

KURZANALYSE ZU VERHÄLTNISSFAK-
TOREN UNTER VERSCHIEDENEN AN-
NAHMEN

KURZANALYSE ZU VERHÄLTNISSFAKTOREN UNTER VERSCHIEDENEN ANNAHMEN

Kurztitel: Verhältnissfaktoren

Bearbeitung: **DEUTSCHE
WINDGUARD**

Silke Lüers
Dr.-Ing. Knud Rehfeldt

Titelseite: © Deutsche WindGuard GmbH
Projektnummer: VW15124
Berichtsnummer: SP16005A0

Auftraggeber:

 **BWE**
Bundesverband WindEnergie
Bundesverband WindEnergie e.V.
Bundesgeschäftsstelle
Neustädtische Kirchstraße 6
10117 Berlin

Varel, März 2016

DEUTSCHE WINDGUARD

Deutsche WindGuard GmbH
Oldenburger Straße 65
26316 Varel

Telefon 04451 9515 0
Telefax 04451 9515 29
E-Mail info@windguard.de
URL <http://www.windguard.de/>

Es wird versichert, dass die vorliegenden Ermittlungen unparteiisch, gewissenhaft und nach bestem Wissen und Gewissen durchgeführt wurden. Für die ermittelten Ergebnisse und die Richtigkeit der Darstellung in diesem Bericht übernimmt die Deutsche WindGuard GmbH keine Gewähr.

Eine auszugsweise Vervielfältigung dieses Berichtes ist nur mit schriftlicher Genehmigung der Deutschen WindGuard GmbH, Varel erlaubt.

Dieser Bericht umfasst 28 Seiten inklusive Deckblatt.

INHALTSVERZEICHNIS

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	IV
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	V
TABELLENVERZEICHNIS	VI
1 HINTERGRUND UND AUFGABENSTELLUNG	1
2 ÄNDERUNGEN DER KOSTENVERHÄLTNISSE DURCH NEUE RAHMENBEDINGUNGEN..	3
3 UNTERSUCHUNG VARIABLER UND FIXER BETRIEBSKOSTENANTEILE	5
3.1 WARTUNGS- UND REPARATURKOSTEN	6
4 TECHNOLOGIEAUSWAHL IM EINSTUFIGEN REFERENZMODELL.....	8
5 VERHÄLTNISFAKTOREN BEI TECHNOLOGIEAUSWAHL ANGEPASST NACH KOSTENSTUDIE	10
6 VERHÄLTNISFAKTOREN BEI TECHNOLOGIEAUSWAHL NACH IEC-KLASSEN	13
7 ANREIZ ZUM AUSBAU AN WINDSTARKE STANDORTEN.....	15
8 GENEHMIGUNGSSITUATION	17
9 ZUSAMMENFASSUNG.....	20
LITERATURVERZEICHNIS.....	22

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

BWE	Bundesverband WindEnergie e.V.
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EKR	Eigenkapitalrentabilität
MW	Megawatt
WEA	Windenergieanlage

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1:	Verhältnissfaktoren gemäß des BMWi-Eckpunktepapiers vom 15.02.2016 und Verhältnissfaktoren angelehnt an Stromgestehungskosten in den Jahren 2016/2017 für zweistufiges Vergütungssystem	3
Abbildung 2:	Mittlere Windgeschwindigkeit am Referenzstandort (100%) gemäß EEG 2000-2014 und nach Vorschlag zur Neudefinition gemäß BMWi-Eckpunktepapier	8
Abbildung 3:	Ansätze zur Technologieauswahl	9
Abbildung 4:	Verhältnissfaktoren (Bandbreite) im einstufigen Ausschreibungsmodell bei Nutzung der Anlagentechnologie nach Kostenstudie angepasst durch die Glättung bei 100% Standortqualität und Vorschlag des BMWi	11
Abbildung 5:	Verhältnissfaktoren (Bandbreite) im einstufigen Ausschreibungsmodell Nutzung der Anlagentechnologie nach Kostenstudie angepasst durch die Glättung bei 110% Standortqualität und Vorschlag des BMWi	12
Abbildung 6:	Verhältnissfaktoren (Bandbreite) im einstufigen Ausschreibungsmodell bei Technologieauswahl nach IEC-Klasse und Vorschlag des BMWi	14
Abbildung 7:	Verhältnissfaktoren (Bandbreite) im einstufigen Ausschreibungsmodell bei Technologieauswahl nach IEC-Klasse ohne und mit Anreiz zum Ausbau windstarker Standorte, Anreiz nach BWE und Vorschlag des BMWi	16
Abbildung 8:	Verhältnissfaktoren (Bandbreite) im einstufigen Ausschreibungsmodell bei Technologieauswahl nach IEC-Klassen mit Anreiz zum Ausbau windstarker Standorte, Anreiz nach BWE mit durchschnittlicher Gesamthöhe von 188 m und 177 in IEC-Klasse II sowie Vorschlag des BMWi	18
Abbildung 9:	Verhältnissfaktoren (Bandbreite) im einstufigen Ausschreibungsmodell bei Technologieauswahl nach IEC-Klassen mit Anreiz zum Ausbau windstarker Standorte, Anreiz nach BWE mit durchschnittlicher Gesamthöhe von 188 m und 164 in IEC-Klasse II sowie Vorschlag des BMWi	19

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1:	Einordnung fixer und variabler Bestandteile der Betriebskosten im zweistufigen Modell nach EEG 2000-2014 sowie im einstufigen Modell im Ausschreibungssystem	5
Tabelle 2:	Bandbreite durchschnittlicher fixer und variabler Wartungs- und Reparaturkosten auf Basis einer Herstellerbefragung	6
Tabelle 3:	Konfiguration der Technologieauswahl angepasst nach Kostenstudie ..	10
Tabelle 4:	Bandbreite und Mittelwert der Bandbreite der Verhältnisfaktoren bei Nutzung der Anlagentechnologie nach Kostenstudie angepasst durch die Glättung bei 100% Standortqualität	11
Tabelle 5:	Bandbreite und Mittelwert der Bandbreite der Verhältnisfaktoren bei Nutzung der Anlagentechnologie nach Kostenstudie angepasst durch die Glättung bei 110% Standortqualität	12
Tabelle 6:	Nutzungsbereich der IEC-Klassen	13
Tabelle 7:	Konfiguration der Technologieauswahl nach IEC-Klassen mit großer Gesamthöhe	14
Tabelle 8:	Bandbreite und Mittelwert der Bandbreite der Verhältnisfaktoren bei.....	14
Tabelle 9:	Bandbreite und Mittelwert der Bandbreite der Verhältnisfaktoren bei Technologieauswahl nach IEC Klassen, Wechsel von IEC II zu IEC III bei 100%, Anreiz nach BWE-Stellungnahme.....	16
Tabelle 10:	Konfiguration der Technologieauswahl nach IEC-Klassen mit großer und abgesenkter Gesamthöhe	17
Tabelle 11:	Bandbreite und Mittelwert der Bandbreite der Verhältnisfaktoren bei Technologieauswahl nach IEC Klassen, Wechsel von IEC II zu IEC III bei 100%, Anreiz nach BWE-Stellungnahme, Gesamthöhe IEC-Klasse II 177 m.....	18
Tabelle 12:	Bandbreite und Mittelwert der Bandbreite der Verhältnisfaktoren bei Technologieauswahl nach IEC Klassen, Wechsel von IEC II zu IEC III bei 100%, Anreiz nach BWE-Stellungnahme, Gesamthöhe IEC-Klasse II 164 m.....	19

1 HINTERGRUND UND AUFGABENSTELLUNG

Mit dem im August 2014 in Kraft getretenen EEG 2014 wird die Einführung von Ausschreibungen für die Windenergie ab 2017 angekündigt. Der BWE entwickelt derzeit eine eigene Position dazu, wie diese Ausschreibungen für die Onshore-Windenergie ausgestaltet werden könnten. In diesem Zusammenhang hat die Deutsche WindGuard verschiedene Analysen für den BWE erstellt. [DWG 2015]

