

# Das EEG 2016 und die Folgen für die verschiedenen Akteursgruppen

Geringeres Marktvolumen und gestiegener Preisdruck erfordern Anpassungen

von Philipp Scheerer

*Die im vorliegenden Referentenentwurf des EEG 2016 vom 29.02.2016 und in den Fortschreibungen des Eckpunktepapiers des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWi), Stand 29.02.2016, enthaltenen Regelungen werden durch die Einführung eines Ausschreibungsmodells zu einer massiven Ausweitung des Konkurrenzkampfs insbesondere im Bereich der Windenergie an Land führen.*

Zwar werden sich möglicherweise bis zur letzten Minute des Gesetzgebungsverfahrens noch Änderungen der bekannten Eckpunkte ergeben. Der Grundrahmen steht allerdings fest.

Zentraler Baustein des EEG 2016 ist die Umstellung des Fördersystems auf ein Ausschreibungsmodell, in welchem eine bestimmte Menge an Leistung in Megawatt (MW) ausgeschrieben wird. Die Teilnehmer der Auktion geben ein Gebot auf den „anzulegenden Wert“ ab, zu dem

sie ihr Projekt realisieren würden. Dabei werden die Gebote beginnend mit dem niedrigsten Wert sortiert, und so lange Zuschläge erteilt bis die ausgeschriebene Leistungsmenge verteilt ist.

Teilnahmevoraussetzungen sind u.a. die Vorlage einer Genehmigung nach Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) bis spätestens sechs Wochen vor dem Gebotstermin und die Hinterlegung einer Sicherheit von 30 €/kW der geplanten Leistung. Eine Übertragbarkeit der Förderberechtigung ist nicht vorgesehen. Daher ist darauf zu achten, dass die Projektgesellschaft und nicht etwa eine natürliche Person oder die Konzernmutter auf den Gebotsunterlagen und der Genehmigung steht.

Bei der Kalkulation des Gebotswertes dreht sich das Vorgehen zur Wirtschaftlichkeitsberechnung nun komplett um. Im aktuellen System kalkuliert man die Rentabilität des Projektes anhand einer fest-

gelegten Vergütung. Nun müsste man die gewünschte Rendite vorab festlegen, um die dafür benötigte Vergütung zu bestimmen.

Im Unterschied zu seinen Vorgängern enthält das EEG 2016 die Möglichkeit, den politisch gewünschten Zubaukorridor einzuhalten und „industriepolitisch unerwünscht starke Schwankungen von Jahr zu Jahr“ zu vermeiden. Die Ausschreibungsmenge wird dabei mit folgender Formel ermittelt:

1: Die Zielmenge für EE-Strom ist definiert als 45% des Bruttostromverbrauchs in 2025. Zur Abschätzung des Bruttostromverbrauchs in 2025 wird ein gewichteter Fünf-Jahres-Durchschnitt des Stromverbrauchs in den vorangegangenen fünf Jahren gebildet.

2: Die Strommenge aus EE-Bestandanlagen ist definiert als Strommenge aus der installierten Leistung zum 31.12. des Vorjahres zu dem Jahr, in dem die

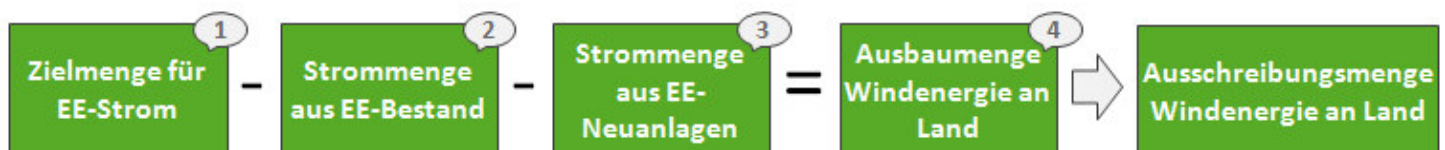


Abbildung 1: Formel zur Ermittlung der Ausschreibungsmenge. Eigene Darstellung nach Eckpunktepapier BMWi Stand 29.02.2016

Festlegung der Ausschreibungsmenge erfolgt. Für die erste Ausschreibungsrunde, die in 2016 definiert wird, ist es also die installierte EE-Leistung zum 31.12.2015. Die voraussichtliche Stromproduktion dieser Anlagen ist definiert als der Fünf-Jahres-Durchschnitt, wobei das Stromerzeugungspotential der Anlagen und ein normales Wetterjahr zugrunde gelegt werden. Hiervon abgezogen werden Anlagen, die voraussichtlich bis 2025 außer Betrieb gehen. Hierbei wird eine Nutzungsdauer von 20 Jahren zzgl. Inbetriebnahmejahr angenommen, wobei für PV-Anlagen abweichend eine Nutzungsdauer von 25 Jahren unterstellt wird.

