

Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz

Teilvorhaben II e): Wind an Land

Zwischenbericht

Erstellt durch:

Auftragnehmer

Deutsche WindGuard GmbH

Oldenburger Straße 65

26316 Varel

04451 9515 0

info@windguard.de

Anna-Kathrin Wallasch

Silke Lüers

Dr. Ing. Knud Rehfeldt

Kerstin Vogelsang

im Unterauftrag

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-
Forschung Baden-Württemberg (ZSW)

Meitnerstr. 1

70563 Stuttgart

0711 78 70 0

info@zsw-bw.de

Henning Jachmann

März 2018

Inhaltsverzeichnis

1.	ZUSAMMENFASSUNG.....	1
2.	EINLEITUNG / EINFÜHRUNG.....	3
3.	STAND DER MARKTENTWICKLUNG IN DEUTSCHLAND.....	4
3.1.	Entwicklung des Windenergieausbaus bis Ende 2017	5
3.1.1.	Jährlicher Zubau	5
3.1.2.	Regionale Verteilung nach Bundesländern.....	6
3.1.3.	Gesamtbestand	8
3.1.4.	Rückbau	9
3.1.5.	Zubauentwicklung international	11
3.2.	Stand der Technologieentwicklung.....	12
3.2.1.	Anlagenlebensdauer	15
3.2.2.	Technologieentwicklung in der Zukunft	16
3.3.	Entwicklung der Stromerzeugung aus Windenergie an Land	17
3.3.1.	Bruttostromerzeugung im Zeitverlauf	17
3.3.2.	Erreichte Volllaststunden	18
3.4.	Ausblick auf den möglichen Zubau bis 2025.....	20
4.	STEUERUNGS- BZW. ANREIZMÖGLICHKEITEN	22
4.1.	Allgemein	22
4.2.	EEG-spezifisch	23
4.2.1.	Zentrale Elemente des Ausschreibungssystems	24
4.2.2.	Pilotwindenergieanlagen an Land	31
4.2.3.	Übergangssystem	32
5.	ÖKONOMISCHE ASPEKTE	35
5.1.	Kostensituation der Windenergie an Land 2017 (anlagenbezogene Kosten).....	35
5.1.1.	Datengrundlage.....	37
5.1.2.	Hauptinvestitionskosten.....	40
5.1.3.	Investitionsnebenkosten	43
5.1.4.	Betriebskosten.....	45
5.2.	Ermittlung der Stromgestehungskosten.....	48
5.2.1.	Methodik der Stromgestehungskostenberechnung	48
5.2.2.	Grundlegende Eingangsparameter	50
5.2.3.	Stromgestehungskosten im Übergangssystem	53
5.2.4.	Sensitivitätsanalysen	54
5.2.5.	Stromgestehungskosten von WEA mit BImSchG-Genehmigung im Ausschreibungssystem ..	57
5.2.6.	Stromgestehungskosten von WEA ohne BImSchG-Genehmigung im Ausschreibungssystem	60
5.3.	Weitere ökonomische Analysen.....	61

5.3.1.	Einfluss der Gesamthöhe von Windenergieanlagen auf die Wirtschaftlichkeit.....	61
5.3.2.	Höchstwerte in der technologieübergreifenden Ausschreibung	62
5.3.3.	Stromgestehungskosten von Hybrid-Kraftwerken aus Windenergie und Solar	63
5.3.4.	Kostendruck und Technologieentwicklung	64
5.4.	Wirtschaftlichkeit des ungefördernten Anlagenbetriebs.....	65
5.5.	Vermarktungsmöglichkeiten EE-Strom und alternative Geschäftsmodelle	65
5.5.1.	Optionen innerhalb des öffentlichen Netzes	66
5.5.2.	Optionen außerhalb des öffentlichen Netzes	68
5.6.	Wind an Land in der Ausschreibung	69
5.6.1.	Wettbewerbsintensität.....	70
5.6.2.	Auswirkungen des Netzausbaugesbietes.....	71
5.6.3.	Bietertypen.....	73
5.6.4.	Regionale Verteilung	75
5.6.5.	Gebotsgrößen.....	78
5.6.6.	Ausschluss von Geboten	79
5.6.7.	Wirkung des Referenzertragsmodells.....	80
5.7.	Analyse der wirtschaftlichen Lebensfähigkeit aufgrund der ermittelten technischen Lebensfähigkeit der Anlagen.....	87
5.8.	Gegenüberstellung Stromgestehungskosten und Erlöse	89
6.	HEMNMISSE FÜR DIE WEITERE ENTWICKLUNG DER WINDENERGIE AN LAND	93
6.1.	Wesentliche im EEG begründete Hemmnisse.....	93
6.2.	Wesentliche Hemmnisse außerhalb des EEG	96
7.	LITERATURVERZEICHNIS	99
8.	ANHANG	108

