

»» Teurer Wind auf rauer See: Lassen Ausschreibungen die Preise purzeln?

Nr. 164, 3. April 2017

Autor: Dr. Holger Höfling, Telefon 069 7431-2334, research@kfw.de

Im Rahmen der Novellierung des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG 2017) wurde auch die Förderung von Windenergie auf See auf ein wettbewerbliches Verfahren umgestellt. Am 1. April 2017 fand nun die erste Ausschreibungsrunde für Windenergieanlagen auf See, die ab 2021 in Betrieb genommen werden, statt. Das neue Ausschreibungsverfahren bringt dabei einige Herausforderungen mit sich. Um die Kosten der vergleichsweise teuren Offshore-Technologie zu senken, ist ein Ausschreibungsdesign nötig, in dem ausreichend Wettbewerb zu Stande kommt und trotzdem hohe Realisierungsraten erreicht werden. Aus Sicht des Investors besteht im neuen Verfahren die Gefahr, dass die zukünftigen Projektkosten zu hoch oder zu niedrig eingeschätzt werden und damit das Projekt entweder keinen Zuschlag erhält, oder einen Zuschlag erhält, aber nicht wirtschaftlich ist. Es ist daher erforderlich, eine Bietstrategie zu entwickeln, die eine möglichst genaue Kenntnis des Wettbewerbsumfeldes und der eigenen Projektkosten und -risiken voraussetzt. Branchenkenner¹ erwarten, dass das neue Ausschreibungsverfahren die Kostensenkungspotenziale stärker ausschöpft als bisher gedacht. Zuschlagspreise in der Bandbreite von 6 bis 9 ct/kWh gelten als durchaus realistisch. Das liegt deutlich unter den aktuellen Vergütungssätzen² von etwa 15 ct/kWh und auch unter dem für die Ausschreibung festgelegten Höchstwert von 12 ct/kWh, aber noch über den Zuschlagswerten von etwa 5 ct/kWh, die vor wenigen Wochen bei teilweise vergleichbaren Ausschreibungen in den Niederlanden und in Dänemark erzielt wurden.

Besondere Eigenschaften der Windenergie auf See

Die Stromerzeugung aus Windenergie auf See hat im Vergleich zu den stark fluktuierenden Ressourcen Windenergie an Land und Photovoltaik die energiewirtschaftlich vorzuzugswürdige Eigenschaft gleichmäßig und kontinuierlich zu sein. Vor allem bei hohen Anteilen Erneuerbarer Energien ist diese Eigenschaft von Vorteil, da weniger Speicher und weniger Reservekraftwerke erforderlich sind, um eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten.

Allerdings handelt es sich um eine kostenintensive, vergleichsweise junge Technologie, die aufgrund der rauen Bedingungen auf See, der Wassertiefen und Küstenentfernungen technisch höchst anspruchsvoll und mit entsprechenden Investitionsrisiken behaftet ist. Aus diesem Grund ist im Rahmen der EEG Kostendebatte die Windenergie auf See als Kostentreiber vermehrt in die Kritik geraten. Die ersten Schritte auf der Lernkurve wurden jedoch bereits durchlaufen

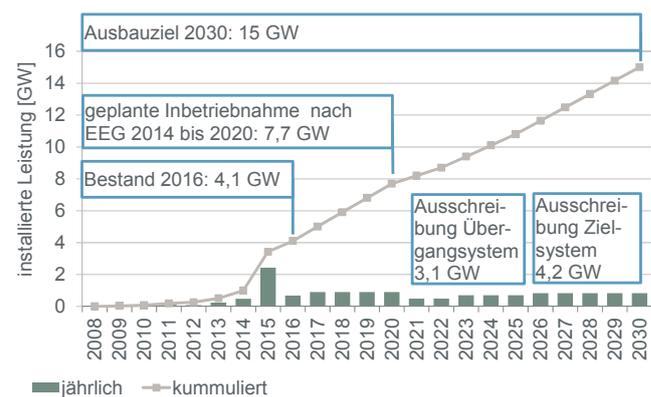
und die erzielten Kosteneinsparungen dürften sich insbesondere in der ersten Ausschreibungsrunde offenbaren.