3: Die Strommenge aus EE-Neuanlagen ist definiert als Produktion der Anlagen, die im jeweils laufenden Ausschreibungsjahr in Betrieb gehen. In den Jahren 2017 und 2018 betrifft dies auch die sog. Übergangsanlagen, die noch nach dem EEG 2014 vergütet werden. Um die Strommengen der Anlagen zu bestimmen, trifft das BMWi konservative Annahmen über die Höhe der durchschnittlichen Volllaststunden. Diese liegen für Wind an Land bei 2.200, für Wind auf See bei 4.200, für PV > 1 MW bei 1.000, für PV < 1 MW bei 950 und für Biomasse bei 4.000.

4: Zunächst wird mit der beschriebenen Formel die Strommenge ermittelt, die im Jahr 2025 von WEA an Land, unter Einhaltung des Ausbaukorridors, erzeugt werden soll. Die Umrechnung von der Strommenge auf die Leistung erfolgt anhand folgender Parameter:

- Durchschnittlich 2.200 Volllaststunden
- Nicht-Realisierungsrate von 10%
- Durchschnittlicher Zeitraum zwischen

Ausschreibungs- und Realisierungszeitpunkt von 18 Monaten.

Laut BMWi führt die Formel zu einer Ausschreibungsmenge von 2.900 MW (brutto) im Jahr 2017.

In der vorletzten Fortschreibung des Eckpunkteapiers vom 15.02.2016 wird ein Mindestwert der Ausschreibungsmenge von 2.000 MW (brutto) für den

einstellen. Der festgelegte Höchstwert für einen 100% Standort (Berechnung s.u.), der nicht überboten werden darf, liegt bei sieben Cent pro Kilowattstunde (kWh). Der Höchstwert unterliegt einer Degression von 1% pro Jahr ab dem 01.01.2016, kann jedoch maximal bis zu 10% von Jahr zu Jahr verändert werden. Nach Umrechnung mit den Korrekturfaktoren ergeben sich folgende Höchstwerte in Abhängigkeit von der Standortgüte:

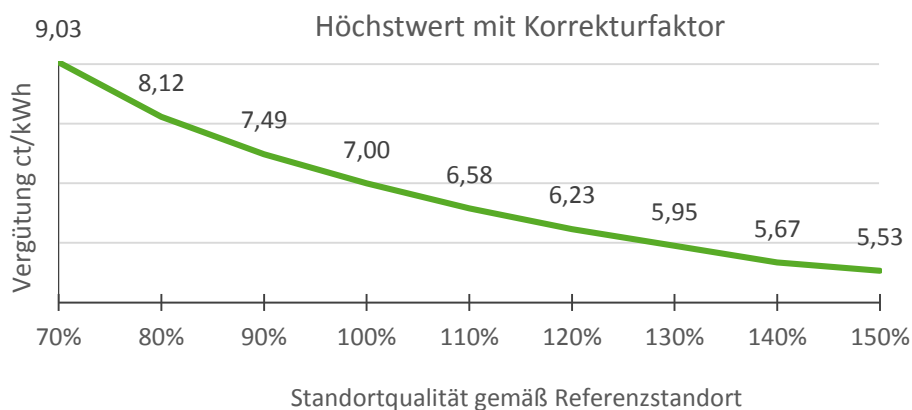


Abbildung 2: Höchstwert nach Korrekturfaktor in Abhängigkeit der Standortqualität. Eigene Abbildung nach Eckpunktepapier BMWi Stand 15.02.2016

Fall genannt, dass das Ergebnis der Formel darunter liegt. Im aktuellen Eckpunktepapier vom 29.02.2016 nimmt das BMWi die konkrete Zahl für die Mindestausschreibungsmenge wieder zurück und spricht nur noch davon, dass „deren genaue Höhe noch festzulegen ist“. Nach Einschätzung von Fachleuten ist die Einführung einer Mindestmenge dringend geboten, da sich mit der o.g. Formel, je nach Annahmen, auch Ausschreibungsmengen von deutlich unter 2.000 MW ergeben könnten.

