

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie  
Scharnhorststr. 34-37  
10115 Berlin



01. Oktober 2015

**Betreff: Stellungnahme zum Eckpunktepapier – Ausschreibungen für die Förderung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen; speziell: Windenergie an Land**

Sehr geehrter Herr Gabriel,  
sehr geehrte Damen und Herren,

bis zum 01. Oktober 2015 erbeten Sie Stellungnahmen zum Ausschreibungsmodell für die kommende Gesetzesnovelle. Das vorliegende Eckpunktepapier wird von uns mit größter Sorge gesehen, weshalb wir unsere Anliegen und Bedenken äußern möchten. Als BBWind Projektberatungsgesellschaft (Tochter des Westf.-Lippischen Landwirtschaftsverbandes in Münster) begleiten wir über 70 Bürgerwindparks in der Region Westfalen Lippe (NRW), bei der Planung, Entwicklung und Realisierung ihrer eigenen Windenergieanlagen. Die BBWind ist ausschließlich als reiner Dienstleister beratend tätig, mit dem Konzept, dass Grundeigentümer, Anwohner und Bürger ihren eigenen Windpark errichten und betreiben. Dadurch wird größtmögliche Wertschöpfung und Akzeptanz in der Region vor Ort geschaffen. So wird die Energiewende durch die Menschen vor Ort getragen. Insofern vertreten wir in diesem Schreiben kleine Akteure – im Durchschnitt drei bis sechs Windenergieanlagen pro Park mit bis zu 18 Megawatt Gesamtleistung – an tendenziell ertragsschwachen Standorten.

Wir nehmen Bezug auf die veröffentlichten Fragen für die Konsultation zur Windenergie an Land und nehmen Stellung zu Ihrem Eckpunktepapier.

## **Inhalt**

<b>1. Übergreifende Fragen des Ausschreibungsdesigns</b> ( <i>Kapitel II. Übergreifende Fragen des Ausschreibungsdesigns, Akteursvielfalt und Ausnahmen von der Ausschreibung</i> ).....	3
<b>2. Ausschreibungsverfahren</b> ( <i>Kapitel III. Windenergie an Land, 2. Ausschreibungsverfahren</i> ) .....	4
<b>4. Referenzertragsmodell</b> ( <i>Kapitel III. Windenergie an Land, 5. Neue Rolle des Referenzertragsmodells bei der Ausschreibung</i> ) .....	6
<b>5. Anhang</b> .....	9
5.1 Variante 1: Identische Gebotshöhe von 7,3 ct / kWh unabhängig vom Standort-Referenzertrag und die Auswirkung auf die Rendite .....	9
5.2 Variante 2: Ähnliche Rendite-Kennzahlen: Was muss geboten werden, um diese zu erreichen?9	

## **1. Übergreifende Fragen des Ausschreibungsdesigns** (Kapitel II. Übergreifende Fragen des Ausschreibungsdesigns, Akteursvielfalt und Ausnahmen von der Ausschreibung)

*Räumt das Ausschreibungsdesign bei der Windenergie an Land grundsätzlich auch kleinen Akteuren hinreichende Wettbewerbschancen ein? Welche Maßnahmen innerhalb des Ausschreibungsdesigns könnten kleinen Akteuren einen einfachen Zugang zur Ausschreibung ermöglichen?*

Wir sind nicht der Auffassung, dass kleinen Akteuren hinreichende Wettbewerbschancen eingeräumt werden. Die Bürgerwindprojekte verfolgen ausschließlich ihr eigenes Projekt und können nicht über eine Vielzahl von Projekten ihr Risiko streuen. Dies bedeutet, dass jede „Vor-Ort-Bürgergesellschaft“ ihr Risiko selber tragen muss. Eine Differenzierung zwischen Groß-Investoren und kleinen Akteuren ist deshalb wünschenswert. Eine lokale, kleine Bürgerwindgesellschaft kann ohne Weiteres daran bemessen werden, dass zumindest 75 Prozent der Gesellschafter im gleichen Postleitzahlgebiet wohnen, in der der Windpark steht. Ebenso sollte der Sitz der Betreibergesellschaft in dem genannten Postleitzahlgebiet liegen. Beide Kriterien lassen sich mittels Handelsregisterauszug leicht nachweisen. Dies gewährleistet, dass der Bürgerwindpark durch die Ortsgebundenheit bei den Bürgern eine höhere Akzeptanz erfährt und unterscheidet sich daher von einem abstrakten, finanziellen Beteiligungsmodell, sodass das Ziel der Erhaltung der Akteursvielfalt gewährleistet wird.

