



## Anpassungsmechanismus im EEG 2017 – zuverlässige Erlösabsicherung?

*Auswirkungen des Ertragsrisikos in einer Szenarioanalyse*

Von Sebastian Eberhardt

Die mittlerweile vor knapp zwei Jahren präsentierten Änderungen des EEG aus dem Jahr 2016 wurden vor und nach in Kraft treten viel und kontrovers diskutiert. Die befürchtete „Bereinigung“ des Marktes blieb bisher aus und vor allem die Ergebnisse der zwei letzten Ausschreibungsrunden für Windenergie an Land führten zu einem Aufatmen innerhalb der Branche.

Die Diskussion fand jedoch fast ausschließlich am Anfang der Wertschöpfungskette statt, d. h. die Frage war, welche Auswirkungen sich unter dem neuen EEG (im Folgenden EEG 2017) für Turbinenbauer und Projektentwickler ergeben. Da jedoch die ersten EEG 2017-Windparks bereits verkauft wurden, sollten sich die Betreiber selbstverständlich über die möglichen Risiken und Chancen des EEG 2017 im Klaren sein.

### **Was hat sich aus Sicht des Betreibers unter dem neuen EEG geändert und welche (potenziellen) Risiken lassen sich daraus ableiten?**

Als erster Punkt ist hier die Veränderung des Referenzertragsmodells zu nennen. Hierbei wurden einerseits die Bedingungen des Referenzstandortes verändert und andererseits das logarithmische Windprofil durch das Hellmann-Potenzgesetz zur Ermittlung der mittleren

Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe abgelöst. Im Vergleich ergibt sich unter EEG 2017 damit eine niedrigere mittlere Windgeschwindigkeit bei Nabenhöhen unterhalb von 135,80 m. Dies wiederum führt zu einem niedrigeren Referenzertrag, was sich nachteilig auf die Standortgüte und damit die Höhe des anzulegenden Wertes auswirkt. Vorteilhaft ist demnach die Auswahl einer Windenergieanlage (WEA) mit einer Nabenhöhe oberhalb von 135,80 m, was den in der Vergangenheit beobachteten Trend zu WEA mit hohen Nabenhöhen verstärkt.

Eine weitere Veränderung, die sich aus der Veränderung des Referenzertragsmodells ergibt, ist die Umstellung vom zweistufigen auf das einstufige Referenzertragsverfahren. Unter EEG 2017 muss die Standortgüte anhand eines Gutachtens bereits zur Inbetriebnahme nachgewiesen werden und wird danach dreimal nach je fünf Jahren auf Basis der tatsächlichen Erträge überprüft. Die zentrale Rolle spielt dabei der Zusammenhang zwischen Güte- und Korrekturfaktor (Abbildung 1) sowie die Ermittlung des anzulegenden Wertes als Produkt aus Korrekturfaktor und dem jeweiligen Zuschlag auf Basis des Referenzstandortes.

(Anzulegender Wert = Korrekturfaktor \* Zuschlag<sup>100%</sup>)

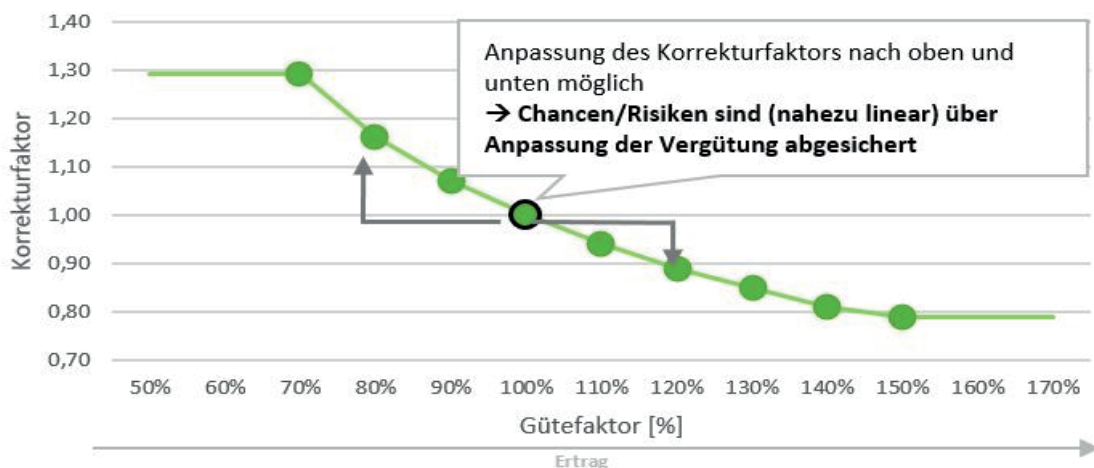


Abbildung 1: Anpassungsmechanismus unter EEG 2017

Liegt der Gütefaktor der zugrunde liegenden WEA nicht an einem der äußeren Ränder, erfolgt eine Anpassung des Korrekturfaktors nach oben bzw. unten, d. h. für schlechtere bzw. bessere Windverhältnisse als erwartet. Die Anpassung erfolgt zwischen den Stützwerten (70 %, 80 %, 90 % etc.) linear, was einer teilweisen erlösseitigen Absicherung des Windrisikos gleichkommt.