Neben dem sinkenden Marktvolumen muss sich die Branche auch auf eine deutliche Reduzierung der Vergütung

Die tatsächliche Standortgüte wird gemäß dem Gesetzentwurf nach fünf, zehn und 15 Betriebsjahren überprüft. Sollte sich ergeben, dass der tatsächliche Ertrag um mehr als 1% vom prognostizierten Gütefaktor abweicht, so ist die zu viel erhaltene Vergütung mit Zinsen zurückzuhalten und es erfolgt eine Absenkung der Vergütungshöhe für die nächste Periode. Umgekehrt kann der Betreiber aber auch eine Nachzahlung erhalten, wenn sich herausstellt, dass sein Ertragsgutachten zu pessimistisch war. Bei der Überprüfung des Referenzertrages werden BImSchG-bedingte Abschaltungen berücksichtigt. Nichtwindbedingte

Stillstandzeiten, die jeweils länger als 24 Stunden dauern oder 100 Stunden pro Jahr überschreiten, werden nicht als Betriebszeit berücksichtigt. Bei EisMan-Abschaltungen werden die nicht eingespeisten Strommengen zum Standortertrag hinzuaddiert. Die Anforderungen an die Prognosegenauigkeit der Windgutachten werden steigen.

Eine weitere fundamentale Änderung des Systems ergibt sich in Bezug auf den Referenzstandort. Im EEG 2014 werden die Standortunterschiede durch die Dauer der erhöhten Anfangsvergütung im zweistufigen Vergütungsmodell im gewissen Maße nivelliert. Die Dauer der Anfangsvergütung bestimmt das Verhältnis des Ertrags am jeweiligen Standort zum Referenzertrag an dem 100%-Standort. Dieser ist mit einer Windgeschwindigkeit von 5,5 m/s auf 30 m Höhe definiert. Die Interpolation auf die tatsächliche Nabenhöhe erfolgt mit dem logarithmischen Windprofil. Eine der Eingangsgrößen des logarithmischen Windprofils ist die Rauheitslänge  $z_0$ , welche ein Maß für die Oberflächenbeschaffenheit des Bodens ist. Dieses Verfahren ist gut für die Interpolation bis in eine Höhe von 100 m geeignet. Ab dieser Höhe führt das logarithmische Windprofil zu einer systematischen Überschätzung der Windgeschwindigkeit mit zunehmender Höhe bis 140 m. Dies führt zu einem unrealistisch hohen Referenzertrag, so dass im Ergebnis aus Sicht des Gesetzgebers über zu lange Zeiträume die erhöhte Anfangsvergütung bezahlt wird.

Im Gegensatz dazu ist im EEG 2016 eine feste Vergütung für genau 20 Jahre vorgesehen. Die Standortqualität übt ihren Einfluss nun durch die Höhe der jeweiligen projektspezifischen Vergütung aus. Um diese zu bestimmen wird das Windtragspotential am geplanten Standort ermittelt und mit der Standortqualität gemäß Referenzstandort ins Verhältnis gesetzt. Aus diesem Verhältnis ergeben sich Korrekturfaktoren, mit denen sich z.B. ein 80%-Standort auf den 100%-Standort umrechnen lässt. Der 100%-Standort ist neu definiert – mit einer Windgeschwindigkeit von 6,45 m/s auf 100 m Höhe. Die Interpolation auf die tatsächliche Nabenhöhe erfolgt mit dem mittleren Windprofil, welches durch das Potenzgesetz nach Hellmann beschrieben ist. Der Hellmann-Exponent wird im Gesetzentwurf mit 0,25, und damit am unteren Ende seiner typischen Spanne, angegeben. Hierbei gilt, dass die Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe umso stärker ist, je höher der Hellmann-Exponent gewählt wird. Im Ergebnis senkt der Gesetzgeber hiermit den Referenzertrag, so dass der Einfluss auf die Bewertung der Standortgüte erhöht wird, was im Ergebnis zu einer geringeren Vergütung führt. Im alten Modell hätte

man für den gleichen Standort eine Windgeschwindigkeit von 6,6 m/s auf 100 m Höhe berechnet und damit also auch höhere Referenzerträge. Ihren Schnittpunkt haben beide Modelle bei einer Höhe von 140 m. Ab diesem Wert ist die Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe stärker als im alten Modell. Konkret bedeutet das, dass Standorte an denen eine Nabenhöhe von über 140 m verbaut ist im neuen System relativ stärker gefördert werden. Dies gilt besonders für windschwache Standorte.

