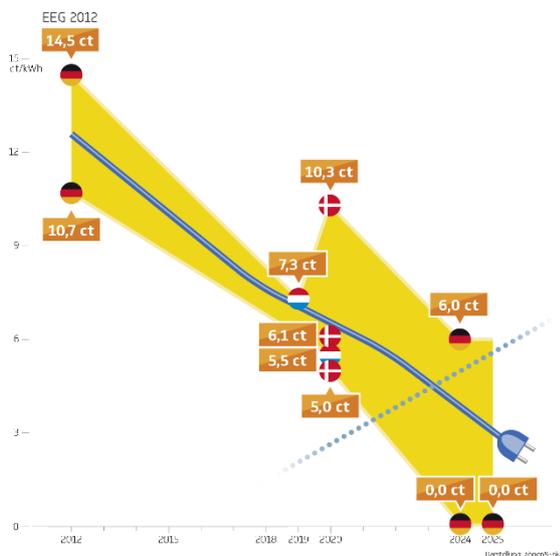


## Ein neues Fördersystem für Offshore-Windenergie in Deutschland

Die zweite Ausschreibungsrunde für Windenergie auf See hat im April 2018 erneut bestätigt, dass Null-Cent-Gebote für Offshore-Windparks möglich sind. Das bedeutet, dass der Windpark sich nur über die Erlöse am Strommarkt refinanzieren kann und keine staatlichen Fördergelder benötigt. Dieser rasante Preisverfall ist grundsätzlich gut, da es beweist, dass die Produktion von Strom auf See langfristig kostengünstig ist. Allerdings sind Null Cent damit nach aktueller Rechtslage der Höchstpreis bei allen weiteren Ausschreibungen<sup>1</sup>.



Staatliche Vergütung aus Ausschreibungen oder Einspeisevergütung zum vorauss. Zeitpunkt der Inbetriebnahme; versch. Länder. *Quelle: Eigene Recherche & Energy Brainpool*

Somit fehlt eine Möglichkeit zur Differenzierung der unterschiedlichen Gebote. Auch liegt auf der Hand, dass 0 Cent nicht bei jedem Park auskömmlich sein kann. Vor allem die in Zukunft weiter von der Küste entfernten Parks lassen sich voraussichtlich nicht allein über den Erlös des Stroms an der Börse refinanzieren. Um auch in Zukunft Offshore-Windparks in Deutschland bauen zu können, muss ein alternativer Zuschlagsmechanismus entwickelt werden.

### Dieses Fördersystem muss aus Sicht der AGOW drei Kriterien erfüllen:

1. Eine Differenzierung von Geboten muss möglich sein.
2. Der kostensenkende Effekt einer wettbewerblichen Ausschreibung muss erhalten bleiben, um auch zukünftig günstigen Strom vom Meer zu garantieren.
3. Die Realisierungswahrscheinlichkeit der Parks muss verbessert werden, um der Politik eine Garantie zur Erfüllung der Klimaziele geben zu können.

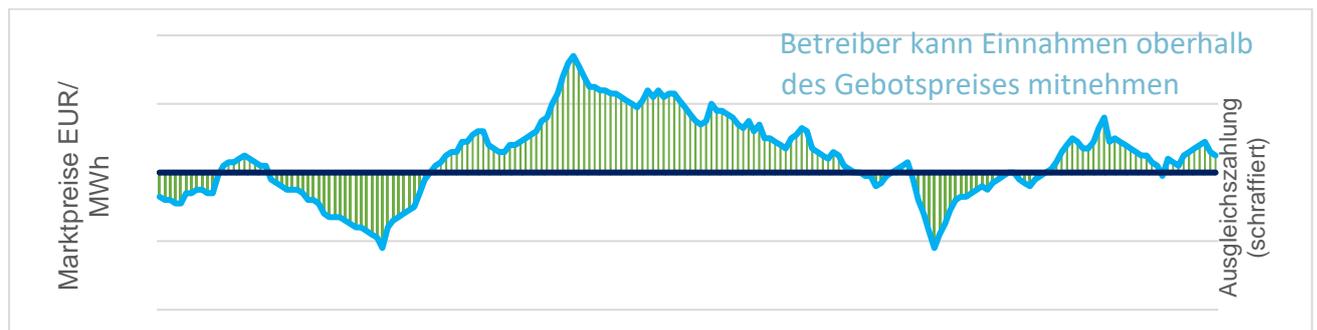
Die AGOW spricht sich dabei für die Einführung eines „two-sided Contract for Difference“ (CfD) aus, wie er in ähnlicher Form in Großbritannien bei Offshore-Projekten schon heute zur Anwendung kommt. Bei solchen „Differenzverträgen“ legt der Bieter mit seinem Gebot einen Preis fest, zu dem er den Strom aus dem Offshore-Windpark bei einem Zuschlag verkaufen würde. Er bietet dabei nicht wie in Deutschland bisher üblich auf einen Mindestpreis<sup>2</sup>, sondern auf einen nach oben und unten festen Preis. Liegt der Marktpreis des Stroms unterhalb des bezuschlagten Preises, bekommt der Anlagenbetreiber analog zur aktuellen Marktprämie die Differenz ausbezahlt. Liegt der Marktpreis jedoch über dem bezuschlagten Preis, müssen die Gewinne zurückgeführt werden. Anders als beim Status quo in Deutschland basieren diese Gebote auf den Projektkosten und nicht auf Preiserwartungen. Neben

