssystem für den Ausbau der Windenergie hat

von Matthias Pallutt

*Bereits in der Novelle des EEG von 2014 angekündigt, soll mittelfristig der Ausbau Erneuerbarer Energien nicht mehr über feste Tarife, sondern „wettbewerblich“ über Ausschreibungen erfolgen. Neben der Motivation der Kostensenkung soll auch der Wettbewerb zwischen den Technologien mittelfristig gefördert werden. Auch wenn diese erst 2017 eingeführt werden sollen, ist eine Erprobung bereits 2015 im Bereich der Photovoltaik angedacht. Die damit gemachten Erfahrungen sollen dann als Grundlage für die weitere Gestaltung der Rahmenbedingungen auch im Windbereich dienen.*

Bisher ist das Ausschreibungssystem auch für Photovoltaik nicht im Detail beschrieben und noch Gegenstand von Diskussionen bzw. Anpassungen. Allerdings liefert das Eckpunktepapier erste Hinweise auf die grundlegenden Rahmenbedingungen, nach denen im Photovoltaik-Bereich ausgeschrieben werden soll. Folgende Elemente sind danach in der Diskussion:

### **Ausschreibungsgegenstand**

Im Rahmen der Ausschreibung soll die installierte Leistung von Photovol-

taik-Freiflächenanlagen versteigert werden. Die Teilnehmer an der Ausschreibung benennen das Ausmaß der installierten Leistung, für die sie eine Förderberechtigung erhalten möchten, und bieten einen anzulegenden Wert des eingespeisten Stroms im Sinne des § 23 Absatz 1 Satz 2 EEG 2014, der die Basis für die Berechnung der gleitenden Marktprämie bildet. Soweit die Gebote die ausgeschriebene Menge übersteigen, erhalten die Bieter, die die niedrigsten anzulegenden Werte bieten, den Zuschlag. Die Förderung erfolgt dann im Rahmen der Direktvermarktung über die gleitende Marktprämie pro eingespeiste Kilowattstunde.

### **Ausschreibungsvolumen**

Das Ausschreibungsvolumen soll mit 600 MW pro Jahr über die im Koalitionsvertrag verankerte Mindestgröße von 400 MW hinausgehen. Hintergrund sind die derzeit noch fehlenden Erfahrungen über die Realisierungsrate bei den bezuschlagten Projekten. Es ist damit zu rechnen, dass nicht alle bezuschlagten Projekte auch tatsächlich realisiert werden können.

### **Ausschreibungsverfahren**

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie schlägt auf der Basis der Ergebnisse des wissenschaftlichen Vorhabens vor, mit einer statischen



„Pay-as-Bid“-Ausschreibung zu beginnen. Hierbei werden in jeder Ausschreibungsrunde einmalig verdeckte Gebote abgegeben, an die der jeweilige Bieter gebunden ist und die nicht mehr verändert werden können. Soweit die insgesamt gebotene Menge die ausgeschriebene Menge übersteigt, erhalten die kostengünstigsten Gebote den Zuschlag zu ihrem jeweils gebotenen Preis.

### Qualifikationsanforderungen und Pönalen

Um sicherzustellen, dass ein großer Teil der bezuschlagten Projekte auch tatsächlich realisiert wird, müssen Vorkehrungen getroffen werden, die zu einer hinreichend hohen Realisierungswahrscheinlichkeit führen. In Betracht kommen hierfür Qualifikationsanforderungen für die Teilnehmer an den Ausschreibungen und Pönalen im Falle der Verzögerung oder Nichtrealisierung der Projekte. Bei den Qualifikationsanforderungen kann zwischen finanziellen oder materiellen Anforderungen unterschieden werden. Als materielle Voraussetzung für die Teilnahme an der Pilotausschreibung wird das Vorliegen eines Aufstellungsbeschlusses einer Gemeinde für einen Bebauungsplan und der Nachweis einer vorläufigen