Um die Auswirkungen, die sich aus dem Anpassungsmechanismus ergeben, zu quantifizieren, wurde beispielhaft eine Szenarioanalyse eines Windparks durchgeführt. Die Szenarien (Low Case, Base Case und High Case) lehnen sich an den jeweiligen Gütefaktor (72 %, 100 % und 148 %) an und verdeutlichen damit die Abhängigkeit der potenziellen Risiken und Chancen von der Standortgüte.

Abbildung 2a zeigt das Ergebnis einer statischen Betrachtung im Base Case, der die Frage zugrunde liegt, inwiefern sich der Umsatz eines Jahres durch den Anpassungsmechanismus verändert, sollte der tatsächliche Windertrag niedriger sein als erwartet (P50 vs. P75 bzw. P90). Der Vergleich zwischen neuem und altem EEG zeigt, dass der P75- und P90-Umsatz im Base Case deutlich näher am erwarteten P50-Umsatz liegt als dies unter dem alten EEG der Fall war. Der Erlös eines Windparkbetreibers wird also durch die Vergütungsanpassungen abgesichert und das Risiko somit von der Allgemeinheit (mit)getragen.

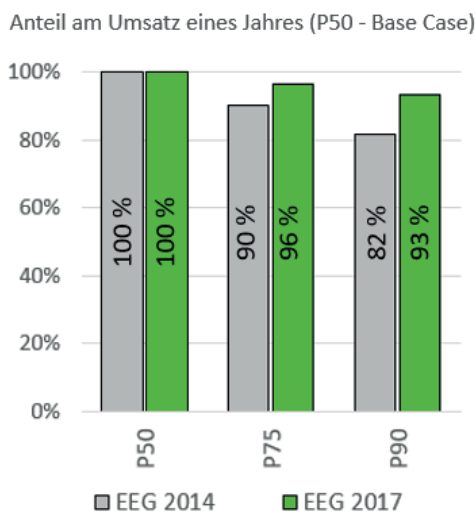


Abbildung 2a: Abhängigkeit Jahresumsatz – Windertrag unter altem und neuem EEG

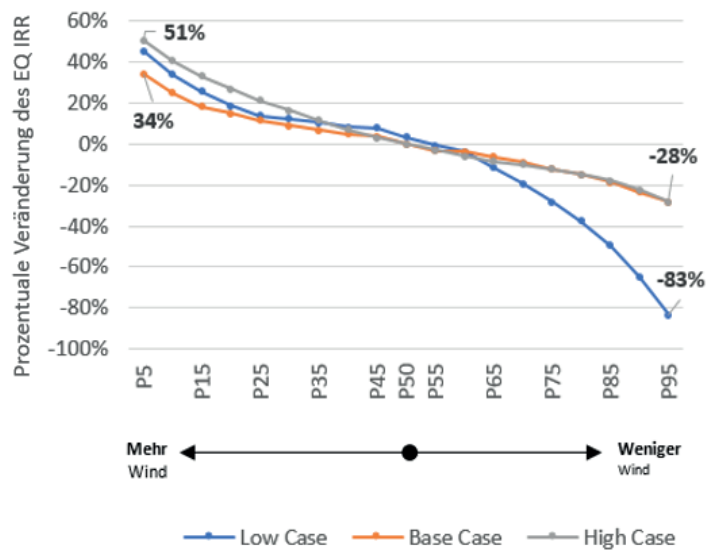


Abbildung 2b: Vergleich Abhängigkeit EQ IRR – Windertrag im Low, Base und High Case