<sup>1</sup> vgl. §22 Abs. 1 WindSee

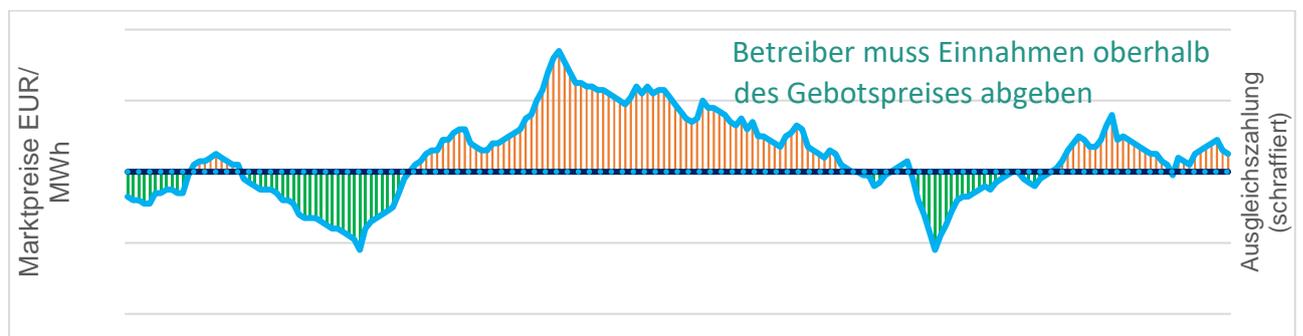
<sup>2</sup> Anzulegender Wert nach EEG 2017 ergibt sich den Erlösen an der Strombörse plus Marktprämie.

dem positiven Effekt einer neuen Differenzierungsmöglichkeit (gleiche Gebote sind nahezu ausgeschlossen), sinken die Risikoaufschläge bei den Geboten und damit die Stromgestehungskosten (LCOE). Eine Untersuchung des DIW kam zu dem Ergebnis, dass Differenzverträge für alle erneuerbaren Energien die Gesamtkosten der erneuerbaren Stromversorgung um jährlich 0,8 Milliarden Euro ab dem Jahr 2030 senken könnten<sup>3</sup>.

## Status quo: System der gleitenden Marktprämie



## Vorschlag: Differenzvertrag



**Folgende Kriterien sind aus Sicht der AGOW bei der Einführung von Differenzgeschäften zur Förderung von Offshore-Windenergie wichtig:**

1. **Pro CfD:** Die AGOW spricht für eine Umstellung der Vergütung der Offshore-Stromerzeugung auf ein zweiseitiges CfD-System aus. Der Bieter bietet dabei in einer Auktion nicht wie bisher auf einen Mindestpreis, sondern auf einen nach oben und unten festen Wert (EUR/MWh). Der Strom wird dabei wie bisher vom Anlagenbetreiber (oder einem beauftragten Direktvermarkter) direkt vermarktet. Wie auch im derzeitigen System handelt es sich dabei um ein wettbewerbliches Instrument, bei welchem der Zuschlag in Form einer Auktion transparent ermittelt wird.

<sup>3</sup> May, Neuhoff, Richstein (2018): Kostengünstige Stromversorgung durch Differenzverträge für erneuerbare Energien, DIW-Wochenbericht Nr. 28/2018, unter: [https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.594100.de/18-28-3.pdf](https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.594100.de/18-28-3.pdf).