Im Juli 2015 hat das BMWi Eckpunkte für die mögliche Ausgestaltung der Ausschreibungen für die Onshore-Windenergie veröffentlicht und das Konsultationsverfahren eröffnet. In diesem Eckpunkte-Papier wird die grundsätzliche Beibehaltung des Referenzertragsmodells und eines zweistufigen Vergütungssystems angedacht. Allerdings wird in dem Eckpunkte-Vorschlag die dem Referenzertragsmodell zugrunde liegende Kurve zur Standortdifferenzierung maßgeblich verändert. [BMWi 2015]

Der BWE schlägt in seiner Stellungnahme zum Eckpunktepapier des BMWi vom 1. Oktober 2015 die Einführung eines einstufigen Modells zur Standortdifferenzierung vor. Jedes Projekt erhält dabei über den gesamten Förderzeitraum dieselbe Vergütungshöhe. Die Vergütungshöhe wird dabei abhängig von der Gebotshöhe an die Standortqualität angepasst. Dabei soll das Gebot auf den Vergütungssatz eines 100%-Standortes erfolgen und je nach tatsächlicher Standortqualität des jeweiligen bietenden Projektes mittels Verhältnisfaktoren über einen Zu- bzw. Abschlag korrigiert werden. Die erste Festlegung der Standortqualität und die Zuordnung des jeweiligen Verhältnisfaktors soll anhand von Gutachten vorgenommen werden. Nach 5 und 10 Jahren soll eine Überprüfung der Standortqualität und gegebenenfalls eine Korrektur der Vergütungshöhe vorgenommen werden. [BWE 2015]

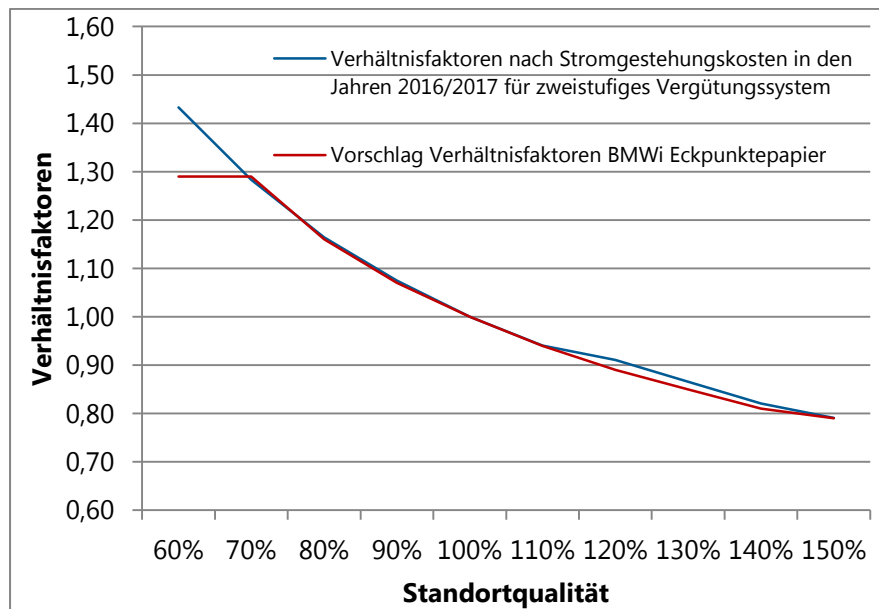
Das BMWi greift das einstufige Modell in den folgenden Eckpunktepapieren aus Dezember 2015 und Februar 2016 auf und präsentiert erste Ausgestaltungsvarianten. Unter anderem wird in den Eckpunktepapieren die Neudefinition des Referenzstandorts eingeführt. Weiterhin werden Verhältnisfaktoren dargestellt, die dazu dienen sollen, den Zuschlagswert in Abhängigkeit von der Standortqualität in die Vergütungshöhe (bzw. den anzulegenden Wert) umzuwandeln. [BMWi 2015b, BMWi 2016]

Aktuell wird unter anderem diskutiert, wie die Verhältnissfaktoren auszulegen sind, um den Zubau an Standorten aller Standortqualitäten zu ermöglichen. Hierzu werden die Eingangsparameter der Stromgestehungskostenuntersuchung an ein einstufiges Referenzertragsmodell im Ausschreibungssystem angepasst. Aktualisierte Annahmen zu den Betriebskosten werden zu Grunde gelegt. Aufgrund der Neudefinitionen des Referenzstandortes werden zudem Änderungen an der auszuwählenden Anlagentechnologie und den Ertragsannahmen vorgenommen. Unter der Berücksichtigung verschiedener Technologie- und Anreizannahmen werden Verhältnissfaktoren präsentiert.

2 ÄNDERUNGEN DER KOSTENVERHÄLTNISSE DURCH NEUE RAHMENBEDINGUNGEN

Das BMWi-Eckpunktepapier von Ende 2015 sowie die Fortschreibung aus Februar 2016 stellen einen Vorschlag zur Höhe der Verhältnissfaktoren zur Umrechnung der Zuschlagswerte in die Vergütungshöhe dar. Die Verhältnissfaktoren wurden in Anlehnung an die Kostenstrukturen im EEG 2014 ermittelt. Die Verhältnissfaktoren gemäß des BMWi-Eckpunktepapiers vom 15.02.2016 und die Verhältnissfaktoren, die sich aus den Stromgestehungskosten in den Jahren 2016/2017 im zweistufigen Modell, resultieren, sind in Abbildung 1 dargestellt. [BMWi 2016, DWG 2015]

Abbildung 1:
Verhältnissfaktoren gemäß des BMWi-Eckpunktepapiers vom 15.02.2016 und Verhältnissfaktoren angelehnt an Stromgestehungskosten in den Jahren 2016/2017 für zweistufiges Vergütungssystem [BMWi 2016, DWG 2015]



Aufgrund der Umstellung in das einstufige Ausschreibungsmodell verändern sich jedoch die Rahmenbedingungen für die Projekte. Dies beeinflusst die Kostensituation und damit auch die resultierenden kostenabhängigen Verhältnissfaktoren. Im Folgenden wird erläutert, welche Parameter zur Betrachtung der Verhältnissfaktoren im einstufigen Modell im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens verändert wurden.

Das aktuelle BMWi-Eckpunktepapier sieht eine Neudefinition des Referenzstandorts vor. Sowohl die Windgeschwindigkeit als auch das Windprofil werden gegenüber dem bisherigen Referenzstandort verändert. Dies führt dazu, dass einem Projektstandort, im Ausschreibungssystem eine andere Standortqualität zugeordnet wird als nach bisherigem EEG, da sich der Referenzertrag der Windenergieanlage ändert. Das Ausmaß der Re-

ferenzertragsänderung ist dabei abhängig von der Nabenhöhe der Windenergieanlagen. Bei der Berechnung der kostenabhängigen Verhältnisfaktoren wird dies berücksichtigt, indem die Ertragsannahmen für die WEA an verschiedenen Standortqualitäten aufgrund der Veränderung des Referenzstandorts angepasst wurden.

Die Annahmen, die der Auslegung der kostenabhängigen Verhältnisfaktoren zugrunde liegen, basieren auf dem Entwurf der Kostenstudie. Die Annahmen wurden hinsichtlich des gestiegenen Risikos und der zusätzlichen Kosten, die voraussichtlich durch eine Teilnahme am Ausschreibungssystem entstehen, angepasst. Zudem wurde unter Berücksichtigung des hier betrachteten Modellwandels von einer zweistufigen Modellauslegung mit erhöhten Zahlungen zu Beginn der Förderlaufzeit zu einem einstufigen Modell mit gleicher Vergütungshöhe über die gesamte Förderlaufzeit die Tilgungsdauer des Fremdkapitals über alle Standortqualitäten gleichgesetzt.

Weiterhin werden die Verhältnisfaktoren stark von den variablen Betriebskosten beeinflusst. Aufgrund der hohen Bedeutung für die Verhältnisfaktoren wurden die für das zweistufige Modell entwickelten Annahmen zu Verteilung variabler und fixer Anteile in den Betriebskosten noch einmal vor dem Hintergrund eines einstufigen Referenzertragsmodells untersucht.