Eine weitere – und für den Betreiber weitaus interessantere – Möglichkeit zur Beantwortung der oben genannten Frage, ist die Betrachtung der Cash Flows bzw. die Zuhilfenahme des internen Zinsfußes (EQ IRR) als Maß für die Rendite des eingesetzten Eigenkapitals. Nimmt man an, dass die EQ IRR zum Zeitpunkt des wirtschaftlichen Übergangs eines Windparks als feste Größe gespeichert wird, muss diese Kennzahl im laufenden Betrieb bestätigt werden. Sie dient demnach dem Vergleich zwischen Modellwelt und Realität anhand dessen der Betreiber das Geschäftsergebnis / den Erfolg seines Windparks bewerten kann. Abbildung 2b zeigt die prozentualen Auswirkungen eines niedrigeren sowie höheren Windertrags auf die EQ IRR unter Einbezug der Auswirkungen des Anpassungsmechanismus. Folgende zwei Erkenntnisse lassen sich hieraus ableiten:

- Die Auswirkung auf die EQ IRR ist für gute Windverhältnisse überproportional im Vergleich zu schlechten Windverhältnissen, was jedoch stark von der Standortgüte abhängt.
- Je höher die Standortgüte, desto geringer sind die Auswirkungen auf die EQ IRR bei schlechten Windverhältnissen.

## Wie ist das Risiko in der Realität einzuschätzen?

Aus dem vorherigen Abschnitt gehen im Wesentlichen zwei Risikofaktoren hervor:

1. Technologisches Risiko
2. Meteorologisches Risiko

Das technologische Risiko besteht aufgrund der fehlenden Erfahrungswerte und des dadurch schwer einzuschätzenden Aufwandes beispielsweise im Falle eines Großkomponentenschadens. Dieses Risiko ist zwar (theoretisch) vorhanden, kann aber vom Betreiber durch den Abschluss eines Vollwartungsvertrages abgesichert werden. Neben dem genannten Risiko besteht hier ferner die Chance von sinkenden Stromgestehungskosten, weshalb Punkt 1 zumindest nicht als gestiegenes Risiko im Vergleich zum alten EEG bewertet werden kann.

Punkt 2 entsteht aus der Volatilität der Windverfügbarkeit sowie den Auswirkungen auf die Rentabilität eines Windprojektes. Im vorhergehenden Abschnitt konnte einerseits die teilweise Absicherung des Erlösriskos sowie andererseits die überproportionale Auswirkung guter Windverhältnisse auf die EQ IRR gezeigt werden. Für eine realistische Einschätzung des daraus entstehenden Risikos ist demnach eine langfristige Windverteilung auf Basis eines Indizes (z. B. BDB oder MERRA) zu ermitteln. Diese gibt Auskunft über die langfristige, statistische Verteilung des Windes am jeweiligen Standort und damit Aufschluss über die Häufigkeit des Auftretens von extremen Windverhältnissen bzw. den Bereich von Abbildung 2b, in dem sich ein Standort im langfristigen Mittel befindet. Für die beispielhafte Auswertung eines Standortes in Niedersachsen stellte sich heraus, dass die Windverhältnisse sich langfristig zwischen P25 und P75 verteilen, d. h. die extremen Auswirkungen, wie in Abbildung 2b visualisiert, treten (zumindest statistisch) quasi nicht auf. Anhand dieser Erkenntnis sowie der Erlösabsicherung mit Hilfe des Anpassungsmechanismus (vgl. Abbildung 2a) kann eine Senkung des meteorologischen Risikos unter EEG 2017 – deren Umfang jedoch von der jeweiligen Standortgüte abhängt – abgeleitet werden.

## Zusammenfassung und Fazit

Die Änderungen des EEG 2017 führen zu einer verbesserten Erlös- und damit Risikoabsicherung für Betreiber von WEA. Dies ist vor allem auf den Ausgleichsmechanismus zurückzuführen, der eine Anpassung des anzulegenden Wertes nach 5, 10 und 15 Jahren auf Basis der realen Winderträge ermöglicht. Diese erfolgt nahezu linear, hängt allerdings stark von der jeweiligen Standortgüte ab. Das meteorologische Risiko wird so teilweise auf die Allgemeinheit übertragen. Der beim Betreiber verbleibende Anteil kann durch eine Ermittlung der lang-

fristigen Windverteilung quantifiziert werden und ermöglicht so eine realistische Einschätzung des tatsächlichen Risikos.

Neben der Ermittlung der langfristigen Windverteilung ist die Projektstrukturierung, genauer die Aufteilung von variablen und fixen Kosten, eine Stellschraube zur Senkung des beim Betreiber verbleibenden Risikos. Grundstückseigentümer und Wartungsunternehmen, stellvertretend für die größten OPEX-Positionen, können so am Restrisiko beteiligt werden, aber auch an den potenziellen Chancen partizipieren. Langfristig könnte die Senkung des Erlösrisikos zu einer sinkenden Renditeerwartung von Investoren führen, was wiederum weiter steigende Kaufpreise für Windparks nach sich zieht.