Dem angestrebten Missbrauchsschutz stimmen wir zu, wenngleich dieser kleine Akteure nicht ausbremsen darf. Die Einheit der Ausnahmeregelung von einem oder mehreren „Megawatt“ erachten wir ebenfalls als nicht sinnvoll. Vielmehr sollte eine Ausnahme für Bürgerprojekte (Wer ist der Investor?) geschaffen werden. Eine Reduzierung des Missbrauchsrisikos ist notwendig und wird durch eine Bürgerprojekt-Ausnahmeregelung ausgeschlossen. Eine derartige Regelung für kleine Akteure ist die vorgeschlagene Höchstpreis-Regelung.

Kleine, lokale Bürgerwindgesellschaften sollten eine Vergütung in Höhe des rollierenden Durchschnittes der letzten vier Höchstpreise, die sich in den letzten vier Auktionen ergeben haben, erhalten.

Gemäß dem Fall, dass eine „De-Minimis-Regelung“ eingeführt wird, plädieren wir für eine Projektgröße von bis zu zehn Megawatt. Da einige Bundesländer keine Einzelanlagen sondern erst Windparks ab drei Windenergieanlagen zur Genehmigung zulassen, sollte jede Projektgesellschaft in jedem Bundesland die Möglichkeit haben, die „De-Minimis-Regelung“ zu nutzen. Um hier Missbrauch zu vermeiden, kann auf den Netzverknüpfungspunkt abgestellt werden.

Ferner lassen sich die Wettbewerbschancen für kleinere Akteure erhöhen, indem die Gebotsvolumina auf maximal zehn Prozent der Ausschreibungsmenge begrenzt werden. Dies erscheint dringend notwendig, wie die Pilotausschreibungen im Bereich der Photovoltaik gezeigt haben. Um also zu verhindern, dass wenige Bieter die Ausschreibungsmenge auf sich vereinen können, sollte der vorgeschlagene Maximalwert eingeführt werden.

*Benötigen Bieter, die nur ein Projekt entwickeln, weitere Schutzmaßnahmen? Falls ja: Besteht ein Unterschied zwischen windschwächeren und windstärkeren Standorten?*

Zwischen windschwächeren und windstärkeren Standorten besteht sehr wohl ein Wettbewerbsunterschied. Unsere Vorschläge hierzu haben wir in Kapitel 4 zum Referenzertragsmodell verfasst.

*Wie groß ist die jährlich installierte Leistung, die im Schnitt auf diese Akteure entfällt?*

Die jährliche, installierte Leistung der kleinen Akteure beträgt bei einem Durchschnitt von drei bis sechs Windenergieanlagen pro Park bis zu 18 Megawatt Gesamtleistung.

Zu weiteren Fragen des Ausschreibungsdesigns insbesondere zur Bürgschaft und zum Referenzertragsmodell haben wir unter Kapitel 4 Vorschläge gemacht.

## **2. Ausschreibungsverfahren (Kapitel III. Windenergie an Land, 2. Ausschreibungsverfahren)**

*Wie beurteilen Sie die Regelungen zum Höchstpreis und zur Ausschreibungshäufigkeit, auch vor dem Hintergrund der Flächenverfügbarkeit und Wettbewerbssituation?*

„Pay as Bid“ mit ambitioniertem Höchstpreis ist die vorgeschlagene Preisregel. Diese bietet Planungssicherheit für Projekte und dämmt willkürliche Spekulationen ein. Der Stromkunde wird nicht mit einer erhöhten EEG-Umlage durch zusätzliche Fördergelder belastet, weshalb wir uns für diese Preisregel aussprechen. „Pay as cleared“ lehnen wir ausdrücklich ab. Dieses Verfahren eröffnet Tür und Tor für wilde Spekulationen.

*Wie sollte ein Höchstpreis bestimmt werden und mit welchem Ziel?*

Der ambitionierte Höchstpreis sollte 25 Prozent über dem rollierenden Durchschnitt der letzten vier Höchstpreise aus den letzten vier Auktionen nicht unterschreiten. Für die erste Ausschreibungsrunde bietet sich als Höchstpreis der Durchschnitt der letzten vier degressierten EEG-Quartale zuzüglich 25 Prozent an. Die Ausschreibung sollte auf jeden Fall viermal im Jahr stattfinden. So ergeben sich keine lange Wartezeiten für Projekte, die keinen Zuschlag erhalten haben. Es sollte sichergestellt werden, dass Windenergiegesellschaften, die nach § 102 Nr. 3 EEG 2014 ein Wahlrecht zwischen Ausschreibung und fixem Fördersatz haben. Bei erfolgloser Teilnahme an einer Auktionsrunde sollten diese Gesellschaften auf jeden Fall auf die entsprechende EEG-Vergütung zurückgreifen können und somit dem dann gültigen, fixen Fördersatz unterliegen. Da die fixe EEG-Vergütung in den Jahren 2017 und 2018 quartalsweise degressiert wird, sollte die Ausschreibungshäufigkeit ebenfalls quartalsweise erfolgen.