3 UNTERSUCHUNG VARIABLER UND FIXER BETRIEBSKOSTENANTEILE

In der Kostenstudie aus dem November 2015 wird angenommen, dass die Verteilung von variablen zu fixen Betriebskosten an einem 80%-Standort bei 70:30 liegt. In der Diskussion um das Ausschreibungssystem wurde deutlich, dass diese Annahme nicht auf ein einstufiges Modell übertragen werden kann.

Der Betriebskostenbestandteil der Wartungs- und Reparaturkosten wurde durch eine Befragung von Windenergieanlagenherstellern neu ermittelt, für die weiteren Bestandteile wurden Annahmen getroffen. Die Annahmen zu variablen und fixen Anteilen im zweistufigen Modell nach EEG 2000-2014 sowie im einstufigen Modell im Ausschreibungssystem sind in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1: Einordnung fixer und variabler Bestandteile der Betriebskosten im zweistufigen Modell nach EEG 2000-2014 sowie im einstufigen Modell im Ausschreibungssystem

	Anteil an BK Erste Betriebs- dekade	Anteil an BK Zweite Betriebs- dekade	Zweistufiges Modell nach EEG 2000- 2014	Einstufiges Modell im Ausschrei- bungssystem
Wartung & Reparatur	44%	55%	Größtenteils variabel	Vertragsabhängig
Pachtzahlungen	22%	19%	Größtenteils variabel	Fix
Kaufm. und techn. BF	17%	13%	Größtenteils fix	Fix
Versicherungskosten	5%	3%	Größtenteils fix	Fix
Rücklagen	4%	5%	Fix	Fix
Sonstige Betriebskos- ten	8%	5%	Größtenteils fix	Fix

Neben den Wartungs- und Reparaturkosten sind Pachtzahlungen, Kosten für kaufmännische und technische Betriebsführung, Versicherungskosten, Rücklagen und Sonstiges als Bestandteile der Betriebskosten erfasst. Kaufmännische und technische Betriebsführung, Versicherungskosten, Rücklagen und Sonstiges wurden auch schon im zweistufigen Modell zum Großteil als Fixkosten definiert und werden im einstufigen Modell nun als vollständig fix angenommen. Die Einführung unterschiedlicher Vergütungssätze, führt zu einer Angleichung der monetären Erträge an sehr windhöffigen und weniger windhöffigen Standorten unabhängig von den Energieerträgen. Die Kosten hängen somit nicht mehr von der Windhöffigkeit der Standorte ab.

Dies betrifft die Pachtzahlungen. Im zweistufigen Modell waren die Pachten prozentual an die monetäre Vergütung geknüpft und somit mit zunehmendem Energieertrag über die Standortqualitäten steigend. Durch die Angleichung der monetären Erträge müssen sich mittelfristig auch die Pachten angleichen und sind damit auch als fix zu werten. Kurzfristig stellt dies voraussichtlich eine spürbare Eintrittshürde in das Ausschreibungsmodell für vorbeplante Flächen dar, da ggf. bereits Vorverträge mit am alten Modell ausgerichteten Mindestvergütungen verfasst wurden.

3.1 WARTUNGS- UND REPARATURKOSTEN

Die fixen und variablen Wartungs- und Reparaturkosten variieren in Abhängigkeit von den Anbietern und den jeweiligen Vertragskonditionen stark. Eine Befragung von Anlagenherstellern, die Wartungsverträge anbieten, beleuchtet das Thema weiter.

Beantwortet wurde die Frage nach den fixen und variablen Anteilen der Wartungs- und Reparaturkosten für verschiedene Standortqualitäten. Fehlende Werte wurden durch Interpolation ergänzt. Die Befragungsergebnisse zeigen, dass eine vergleichsweise große Bandbreite in den Ergebnissen auftritt. Dargestellt ist die Bandbreite durchschnittlicher fixer und variabler Wartungs- und Reparaturkosten als minimaler und maximaler Wert in Tabelle 2. Es ist darauf hinzuweisen, dass die Bandbreite Durchschnittswerte wiedergibt und nicht die auf dem Markt vorhandenen Extrema darstellen.

Tabelle 2: Bandbreite durchschnittlicher fixer und variabler Wartungs- und Reparaturkosten auf Basis einer Herstellerbefragung

Standortqualität	60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
Minimaler durchschnittlicher Fixkostenanteil	63%	59%	56%	53%	50%	48%	46%	44%	42%	40%
Maximaler durchschnittlicher Fixkostenanteil	95%	94%	93%	92%	91%	90%	89%	88%	87%	86%

Für die Berechnung der Verhältnissfaktoren werden anhand der Höhe der Betriebskosten die für den 80%-Standort auf Basis der im Jahr 2013 erhobenen Werte festgelegt. Anhand der neuen Erkenntnisse zu den fixen und variablen Anteilen der Betriebskostenbestandteile an den gesamten Betriebskosten

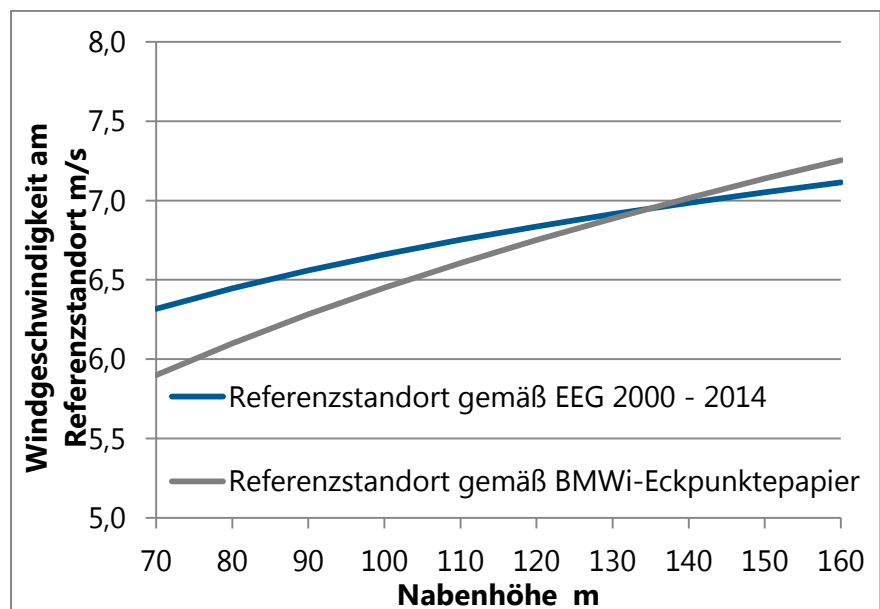
werden die Betriebskosten gemäß Tabelle 1 und Tabelle 2 über die Standortqualitäten variiert.

Auf Basis dieser für das Ausschreibungssystem angepassten Eingangsparameter lassen sich, wie im folgenden Kapitel dargestellt, Verhältnisfaktoren ermitteln.

4 TECHNOLOGIEAUSWAHL IM EINSTUFIGEN REFERENZMODELL

Ebenfalls durch die Änderung des Referenzstandorts bedingt müsste sich auch die Technologieauswahl an den verschiedenen Standortqualitäten ändern. Die Veränderung ist dabei für jeden Anlagentyp (abhängig von der Nabenhöhe) unterschiedlich. In Abbildung 2 ist die mittlere Windgeschwindigkeit am Referenzstandort (100%) gemäß EEG 2000-2014 und nach Vorschlag zur Neudefinition gemäß BMWi-Eckpunktepapier dargestellt. Es wird deutlich, dass nur WEA mit einer Nabenhöhe von etwa 135 m keine Veränderung durch die Neudefinition erfahren.