Demzufolge soll das EEG 2016 den Trend zu immer höheren Nabenhöhen weiter verstärken. Dies wird von den Herstellern bereits antizipiert. So ist zum Beispiel die Vestas V126 bereits mit einer Nabenhöhe von 166 m erhältlich.

Damit wappnen sich die Hersteller für den steigenden Preisdruck, der durch den schrumpfenden Markt und einen stärkeren Konkurrenzkampf auf sie zukommt. Eine weitere Akteursgruppe, an die der steigende Preisdruck weitergegeben wird, dürften die Flächenbesitzer sein, welche in den letzten Jahren vom Konkurrenzkampf der Projektentwickler profitiert haben und erlösabhängige Pachten von teilweise mehr als 15% einstreichen konnten.



Für die Banken ändert sich bei einer Projektfinanzierung auf den ersten Blick nicht viel. Die Projektierer kommen mit einer Genehmigung und einem festen Vergütungssatz, der nun wieder den Charme hat, über 20 Jahre fixiert zu sein, zu ihnen. Um eine zügige Projektumsetzung zu gewährleisten, wird allerdings eine verstärkte Zusammenarbeit vor Kreditzusage erforderlich sein. So empfiehlt sich aus Bankensicht eine enge Abstimmung mit dem Projektierer bereits bei der Kalkulation des Gebotswertes. Daraus ergeben sich ein erhöhter Arbeitsaufwand und höhere Anforderungen an die fachliche, also interdisziplinäre und umfassende, Kompetenz im Windenergiegeschäft. Ob dieser Aufwand durch erhöhte Bearbeitungsgebühren an die Projektierer weitergegeben werden kann, erscheint aufgrund des sich verschärfenden Wettbewerbs fraglich. Gleichzeitig steigt der Eigenkapitalbedarf der Projektierer bei einem gleichzeitig steigenden Bonitätsrisiko, da die Projektierer nun das Zuschlagsrisiko tragen. Sollten sie bei ihrem ersten Gebot keinen Zuschlag erhalten, müssen sie auf die nächste Ausschreibungsrunde warten und ggf. ihren Gebotswert absenken. Hieraus ergeben sich neue Möglichkeiten für Risikokapitalgeber, in dieser Phase mit den Projektierern zusammen zu arbeiten.

Auch wird sich der Handel mit Projektrechten ausweiten, wenn Projektierer ein fertig genehmigtes Projekt nicht realisieren können. In beiden Fällen stellt sich

für den Risikokapitalgeber wie für den Projektrechtekäufer die Frage, wie der Wert der Projektrechte zu bewerten ist. Die im EEG 2014 unter dem Schlagwort „§ 24“ bekannten Regelungen zur Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Strompreisen finden sich nun in § 51 wieder, allerdings um eine für die Betreiber günstige Definition ergänzt. Der Wert eines Stundenkontrakts gilt demnach als negativ (keine Vergütung), wenn der Wert in der vortägigen Auktion am Spotmarkt (Day Ahead) und der volumengewichtete Durchschnitt aller Transaktionen im kontinuierlichen untertägigen Handel (Intraday) negativ sind. Da nun zwei Voraussetzungen erfüllt sein müssen, sinkt das Risiko kurzfristig. Zwischen 2012 und 2015 lag die Anzahl der Stunden, die die Kriterien des § 51 erfüllen, zwischen zehn und zwanzig<sup>1</sup>. Langfristig zeigen Strommarktmodellierungen von Enervis, Energy Brainpool und Fraunhofer ISI eine deutliche Zunahme von Stunden mit negativen Strompreisen. Bei der Frage nach der Häufigkeit von zukünftigen negativen Sechsstundenblöcken kommen die Studien jedoch zu unterschiedlichen Ergebnissen.

Die Erhaltung der Akteursvielfalt gehört neben der Einhaltung des Ausbaukorridors und der Intensivierung des Wettbewerbs zu den drei Leitmotiven, die im Eckpunktepapier des BMWi genannt werden. Die Regelungen hierzu gehören aber auch zu den am meisten kritisierten und die Wahrscheinlichkeit, dass sich hier im Laufe des Gesetzgebungsverfahrens noch etwas ändert, ist hoch.

Da sich mit der Umstellung auf Ausschreibungen die administrativen Kosten erhöhen und neue Risiken entstehen

(Zuschlags-, Preis- und Pönalisiko), sollen „schutzwürdige Akteure“ mit Ausnahmeregelungen privilegiert werden.