*Welche Aspekte des Ausschreibungsverfahrens (Preisregel, Ausschreibungsfrequenz) erhöhen Wettbewerbschancen für kleinere Akteure an schlechteren Windstandorten (< 85 Prozent Referenzstandortgüte)?*

Zur Preisregel und Ausschreibungsfrequenz verweisen auf den vorhergehenden Absatz. Um gleiche Wettbewerbschancen für jede Standortgüte zu schaffen, schlagen wir unter Kapitel 4 ein einstufiges Referenzertragsmodell vor.

### **3. Teilnahmevoraussetzungen (Kapitel III. Windenergie an Land, 3. Teilnahmevoraussetzungen)**

*Halten Sie es für erforderlich, bei Hinterlegung einer deutlich höheren Sicherheit (100 Euro/kW) auf die materielle Qualifikationsanforderung zu verzichten? Welche Auswirkungen hätte dies auf die Akteursstruktur?*

*Können kleine Akteure auch ohne die Vorlage einer Genehmigung eine solche Avalbürgschaft bekommen?*

Eine vorgesehene, materielle Qualifikationsanforderung (Vorlage BImSch-Genehmigung) sollte nicht durch eine erhöhte Bürgschaft abgelöst werden oder alternativ dazu stehen. Diese Bürgschaft kann nur durch große Akteure bedient werden und würde die Teilnahmemöglichkeit für Bürgergesellschaften ausschließen, da diese i. d. R. nicht in der Lage sind Bürgschaften i. H. v. 1.200.000 Euro (Annahme: 4 Windenergieanlagen mit je 3.000 kW) zu stellen. Vor der materiellen Qualifikationsanforderung kann sich ein Bürgerprojekt auch nicht an eine Bank wenden. Wie unsere Rücksprachen mit Banken ergaben, werden diese keine Bürgschaft ohne BImSch-Genehmigung herausgeben. Diese Idee ist demnach strikt abzulehnen. Wir halten es unbedingt für erforderlich, dass die BImSch-Genehmigung vorgelegt werden muss.

Im Zuge dessen sollte unbedingt auch eine Personenidentität zwischen Genehmigungsinhaber und Bieter in der jeweiligen Ausschreibungsrunde überprüft werden. Hierdurch können Spekulationen durch Großbieter verringert werden. Im Zuge dessen möchten wir auch noch einmal auf die geforderte Begrenzung von zehn Prozent der Gebotsvolumina hinweisen (siehe Kapitel 1).

*Welche Auswirkungen hat das vorgeschlagene Modell auf die Kosten von neuen Projekten?*

*Können kleine Akteure bei Vorlage einer Genehmigung nach dem Bundesemissionsschutzgesetz eine konditionierte Avalbürgschaft zur Teilnahme an der Ausschreibung erlangen? Welche zusätzlichen Kosten könnten dadurch anfallen? In welchem Verhältnis stehen sie zu den Investitionskosten?*

Die späte Bürgschaft, welche erst nach erteilter Genehmigung zu leisten ist, ist generell zu begrüßen. Nichtsdestotrotz löst diese Kosten aus, die noch vor Entstehung von Winderträgen durch die Projektgesellschaften getragen werden müssen. Im Vergleich zu finanzstarken Investoren und heutigen Projekten geht hiermit eine tendenziell schlechtere Finanzierungskondition einher.

Die derzeitige Bürgschaftshöhe verursacht Kosten in Höhe von ca. 6.750 Euro je Windenergieprojekt (Annahme: 4 Windenergieanlagen, Avallaufzeit: 18 Monate, Avalprovision: 1,25 Prozent), die ein Bürgerprojekt zusätzlich zu tragen hat. Für Groß-Projekte entsteht ein Vorteil, da diese zum Teil keine Avalbürgschaft aufnehmen müssen und die Bearbeitungsgebühren auf mehr Windenergieanlagen – pro Windenergieanlage gerechnet – aufteilen können. Sollte der Zuschlag nicht in erster Angebotsrunde erteilt werden, müssen Avalbürgschaften erneut mit zugehörigen Bearbeitungsgebühren in Anspruch genommen werden. Um einen unnötigen Bearbeitungsaufwand zu begrenzen, sollte die Bürgschaft daher erst nach erfolgtem Zuschlag und einer angemessenen Frist zu hinterlegen sein.