Ausbauziele für Windenergie auf See

Insbesondere aufgrund der systemdienlichen Eigenschaften ist die Windenergie auf See inzwischen ein wichtiger Baustein bei der internationalen Umsetzung von Energiewendezielen. In Deutschland ist sie ein fester Bestandteil der Ausbauziele für Erneuerbare Energien und trägt zudem zur Stärkung strukturschwacher Regionen bei.

Das gesetzlich verankerte Ausbauziel für Windenergie auf See sieht eine installierte Leistung von 15 GW bis 2030 vor (Grafik). Aktuell sind Windenergieanlagen mit einer Leistung von etwa 4,1 GW in der deutschen Nord- und Ostsee installiert. Bis zum Jahr 2021 werden voraussichtlich Offshore-Windparkprojekte mit einer Kapazität von rd. 7,7 GW noch unter dem alten Förderregime (EEG 2014) in Betrieb gehen. Für alle weiteren Projekte, die zwar eine Genehmigung aber nicht über eine Netzanschlusszusage verfügen, gilt das neue Ausschreibungssystem gemäß EEG 2017 und WindSeeG.

Grafik: Windenergie auf See – installierte Leistung und geplanter Ausbaupfad bis 2030 in Deutschland



Anmerkung: Die Grafik zeigt den Bestand an installierter Windleistung in der deutschen Nord und Ostsee für 2016 sowie den vorgesehenen Ausbaupfad bis 2030. Die Inbetriebnahme der Anlagen der Ausschreibungen 2017 und 2018 (Übergangssystem) erfolgt 2021 bis 2025; die Inbetriebnahme der Anlagen der Ausschreibungen 2021 bis 2025 (Zielsystem) erfolgt 2026 bis 2030.

Quelle: BReg, Deutsche WindGuard

Herausforderungen für das Ausschreibungsdesign

Im Vergleich zu den erneuerbaren Technologien Windenergie an Land und Photovoltaik war der Gesetzgeber bei der Entwicklung des Ausschreibungsdesigns für Windenergie auf See vor besondere Herausforderungen gestellt. Insbesondere die folgenden Charakteristika³ trugen dazu bei:

- Lange Projektentwicklungs- und realisierungszeiträume von bis zu 10 Jahren erschweren die Festlegung des optimalen Zeitpunktes der Ausschreibung. Hier besteht der Zielkonflikt zwischen der Höhe der Realisierungswahrscheinlichkeit und entsprechenden Projektrisiken einerseits und der Höhe der „versunkenen Kosten“ (Vorentwicklungskosten) andererseits.
- Die Koordination von Projektumsetzung und Netzan-schluss ist zwingend erforderlich, um eine kosteneffiziente Entwicklung des Gesamtsystems zu realisieren. In Nord- und Ostsee besteht kein umfassendes Stromnetz und der Lei-tungsbau auf See ist zudem deutlich langwieriger und teurer als an Land.
- Hohe Investitionssummen und hohe Kosten der Vorent-wicklung können die Anzahl der möglichen Bieter und damit den Wettbewerb stark einschränken. Dies gilt insbesondere aufgrund des begrenzten Flächenpotenzials im Vergleich zum Ausbauziel.
- Der aktuelle Stand der Entwicklung von Windprojekten auf See ist durch sehr unterschiedliche Projektfortschritte und Genehmigungsstadien gekennzeichnet und erfordert Regelungen für einen Übergang zum angestrebten Aus-schreibungssystem.