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Jährlicher Leistungszubau in MW gemäß unterschiedlicher Datenquellen	5
Abbildung 2: Leistungs- und Anlagenzubau in Deutschland im Zeitverlauf von 1992 bis 2017.....	6
Abbildung 3: Leistungszubau in den Bundesländern in den Jahren 2016 und 2017	7
Abbildung 4: Dichte des jährlichen Leistungszubaus nach Bundesländern in den Jahren 2015, 2016 und 2017	8
Abbildung 5: Kumulierte Leistung und kumulierte Leistungsdichte nach Bundesländern.....	9
Abbildung 6: Stilllegung nach Monaten von August 2014 bis Dezember 2017	10
Abbildung 7: Median, Quartile sowie Minima und Maxima der Lebensdauer der stillgelegten WEA nach Stilllegungsjahr.....	10
Abbildung 8: Anteile der Länder an der weltweiten kumulierten Gesamtleistung von Windenergieanlagen (an Land und auf See), Stand Ende 2017	12
Abbildung 9: Entwicklung von Rotordurchmesser, Naben- und Gesamthöhe im Anlagenzubau in Deutschland zwischen 1997 und 2017	13
Abbildung 10: Entwicklung von Nennleistung und spezifischer Flächenleistung im Anlagenzubau in Deutschland zwischen 1997 und 2017	14
Abbildung 11: Anteil der Leistungsklassen (links) und der spezifischen Flächenleistungsklassen (rechts) im Anlagenzubau in Deutschland zwischen 1997 und 2017.....	15
Abbildung 12: Konfiguration neuer Anlagentypen im Vergleich mit Anlagentypen, die 2017 errichtet wurden oder bereits genehmigt sind	17
Abbildung 13: Bruttostromerzeugung aus Wind an Land in TWh seit 1991	18
Abbildung 14: Vereinfacht indexbereinigte Volllaststunden nach Inbetriebnahmejahren (auf Basis der Windjahres 2015) nach Bundesländern im Zeitverlauf.....	19
Abbildung 15: Volllaststunden von Windenergieanlagen der 2- und 3-MW Klasse am Referenzstandort nach EEG 2014.....	20
Abbildung 16: Windenergie-Fördervolumen des Energieforschungsprogramms in Mio. Euro nach Themenbereichen.....	23
Abbildung 17: Geografische Festlegung des Netzausbaubereiches gemäß § 10 EEG	26
Abbildung 18: Quartalsweise Anpassung der anzulegenden Werte im Übergangszeitraum gemäß § 46a EEG 2017.....	33
Abbildung 19: Entwicklung der anzulegenden Werte im Übergangssystem des EEG 2017.....	34

Abbildung 20: Verteilung der erhaltenen Kostendaten für Windenergieanlagen im Jahr 2017 nach Leistungsklasse und Nabenhöhe	38
Abbildung 21: Verteilung der Projektdatenbasis hinsichtlich Anlagenanzahl, Leistung sowie Projektanzahl auf Inbetriebnahmejahre	39
Abbildung 22: Verteilung der Projektdatenbasis hinsichtlich Anlagenanzahl, Leistung sowie Projektanzahl auf Postleitzahlregionen.....	40
Abbildung 23: Spezifische Hauptinvestitionskosten in €/kW mit Standardabweichung nach Leistungsklasse und Nabenhöhe	41
Abbildung 24: Trendlinien der spezifischen Hauptinvestitionskosten in €/kW in Abhängigkeit von der Nabenhöhe und der spezifischen Flächenleistung	42
Abbildung 25: Inflationsbereinigte spezifische Hauptinvestitionskosten in €/kW 2017 als Trendlinien über der Nabenhöhe im Zeitverlauf	43
Abbildung 26: Spezifische Investitionsnebenkosten in €/kW 2016 sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Investitionsnebenkosten	44
Abbildung 27: Inflationsbereinigte spezifische Investitionsnebenkosten in €/kW 2016 im Zeitverlauf.....	45
Abbildung 28: Durchschnittliche spezifische Betriebskosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Betriebskosten nach Dekaden.....	47
Abbildung 29: Inflationsbereinigte spezifische Betriebskosten in 2016 €/kW im Zeitverlauf.....	48
Abbildung 30: Methodik der Stromgestehungskostenberechnung	49
Abbildung 31: Einfluss möglicher Abschläge auf den Energieertrag für eine Beispielanlage mit einer spezifischen Flächenleistung von 250-300 W/m ²	52
Abbildung 32: Mittlere Stromgestehungskosten und anzulegende Werte nach Standortgüte im Übergangssystem.....	53
Abbildung 33: Sensitivitätsanalyse der mittleren Stromgestehungskosten hinsichtlich der Variation verschiedener Eingangsparameter.....	55
Abbildung 34: Mittlere Stromgestehungskosten Basisfall und mit unterschiedlichen Annahmen zu negativen Preisen.....	57
Abbildung 35: Mittlere Stromgestehungskosten (abgeschätzt) und Höchstwerte nach Standortgüte für WEA mit BImSchG-Genehmigung im Ausschreibungssystem.....	59