Für kleine Bürgerwindprojekte (Definition: Siehe Kapitel 1) sollte die Vorlage einer Bürgschaft entfallen. So könnten Wettbewerbsnachteile gegenüber großen Akteuren ausgeglichen werden.

*Kann es sinnvoll sein, die finanzielle Strafe bei Nichterfüllung insbesondere für kleine Akteure durch eine andere Strafe (Ausschluss von weiteren Ausschreibungen) zu ersetzen? Welche Auswirkungen hätte dies auf andere Risiken?*

*Sind die Realisierungsfristen sinnvoll gewählt?*

Als Ersatz für eine finanzielle Strafe bei Nichtrealisierung könnte bei kleineren Akteuren nur der oben vorgeschlagene, festgesetzte Vergütungsanspruch bei Nichtrealisierung nach 36 Monaten entfallen.

Die vorgeschlagene Länge der Realisierungsfristen von 24 bzw. 36 Monaten erachten wir als sinnvoll, um Geboten aus Willkürlichkeit oder aus Gründen zur Vorhaltung von Ausschreibungsmengen vorzubeugen. Allerdings sollte die Frist nicht mit der Inbetriebnahme, sondern mit dem Baubeginn (Fundamentfertigstellung) enden. So kann gewährleistet werden, dass Bieter bei einer Nichtrealisierung lediglich dann eine Pönale auferlegt wird, wenn sie diese selbst zu verschulden haben. Andernfalls gingen Lieferverzögerungen durch den Anlagenhersteller, unvorhersehbare Rechtsstreitigkeiten oder andere externe Risiken zu Lasten des Bieters. Der Zeitpunkt der Fundamentfertigstellung lässt sich ebenso leicht wie die Inbetriebnahme durch das entsprechende Abnahmeprotokoll nachweisen.

#### **4. Referenzertragsmodell (Kapitel III. Windenergie an Land, 5. Neue Rolle des Referenzertragsmodells bei der Ausschreibung)**

*Wie kann das Referenzertragsmodell in der vorgeschlagenen Änderung in Ausschreibungsverfahren zu einer mittel- bis langfristig ausgewogenen regionalen Verteilung beitragen?*

Die im Vorschlag vorgesehene Überarbeitung des Referenzertragsmodells halten wir für absolut unverhältnismäßig. Allein diese Regelung würde für Windenergieprojekte in windschwächeren Regionen erhebliche Wettbewerbsnachteile gegenüber windstarken Standorten bedeuten, sie würden sogar unwirtschaftlich.

So zeigt bereits die optische Analyse des *Vorschlags zur Anpassung der Laufzeit der Anfangsvergütung im Rahmen von Ausschreibungen* (Abbildung 2<sup>1</sup>) starke Einbrüche bei 70 bis 90 Prozent-Standorten und vergleichsweise geringe Einbrüche bei 120 bis 130 Prozent-Standorten. Dies trägt mittel- bis langfristig sicher nicht zur gewünschten, ausgewogenen regionalen Verteilung im Zubau bei. Nach dem derzeitigen Vorschlag ist der Nachteil für windschwache Standorte deutlich größer als für windstarke Standorte.

*Welche Nachteile bestehen in der Ausgestaltung des Modells sowie in der Parametrisierung?*

Die Nachteile des Modells haben wir in einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung eines Bürgerwindparks im Münsterland dargestellt. In einer Gegenüberstellung haben wir die Konsequenzen des Vorschlags zum Referenzertragsmodell des BMWi bewertet.

Hypothetisch wurde ein 100 Prozent-Standort mit einem Gebotszuschlag in Höhe von 7,3 ct / kWh angenommen. Zwei Betrachtungsweisen wurden bei einer Gegenüberstellung herangezogen:

---

<sup>1</sup> Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015): Ausschreibungen für die Förderung von Erneuerbaren Energien-Anlagen; S. 12.

· **Variante 1: Identische Gebotshöhe von 7,3 ct / kWh unabhängig vom Standort-Referenzertrag und die Auswirkung auf die Rendite**

Die Analyse zeigt, wie sich die Rendite-Kennzahlen als auch die Ausschüttungen bei gleicher Gebotshöhe (7,3 ct / kWh) auf die verschiedenen Standortgütern (100 Prozent; 80 Prozent; 75 Prozent; 70 Prozent und 60 Prozent im Vergleich zum Referenzertrag) auswirken. Ausgangslage ist das von Ihnen veröffentlichte Referenzertragsmodell im Eckpunktepapier.