Netzanschlusszusage des Netzbetreibers vorgeschlagen. Hierdurch soll sichergestellt werden, dass die Teilnehmer an der Ausschreibung auch tatsächlich Projekte in Aussicht haben und die Gebote mit konkreten Projekten unterlegt sind. Als finanzielle Qualifikationsanforderung sollen die Teilnehmer eine finanzielle Sicherheit („Bid-Bond“) vor der Gebotsabgabe vorlegen, welche die Ernsthaftigkeit des Gebots nachweist. Bei Bezuschlagung ist eine im Vergleich zum Bid-Bond größere Sicherheit zu hinterlegen, welche die Pönale im Falle der Verzögerung oder Nichtrealisierung des Projekts absichert. Die Höhe dieser finanziellen Sicherheiten ist noch festzulegen. Im wissenschaftlichen Gutachten wird bei Einreichung des Angebots zunächst eine geringere finanzielle Sicherheit in einem Umfang von 2 bis 5 €/KW Leistung und bei Erteilung des Zuschlags eine finanzielle Sicherheit zur Absicherung der Strafzahlung bei Nichtrealisierung in Höhe von 25 bis 50 €/KW Leistung vorgeschlagen. Die Pönalen bei Verzögerung und Nichtrealisierung sollen zweistufig ausgestaltet werden. Eine erste Pönale soll fällig werden, wenn der Bieter, der einen Zuschlag erhalten hat, seine Anlage nicht innerhalb von 18 Monaten in Betrieb nimmt. Wenn 24 Monate nach der Zuschlags-

erteilung die installierte Leistung nicht oder nur teilweise realisiert worden ist, soll die Förderberechtigung ganz bzw. für den nicht realisierten Teil entzogen werden und der Bieter muss eine Geldstrafe zahlen.

### Übertragbarkeit der Förderberechtigung

Nach der Erteilung eines Zuschlags erhält der Bieter eine Förderberechtigung. Diese Förderberechtigung kann theoretisch projektbezogen, personenbezogen oder frei handelbar ausgestaltet werden: Für die Ausschreibung der Förderung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen favorisiert die Bunderegierung nach dem derzeitigen wissenschaftlichen Kenntnisstand eine der ersten beiden Möglichkeiten, da eine freie Handelbarkeit zu Spekulationen und Marktverzerrungen führen könne.

Windprojektentwicklern wird angesichts dieser Ausschreibungsparameter vermutlich mulmig zumute sein. Zwar sagt das Eckpunktepapier, dass die Bedingungen ausschließlich für Photovoltaik gelten und nicht eins zu eins in andere Segmente übertragen werden sollen. Da es für den Windbereich noch keine anderen Informationen gibt, ist das Eckpunktepapier aber zunächst ein erster Anhaltspunkt. Sofern die Bedingungen in dieser Form auf den Windbereich übertragen werden sollten, würde dies die Spielregeln des Marktes komplett ändern.

Die Konsequenzen einer solchen Vorgehensweise könnten sehr weitreichend sein. Im derzeitigen Umfeld haben Projektentwickler, Banken und Eigenkapitalinvestoren aufgrund der kalendarischen Bestimmung der Tarifhöhe einen gut kalkulierbaren Tarif, mit dem die verfolgten Projekte bewertet werden



können. Mit der Reform des EEG von 2014 hat sich diese Planbarkeit aufgrund noch nicht bekannter Degressionsätze bereits reduziert. Da momentan jedoch sehr viele Windparks in Betrieb gehen, kann sich die Branche zumindest für das Jahr 2016 voraussichtlich auf Degressionsätze in der maximal vorgesehenen Größenordnung einstellen. Die Projektentwickler werden dies zwar bedauern, haben aber damit zumindest den Worst Case abgebildet und sind somit auf der sicheren Seite.

