

Aktuelle Marktinformationen für Kunden und Interessenten im Dezember 2011

## Offshore-Wind im EEG 2012: Mehrwert durch Marktwert?

Das neue EEG 2012 setzt für die Offshore-Windkraft zusätzliche Anreize durch die Einführung des optionalen Stauchungsmodells. Das Stauchungsmodell erhöht die anfängliche Vergütung für Windstrom um 40 €/MWh. Im Gegenzug wird die Mindestlaufzeit der erhöhten Anfangsvergütung von zwölf auf acht Jahre reduziert. Nach dem EEG wird der Strom dann mit 35 €/MWh vergütet. Daher dürfte der Windstrom stattdessen zu höheren Preisen im Großhandel verkauft werden.

Die optionale Stauchung, die grundsätzlich als lukrativ einzuschätzen ist, wird durch die Direktvermarktung noch attraktiver. Für die betroffenen Projekte wird daher die zukünftige Entwicklung der Großhandelspreise ein entscheidender wirtschaftlicher Einflussfaktor. Potenzielle Großhandelspreise sind daher adäquat abzubilden.

Worauf gilt es bei der wirtschaftlichen Bewertung der Markterlöse von Offshore-Projekten zu achten?

### Stauchungsmodell – Hintergrund

Das EEG sieht für Offshore-Windkraftanlagen eine reguläre Anfangsvergütung in Höhe von 150 €/MWh mit einer Mindestlaufzeit von 12 Jahren vor<sup>1</sup>. Im Anschluss an die Anfangsvergütung fallen die Anlagen auf die Grundvergütung in Höhe von 35 €/MWh zurück.

Das Stauchungsmodell ermöglicht für alle Anlagen mit Inbetriebnahme bis (inkl.) 2017 eine optionale Erhöhung der Anfangsvergütung auf 190 €/MWh,

reduziert aber im Gegenzug die Laufzeit der regulären Anfangsvergütung<sup>1</sup> auf acht Jahre.

### Stauchungsmodell – Wirtschaftlichkeit

Abbildung 1 zeigt die aktuellen Vergütungssätze für offshore und illustriert das Spannungsfeld der Entscheidungsfindung für oder gegen das Stauchungsmodell. Den Mehrerlösen (grüne Fläche) in den ersten 8 Betriebsjahren, stehen Mindererlöse in den Jahren 9 bis 12 gegenüber (rote Fläche).

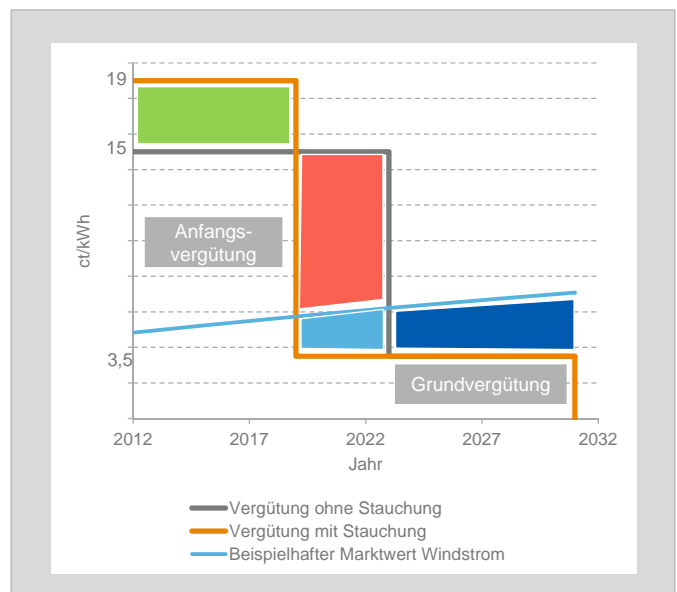


Abbildung 1: Vergütung für Offshore-Windstrom bei Inbetriebnahme Anfang 2012

Dabei ist davon auszugehen, dass die Markterlöse der Windenergie (hellblaue Linie) über der Grundvergütung (35 €/MWh) liegen. Die Mindererlöse des Stauchungsmodells im 9. bis 12. Betriebsjahr werden daher durch die Zusatzerlöse aus der Direktvermarktung (hellblaue Fläche) reduziert.

<sup>1</sup> Diese Mindestlaufzeit wird in Abhängigkeit der Entfernung zum Festland und der Wassertiefe ggfs. erweitert. Im Weiteren wird hier aus Vereinfachungsgründen nicht differenziert.