· **Variante 2: Ähnliche Rendite-Kennzahlen: Was muss geboten werden, um diese zu erreichen?**

Die Analyse zeigt, in welcher Höhe ein Gebot an dem jeweiligen Standort (100 Prozent; 80 Prozent; 75 Prozent; 70 Prozent und 60 Prozent im Vergleich zum Referenzertrag) abzugeben ist, um ähnliche Rendite-Kennzahlen, wie es ein 100 Prozent-Standort bei einem Gebot von 7,3 ct / kWh erzielen würde. Ausgangslage ist das von Ihnen veröffentlichte Referenzertragsmodell im Eckpunktepapier.

Diese beiden Varianten haben wir der Stellungnahme unter 5.1 und 5.2 beigefügt.

Die Laufzeiten der Anfangsvergütung, die aus den unterschiedlichen Standortgütern des von Ihnen vorgeschlagenen Referenzertragsmodells hervorgehen, haben zur Folge, dass die Standorte von 80 Prozent oder geringere Standortgütern im Vergleich zum Referenzertrag (100 Prozent) deutliche Einbußen verzeichnen müssen. Sie können kaum noch wirtschaftlich Strom erzeugen.

Ein weiterer Aspekt ist das Ziel der Aufrechterhaltung der derzeitigen Akteursvielfalt. Das von Ihnen vorgeschlagene Modell zeigt im Vergleich zum Referenzertragsmodell aus dem EEG 2014, wie bereits erläutert, stärkere Einbrüche der 70 bis 90 Prozent Standorte als bei den 120 bis 130 Prozent-Standorten. Unsere Berechnungen untermauern diese Aussage. Sie belegen, dass Bürgerwindprojekte mit einem derartigen Einbruch der Anfangsvergütungslaufzeit nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können. Die damit einhergehende, sinkende Investitionssicherheit wird dazu führen, dass sich Bürgerenergiegesellschaften in windschwächeren Ländern wie Nordrhein-Westfalen aus der Windenergie zurückziehen werden.

Die von uns betreuten Projekte befinden sich in Westfalen-Lippe und am Rande des Ruhrgebietes mit einem Referenzertrag zwischen 60 und 80 Prozent. Zugleich ist Nordrhein-Westfalen das verbrauchs- und industrieeintensivste Bundesland im deutschen Vergleich. Unsere Region kann somit dazu beitragen, die hier ansässigen konventionellen Kraftwerke zu ersetzen und den Ausbau weiterer großer Stromtrassen zu beschränken. Der Bereich zwischen 70 und 80 Prozent im BMWi-Referenzertragsmodell konterkariert diese Chance auf Zubau. Diese Standorte, in der Nähe von Großverbrauchern (Ruhrgebiet) werden damit unwirtschaftlich, so unsere Berechnungen (siehe Anhang).

*Wie könnten Defizite im Modell behoben werden, um eine Verdrängung windschwächerer Standorte zu vermeiden? Sind bei einer Anpassung des Referenzertragsmodells in der vorgeschlagenen Weise Auswirkungen auf die Akteursstruktur zu erwarten?*

Wir schlagen daher vor, ein einstufiges Referenzertragsmodell einzuführen. Ausgangspunkt darin ist ein 100 Prozent-Standort, auf den alle Bieter ihr Gebot abgeben. Zur Ermittlung der Vergütung wird,

je nachdem wie hoch die tatsächliche Standortgüte des Bieters ist, das Gebot nach unten bzw. nach oben korrigiert.

- Bereich zwischen 70 und 100 Prozent des Referenzertrags:

Die Korrektur der Standorte zwischen 70 und 100 Prozent des Referenzertrags erhalten ihre standortspezifische Vergütung nach folgender Berechnungsformel:

$$\text{Vergütung} = \text{Gebotspreis} \times (100 \text{ Prozent} / \text{Referenzertragsklasse des Standortes})$$

Ebenso sollte der Bereich zwischen 100 Prozent und 120 bzw. 130 Prozent mit der Berechnungsformel eine standortspezifische Vergütung erhalten. Da für uns der Bereich unter 100 Prozent als Schwachwindregion relevant ist, möchten keine Empfehlungen für Starkwindstandorte machen.

