

Aktuelle Marktinformationen für Kunden und Interessenten im Februar 2014

Referentenentwurf EEG 2.0 und Wirtschaftlichkeit von neuen Windenergieprojekten

Wie könnten sich Vergütungskürzungen auf die Wirtschaftlichkeit von neuen Windenergieprojekten auswirken? Ein Zwischenfazit

Der Kabinettsbeschluss vom 21. Januar 2014 sah eine Vergütungssenkung von 10% bis 20% für Windenergie onshore vor.

Eine Konkretisierung zeichnet sich nun im aktuellen Referentenentwurf ab. Einige wichtige Details der zukünftigen Vergütungsstruktur von Windenergieprojekten, u.a. zur verpflichtenden Direktvermarktung und zur Ausgestaltung des Referenzertragsmodells, können nun detaillierter bewertet werden.

Finden sich darin die angekündigten Vergütungssenkungen von 10% bis 20% wieder? Gibt es eine stärkere Differenzierung zwischen „guten“ und „schlechten“ Standorten? Welche Konsequenzen ergeben sich daraus für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Windenergieprojekten?

Diese Fragen werden in diesen enerviews beleuchtet.

1 Eckpunkte des Referentenentwurfs

Der Referentenentwurf (im Folgenden als „EEG 2.0“ bezeichnet) sieht für die onshore Vergütung nach dem derzeitigen Stand die folgenden Änderungen vor:

- eine Anfangsvergütung in Höhe von 8,9 ct/kWh und eine Grundvergütung von 4,95 ct/kWh,
- eine verpflichtende Direktvermarktung,
- ein verändertes, jetzt zweistufiges, Referenzertragsmodell, welches die Auszahlungsdauer der erhöhten Anfangsvergütung deutlich reduziert und

- ein atmender Deckel, so dass sich im Laufe der Jahre die oben genannten Vergütungssätze in Abhängigkeit der Zubauraten quartalsweise ändern (analog zum PV-Bereich).

Dieser Artikel befasst sich mit den ersten drei Eckpunkten.

2 Resultierende Netto-Anfangsvergütung aus Sicht des Anlagenbetreibers

Betrachtet man die Anfangsvergütung des EEG 2.0, so stellt sich ggü. dem EEG 2012 zunächst eine Vergütungsreduzierung von ca. 7% für eine Inbetriebnahme in 2014 ein. Die nachfolgende Grafik illustriert dies.

Nach dem EEG 2012 würde ein WEA-Betreiber gegenwärtig noch ca. 91 €/MWh (Anfangsvergütung plus SDL-Bonus) erhalten und ggf. noch anteilig von der Managementprämie profitieren. Sollte die Inbetriebnahme in 2014 nach dem EEG 2.0 erfolgen, so würde der EEG-Vergütungssatz (Anfangsvergütung) zunächst auf 89 €/MWh reduziert. Allerdings stellt dieser Wert nur eine „Bruttovergütung“ dar, denn aufgrund der im EEG 2.0 vorgesehenen verpflichtenden Direktvermarktung ohne Managementprämie hätte der WEA-Betreiber von dieser „Bruttovergütung“ noch die Kosten für die Direktvermarktung abzuziehen; entweder für eigene, interne Vermarktungskosten oder aber für die Dienstleistung eines Direktvermarkters. Die Höhe der Direktvermarktungskosten wird in der Ausgestaltung des EEG 2.0 implizit in der Größenordnung von 4 €/MWh angesetzt.