Mit der Einführung der Ausschreibungen ändert sich der Modus, in dem Projektentwickler ihr Geschäft betreiben können, grundsätzlich. Will ein Projektentwickler mit einer bestimmten Kapazität, denn dies und nicht die erwartete Stromproduktion ist der Ausschreibungsgegenstand, an einer Ausschreibung teilnehmen, so verlangt die Behörde Sicherheit, dass das Projekt auch realisiert werden kann. Dies kann aus der Natur der Sache heraus nur dann der Fall sein, wenn das Projekt vollständig genehmigt und der Netzanschluss gesichert ist, ansonsten könnten noch Anlagen im Genehmigungsverfahren wegfallen, wodurch die erwähnten Pönalen ausgelöst würden. Dies bedeutet jedoch, dass der Projektentwickler erst unmittelbar vor Beginn der Bauphase seine Einspeisevergütung kennt und daraufhin die Finanzierung bei der Bank beantragen kann. Damit muss der Projektentwickler einen sehr hohen Projektentwicklungsaufwand betreiben, der bis zu einer erfolgreichen Ausschreibungsteilnahme

komplett im Risiko steht.

Man muss kein Prophet sein, um zu erahnen, welche Konsequenzen dieser Systemwechsel haben kann. Der onshore-Wind-Projektentwicklung drohen mehrfache „Henne-Ei-Probleme“. Wie sollen Standorte gesichert und Nutzungsentgelte vereinbart werden, wenn die Vergütung des Projektes nicht bekannt ist? Wie kann der Netzanschluss gesichert werden, wenn nicht bekannt ist, ob eine Ausschreibung gewonnen wird? Wie kann eine risikoadäquate Rendite für den Eigenkapitalinvestor sichergestellt werden, wenn die Höhe des Tarifes maßgeblich bestimmt, mit welchem Hebel das Projekt mit Bankkrediten beliehen werden kann? Projektentwickler müssen hohe Risiken eingehen und erfahren erst kurz vor der Realisierung, ob ein Projekt den Aufwand wert war. Scheitert ein Projekt nach gewonnener Ausschreibung dann noch an der Finanzierung, drohen empfindliche Strafen. All dies erzeugt sehr viel Unsicherheit und jede Unsicherheit treibt die Risikoprämien nach oben und verteuert damit die Kosten der Projektentwicklung. Wie jedoch langfristig die Einspeisevergütung gesenkt werden soll, wenn die Projektentwicklungskosten steigen, erscheint fraglich.

#### **Anreize für eine bedarfsgerechte, verbrauchsnahe Erzeugung werden nicht gesetzt**

Doch auch Abseits der vermutlich drastischen betriebswirtschaftlichen Auswirkungen für die Projektentwickler, ergeben sich auch volkswirtschaftliche Auswirkungen, die bedacht werden sollten. Sollte das vorgestellte Ausschreibungssystem in dieser Form auch auf die Windenergie angewendet werden, werden sich Windprojektentwicklungen auf die absoluten Gunststandorte

in Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern und ggf. Nordbrandenburg mit Windgeschwindigkeiten über 7,5 m/s konzentrieren. Schwanken PV-Erträge innerhalb Deutschlands lediglich zwischen 950 und 1.150 Volllaststunden, fallen diese Schwankungen bei der Windenergie aufgrund des kubischen Eingangs der Windgeschwindigkeit in den Ertrag eher zwischen 1.800 und 3.600 Volllaststunden. Süddeutsche Standorte, an denen Windgeschwindigkeiten von kaum mehr als 6 m/s vorherrschen, scheiden aus der Projektentwicklung aus. Diese Projekte werden nicht mehr realisiert und bestehende Windparks in diesen Regionen wohl auch kaum repowert werden können. Dies führt erstens zu einer zunehmenden Korrelation der Einspeisung der einzelnen Windenergieanlagen untereinander, wodurch sich das Problem temporärer Lastspitzen tendenziell vergrößert. Dies führt wiederum dazu, dass die Börsenstrompreise bei entsprechendem Windangebot stärker fallen, wodurch sich die Schere zwischen EEG-Tarif und Marktpreisen für EEG-Altanlagen weiter öffnet und sich damit die EEG-Umlage zusätzlich erhöht. Zusätzlich wird der Bedarf an ohnehin eher knappen Leitungskapazitäten steigen, da der in Norddeutschland erzeugte Strom dort nicht mehr verbraucht werden kann und nach Süddeutschland oder gleich ins Ausland abtransportiert werden muss. Wieder einmal setzt ein so funktionierendes Vergütungssystem lediglich den Anreiz zu einer Maximierung der eingespeisten Energiemenge, trägt aber kaum zu einem ausbalancierten Gesamtsystem bei. Abschließend muss darauf hingewiesen werden, dass Projektentwickler ohne einen guten Zugang zu Flächen in den windhöffigen

Regionen Deutschlands damit keine Lebensgrundlage mehr haben, mit allen Konsequenzen für Arbeitsplätze, lokale Wertschöpfung und Steuereinnahmen.