- Bereich unterhalb von 70 Prozent des Referenzertrags:

Standorte mit weniger als 70 Prozent des Referenzertrags erhalten den Zuschlagswert aus dem zuvor genannten Bereich. Für jeden Prozentpunkt der unterhalb von 70 Prozent liegt, wird ein Zuschlag i. H. v. 0,075 ct je 1 Prozentpunkt gewährt. Der Zuschlag kann auf 0,75 ct begrenzt werden. Demnach erhalten Standorte unter 60 Prozent dieselbe Vergütung wie ein 60 Prozent-Standort. Die Berechnungsformel lautet:

$$\text{Vergütung} = \text{Gebotspreis} \times (100 \text{ Prozent} / 70 \text{ Prozent}) + (70 \text{ Prozent} - \text{Referenzertragsklasse des Standortes}) \times 0,075 \text{ ct}$$

Der Bereich über 120 bzw. 130 Prozent sollte mit einer ähnlichen Berechnungsformel nach unten korrigiert werden. Auch hier kann der Abschlag gedeckelt sein. Eine genaue Ausgestaltung möchten wir lediglich für die Standorte unter 100 Prozent vornehmen.

Das vorgeschlagene Modell trägt besser zu einer ausgewogenen, regionalen Verteilung bei. Zudem ermöglicht es ein faires Bieterverfahren und die Erreichung der Ziele der Landesregierung NRW zum Anteil Windenergie an der Stromversorgung (bis 2020: mindestens 15 Prozent, bis 2025: mindestens 30 Prozent).

Eine 20-jährige, einheitliche Vergütung verschafft Bürgerwindgesellschaften Planungssicherheit. Dem laufzeitabhängigen Referenzertragsmodell den Rücken zu zukehren, halten wir daher für risikomindernd, gerade unter Berücksichtigung des von Ihnen vorgeschlagenen Referenzertragsmodells, bei dem die Standorte der von uns betreuten Bürgerwindgesellschaften eine enorme EEG-Laufzeitverkürzung hinzunehmen hätten.

*Bedarf es neben dem Referenzertragsmodell weiterer Regelungen zur regionalen Steuerung (z. B. Quotierung für einzelne Bundesländer)? Welche Auswirkungen hätten solche Vorschläge auf die Ausschreibung?*

Eine regionale Steuerung halten wir nicht für sinnvoll, da weitere Regelungen die Transparenz verringern. Vielmehr sollte das vorgeschlagene, einstufige Referenzertragsmodell mit Windhöufigkeitsfaktoren integriert werden (siehe vorheriger Absatz).



*Bedarf es einer Anpassung der Definition des Referenzertragsstandortes? Wie könnte eine Anpassung aussehen und welche Konsequenzen würden sich daraus in der Praxis ergeben?*

Das Referenzertragsmodell mit fester Bezugsgröße zur Bewertung von Windenergieanlagen und Standortqualitäten sollte weiterhin verwendet werden. Damit die Parameter des Referenzertragsmodells möglichst realitätsgetreu sind, sollte die Nabenhöhe angepasst werden. Moderne Windenergieanlagen haben Nabenhöhen von durchschnittlich 120 m. Zur Erreichung einer hohen Prognosegüte sollte die Nabenhöhe des Referenzstandortes daher von 30 m auf 120 m angehoben werden.

Zur Kontrolle des Verhältnisses zwischen Referenzertrag und Windenergieanlagenenertrag sollte der fünfjährige Betrachtungszeitraum erhalten bleiben. Eine Verkürzung dieses Zeitraumes wie in Ihrem Vorschlag ersichtlich, kann windschwache / -starke Jahre nicht in dem Maße glätten wie ein fünfjähriger Betrachtungszeitraum. Gerade in windschwachen Regionen sind Ertragsschwankungen zwischen einzelnen Jahren stärker ausgeprägt als an windstarken Standorten, weshalb ein kurzer Betrachtungszeitraum eine Verzerrung der Standortgüte zur Folge hat. Dies belegen regionsbezogene Langzeitdaten wie der BDB-Index. Dem BDB-Index nach war die Zeitspanne von 2007 bis 2011 ein 99%-Zeitraum, hingegen die Zeitspanne von 2009 bis 2013 ein 92%-Zeitraum im Vergleich zum Langzeitindex.

Ausschreibung ja, aber denken Sie auch an die kleinen Bürgerwindprojekte! Kleine, lokale Bürgerwindgesellschaften sollten eine Vergütung in Höhe des rollierenden Durchschnittes der letzten vier Höchstpreise, die sich in den letzten vier Auktionen ergeben haben, erhalten. Mit dem novellierten EEG 2016 muss die Akteursvielfalt bestehen bleiben und es muss gewährleistet sein, dass an windschwächeren Binnenlandstandorten ein wirtschaftlicher Betrieb der Windenergieanlagen möglich ist. Wir sind überzeugt, mit unserem Vorschlag einen fairen, nachvollziehbaren Weg aufgezeigt zu haben.

Nur mit der Unterstützung aller Akteure kann die Akteursvielfalt und die Akzeptanz der Energiewende weiterhin gewährleistet werden. Schließlich hängen hiervon der Erfolg und das Gelingen der Energiewende ab.