Abbildung 2:
Mittlere Windgeschwindigkeit am Referenzstandort (100%) gemäß EEG 2000-2014 und nach Vorschlag zur Neudefinition gemäß BMWi-Eckpunktepapier [BMWi 2016, EEG 2014]



Bei Nabenhöhen unter 135 m wurden gemäß EEG 2010 - 2014 höhere Windgeschwindigkeiten erreicht als nach der Referenzstandortdefinition gemäß Eckpunktepapier. Das bedeutet, dass der Referenzertrag nach EEG 2000 - 2014 höher lag und somit mit demselben Energieertrag nach alter Definition eine niederere Standortqualität erreicht wurde als nach neuer Definition. Eine höhere Standortqualität geht einher mit einer niedrigeren Vergütung. Bei einer Nabenhöhe über 135 m wird andersherum nach neuer Definition eine niedrigere Standortqualität erreicht. Das BMWi schafft durch diese neue Ausgestaltung somit einen Anreiz zum Ausbau größerer Nabenhöhen. In Tabelle 3 wird in einer Umrechnungsmatrix dargestellt wie sich die Standortqualität nach geändertem Referenzertragsmodell gemäß BMWi-Eckpunktepapier gegenüber der

Standortqualität gemäß EEG 2000 – 2014 in Abhängigkeit von der Nabenhöhe verändert. [BMWi 2016, EEG 2014]

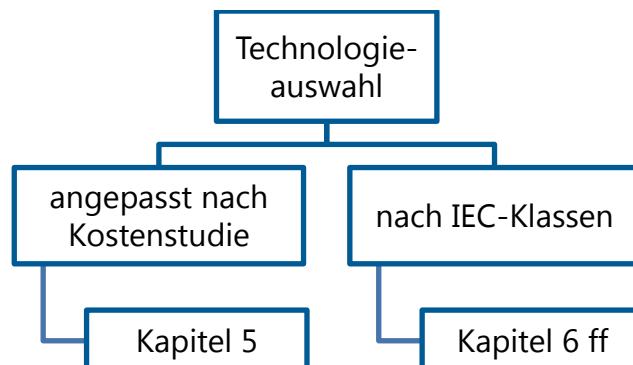
Tabelle 3: Umrechnungsmatrix zur Abschätzung der Standortqualität nach geändertem Referenzertragsmodell gemäß BMWi-Eckpunktepapier vom 8.12.2015 bei bekannter Standortqualität gemäß EEG 2000 - 2014

Umrechnungsmatrix zur Abschätzung der Standortqualität gemäß EEG 2000 - 2014 bei bekannter Standortqualität nach geändertem Referenzertragsmodell gemäß BMWi-Eckpunktepapier vom 8.12.2015											
DEUTSCHE WINDGUARD		Standortqualität gemäß BMWi-Eckpunktepapier									
		60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
Nabenhöhe in m	160	62%	72%	82%	93%	103%	113%	124%	134%	144%	154%
	150	61%	71%	82%	92%	102%	112%	122%	132%	143%	153%
	140	60%	70%	81%	91%	101%	111%	121%	131%	141%	151%
	130	60%	70%	80%	89%	99%	109%	119%	129%	139%	149%
	120	59%	69%	78%	88%	98%	108%	118%	127%	137%	147%
	110	58%	67%	77%	87%	96%	106%	116%	125%	135%	145%
	100	57%	66%	76%	85%	95%	104%	113%	123%	132%	142%
	90	56%	65%	74%	83%	93%	102%	111%	120%	130%	139%
	80	54%	63%	72%	81%	90%	99%	108%	117%	126%	135%
	70	53%	61%	70%	79%	88%	96%	105%	114%	123%	132%

Die sich ergebene Standortqualität nach BMWi-Eckpunktepapier hängt von der verwendeten Anlagentechnologie ab. Die hier dargestellten Mittelwerte basieren auf den Leistungskurven von 12 aktuell verfügbaren Anlagentypen und der Referenz-Windgeschwindigkeit nach EEG und Eckpunktepapier in der jeweiligen Nabenhöhe.

Die Technologieauswahl, wie sie in der Kostenstudie 2015 angesetzt wurden, ist folglich nicht eins-zu-eins übertragbar. Verschiedene Herangehensweisen an die Anpassung der Technologieauswahl für das einstufige Ausschreibungsmodell sind denkbar. Im Folgenden werden zwei Ansätze näher betrachtet. Zum einen wird die in der Kostenstudie zugrunde gelegte Anlagentechnologie anhand einer Anpassung auf die neue Definition des Referenzertragsmodell übertragen, zum anderen wird eine neue Technologieauswahl unter Berücksichtigung von IEC-Klassen und des Anreizes zu größeren Nabenhöhen getroffen.

Abbildung 3: Ansätze zur Technologieauswahl



5 VERHÄLTNISSFAKTOREN BEI TECHNOLOGIEAUSWAHL ANGEPAST NACH KOSTENSTUDIE

Zunächst werden die auf Basis der Anlagenauswahl nach Kostenstudie ermittelten Verhältnissfaktoren betrachtet. Um die Neudefinition des Referenzstandorts abzubilden, wird die in der Kostenstudie genutzte Technologieauswahl am Übergang von WEA mit durchschnittlich 139 m Nabenhöhe (sinkende Standortqualität) zu WEA mit durchschnittlich 125 m Nabenhöhe geglättet. Die Verhältnissfaktoren wurden für zwei von der Kostenstudie abgeleitete Technologieannahmen berechnet. In der ersten Variante wurde eine Glättung der Verschiebung durch den neuen Referenzstandort am 100%-Standort vorgenommen, in der zweiten Variante wurde bei 110% Standortqualität geglättet. Die Glättung erfolgt als Anpassung an die veränderte Definition des Referenzstandorts indem am Technologieübergang (bei 100% bzw. 110% Standortqualität) ein Mittelwert gebildet wird. Die aus dieser Anpassung resultierende Anlagentechnologie ist in Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle 4: Konfiguration der Technologieauswahl angepasst nach Kostenstudie
Technologieauswahl nach Kostenstudie

Standortqualität	60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
Anlagenleistung [MW]	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Nabenhöhe [m]	139	139	125	125	125	100	100	100	100	100
Rotordurchmesser [m]	110	110	102	102	102	102	102	102	102	102

Technologieauswahl angepasst nach Kostenstudie, Glättung bei 100% Standortqualität

Standortqualität	60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
Anlagenleistung [MW]	2,7	2,7	2,7	2,7	2,8	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Nabenhöhe [m]	139	139	125	125	112,5	100	100	100	100	100
Rotordurchmesser [m]	110	110	102	102	102	102	102	102	102	102

Technologieauswahl angepasst nach Kostenstudie, Glättung bei 110% Standortqualität

Standortqualität	60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
Anlagenleistung [MW]	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,8	2,9	2,9	2,9	2,9
Nabenhöhe [m]	139	139	125	125	125	112,5	100	100	100	100
Rotordurchmesser [m]	110	110	102	102	102	102	102	102	102	102

Die Berechnung der Stromgestehungskosten, die die Basis zur Ermittlung der Verhältnissfaktoren bilden, erfolgt mit der Nutzung der oben vorgestellten Technologieauswahl-Varianten. Die Bandbreite der Verhältnissfaktoren ergibt sich aus den vertragsspezifischen Annahmen für die Wartungs- und Reparaturkosten. Die Vorgabe, die Verhältnissfaktoren zwischen 70% und 150% Standortqualität zu differenzieren wurde aus dem

Eckpunktepapier übernommen. Abbildung 4 zeigt die Bandbreite der Verhältnissfaktoren, die sich bei Nutzung der Anlagentechnologie nach Kostenstudie angepasst durch die Glättung am 100% Standort ergeben.