### **Negative Auswirkungen auf die Akteursvielfalt?**

Weiterhin bleibt abzuwarten, welchen bürokratischen Aufwand Ausschreibungen verursachen werden. Die Qualifizierungsverfahren wie auch die im Raum stehenden Sicherheitsleistungen und Pönalen können insbesondere kleineren Marktteilnehmern, wie z.B. Bürgerenergiegenossenschaften die Umsetzung der Projekte erschweren. Dies könnte sich negativ auf die Akteursvielfalt und damit einhergehend auch auf die gesellschaftliche Partizipation breiterer Bevölkerungsschichten an der Windenergie auswirken, was sich negativ auf die Akzeptanz auswirkt. Ausschreibungen können nur dann eine „wettbewerblich“ und damit effiziente Allokation sicherstellen, wenn sich möglichst viele Marktteilnehmer daran beteiligen. Je stärker die Anzahl der Teilnehmer jedoch eingengt wird, umso anfälliger wird ein Ausschreibungsprozess für Preisabsprachen.

### **Zusammenfassung**

Das vorgelegte Eckpunktepapier der Bundesregierung zielt momentan auf Ausschreibungen im Photovoltaik-Bereich. Für onshore-Wind-Projekte erscheint das vorgestellte Ausschreibungssystem jedoch ungeeignet. Es würde massiv die Risiken der Projektentwicklung erhöhen und setzt Fehlanreize hin zu einer Maximierung der Windstromproduktion in Norddeutschland unter Nichtbeachtung der Systemstabilität. Ob die Einspeisevergütung angesichts der dargestellten zusätzlichen Projektentwicklungsrisiken reduziert



werden kann, erscheint fraglich. Selbst wenn dies gelänge, so wird dies mit zusätzlichem Aufwand für den Netzausbau erkauft, denn Verbraucher kaufen ihren Strom nicht am Umspannwerk des Windparks sondern an der heimischen Steckdose. Es bleibt somit fraglich, ob das eigentliche Ziel der EEG-Reform, den Strom für die Verbraucher bezahlbar zu halten, durch das vorgestellte System erreicht werden kann. Ein Blick ins Nachbarland Frankreich zeigt, dass Ausschreibungen dort nur bei Photovoltaik-Projekten angewendet werden. Allerdings steht der Markt seither auch still. Für den Wind-onshore-Bereich wurde das System des Einspeisetarifs aus guten Gründen beibehalten. Man kann nur hoffen, dass in Deutschland die Mechanismen der Tarifbestimmung für Photovoltaik nicht in dieser Form auf die onshore-Windenergie übertragen werden. Im Photovoltaik-Bereich schwanken die standortspezifischen Faktoren bei weitem nicht so stark, wie im Windbereich. Daher sind die oben beschriebenen Beeinträchtigungen bzw. Fehlanreize auch nicht oder nur in stark abgeschwächter Form zu erwarten. Im Windbereich variieren diese jedoch weitaus stärker. Daher sollten sich Ausschreibungen nicht nur an der

Höhe der Einspeisevergütung orientieren. Möglich wäre beispielsweise, den Ausschreibungsgegenstand von der installierten Leistung zur erwarteten Stromerzeugung zu verändern und diese Strommenge in bestimmten Regionen unter Bezug auf die derzeitige oder zu erwartende Netzsituation auszuschreiben. Dies würde einen Wettbewerb zwischen nord- und süddeutschen Projekten verhindern, der angesichts der unterschiedlichen Windhöufigkeit im vorgestellten Konzept wenig sinnvoll erscheint.