Ist der Barwert der Differenzen zwischen Mehr- und Mindererlösen positiv, liefert das Stauchungsmodell einen wirtschaftlichen Vorteil.

Vernachlässigt man die Mehrerlöse durch Direktvermarktung und setzt für das 9. bis 12. Betriebsjahr die Grundvergütung an, so zeigt sich, dass bereits ab einem kalkulatorischen Zinssatz von rd. 6% (=alternative Anlagerendite) die Nutzung des Stauchungsmodells wirtschaftlich ist.

Für alle Investoren mit marktüblichen Renditeerwartungen wäre also bereits ohne Berücksichtigung der Erlöse durch Direktvermarktung die Nutzung des Stauchungsmodells wirtschaftlich. Bei Einbezug der Zusatzerlöse durch Direktvermarktung fällt das Ergebnis hier noch deutlicher aus.

### Stauchungsmodell – Konsequenzen

Es ist daher davon auszugehen, dass die bis 2017 in Betrieb gehenden Offshore-Projekte die optionale Stauchung nutzen werden. Daraus folgt, dass die betroffenen Offshore-Projekte ab dem 9. Betriebsjahr ihre Stromproduktion am Großhandelsmarkt verkaufen werden.

Die Prognose des Marktwertes von Offshore-Windstrom (hellblaue und dunkelblaue Fläche) ist damit ein zentraler Einflussfaktor für die wirtschaftliche Bewertung von Offshore-Projekten.

Für eine Bewertung muss der Großhandelslös des Offshore-Stroms prognostiziert werden. Hierfür sind drei Fragestellungen zentral:

- Welche Großhandelspreisentwicklung ist in der Zeit ab 2020 zu erwarten?
- Welchen Marktwert hat die Offshore-Produktion bei Direktvermarktung?
- Wie hoch sind Bilanzausgleichs- und Abwicklungskosten anzusetzen?

### Fundamentaltrend der Großhandelsstrompreise

Zentrale Basis für die Bewertung des Offshore-Windstroms nach Ablauf der Anfangsvergütung ist der Großhandelsstrompreis.

Der Großhandelsstrompreis bildet sich anhand der Grenzkosten der zur Deckung der residualen Last (nach Einspeisung der Erneuerbaren) gerade noch benötigten Kraftwerke. Basierend auf u.a. Annah-

men zur Entwicklung von Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen, der Nachfrageentwicklung und dem Zubau der Erneuerbaren lässt sich mit einem Strommarktmodell die Entwicklung des Strompreises in entsprechenden Marktszenarien abbilden. Solche Marktszenario- und Preisprognoseberechnungen werden regelmäßig für die Bewertung konventioneller Kraftwerksprojekte eingesetzt und finden nun für die wirtschaftliche Beurteilung von Offshore-Projekten Anwendung.

Setzt man voraus, dass entsprechende Preisverläufe zur Verfügung stehen, so ist zu analysieren, wie sich daraus Markterlöse für die Windvermarktung abschätzen lassen.

### Marktwert der Offshore-Windenergie

Bei der Direktvermarktung von Windenergie wird die Day-Ahead-Prognose (Vortagesprognose) der Stromerzeugung am Spotmarkt auf Stundenbasis vermarktet. Die mengengewichteten Spoterlöse des prognostizierten Fahrplans werden im Folgenden als Marktwert bezeichnet<sup>2</sup>.

In der Vergangenheit (2010/2011) lag der Marktwert der Offshore-Windenergie bei 95-100% des durchschnittlichen Marktpreis („Basepreis“). Da jedoch bisher nur wenige Anlagen in Betrieb sind, kann dieser Wert nicht als repräsentativ für den zukünftigen Marktwert der Offshore-Erzeugung angesehen werden.

Es ist davon auszugehen, dass sich der Marktwert in seiner Relation zum durchschnittlichen Marktpreis verändern wird. Hier sind insbesondere zwei Entwicklungen relevant:

- Mit zunehmendem Ausbau wirkt die Offshore-Windenergie in Stunden mit hoher Einspeisung preisdämpfend auf die Großhandelsstrompreise. Da aber ein Großteil der Offshore-Erzeugung in diesen Stunden stattfindet, wird die Windarbeit zu tendenziell niedrigeren Preisen vermarktet. Dieser Effekt war in der Vergangenheit im Onshore-Bereich zu erkennen.

---

<sup>2</sup> Die Kosten für den Bilanzausgleich, die aufgrund der Differenzen zwischen dem verkauften Fahrplan der Day-Ahead-Prognose und der Ist-Erzeugung entstehen, werden im späteren Verlauf separat betrachtet.