2. **Zweiseitig:** Liegt der Marktpreis unterhalb des bezuschlagten Preises bekommt der Anlagenbetreiber die Differenz ausbezahlt. Steigt der Marktpreis zu einem Zeitpunkt innerhalb der Vertragslaufzeit jedoch über den vereinbarten Wert, werden die zusätzlichen Erlöse wieder in das System zurückgeführt. Bei hohen Strommarktpreisen zahlen die Betreiber in das System ein und können damit zur Entlastung des EEG-Kontos beitragen.
3. **Dauer:** Die AGOW spricht sich für eine lange Laufzeit aus. Das Ziel ist eine langfristige Preisbindung, mindestens über den Finanzierungszeitraum des OWPs, im besten Fall für die Dauer der Betriebsgenehmigung.
4. **Wechselwirkungen mit dem Strommarkt:** Die AGOW ist sich bewusst, dass das Problem der fehlenden Refinanzierung am Strommarkt auch für andere Energiequellen ein Problem darstellt. Sie weist aber darauf hin, dass dies aufgrund der hohen Investitionssummen und der derzeitigen Null-Cent-Gebote für Offshore im besonderen Maße gilt. Bei der Einführung eines zweiseitigen CfD-Mechanismus muss daher sichergestellt werden, dass ein Rosinenpicken – d.h. ein Austritt aus dem CfD im Falle hoher Marktpreise – verhindert wird. In Kombination mit einer langen Laufzeit führt dies auch dazu, dass unterschiedliche Strompreiserwartungen der Bieter bei Gebotsabgabe keine Rolle spielen. Somit erhält bei einer Auktion der Bieter den Zuschlag, der die geringsten Stromgestehungskosten für ein Projekt aufweist. Diese sind im Vergleich zu einem System, das sich am Marktpreis orientiert, günstiger, da das Finanzierungsrisiko nicht mit eingepreist wird.
5. **Anwendungsbereich:** Die AGOW spricht sich dafür aus, dass der Anwendungsbereich zunächst unverändert bleiben sollte. Diskutiert wird damit die Einführung eines CfD-Mechanismus auf Basis der sonstigen Regelungen im WindSeeG (Teilnahmevoraussetzungen und Eintrittsrecht etc.), diese blieben unverändert. Die Erweiterung des Anwendungsbereichs bspw. für den Netzananschluss zu einem späteren Zeitpunkt wird damit jedoch nicht ausgeschlossen.

## Chancen

Aus Sicht der Offshore-Windpark-Betreiber hat ein CfD-Mechanismus Vorteile. Wird das Risiko schwankender Strompreise minimiert, kann die Realisierungswahrscheinlichkeit der Projekte deutlich erhöht und damit das Erreichen politischer Ziele abgesichert werden. Durch eine lange Laufzeit und feste Vertragsbindung ohne Austrittsmöglichkeit entfällt zudem die Möglichkeit des „spekulativen Bietens“, bei dem unterschiedliche Erwartungen an die Strompreisentwicklung die Gebote in der Auktion verzerren. Die daraus folgenden geringeren Risikoaufschläge in der Projektkalkulation und gesunkenen Finanzierungskosten senken die Stromgestehungskosten, wovon auch Stromverbraucher profitieren würden. Zudem sichert das die Akteursvielfalt, da insbesondere kleine Akteure bei einem größeren Risiko nur schwer günstiger Kredite bekommen und so ggf. im Wettbewerb benachteiligt werden.

Es handelt sich dabei um ein beihilfekonformes Instrument, bei dem die Stromgestehungskosten wettbewerblich und transparent im Rahmen einer Auktion ermittelt werden<sup>4</sup>. Bei einer solchen Auktion erhält jener Bieter den Zuschlag, der die geringsten Kosten aufweist. Der CfD schafft also einen starken Anreiz, die Preise für Offshore-Windenergie zu senken. Hinzu kommt, dass – anders als im aktuellen System – bei Börsenstrompreisen über dem Gebotspreis eine Zahlung durch den Windparkbetreiber an die Stromverbraucher erfolgt. Das System, und damit der Stromverbraucher, wird damit entlastet. Schließlich kann mit einem CfD-Mechanismus auch das derzeitige Problem der fehlenden Differenzierungsmöglichkeit bei Auktionen behoben werden, da exakt gleiche Gebote nahezu ausgeschlossen sind. Es ist anzunehmen, dass die Entwickler ihre Gebote entsprechend der Stromgestehungskosten

---

<sup>4</sup> Münchmeyer, Kahles (2015): Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien in Großbritannien und Deutschland, Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht.

festlegen. Für eine höhere Rendite werden sie kein höheres Gebot abgeben, weil sie dann riskieren in der Auktion nicht berücksichtigt zu werden. Ein niedrigeres Gebot geht zulasten der Projektrendite. Liegen die Projektkosten theoretisch in einer Bandbreite zwischen 37.00 – 42.00 EUR/MWh (je nach Parklayout, Technologie, Design), ergeben sich prinzipiell 501 unterschiedliche Gebote (37.00, 37.01, 37.02, ... 41.98, 41.99, 42.00)<sup>5</sup>.

## **Alternativen**

Ein CfD ist nicht die einzige Option, die fehlende Differenzierungsmöglichkeit zu lösen. Es wurden in der AGOW auch mögliche Alternativen diskutiert. Allerdings sind diese bislang nicht vollkommen überzeugend. Ein Wettbewerb über weiche Faktoren (ein sogenannter „Schönheitswettbewerb“) ist meist intransparent in der Bewertung, birgt Rechtsunsicherheiten und signifikante Schwierigkeiten der nachträglichen Kontrolle. Auch die Möglichkeit negativer Gebote wurde diskutiert. Allerdings würde dabei das Risiko der Spekulation zunehmen und die Realisierungswahrscheinlichkeit abnehmen.

---

<sup>5</sup> Bei Bedarf können die Gebote auch auf drei Stellen hinter dem Komma spezifiziert werden.