Als schutzwürdige Akteure definiert das BMWi wie folgt:

- Die „lokal verankerte Bürgerenergiegesellschaft“ muss aus mindestens zehn natürlichen Personen als stimmberechtigten Mitgliedern bestehen.
- Mindestens 51% der Stimmrechte müssen bei Mitgliedern der Gesellschaft liegen, die seit mindestens einem Jahr in dem Landkreis gemeldet sind, in dem sich die Fläche, auf der die WEA errichtet werden soll, befindet.
- Kein Mitglied der Gesellschaft darf mehr als 10% der Stimmrechte halten.

Für die so definierten Bürgerenergiegesellschaften gilt:

- Die Projektgröße ist auf sechs WEA und insgesamt höchstens 18 MW begrenzt.
- Die Gesellschaft und alle ihre Mitglieder dürfen innerhalb der vergangenen zwölf Monate nicht mit einem anderen Windprojekt an einer Ausschreibung teilgenommen haben.

Die Ausnahmeregelungen erleichtern die Teilnahme für Bürgerenergiegesellschaften insofern, dass es zunächst keiner BImSchG-Genehmigung bedarf. Diese muss spätestens zwei Jahre nach dem Zuschlag vorliegen. Damit muss dieser wesentliche Kostenanteil erst aufgewandt werden, wenn Gewissheit über den Zuschlag besteht. Das Genehmigungsrisiko bleibt hingegen bestehen und verschärft sich insofern, dass die Erstsicherheit verloren ist, sollte keine Ge-

nehmung erreicht werden oder sollte der genehmigte Betrieb nicht wirtschaftlich sein.

Die zu hinterlegende Sicherheit von 30 €/kW wird für Bürgerenergiegesellschaften zweigeteilt. Bei Gebotsabgabe sind 15 €/kW als Erstsicherheit zu hinterlegen, der Restbetrag ist zwei Monate nach der Erteilung der Genehmigung zu leisten.

Außerdem muss die Bürgerenergiegesellschaft bei Gebotsabgabe die Flächensicherung des geplanten Standortes nachweisen und ein Windgutachten eines zertifizierten Gutachters vorlegen.

Die beschriebenen Ausnahmeregelungen sind grundsätzlich erfüllbar und stellen somit keine Hürde für Bürgerwindprojekte dar, auch wenn man den administrativen Aufwand kritisieren kann. Kritischer für Bürgerwindprojekte dürfte die Hinterlegung der Sicherheiten sein. Der Initiator hat zu Beginn der Planungen weder eine Genehmigung noch Gewissheit über den Zuschlag. Auf dieser Basis dürfte es schwer sein, von seinen Mitbürgern Geld einzuwerben, zumal die Gefahr besteht, die Erstsicherheit zu verlieren. Bei einem 18 MW Projekt wären dies immerhin 270.000 €.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass mit dem EEG 2016 das Marktvolumen verkleinert und der Preisdruck erhöht wird. Dies dürfte v.a. kleine und mittelständische Projektierer treffen und zu einer Dominanz von Großprojektierern führen. Da es keine Grenze für das Zuschlagsvolumen innerhalb einer Gebotsrunde gibt, könnten große Projektierer oder Investorengruppen theoretisch das gesamte Volumen einer Ausschreibungs-

runde erhalten und Wettbewerber so aus dem Markt drängen.

In der Vergangenheit waren es gerade kleine und mittelständische lokale Projektierer, die mit ihren Projekten für eine breite Beteiligung von Bürgern gesorgt haben. Auch wenn eine Privilegierung von Bürgerenergiegesellschaften vorgesehen ist, wird die Bürgerbeteiligung insgesamt erschwert.

Die Zubaumenge dürfte in den kommenden Jahren zwar unter die Rekordwerte von 2014 und 2015 sinken, jedoch wird es zunächst durch die Übergangsanlagen nicht zu einem drastischen Markteinbruch kommen. Sollte die anfängliche Ausschreibemenge von 2.900 MW brutto zutreffen und realisiert werden, läge der durchschnittliche Zubau sogar über dem Durchschnitt der letzten zehn Jahre von 2.460 MW brutto. Dennoch wäre nicht zuletzt auch eine Mindestausschreibemenge wünschenswert.

#### Quellen:

<sup>1</sup> Enervis Energy Advisors 2015