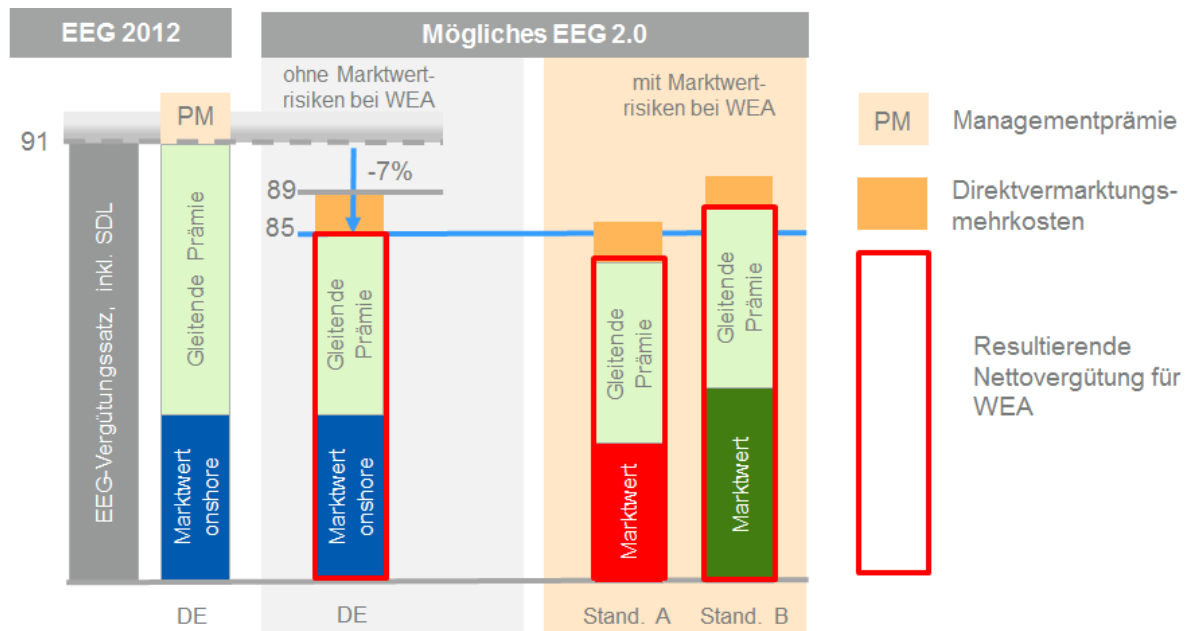


Abb. 1: Resultierende Anfangsvergütung aus Sicht des WEA-Betreibers und Vergleich mit dem EEG 2102 für eine Inbetriebnahme jeweils in 2014 (Zahlenwerte in €/MWh)

Unter dieser Annahme ergibt sich zunächst eine resultierende Nettovergütung in Höhe von 85 €/MWh. Die Nettoabsenkung liegt ggü. der Einspeisevergütung des EEG 2012 bei rd. 7%. Zusätzlich gehen Erlöse aus der Managementprämie verloren, die im EEG 2012 zwischen Anlagenbetreiber und Direktvermarkter geteilt wurden.

Wie könnten die Marktakteure mit den Direktvermarktungsmehrkosten umgehen?

Die Höhe der angesetzten Direktvermarktungsmehrkosten dürfte sich in der Praxis im Wettbewerb zwischen den Direktvermarktern einstellen und können daher kleiner oder größer als die im EEG 2.0 angenommenen 4 €/MWh ausfallen. Wie sich die Kosten im Zeitverlauf über die Betriebsdauer der Anlage entwickeln, ist darüber hinaus mit Risiken verbunden.

Bisher übernehmen Direktvermarkter – wie heute aufgrund der Managementprämie in der Regel auch finanzierbar – die vollen Marktpreisrisiken und bieten dem WEA-Betreiber einen All-Inclusive-Preis. Aufgrund der enger werdenden Margen ist es zukünftig denkbar, dass der Direktvermarkter zumindest anteilige Marktpreisrisiken (= projektspezifische Marktwert-risiken) an den WEA-Betreiber entweder direkt überträgt oder in seinen Dienstleistungsentgelten abbildet. Dies insbesondere bei langfristig abgeschlossen Vermarktungsverträgen.

Die Markterlösrisiken /-chancen hängen davon ab, welche Standort- und Technologiequalitäten mit dem jeweiligen Projekt aus Sicht des Direktvermarkters verbunden sind. Bei genauerer Betrachtung wird es daher aus Sicht der WEA-Betreiber für eine Erlösabschätzung nicht mehr ausreichend sein, nur die diskutierten Vermarktungsmehrkosten von 4 €/MWh einzurechnen, sondern sich mit den Chancen und Risiken der projektspezifischen Markterlöse aus-

einanderzusetzen. Liegen diese tendenziell oberhalb des bundesweiten „Referenzmarktwertes“, so können erhöhte Erlöse erwartet werden. Liegen die Marktwerte jedoch unterhalb des bundesweiten Durchschnittswertes, so ist mit weiteren Erlösreduzierungen zu rechnen. Dies bedeutet, dass die resultierenden Nettovergütungen noch um einige Euro um die dargestellten 85 €/MWh schwanken dürften (vgl. Abbildung 1).