Abbildung 4:
Verhältnissfaktoren (Bandbreite) im einstufigen Ausschreibungsmodell bei Nutzung der Anlagentechnologie nach Kostenstudie angepasst durch die Glättung bei 100% Standortqualität und Vorschlag des BMWi

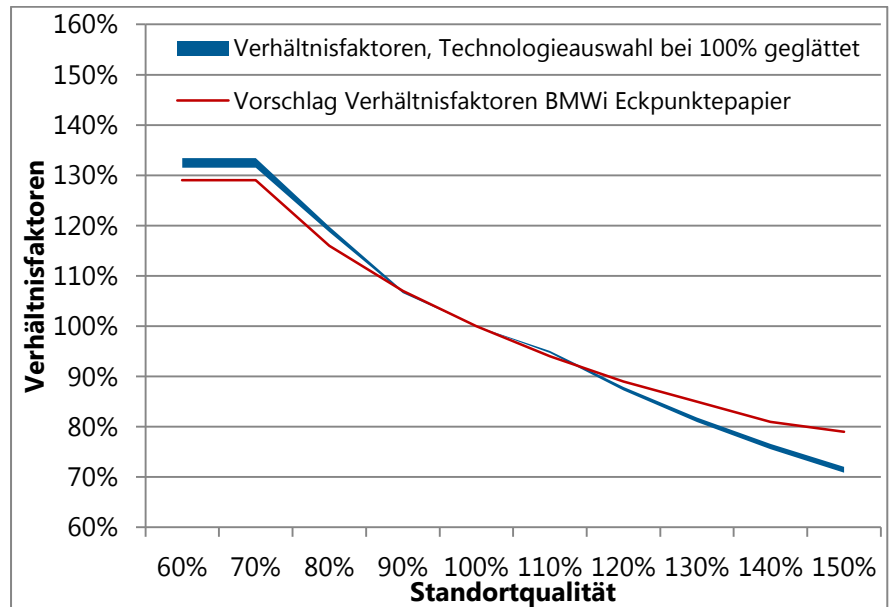


Tabelle 5: Bandbreite und Mittelwert der Verhältnissfaktoren bei Nutzung der Anlagentechnologie nach Kostenstudie angepasst durch die Glättung bei 100% Standortqualität

Standortqualität:		60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
Verhältnissfaktoren: Technologieauswahl angepasst nach Kostenstudie angepasst durch die Glättung bei 100%	Bandbreite von:	1,32	1,32	1,19	1,07	1,00	0,95	0,87	0,81	0,76	0,71
	Bandbreite bis:	1,33	1,33	1,20	1,07	1,00	0,95	0,88	0,82	0,77	0,72
	Mittelwert:	1,32	1,32	1,19	1,07	1,00	0,95	0,88	0,81	0,76	0,71

Abbildung 5 zeigt die Bandbreite der Verhältnissfaktoren, die sich bei Nutzung der Anlagentechnologie nach Kostenstudie angepasst durch die Glättung am 110% Standort ergeben.

Abbildung 5:
Verhältnissfaktoren
(Bandbreite) im einstu-
figen Ausschreibungs-
modell Nutzung der
Anlagentechnologie
nach Kostenstudie an-
gepasst durch die Glät-
tung bei 110%
Standortqualität und
Vorschlag des BMWi

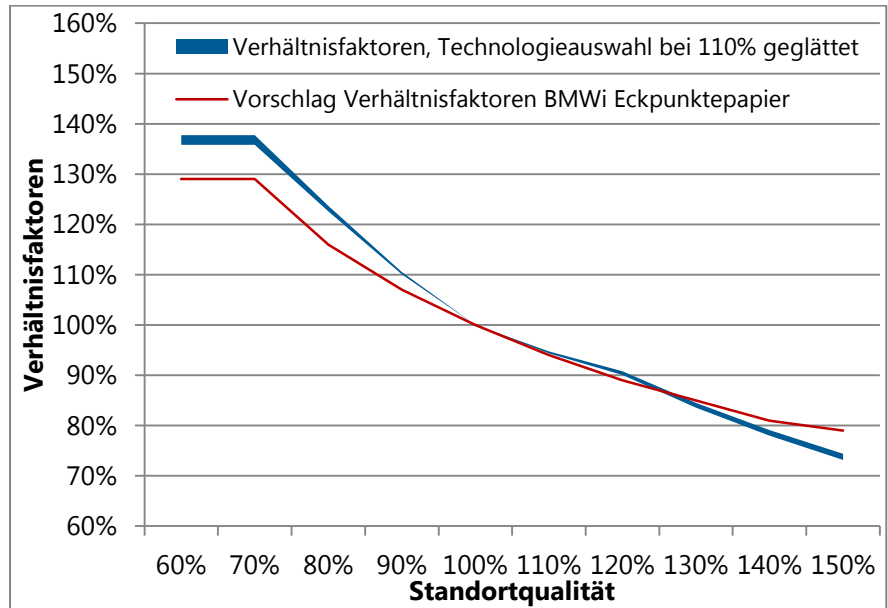


Tabelle 6: Bandbreite und Mittelwert der Verhältnissfaktoren bei Nutzung der Anlagen-
technologie nach Kostenstudie angepasst durch die Glättung bei 110%
Standortqualität

Standortqualität:		60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
Verhältnissfaktoren: Technologieauswahl angepasst nach Kos- tenstudie angepasst durch die Glättung bei 110%	Bandbreite von:	1,36	1,36	1,23	1,10	1,00	0,94	0,90	0,84	0,78	0,73
	Bandbreite bis:	1,38	1,38	1,24	1,11	1,00	0,95	0,91	0,85	0,79	0,74
	Mittelwert:	1,37	1,37	1,23	1,10	1,00	0,95	0,90	0,84	0,79	0,74

6 VERHÄLTNISSFAKTOREN BEI TECHNOLOGIEAUSWAHL NACH IEC-KLASSEN

Die im Eckpunktepapier des BMWi dargestellte Neudefinition des Referenzstandorts stellt einen deutlichen Anreiz zum Ausbau von Windenergieanlagen mit großer Nabenhöhe dar. Es ist jedoch nicht sinnvoll, die in der Kostenstudie an der Standortqualität von 60% bis 70% angesetzten Anlagentechnologie für alle Standortqualitäten zu übernehmen, da die Auslegung dieser Anlagentechnologie spezifisch für Schwachwindstandorte ist. Aus diesem Grund wurde auf Basis der Datengrundlage der Kostenstudie 2015 eine neue Technologieauswahl getroffen, die einen möglichen verstärkten Zubau von Anlagen mit großer Nabenhöhe widerspiegelt und die Auslegung der WEA-Typen für bestimmte Windklassen berücksichtigt.

Ausgewählt wurden WEA mit Nabenhöhen ab 120 m, die in zwei Technologieklassen, die Anlagen mit der IEC Klasse II bzw. III repräsentieren, unterschieden wurden. In Tabelle 7 ist der Nutzungsbereich der IEC-Klassen dargestellt.

Tabelle 7:
Nutzungsbereich
der IEC-Klassen

IEC-Klasse	Durchschnittliche Windgeschwindigkeit
III	bis 7,5 m/s
II	bis 8,5 m/s
I	bis 10 m/s

Die Datenbasis liegt bei der Technologieauswahl nach WEA-Typen der IEC-Klassen III und II und großen Nabenhöhen bei insgesamt 24 WEA-Typen. In der IEC-Klasse III sind 13 WEA-Typen vertreten, 11 WEA-Typen sind für die IEC-Klasse II zugelassen. Die Schwachwindanlagen (IEC-Klasse III) wurden dabei an Standorten bis zu 90% angesetzt, Technologien mit der Zulassung für die IEC-Klasse II sind ab 110% Standortqualität zugrunde gelegt. Bei einer Standortqualität von 100% wird einer Mischung beider Technologieklassen angenommen. Die Konfiguration der Anlagenauswahl nach IEC-Klassen ist in Tabelle 8 dargestellt.

Tabelle 8: Konfiguration der Technologieauswahl nach IEC-Klassen mit großer Gesamthöhe

Technologieauswahl nach IEC-Klassen

Standortqualität	60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
Anlagenleistung [MW]	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Nabenhöhe [m]	139	139	139	139	136	134	134	134	134	134
Rotordurchmesser [m]	119	119	119	119	114	109	109	109	109	109
Gesamthöhe [m]	199	199	199	199	193	188	188	188	188	188

Auf Basis der Technologieauswahl wurden Stromgestehungskosten berechnet, von denen die Verhältnissfaktoren abgeleitet werden können. Abbildung 6 zeigt die Bandbreite der Verhältnissfaktoren die sich bei Nutzung der Technologieauswahl nach IEC-Klasse an allen Standortqualitäten ergeben. Der Wechsel von der IEC-Klasse II zur IEC-Klasse III erfolgt am 100% Standort.