Mit freundlichen Grüßen aus Münster

Die BBWind Projektberatungsgesellschaft

---

## **5. Anhang**

5.1 Variante 1: Identische Gebotshöhe von 7,3 ct / kWh unabhängig vom Standort-Referenzertrag und die Auswirkung auf die Rendite

5.2 Variante 2: Ähnliche Rendite-Kennzahlen: Was muss geboten werden, um diese zu erreichen?

## 5.1 Variante 1: Identische Gebotshöhe von 7,3 ct / kWh unabhängig vom Standort-Referenzertrag und die Auswirkung auf die Rendite

### Gegenüberstellung Standortgüte - vorgeschlagenes Referenzertragsmodell BMWi, Juli '15

#### Bürgerwindprojekt: Bürgerwindpark Münsterland

In der hier dargestellten Analyse wird gezeigt, wie sich die Rendite-Kennzahlen als auch die Ausschüttung bei gleicher Gebotshöhe (7,3 ct/ kWh) auf die verschiedenen Standortgütern auswirken. Ausgangslage ist das vom BMWi veröffentlichte Referenzertragsmodell in dem Eckpunktepapier von Juli 2015 (Ausschreibungen für die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen).

#### Ergebnis der Berechnung:

Die Chancengleichheit ist in keinster Weise gegeben. Mit dem vorgeschlagenem Referenzertragsmodell (BWi, Juli '15) können die Schwachwindstandorte keine Wirtschaftlichkeit mehr erreichen.



	100 % Standort	80 % Standort	75 % Standort	70 % Standort	60 % Standort
<b>Anlagenanzahl</b>	4	4	4	4	4
<b>Gebot: Anfangsvergütung Jahr 1 bis X</b>	7,30 ct / kWh	7,30 ct / kWh	7,30 ct / kWh	7,30 ct / kWh	7,30 ct / kWh
<b>Länge der Anfangsvergütung</b>	7,5 Jahre	13 Jahre	17 Jahre	20 Jahre	20 Jahre
<b>Grundvergütung Jahr X bis 20</b>	4,95 ct / kWh	4,95 ct / kWh	4,95 ct / kWh		
<b>Rechnerische Einspeisevergütung (Durchschnitt 20 Jahre)</b>	5,83 ct / kWh	6,48 ct / kWh	6,95 ct / kWh	7,30 ct / kWh	7,30 ct / kWh
<b>Stromeinspeisung</b>	43.800.072 kWh	35.040.512 kWh	32.851.713 kWh	30.661.397 kWh	26.279.701 kWh
<b>Abschläge vom P50-Windertrag</b>	20,11%	20,11%	20,11%	20,11%	20,11%
<b>Summe Auszahlungen auf das eingesetzte Eigenkapital</b>	5.797.753 €	2.243.028 €	2.770.116 €	2.329.677 €	2.616.867 €
<b>Gesamtkapitalrendite</b>	5,6%	4,1%	4,3%	4,2%	2,0%
<b>Eigenkapitalrendite</b>	7,5%	3,1%	3,8%	3,2%	-3,7%
<b>Gesamtausschüttung inkl. des eingesetzten Eigenkapitals</b>	212,3%	143,4%	153,6%	145,1%	49,3%

Die hier verwendeten Master-Windenergieanlagen werden als typische Schwachwindanlagen in der Region Münsterland angesehen. Diese haben einen Rotordurchmesser von ca. 120m, 3.000 kW Nennleistung und eine Gesamthöhe von 200m.

#### Erläuterung der Kennzahlen:

Es wurde die Annahme getroffen, dass die Grundvergütung in Höhe von 4,95 ct / kWh aus dem derzeitigen EEG weiterhin bestehen bleibt.

Alle Berechnungen wurden unter der Prämisse einer 25 % EK-Quote gemacht.

#### Summe Auszahlungen auf das eingesetzte Eigenkapital:

Die Summe der Auszahlungen kumuliert die Ausschüttungen an die Gesellschafter über 20 Jahre, nicht enthalten ist die selbst geleistete EK-Einlage und deren Rückzahlung.

#### Gesamtausschüttung inkl. des eingesetzten Eigenkapitals:

Die Gesamtausschüttung drückt aus, wie viel Kapital nach 20 Jahren ausgeschüttet werden. Wird also beispielsweise eine Einlage von 10.000 EUR gemacht, so hat der Gesellschafter bei einer Gesamtausschüttung von 200 % nach 20 Jahren 20.000 EUR zurückerhalten inkl. der selbst geleisteten Einlage.