3 Referenzertragsmodell und seine Auswirkungen auf die Vergütungsdauer

Flankierend zur Reduzierung der Anfangsvergütung und der Einführung einer verpflichtenden Direktvermarktung soll das Referenzertragsmodell angepasst werden. Ausgehend vom Referenzwert des jeweiligen Anlagentyps wird mit dem Modell die Auszahlungsdauer der (hohen) Anfangsvergütung in Abhängigkeit des projektspezifischen Ertrages festgelegt. Nach dem derzeitigen Arbeitsstand wird diese Auszahlungsdauer erheblich verkürzt, was die resultierenden Vergütungserlöse deutlich reduziert. Für diese Vergütungsreduzierung werden zwei Hebel innerhalb des Referenzertragsmodells angesetzt:

- Der Ausgangswert wird nicht wie im EEG 2012 auf 150%, sondern auf 130% des Referenzertrages festgelegt.
- Des Weiteren erfolgt eine deutlich schnellere Reduktion der Auszahlungsdauer der höheren Anfangsvergütung, wobei hier nach zwei Stufen differenziert wird.

Die nachfolgende Grafik illustriert den derzeitigen Arbeitsstand in Bezug auf die Auszahlungsdauer für die hohe Anfangsvergütung. Zusätzlich wird die prozentuale Erlösminderung im Vergleich zum EEG 2012 dargestellt. Dabei wird eine Inbetriebnahme in 2014 nach dem EEG 2012 und nach dem möglichen EEG 2.0 unterstellt.¹

¹ Für den Vergleich mit dem EEG 2012 und der Bestimmung der Erlösabsenkung wurden bereits Direktvermarktungsmehrkosten in Höhe von 0,4 ct/kWh erlösmindernd berücksichtigt. Weiterhin wurde die vergleichende Erlösminderung einer Barwertbetrachtung mit einem Zinssatz von 5% vorgenommen.

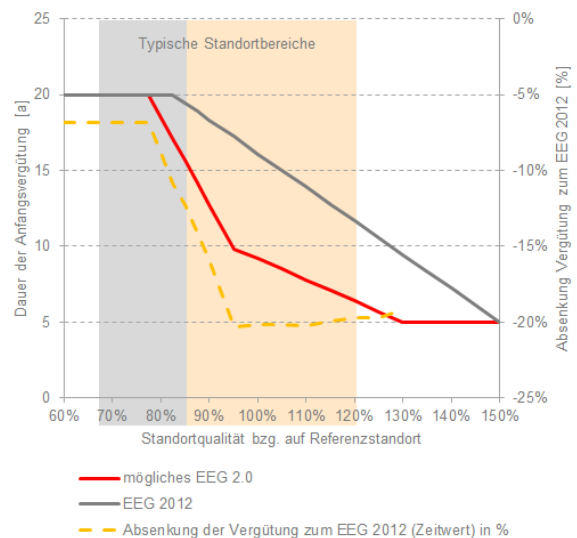


Abbildung 2: Dauer der hohen Anfangsvergütung nach EEG 2012 und derzeitigem Stand EEG 2.0 sowie prozentuale Reduzierung der Vergütung im Vergleich zum EEG 2012 (Inbetriebnahmen jeweils in 2014)

Es wird in Bezug auf die Auszahlungsdauer der hohen Anfangsvergütung und der damit verbundenen Konsequenzen folgendes deutlich:

- Bei guten bis sehr guten Standorten mit einer Ertragssituation zwischen 95% (z.B. norddeutsche Binnenlandstandorte) und 120% (z.B. küstennahe Standorte) des Referenzertrages
 - beträgt die Dauer der hohen Anfangsvergütung ca. 6 bis 10 Jahre;
 - anschließend wird die Grundvergütung gezahlt oder es werden alternativ Großhandelserlöse erwirtschaftet, wenn diese oberhalb der Grundvergütung liegen;
 - damit werden diese Projekte deutlich frühzeitiger in den Markt gedrängt, auch wenn sie als untere Auffanglinie die Grundvergütung erhalten sollten.
- Für mittlere bis schlechtere Binnenlandstandorte (kleiner 95% des Referenzertrages) gilt:
 - aufgrund der 2. Stufe des Referenzertragsmodells beträgt die Auszahlungsdauer bis zu 20 Jahre
 - aber auch bei 85% Standorten beträgt die Dauer der Anfangsvergütung nur ca. 15 Jahre.