Abbildung 6: Verhältnissfaktoren (Bandbreite) im einstufigen Ausschreibungsmodell bei Technologieauswahl nach IEC-Klasse und Vorschlag des BMWi

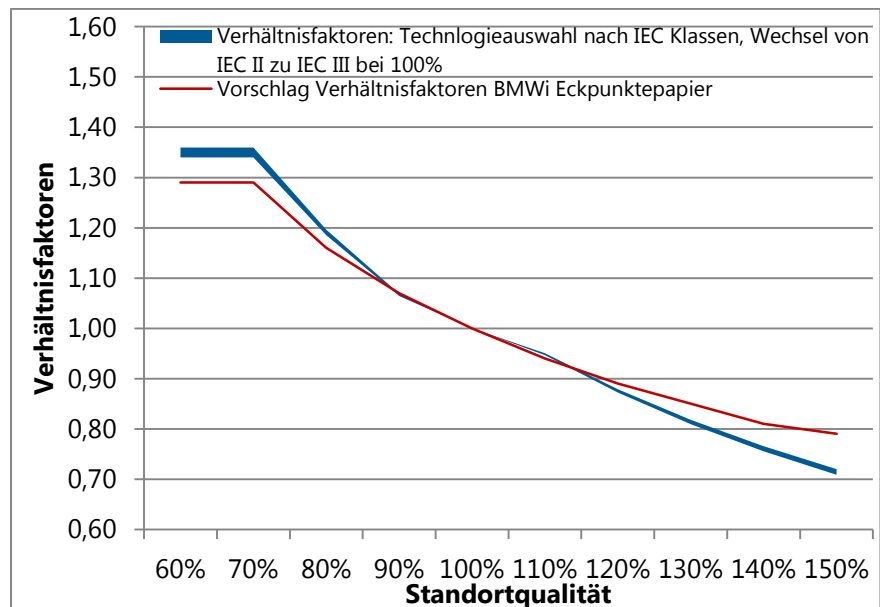


Tabelle 9: Bandbreite und Mittelwert der Verhältnissfaktoren bei Technologieauswahl nach IEC Klassen, Wechsel von IEC II zu IEC III bei 100%

Standortqualität:		60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
Verhältnissfaktoren: Technologieauswahl nach IEC Klassen, Wechsel von IEC II zu IEC III bei 100%	Bandbreite von:	1,34	1,34	1,19	1,06	1,00	0,95	0,87	0,81	0,76	0,71
	Bandbreite bis:	1,36	1,36	1,20	1,07	1,00	0,95	0,88	0,82	0,77	0,72
	Mittelwert:	1,35	1,35	1,19	1,07	1,00	0,95	0,88	0,81	0,76	0,71

Die Verhältnissfaktoren der Anlagen mit großen Nabenhöhen nach IEC-Klassen spiegeln wider, welche Anlagentypen angezogen durch die Neudefinition des Referenzstandorts im einstufigen Ausschreibungsmodell installiert werden könnten. Die Umsetzung wird voraussichtlich nicht ad hoc umgesetzt werden können, jedoch sollten die Verhältnissfaktoren eine solche Entwicklung ermöglichen.

7 ANREIZ ZUM AUSBAU AN WINDSTARKEN STANDORTEN

Den oben dargestellten Verhältnisfaktoren liegt in allen Fällen eine Situation ohne Anreiz für den Zubau an windstarken Standorten vor. Laut Eckpunktepapier liegt das Ziel der Einführung eines Ausschreibungsmodells in einem stetigen und kosteneffizienten Ausbau der erneuerbaren Energien. [BMWi 2016] Dies rechtfertigt die Schaffung eines Anreizes zum Zubau an windstarken Standorten, an denen die Stromgestehung zu geringeren Kosten möglich ist. Auch mit Anreiz wird an Starkwindstandorten Strom zu vergleichsweise niedrigen Kosten produziert.

Der BWE definierte in seiner Stellungnahme zu den Eckpunkten des BMWi verschiedene Zubaubereiche, für die ein Vorteil geschaffen werden soll. Im Folgenden baut der Anreizvorschlag auf die Forderungen des BWE auf. Die Umsetzung der vom BWE geforderten Anreize für Zubaubereiche mit höheren Windgeschwindigkeiten erfolgt folgendermaßen:

- Zubaubereich I (Standortqualitäten von 60% bis 90%)
BWE Stellungnahme: flache Gebotskurve
Umsetzung: kein zusätzlicher Anreiz für Standortqualitäten bis 90%
- Zubaubereich II (Standortqualitäten von 90% bis 130%)
BWE Stellungnahme: relativer Vorteil für windhöffige Standorte
Umsetzung: zusätzlicher Anreiz für Standortqualitäten größer 90% bis 130%, Anreiz besteht in einer erhöhten Eigenkapitalrentabilität, erhöht wird um 0,05% je Prozentpunkt den die Standortqualität 90% überschreitet
- Zubaubereich III (Standortqualitäten ab 130%)
BWE Stellungnahme: vollständiger Erhalt vorhandener Vorteile sehr windhöffiger Standorte
Umsetzung: Differenzierung, entsprechend der Regelung im EEG 2014, nur bis zu einer Standortqualität von 130%

Eine Anpassung der Zubaubereiche an die neue Definition des Referenzstandorts wurde nicht vorgenommen. Aufgrund der gewählten Anlagentechnologie, mit einer durchschnittlichen Nabenhöhe von 134 m bis 139 m liegt die Veränderung der Standortqualität gegenüber dem EGG 2000 – 2014 bei 0 bis 1 Prozentpunkten.

In Abbildung 7 ist dargestellt, wie sich die Verhältnissfaktorenkurve ohne Anreiz (blau) verändert, wenn ein Anreiz zum Zubau an guten Standortqualitäten (grüne Kurve) eingeführt wird.

Abbildung 7:
Verhältnissfaktoren (Bandbreite) im einstufigen Ausschreibungsmodell bei Technologieauswahl nach IEC-Klasse ohne und mit Anreiz zum Ausbau windstarker Standorte, Anreiz nach BWE und Vorschlag des BMWi

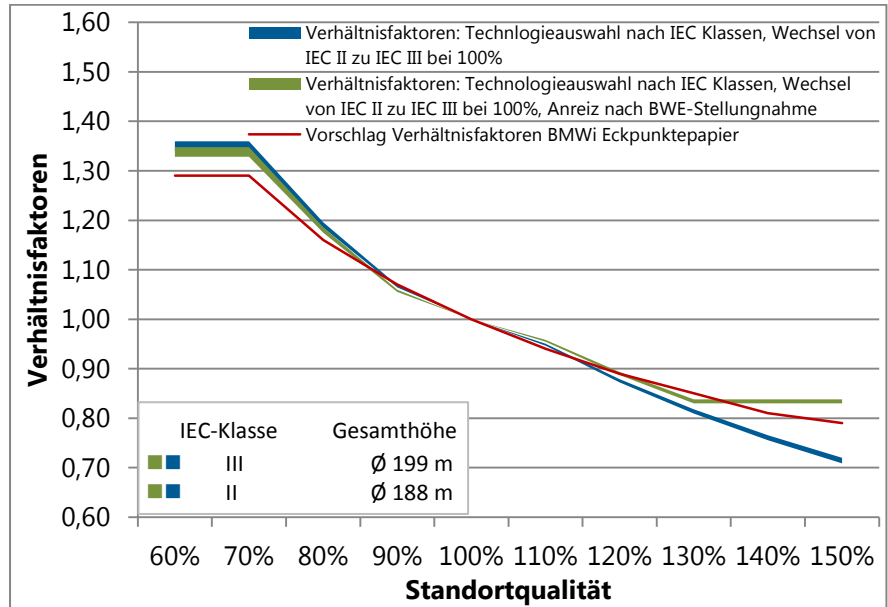


Tabelle 10: Bandbreite und Mittelwert der Verhältnissfaktoren bei Technologieauswahl nach IEC Klassen, Wechsel von IEC II zu IEC III bei 100%, Anreiz nach BWE-Stellungnahme

Standortqualität:		60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
Verhältnissfaktoren: Technologieauswahl nach IEC Klassen, Wechsel von IEC II zu IEC III bei 100%, Anreiz nach BWE-Stellungnahme	Bandbreite von:	1,33	1,33	1,18	1,06	1,00	0,95	0,89	0,83	0,83	0,83
	Bandbreite bis:	1,35	1,35	1,19	1,06	1,00	0,96	0,89	0,84	0,84	0,84
	Mittelwert:	1,34	1,34	1,18	1,06	1,00	0,96	0,89	0,83	0,83	0,83

Durch die Einführung des Anreizes wird die Verhältnissfaktorenkurve abgeflacht. Insbesondere über 130% Standortqualität ist die Differenz zwischen Verhältnissfaktor ohne und mit Anreiz deutlich sichtbar. Auch die übrigen Standortqualität werden beeinflusst, da der Anreiz bereits ab Standortqualität über 90% wirkt.