Lösungsansatz des Gesetzgebers

Vor dem Hintergrund dieser Herausforderungen hat sich der Gesetzgeber für zwei Ausschreibungssysteme entschieden, ein Zielsystem und ein Übergangssystem. Das Zielsystem, soll langfristig für ausreichend Wettbewerb, für hohe Realisierungswahrscheinlichkeiten entsprechend dem gesetzlich verankerten Ausbaupfad und für eine effiziente Koordination mit Netz- und Raumplanung sorgen. Das Zielsystem, auch als zentrales System bezeichnet, sieht eine zentrale Voruntersuchung der Flächen durch das Bundesamt für Seeschiff-fahrt und Hydrographie (BSH) vor. Ausgeschrieben wird eine voruntersuchte Fläche, auf die mehrere Akteure bieten können (Intra-Flächen-Wettbewerb). Da für dieses System allerdings Flächen benötigt werden, die frei von Rechten Dritter sind, ist es nicht kompatibel mit dem aktuellen Genehmigungs- und Förderregime, in dem bereits eine Vielzahl von Projekten dezentral vorentwickelt wurden und sich in unterschiedlichen Genehmigungsstadien befinden. Zu diesem Zweck hat der Gesetzgeber ein so genanntes Übergangssystem geschaffen, in dem die bereits vorentwickelten Projekte gegeneinander antreten, um einen Förderanspruch zu erhalten (Inter-Flächen-Wettbewerb). Für bereits vorentwickelte Projekte, die keinen Zuschlag im Übergangssystem erhalten, ist als Entschädigung ein so genanntes Eintrittsrecht bei der Ausschreibung der jeweiligen Fläche im Zielsystem vorgesehen. Damit besteht die Chance, das Projekt zu einem späteren Zeitpunkt zu realisieren oder das Eintrittsrecht zu veräußern, um damit einen Teil der geleisteten Vorentwicklungskosten zu kompensieren.

Erwarteter Wettbewerb im Übergangssystem

Der ausgeschriebenen Leistung im Übergangssystem in Hö-

he von 3,1 GW (aufgeteilt auf zwei Ausschreibungstermine April 2017 und April 2018) stehen 23 Projekte in Nord- und Ostsee in unterschiedlichem Entwicklungsstadium mit einer geplanten Leistung in Summe von 6 bis 7 GW gegenüber. Darüber hinaus ist es möglich, dass einzelne Bieter aus strategischen Überlegungen heraus (z. B. um den eigenen Marktanteil zu erhöhen) mit Geboten in die Ausschreibung gehen, die unter den Stromgestehungskosten des jeweiligen Projektes liegen.

Diese Rahmenbedingungen lassen darauf schließen, dass sich ein intensiver Wettbewerb um den Förderanspruch ergibt. Dies gilt vor allem für die erste Ausschreibungsrunde im Jahr 2017. Für die Ausschreibung im Jahr 2018 ist die Wettbewerbssituation von den Ergebnissen im Jahr 2017 abhängig und kann aktuell noch nicht genau abgeschätzt werden.

Herausforderungen für den Investor

Aufgrund des erwarteten Wettbewerbsdrucks ist der Investor gezwungen, möglichst genau über das eigene sowie – im Idealfall – über die konkurrierenden Projekte informiert zu sein. Das stellt allerdings, hinsichtlich des langen Planungshorizonts⁴ bis mindestens 2023, eine große Herausforderung dar. Aus heutiger Perspektive ist die technologische Entwicklung noch nicht klar absehbar und damit weder das Anlagen- noch das Parkdesign genau bekannt. Folglich gleicht das Einpreisen von Kostensenkungspotenzial und höheren Erträgen aufgrund optimierten Anlagen- bzw. Parkdesigns einer Wette auf den technologischen Fortschritt.

Für die Bestimmung der eigenen Projektkosten müssen darüber hinaus alle vorhanden Kostensenkungspotenziale ausgeschöpft werden. Beispielsweise durch die weitere Optimierung der Finanzierungsstruktur bei Projektfinanzierungen. Außerdem muss bei der Gebotserstellung die Bewertung des Eintrittsrechts im zentralen Ausschreibungssystem in Form von Opportunitätskosten berücksichtigt werden.

Noch schwieriger gestalten sich die Einschätzung der Kosten- und Erlössituation der konkurrierenden Projekte sowie deren Eigentümerstruktur und die Wahrscheinlichkeit für strategische Gebote. Diese Informationen sind jedoch erforderlich, um die Rangordnung des eigenen Gebotes im Vergleich zu den konkurrierenden Geboten zu bestimmen und eigene strategische Überlegungen einfließen zu lassen.