- Strukturelle Veränderungen des Kraftwerksparks beeinflussen auch die zugrunde liegende Preisverteilung und können damit den Marktwert der Offshore-Erzeugung verändern. Hier könnte insbesondere der Ausstieg aus der Kernenergie relevant werden.

Diese Effekte wirken zum Teil langfristig, sie sollten aber bei Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen über die Betriebsdauer eines Projekts berücksichtigt werden.

Basierend auf geeigneten Szenarien sollte die Spotvermarktung der Windproduktion daher konsistent mit der Simulation der stündlichen Großhandelspreise abgebildet werden. Ein solches Vorgehen ermöglicht es, auch strukturellen Veränderungen durch den Ausbau der Offshore-Erzeugung oder die Veränderung des Kraftwerksparks zu erfassen.

Ergänzend können anhand historischer Strompreis- und Erzeugungsdaten Analysen von Struktureffekten durchgeführt werden.

### Handels- und Ausgleichsenergiekosten

Der am Markt für Offshore-Windstrom erzielbare Stromerlös wird durch Kostenfaktoren gemindert. Relevant sind hier insbesondere die Kosten für Handelsabwicklung und Ausgleichsenergie.

Letztere geben Kosten wieder, die aufgrund der Differenzen zwischen dem verkauften Fahrplan der Day-Ahead-Prognose und der Ist-Erzeugung entstehen. Für diese Differenzen wird Ausgleichsenergie vom Netzbetreiber bezogen, dies verursacht Kosten. Die notwendigen Abwicklungskosten (Personal, IT, Handelsanbindung) sind darüber hinaus zu beachten.

Diese nicht vernachlässigbaren Kosten sind insbesondere von der Prognosegenauigkeit der Windeinspeisung und Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise abhängig.

Anhand der Kosten der Übertragungsnetzbetreiber für Bilanzausgleich und Handel im Rahmen der EEG-Vermarktung wurden hier Schätzungen im Rahmen der Parametrisierung des Marktprämienmodells auf rd. 7€/MWh vorgenommen<sup>3</sup>. Analysen von enervis zeigen, dass die Kosten geringer ausfallen können.

<sup>3</sup> Schätzungen für PV und Onshore-Wind vom Fraunhofer ISI: „Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung“; 2011

### Fazit

Das optionale Stauchungsmodell des EEG 2012 bietet wirtschaftliche Zusatz Erlöse, deren Höhe maßgeblich bestimmt wird durch die Erlöse der Offshore-Windproduktion in der Direktvermarktung (ohne Marktprämie). Diese Erlöse basieren auf dem Marktwert von Offshore-Strom am Großhandelsstrommarkt unter Berücksichtigung erlösmindernder Abwicklungs- und Bilanzausgleichskosten.

Es ist daher davon auszugehen, dass die bis 2017 in Betrieb gehenden Offshore-Projekte die optionale Stauchung nutzen werden. Diese Projekte werden ab dem 9. Betriebsjahr ihre Erlöse nur noch in der Direktvermarktung (ohne Marktprämie) erwirtschaften.

Die Höhe der Erlöse in Direktvermarktung ist damit sowohl für Projektentwickler und -verkäufer als auch für Investoren von grundlegendem Interesse, denn der Wert eines Offshore-Projektes wird sich entscheidend daran messen lassen.

Für die Bestimmung der Markterlöse von Offshore-Projekten sind Marktszenarioanalysen und Preisprognoseberechnungen somit von ähnlicher Bedeutung wie im konventionellen Kraftwerksbereich.

Für deren Bestimmung verfügt enervis über ein entsprechendes Prognosemodells für den europäischen Strommarkt. Das Modell „enervis Market Power“ ermöglicht die Prognose fundamentaler Strompreistrends und des zugehörigen Marktwertes der Windproduktion.

Wir unterstützen Sie bei Fragen in diesem Zusammenhang gern mit weiteren Analysen.

### Ansprechpartner bei enervis

Eckhard Kuhnhenne-Krausmann	Eckhard.Kuhnhenne@enervis.de Tel. 030 695 175 16
Julius Ecke	Julius.Ecke@enervis.de Tel. 030 695 175 17

Nachdruck oder Veröffentlichung, ganz oder teilweise, nur mit schriftlicher Zustimmung der enervis energy advisors GmbH. Es wird keinerlei Gewähr für die Richtigkeit, Aktualität oder Vollständigkeit der hier bereitgestellten Informationen übernommen.