Abbildung 36: Mittlere Stromgestehungskosten (abgeschätzt) und mittlere anzulegende Werte je Ausschreibungsrunde nach Standortgüte für WEA ohne BImSchG-Genehmigung im Ausschreibungssystem.....	61
Abbildung 37: Eingereichte Gebotsmengen im Vergleich zu den jeweiligen Ausschreibungsvolumina (links); Spannweite und mengengewichteter Durchschnitt der Gebotswerte (rechts).....	70
Abbildung 38: Spannweite der Gebotswerte mit Zuschlag und mengengewichteter Durchschnitt der Zuschlagswerte	71
Abbildung 39: Anteil am Gebotsvolumen je Bietertyp.....	73
Abbildung 40: Anteil am Zuschlagsvolumen je Bietertyp	73
Abbildung 41: Zuschläge je Akteur.....	74
Abbildung 42: Gebots- und Zuschlagsvolumen je Bundesland und Gebotstermin im Jahr 2017.....	76
Abbildung 43: Summe der Zuschlagsvolumina je Bundesland in den Ausschreibungen des Jahres 2017	77
Abbildung 44: Anzahl zugeschlagener Windenergieanlagen je Landkreis.....	78
Abbildung 45: Verteilung des Gebots- und Zuschlagsvolumens nach Gebotsgrößen im Jahr 2017	79
Abbildung 46: Zuschlagsquote nach Gebotsgröße im Jahr 2017	79
Abbildung 47: Mittlerer Anteil am Brutto-Zubau 2015 – 2017 und Zuschlagsquote je Bundesland sowie Anteile von Geboten und Zuschlägen in den drei Ausschreibungsrundes des Jahres 2017 aus den Bundesländern am Gesamtvolumen.....	81
Abbildung 48: Verteilung der Standortgüte von WEA (nach alter Referenzertragsdefinition) in den Bundesländern mit Beteiligung an der Ausschreibung für Windenergie an Land im Jahr 2017 sowie Zuschlagsquote im jeweiligen Bundesland.....	83
Abbildung 49: Mittlere Standortgüte in den HWR bei unterschiedlichen Annahmen zu den Ertragsabschlägen.....	85
Abbildung 50: Veränderung der Standortgüte beim Wechsel von der Referenzstandortsdefinition an drei Standorten mit unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten und Höhenprofilen.....	86
Abbildung 51: Darstellung der Anlagenlebensdauer der im Anlagenregister gemeldeten stillgelegten Anlagen in den Jahren 2014 bis 2017	87

Abbildung 52: Anzulegende Werte in Grundvergütungs- und Anfangsvergütungszeitraum nach EEG 2014 und EEG 2017 unter Berücksichtigung der voraussichtlichen Degression	90
Abbildung 53: Gegenüberstellung von mittleren Stromgestehungskosten im Übergangssystem mit den anzulegenden Werten nach EEG 2017 Übergangsregelung (Jan 2017 – Dez 2018).....	92