Erwartete Ausschreibungsergebnisse

Als Orientierungsgröße für die möglichen Ausschreibungsergebnisse im Übergangssystem dienen die Zuschlagspreise aus den Niederlanden (NL) und Dänemark (DK) für Projekte mit Realisierungszeitraum 2021–2022. Allerdings sind die Ausschreibungsbedingungen und damit auch das Ausschreibungsergebnis nur teilweise auf Deutschland übertragbar. Vergleichbar sind die Parameter des Ausschreibungsdesigns nur hinsichtlich der Projektgrößen, des Zuschlagsverfahrens und der Art der Förderung (gleitende Marktprämie). Deutliche Unterschiede hingegen gibt es bei Wassertiefen, Küstenentfernung, Planungs- und Genehmigungskosten sowie Netz-

zugang. In Summe führen die Berücksichtigung der Unsicherheiten aufgrund des langen Planungshorizonts (v. a. Rohstoffpreise, Zinsentwicklung, Technologiepreise) und die zusätzlichen Kostenbestandteile (v. a. Planungs- und Genehmigungskosten, Umspannwerk, Wassertiefen) in Deutschland zu höheren Projektkosten als in Dänemark und den Niederlanden. Diese Kostenunterschiede müssten sich in der Gebotserstellung mit einer Differenz von etwa 1–3 ct/kWh gegenüber Dänemark und Niederlande bemerkbar machen. Aufgrund des erwarteten hohen Wettbewerbsniveaus bei der bevorstehenden Ausschreibung in Deutschland, ist jedoch unsicher, inwieweit diese Kostendifferenzen tatsächlich eingepreist werden oder ob strategisches Bietverhalten zu Geboten unterhalb der erwarteten Grenzkosten führt.

Fazit

- Aus Sicht der Bundesregierung wurde den Herausforderungen bei der Gestaltung der Ausschreibungen für Windenergie auf See zunächst mithilfe von zwei aufeinanderfolgenden Ausschreibungssystemen begegnet. Ob jedoch das gewählte Ausschreibungsdesign tatsächlich zu zufriedenstellenden Ergebnissen führt, kann erst beurteilt werden, wenn erstens, die Zuschlagspreise vorliegen und zweitens, auch die gewünschten Realisierungsraten erreicht wurden. Mittelfristig muss zudem überprüft werden, ob das Ausschrei-

bungsdesign zu einer starken Marktkonzentration führt und durch den eingeschränkten Wettbewerb die Gefahr von Preisabsprachen steigt. Somit kann eine abschließende Antwort frühestens Mitte der zwanziger Jahre geliefert werden.

- Aus Sicht des Investors besteht die größte Herausforderung darin, trotz des langen Planungshorizonts, die zukünftigen Projektkosten möglichst genau vorherzusagen und die Risikoaufschläge richtig zu dimensionieren, damit entsprechend dem Wettbewerbsniveau in der Ausschreibung ein Zuschlag erzielt wird. Hier wird sich für den Investor die richtige Einschätzung des Marktumfeldes spätestens nach der Veröffentlichung der Ausschreibungsergebnisse offenbaren. Die richtige Einschätzung der eigenen Projektkosten allerdings erst, wenn die Realisierungsphase des Projektes beginnt.
- Bezüglich der Ausschöpfung der Kostensenkungspotenziale hilft ein Blick auf die ersten Ausschreibungsergebnisse in den Nachbarländern Niederlande und Dänemark. Dort wurden Zuschlagspreise für die Förderung von Windenergie auf See erzielt, die die Erwartungen deutlich übertroffen haben. Aufgrund unterschiedlicher Rahmenbedingungen gehen Experten davon aus, dass in Deutschland etwas höhere Gebote in der Bandbreite von 6–9 ct/kWh den Zuschlag erhalten werden. ■

¹ Die Inhalte des vorliegenden Papiers beruhen überwiegend auf Experteneinschätzungen. Die Experten wollen jedoch auf eigenen Wunsch nicht zitiert werden.

² Die Vergütung nach EEG 2014 für Offshore Windparks mit Inbetriebnahme bis 2018/2019 liegt im Basismodell bei 14,9 ct/kWh für die Dauer von 12 Jahren und anschließend bei einer Grundvergütung von 3,9 ct/kWh. Daraus ergibt sich eine durchschnittliche Vergütungshöhe über 20 Jahre von 11,5 ct/kWh. Im EEG 2017 gilt die zugeschlagene Vergütung für 20 Jahre.

³ Vergleiche hierzu Ecofys et al., Wissenschaftliche Empfehlungen Ausschreibungen für Erneuerbare Energien, Berlin, 2015.

⁴ Dies gilt insbesondere dann, wenn aufgrund des verzögerten Netzanschlusses in der Nordsee eine Inbetriebnahme erst 2023 erfolgen kann.