Geht man davon aus, dass Anlagen im Anschluss an die Anfangsvergütung in die Grundvergütung wechseln, so lässt sich zur prozentualen Erlösminderung gegenüber dem EEG 2012 Folgendes festhalten:

- Für die aus bundesweiter Sicht guten und besseren Standorte wird die Vergütung resultierend um ca. 20% gemindert.
- Die Erlösabsenkung liegt für die mittleren bis schlechteren Standorte zwischen 20% und 7%.

4 Welches vorläufige Fazit lässt sich ziehen?

Die Förderung der Windenergie onshore reduziert sich insbesondere

- durch die Absenkung der Anfangsvergütung in Verbindung mit der verpflichtenden Direktvermarktung
- und durch die Verkürzung der Vergütungsdauer der hohen Anfangsvergütung (Anpassung des Referenzertragsmodells).

In der Gesamtwirkung dieser Effekte liegt die Vergütungsreduzierung gegenüber dem EEG 2012 bei dem gegenwärtigen Stand zwischen 7% und 20% in Abhängigkeit der Standortqualität (Ertragssituation), wobei nur die eher schlechteren Standorte weniger stark betroffen sind.

Daraus ergeben sich grundsätzlich Fragen zu Einsparpotenzialen, nach der Wirtschaftlichkeit und somit zur zukünftigen Umsetzbarkeit von Windenergieprojekten – diese Fragen werden hier nicht diskutiert.

Welche weiteren Veränderungen oder Anpassungen der Referentenentwurf aufweisen wird, wird sich kurzfristig zeigen. Gleichwohl dürfte die Struktur der beschriebenen Veränderungen erhalten bleiben ggf. mit geänderter Parametrierung.

Insofern dürften unabhängig von einer angepassten Parametrierung neue Anforderungen auf die Marktakteure zukommen, die insbesondere folgende Punkte betreffen:

- Bei guten Standorten dürfte nach dem derzeitigen Stand die Auszahlungsdauer der erhöhten Anfangsvergütung unterhalb der Finanzierungsdauer der Projekte liegen.

- Die reduzierten Vergütungserlöse werden es erforderlich machen, alle denkbaren Bewertungs- und Erlösspielräume zu nutzen.
- Bereits in der Projektentwicklungsphase sind Betrachtungen zur möglichen Erlösentwicklung vorzunehmen und gegebenenfalls mit den Banken abzustimmen.
- Grundsätzlich werden daher auch die Großhandelserlöse der Projekte eine zentrale Bewertungs- und Optimierungsrolle bekommen und zwar aus zweierlei Gründen:
 - Die reduzierte Dauer der Anfangsvergütung wird es erforderlich machen, die Grundvergütung in Relation zu möglichen Strommarkterlösen zu bewerten und dies häufig bereits ab dem 7. / 8. Betriebsjahr.
 - Mindererlösrissen oder Mehrerlöschanzen aufgrund standortspezifischer und projektspezifischer Marktwerte werden von Beginn an die Höhe der resultierenden Netto-Vergütung bestimmen und damit den Verhandlungsspielraum mit Direktvermarktungsunternehmen beeinflussen.

Für Fragen und Diskussionen stehen wir gerne zur Verfügung. enervis bietet die Simulation von zukünftigen Strompreisentwicklungen, konkrete wirtschaftliche Bewertungen von Windprojekten sowie In-house- und öffentliche Workshops an.

Ansprechpartner bei enervis

Eckhard Kuhnhenne-Krausmann	eckhard.kuhnhenne@enervis.de Tel. 030 695 175 0
Armin Melis	armin.melis@enervis.de Tel. 030 695 175 0
Dennis Preuß	dennis.preuss@enervis.de Tel. 030 695 175 0

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.

Die vorgestellten Zahlenwerte sind beispielhaft und können nicht verallgemeinert werden. Individuelle Berechnungen und wirtschaftliche Bewertungen können aus dem Artikel nicht übernommen werden. Der Artikel stellt keine rechtliche Beratung dar und ersetzt keine Rechtsberatung.