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Brutto-Zubau nach Jahren in für das Basis-Szenario.....	21
Tabelle 2: Gebotstermine und Ausschreibungsvolumina für Windenergie an Land gemäß § 28 Absatz 1 Satz 1 EEG 2017	24
Tabelle 3: Korrekturfaktoren zur Berechnung der anzulegenden Werte gemäß § 36h EEG 2017.....	28
Tabelle 4: Ausgestaltungselemente der Ausschreibungen für Windenergie an Land.....	31
Tabelle 5: Vergleichende Übersicht der Haupt-Eingangsparameter zur Stromgestehungskostenberechnung aus früheren Analysen	36
Tabelle 6: Grundannahmen zur Anlagenkonfiguration, Kosten und Volllaststunden über die Standortgüten.....	50
Tabelle 7: Grundannahmen zu fixen und variablen Betriebskosten.....	51
Tabelle 8: Grundannahmen zu Finanzierungsparametern	51
Tabelle 9: Ausschluss von Geboten	80
Tabelle 10: Bezuschlagte Anlagen nach Ausschreibungsrunden und Höchstwertregion.....	84

Abkürzungsverzeichnis

€/kWh	Euro je Kilowattstunde
Abs.	Absatz
AnlReg	Anlagenregister
BDB	Betreiberdatenbasis
BEG	Bürgerenergiegesellschaft
BEP	Bürgerenergieprojekt
BF	Betriebsführung
BGBI.	Bundesgesetzblatt
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BNetzA	Bundesnetzagentur
Bspw.	Beispielsweise
BüGembeteilG	Bürger und Gemeindenbeteiligungsgesetz
BWE	Bundesverband WindEnergie e.V.
Bzgl.	Bezüglich
Bzw.	Beziehungsweise
ct/kWh	Cent je Kilowattstunde
DIBt	Deutsches Institut für Bautechnik
DWG	Deutsche WindGuard
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EFP	Energieforschungsprogramm
EinsMan	Einspeisemanagement
etc.	et cetera
ggf.	gegebenenfalls
GW	Gigawatt
h/a	Stunden pro Jahr
HIK	Hauptinvestitionskosten
HWR	Höchstwertregion
Inkl.	Inklusive
Kaufm.	Kaufmännische
kW	Kilowatt
kW/km ²	Kilowatt je Quadratkilometer
M-V	Mecklenburg-Vorpommern
MW	Megawatt
NH	Nabenhöhe
Nr.	Nummer
∅	Durchschnitt
PLZ	Postleitzahl
Q1	Quartal 1
Q4	Quartal 4
s.o.	siehe oben
Spez.	Spezifische
Techn.	Technische
TWh	Terrawattstunden
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
Vgl.	Vergleiche
W/m ²	Watt je Quadratmeter
WEA	Windenergieanlage
ZSW	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

1. Zusammenfassung

Im vorliegenden wissenschaftlichen Bericht zur Vorbereitung und Begleitung des durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zu erstellenden EEG-Erfahrungsberichts werden die bisher erzielten Ergebnisse der Evaluierung der Entwicklung der Windenergie an Land in den letzten Jahren unter den Regelungen des EEG dargestellt.

In den letzten Jahren verzeichnete die Branche in Deutschland Rekordzahlen im Zubau von Windenergieanlagen. Sowohl 2014 mit 4,8 GW als auch 2017 mit 5,5 GW wurden neue Höchstwerte erreicht. Die 2017 realisierten Windenergieanlagen fallen in die Übergangsregelung vor der Einführung von Ausschreibungen für Windenergie an Land, die auch noch die Installationen 2018 prägen wird. Die Übergangs-Anlagen wurden vor Jahresende 2016 genehmigt, der Bundesnetzagentur rechtzeitig gemeldet und haben nicht auf den Förderungsanspruch nach Übergangsregelung verzichtet, um freiwillig an Ausschreibungen teilzunehmen. Aufgrund der Realisierungsfrist bis Ende 2018 und der steten Degression der anzulegenden Werte bis dahin, besteht für die Projekte ein großer Druck zur schnellen Umsetzung. Für 2018 wird bereits ein reduzierter Zubau erwartet, da viele der Übergangsanlagen bereits errichtet wurden.