8 GENEHMIGUNGSSITUATION

Wie bereits erläutert stützt sich die Technologieauswahl nach ICE auf die vom BMWi angereizten großen Nabenhöhen. Dies führt dazu, dass die Technologieauswahl in IEC-Klasse II (angesetzt ab 100%/110% Standortqualität) eine durchschnittliche Gesamthöhe von 188 m aufweist.

Die bisherige Zubaussituation im Norden Deutschlands, insbesondere in Schleswig-Holstein, weist geringer Nabenhöhen auf. Der Anreiz im zukünftigen EEG könnte unwirksam werden, wenn so große Anlagenhöhen in Starkwindregionen nicht genehmigt werden. In zwei Sensitivitätsanalysen wurden zur Darstellung der Auswirkung von niedrigeren Gesamthöhen in Starkwindregionen ab 110% Standortqualität WEA der IEC-Klasse mit einer durchschnittlichen Gesamthöhe von 177 m bzw. 164 m eingesetzt.

Die Technologieauswahl stützt sich wie in der vorherigen Betrachtung auf WEA-Typen aus der Datenbasis der Kostenstudie. Es werden jedoch für die IEC-Klasse II auch Anlagen mit geringerer Gesamthöhe ausgewählt. Die in den Sensitivitätsbetrachtungen eingesetzte Anlagentechnologie ist in Tabelle 11 dargestellt.

Tabelle 11: Durchschnittliche Konfiguration der Technologieauswahl nach IEC-Klassen mit großer und abgesenkter Gesamthöhe

Technologieauswahl nach IEC-Klassen, durchschnittliche Gesamthöhe IEC-Klasse: III - 199 m, II - 188 m

Standortqualität	60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
Anlagenleistung [MW]	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Nabenhöhe [m]	139	139	139	139	136,37	134	134	134	134	134
Rotordurchmesser [m]	119	119	119	119	113,73	109	109	109	109	109
Gesamthöhe [m]	199				193	188				

Technologieauswahl nach IEC-Klassen, durchschnittliche Gesamthöhe IEC-Klasse II gesenkt auf 177 m

Standortqualität	60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
Anlagenleistung [MW]	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Nabenhöhe [m]	139	139	139	139	131	123	123	123	123	123
Rotordurchmesser [m]	119	119	119	119	113	107	107	107	107	107
Gesamthöhe [m]	199				188	177				

Technologieauswahl nach IEC-Klassen, durchschnittliche Gesamthöhe IEC-Klasse II gesenkt auf 164 m

Standortqualität	60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
Anlagenleistung [MW]	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Nabenhöhe [m]	139	139	139	139	125	111	111	111	111	111
Rotordurchmesser [m]	119	119	119	119	113	107	107	107	107	107
Gesamthöhe [m]	199				181	164				

Auf Basis der veränderten Anlagentechnologien werden erneut Stromgestehungskosten berechnet, aus denen sich weitere Bandbreiten von Verhältnisfaktoren ermitteln lassen. Die Veränderung der Verhältnisfaktoren bei Einsatz der Technologieauswahl mit einer durchschnittlichen Gesamthöhe von 177 m in IEC-Klasse II (orange Kurve) gegenüber den Verhältnisfaktoren bei Einsatz der Technologieauswahl mit einer durchschnittlichen Gesamthöhe von 188 m in IEC-Klasse II (grüne Kurve) ist in Abbildung 8 dargestellt. In IEC-Klasse III beträgt die durchschnittliche Gesamthöhe der in beiden Varianten 199m.

Abbildung 8:
Verhältnisfaktoren (Bandbreite) im einstufigen Ausschreibungsmodell bei Technologieauswahl nach IEC-Klassen mit Anreiz zum Ausbau windstarker Standorte, Anreiz nach BWE mit durchschnittlicher Gesamthöhe von 188 m und 177 in IEC-Klasse II sowie Vorschlag des BMWi

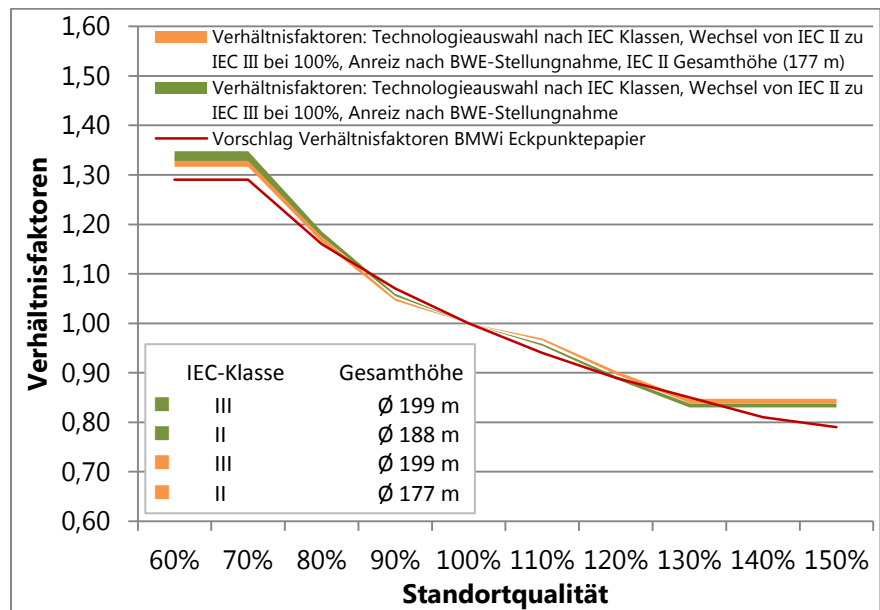


Tabelle 12: Bandbreite und Mittelwert der Verhältnisfaktoren bei Technologieauswahl nach IEC Klassen, Wechsel von IEC II zu IEC III bei 100%, Anreiz nach BWE-Stellungnahme, durchschnittliche Gesamthöhe **IEC-Klasse II: Ø 177 m**

Standortqualität:		60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
Verhältnisfaktoren: Technologieauswahl nach IEC Klassen, Wechsel von IEC II zu IEC III bei 100%, Anreiz nach BWE-Stellungnahme, durchschnittliche Gesamthöhe IEC-Klasse II - Ø 177 m	Bandbreite von:	1,32	1,32	1,16	1,05	1,00	0,97	0,90	0,84	0,84	0,84
	Bandbreite bis:	1,34	1,34	1,18	1,05	1,00	0,97	0,90	0,85	0,85	0,85
	Mittelwert:	1,33	1,33	1,17	1,05	1,00	0,97	0,90	0,84	0,84	0,84

Die Veränderung der Verhältnisfaktoren bei Einsatz der Technologieauswahl mit einer durchschnittlichen Gesamthöhe von 164 m in IEC-Klasse zwei (braune Kurve) gegenüber den Verhältnisfaktoren bei Einsatz der Technologieauswahl mit einer durchschnittlichen Gesamthöhe von 188 m in IEC-Klasse zwei (grüne Kurve) ist in Abbildung 8 dargestellt. Auch in dieser

Darstellung liegt die durchschnittliche Gesamthöhe der WEA in IEC-Klasse III bei 199 m.