Stand: 01.10.2015

Erstellt durch:  
Lisa Frehe / Christoph Austermann  
BBWind Projektberatungsges. mbH  
Schorlemer Str. 12-14  
48143 Münster

© Inhalte sind streng vertraulich und urheberrechtlich geschützt

## 5.2 Variante 2: Ähnliche Rendite-Kennzahlen: Was muss geboten werden, um diese zu erreichen?

### Gegenüberstellung Standortgüte - vorgeschlagenes Referenzertragsmodell BMWi, Juli '15

#### Bürgerwindprojekt: Bürgerwindpark Münsterland

In der hier dargestellten Analyse wird gezeigt, in welcher Höhe ein Gebot an dem jeweiligen Standort abzugeben ist, um ähnliche Rendite-Kennzahlen, wie es ein 100 % - Standort bei einem Gebot von 7,3 ct / kWh erzielen würde. Ausgangslage ist das vom BMWi veröffentlichte Referenzertragsmodell in dem Eckpunktepapier vom Juli 2015 (Ausschreibungen für die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen).

#### Ergebnis der Berechnung:

Um gleiche Rendite-Kennzahlen zu erreichen müssen stark unterschiedlich hohe Gebote je Standort-Referenzertrag abgegeben werden. Dies hat zur Konsequenz, dass Schwachwindstandorte keinen Gebotzuschlag erhalten.



	100 % Standort	80 % Standort	75 % Standort	70 % Standort	60 % Standort
<b>Anlagenanzahl</b>	4	4	4	4	4
<b>Stromeinspeisung</b>	43.800.072 kWh	35.040.512 kWh	32.851.713 kWh	30.661.397 kWh	26.279.701 kWh
<b>Abschläge vom P50-Windertrag</b>	20,11%	20,11%	20,11%	20,11%	20,11%
<b>Länge der Anfangsvergütung</b>	7,5 Jahre	13 Jahre	17 Jahre	20 Jahre	20 Jahre
<b>Gesamtkapitalrendite</b>	5,6%	5,6%	5,5%	5,6%	5,6%
<b>Eigenkapitalrendite</b>	7,5%	7,6%	7,5%	7,6%	7,6%
<b>Summe Auszahlungen auf das eingesetzte Eigenkapital</b>	5.797.753 €	5.890.272 €	5.825.594 €	5.949.243 €	5.975.690 €
<b>Gesamtausschüttung inkl. des eingesetzten Eigenkapitals</b>	212,3%	214,1%	212,8%	215,2%	215,7%
<b>Gebot: Anfangsvergütung Jahr 1 bis X</b>	7,30 ct / kWh	8,25 ct / kWh	7,95 ct / kWh	8,00 ct / kWh	9,20 ct / kWh
<b>Grundvergütung Jahr X bis 20</b>	4,95 ct / kWh	4,95 ct / kWh	4,95 ct / kWh		
<b>Rechnerische Einspeisevergütung (Durchschnitt 20 Jahre)</b>	5,83 ct / kWh	7,10 ct / kWh	7,50 ct / kWh	8,00 ct / kWh	9,20 ct / kWh

Die hier verwendeten Master-Windenergieanlagen werden als typische Schwachwindanlagen in der Region Münsterland angesehen. Diese haben einen Rotordurchmesser von ca. 120m, 3.000 kW Nennleistung und eine Gesamthöhe von 200m.

#### Erläuterung der Kennzahlen:

Es wurde die Annahme getroffen, dass die Grundvergütung in Höhe von 4,95 ct / kWh aus dem derzeitigen EEG weiterhin bestehen bleibt.

Alle Berechnungen wurden unter der Prämisse einer 25 % EK-Quote gemacht.

#### Summe Auszahlungen auf das eingesetzte Eigenkapital:

Die Summe der Auszahlungen kumuliert die Ausschüttungen an die Gesellschafter über 20 Jahre, nicht enthalten ist die selbst geleistete EK-Einlage und deren Rückzahlung.

#### Gesamtausschüttung inkl. des eingesetzten Eigenkapitals:

Die Gesamtausschüttung drückt aus, wie viel Kapital nach 20 Jahren ausgeschüttet werden. Wird also beispielsweise eine Einlage von 10.000 EUR gemacht, so hat der Gesellschafter bei einer Gesamtausschüttung von 200 % nach 20 Jahren 20.000 EUR zurückerhalten inkl. der selbst geleisteten Einlage.

Stand: 01.10.2015

Erstellt durch:  
Lisa Frehe / Christoph Austermann  
BBWind Projektberatungsges. mbH  
Schorlemer Str. 12-14  
48143 Münster

© Inhalte sind streng vertraulich und urheberrechtlich geschützt