Abbildung 9:
Verhältnissfaktoren (Bandbreite) im einstufigen Ausschreibungsmodell bei Technologieauswahl nach IEC-Klassen mit Anreiz zum Ausbau windstarker Standorte, Anreiz nach BWE mit durchschnittlicher Gesamthöhe von 188 m und 164 in IEC-Klasse II sowie Vorschlag des BMWi

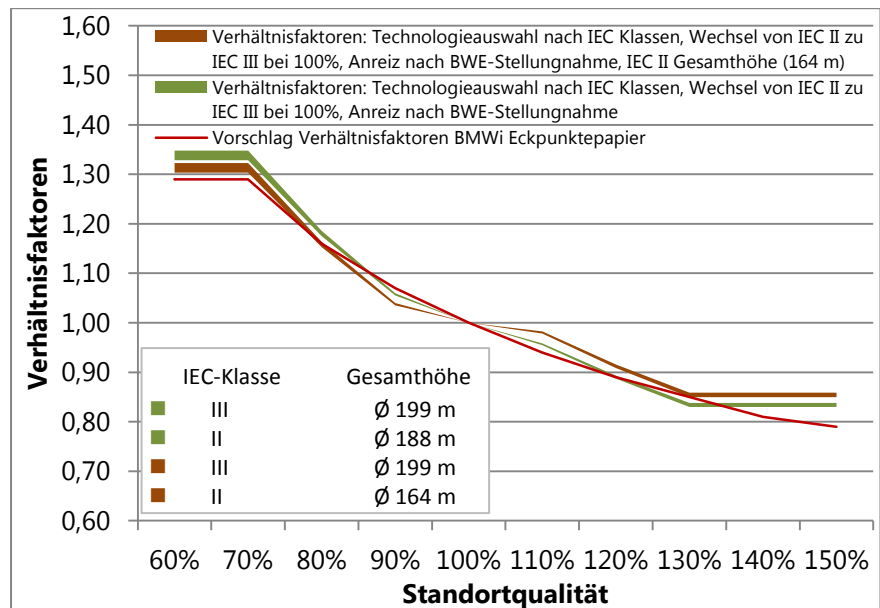


Tabelle 13: Bandbreite und Mittelwert der Bandbreite der Verhältnissfaktoren bei Technologieauswahl nach IEC Klassen, Wechsel von IEC II zu IEC III bei 100%, Anreiz nach BWE-Stellungnahme, Gesamthöhe **IEC-Klasse II: Ø 164 m**

Standortqualität:		60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
Verhältnissfaktoren: Technologieauswahl nach IEC Klassen, Wechsel von IEC II zu IEC III bei 100%, Anreiz nach BWE- Stellungnahme, durchschnittliche Gesamthöhe IEC- Klasse II - Ø 164 m	Bandbreite von:	1,30	1,30	1,15	1,04	1,00	0,98	0,91	0,85	0,85	0,85
	Bandbreite bis:	1,32	1,32	1,16	1,04	1,00	0,98	0,92	0,86	0,86	0,86
	Mittelwert:	1,31	1,31	1,16	1,04	1,00	0,98	0,91	0,85	0,85	0,85

Sowohl die Senkung der durchschnittlichen Gesamthöhe in IEC-Klasse II auf 177 m als auch die Senkung auf 164 m zeigen eine Verschiebung der Verhältnissfaktorenkurve. Der Verlauf wird flacher. Durch die Anwendung der niedrigeren Gesamthöhen werden zwar - auf die installierte Leistung gerechnet - günstigere Anlagen errichtet, jedoch ist die Ertragseinbuße verhältnismäßig größer, so dass die Kosten für die Stromgestehung an Starkwindstandorten steigen. Da auch die am 100%-Standort angesetzte Anlagentechnologie zur Hälfte WEA der IEC-Klasse II beinhaltet, steigen die Kosten am Referenzpunkt. Dies führt dazu, dass die die Verhältnissfaktoren der Standortqualitäten unter 100% absinken.

9 ZUSAMMENFASSUNG

In der vorliegenden Kurzanalyse wurden Verhältnisfaktoren für die Ermittlung der anzulegenden Werte in einem Ausschreibungssysteme mit einstufigem Referenzertragsmodell berechnet. Aufgrund der Umstellung von einem zweistufigem Referenzertragsmodell mit fest definierten anzulegenden Werten zu einem einstufigen Referenzertragsmodell im Ausschreibungssystem sind verschiedene Modellanpassungen erforderlich. Neben den Vergütungsstrukturen wurden unter anderem die Planungskosten, der EK-Anteil sowie die Tilgungsdauer angepasst. Die Betriebskosten wurden hinsichtlich der Anteile fixer und variabler Kosten im Detail untersucht. Die Ergebnisse wurden auf die Betriebskosten der Projekte nach Standortqualität übertragen. Das Modell wurde zudem an die neue Definition des Referenzstandorts angepasst, die einen Anreiz zum Zubau von Windenergieanlagen mit großen Nabenhöhen bietet und eine Anpassung der Anlagentechnologie notwendig macht.

Drei Möglichkeiten der Technologieanpassung werden erläutert und der Berechnung der Stromgestehungskosten, aus denen die Verhältnisfaktoren abgeleitet werden, zu Grunde gelegt. Zwei der gewählten Technologie-Szenarien basieren auf der Technologieauswahl in der Kostenstudie 2015. Die gewählten Anlagentypen werden durch eine Mittelwertbildung zwischen den WEA mit durchschnittlichem Rotordurchmesser über und unter 135 m angepasst. Eine Mittelung zwischen den gewählten Anlagenkonfigurationen wird bei der ersten Technologieauswahl am 100%-Standort vorgenommen, bei der zweiten Auswahl am 110% Standort. Die dritte Variante wurde unabhängig von der Technologieauswahl in der Kostenstudie neu aufgesetzt. Berücksichtigt wurde der Anreiz zu großen Nabenhöhen sowie die IEC-Klassen, für die die verschiedenen WEA-Typen zugelassen sind. Für alle drei Varianten werden Verhältnisfaktoren dargestellt.

Anhand der Anlagenauswahl nach IEC-Klassen wird weiterhin die Auswirkung der Einführung eines Anreizsystems entsprechend der BWE-Stellungnahme zum Eckpunktepapier dargestellt. Ein solcher Anreiz wird durch das Ziel, den Zubau Erneuerbare Energien kostengünstig umzusetzen, gerechtfertigt. Die durch den Anreiz zum Zubau an windhöffigen Standorten veränderten Verhältnisfaktoren werden dargestellt.

Im letzten Untersuchungsschritt wird aufgezeigt, welche Auswirkung sich auf die Verhältnissfaktoren ergibt, wenn an windhöffigen Standortqualitäten WEA mit niedrigerer Gesamthöhe installiert werden. Dies könnte der Fall sein, wenn die Genehmigungssituation keine sehr hohen Windenergieanlagen zulässt. Die Veränderung der Verhältnissfaktoren bei einem Einsatz von WEA der IEC-Klasse II mit einer mittleren Gesamthöhe 177 m bzw. 164 m statt 188 m wird gezeigt.

Die gewählten Parameter der Analyse beruhen auf Annahmen, die die Situation im Ausschreibungsmodell abbilden sollen. Ob die Entwicklung im Ausschreibungssystem den Annahmen entspricht und die Verhältnissfaktoren so gewählt wurden, dass die kosteneffizientesten Projekte aller Regionen zugebauten werden können, gilt es zukünftig in regelmäßigen Evaluationen zu beobachten und zu prüfen.

LITERATURVERZEICHNIS

- [BMWi 2015] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Eckpunktepapier zur Ausschreibungen für die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen, Juli 2015.
- [BMWi 2015b] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: EEG-Novelle 2016 - Eckpunktepapier, 8. Dezember 2015.
- [BMWi 2016] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: EEG-Novelle 2016 – Fortgeschriebenes Eckpunktepapier zum Vorschlag des BMWi für das neue EEG, 15. Februar 2015.
- [BWE 2015] Bundesverband WindEnergie e.V.: Stellungnahme des Bundesverbandes WindEnergie e.V. zum Eckpunktepapier des BMWi zu Ausschreibungen für die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen, Berlin, 1. Oktober 2015.
- [DWG 2015] Rehfeldt, Dr. Knud; Wallasch, Anna-Kathrin; Lüers, Silke (Deutsche WindGuard GmbH): Standortdifferenzierte Vergütung für die Windenergie im Ausschreibungsmodell. Im Auftrag des BWE, unveröffentlicht, Varel 2015.
- [EEG 2014] Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 29. Juni 2015 (BGBl. I S. 1010) geändert worden ist.