Im Jahr 2017 fanden zudem die ersten drei Ausschreibungsrunden für die Windenergie an Land statt. Im Mai, August und November wurden Zuschläge für einen Förderanspruch an 800 MW in der ersten Runde bzw. je 1.000 MW in der zweiten und dritten Runde vergeben. An den Ausschreibungen teilnehmen konnten Bieter mit Projekten, die im Jahr 2017 genehmigt wurden oder die früher genehmigt wurden, aber auf den Förderanspruch aus dem Übergangssystem verzichteten sowie Bieter mit Projekten ohne Genehmigung, die unter die Sonderregelungen für Bürgerenergiegesellschaften (BEG) fallen. Die mittleren Zuschlagswerte sanken über die drei Runden hinweg stetig von 5,71 ct/kWh auf zuletzt 3,82 ct/kWh. Besonders viele Zuschläge entfielen auf die Bundesländer Brandenburg und Niedersachsen, während auf die südlichen Bundesländer deutlich weniger Zuschläge entfielen. 97% des Ausschreibungsvolumens wurde dabei an Projekte von Bürgerwindgesellschaften vergeben, die zum Gebotszeitpunkt größtenteils noch nicht über eine Genehmigung für die Anlagen verfügten und neben anderen Vorteilen eine verlängerte Realisierungsfrist von 4,5 Jahren genießen.

Die Ergebnisse der Ausschreibungen und vor allem die starke Prägung durch die als Ausnahme angedachte Regelung für Bürgerenergiegesellschaften führen zu den aktuell diskutierten Fragestellungen hinsichtlich der Weiterentwicklung des EEG: Aufgrund der langen Realisierungsfristen der bezuschlagten Projekte wird ein Zubau-Einbruch insbesondere im Jahr 2019 befürchtet, der eine industriepolitische Herausforderung darstellt. Die Effekte sind bereits heute in der Zuliefererindustrie spürbar und insbesondere die Hersteller von Windenergieanlagen, die einen größeren Anteil ihrer Absätze im Inlandsgeschäft haben, erwarten negative Effekte auf die Umsatz- und Beschäftigungszahlen. In diesem Zusammenhang wurden im Jahr 2017 bereits 1.850 Arbeitsplätze allein in den größeren Unternehmen der Windindustrie gestrichen [DWG 2017g]. Aus industriepolitischer Sicht erscheinen Sonderausschreibungen ohne die Ausnahmeregelungen für BEG als probates Mittel. Hierbei ist sowohl die zu erwartende Wettbewerbsintensität im Blick zu behalten, also auch die Zielerreichung bezüglich des Ausbaus der Erneuerbaren Energien und des Klimaschutzes.

Für die ersten beiden Ausschreibungsrunden 2018 wurde die Teilnahme bereits auf Projekte mit bundesimmissionsschutzrechtlicher Genehmigung beschränkt. Dadurch wird ein wichtiger Schritt zur Heilung des Ausschreibungssystems unternommen. Mögliche alternative Handlungsmöglichkeiten für Maßnahmen im Bereich der Bürgerenergie und Akteursvielfalt, wie bspw. staatliche Bürgschaften und Kredite mit Absicherung durch Risikofonds oder Investitionszuschüssen für die Projektentwicklung, sind intensiv und unter Berücksichtigung der jeweils gesonderten Zielsetzungen zu prüfen, um ähnliche Fehlentwicklungen wie bei den Ausschreibungen in 2017 auszuschließen.

Ein weiteres Thema ist das relativ starke Nord-Süd-Gefälle in den ersten drei Ausschreibungsrunden 2017. Die Regionen, in denen die Standortgüte aller Wahrscheinlichkeit nach zu großen Teilen außerhalb des Differenzierungsbereichs liegt, konnten 2017 nicht erfolgreich an den Auktionen teilnehmen. Um dem zu begegnen, sind verschiedene Möglichkeiten bereits Gegenstand der Diskussion, darunter bspw. auch eine mögliche Quotenregelung für den Süden. Die Standortdifferenzierung ist ein wichtiges Kernthema für den weiteren Ausbau an Land. Bei der Wahl geeigneter, weiterentwickelter Steuerungsinstrumente sollte vorab die Zielverteilung genau charakterisiert und die Modelle einer intensiven Prüfung unterzogen werden.

2. Einleitung / Einführung

Die Deutsche WindGuard ist gemeinsam mit dem Unterauftragnehmer ZSW (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg) durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie mit der Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 des EEG 2014 im Teilvorhaben Windenergie an Land (Vorhaben IIe, Fachlos 6) beauftragt.

Im vorliegenden ersten Zwischenbericht werden die bisher erzielten Ergebnisse der Evaluierung der Entwicklung der Windenergie an Land in den letzten Jahren unter den Regelungen des EEG dargestellt. Die bisher erzielten Zwischenergebnisse werden stetig weiterentwickelt und ausgeweitet. Im Bericht werden der Stand der Marktentwicklung in Deutschland (Kapitel 3) und die Steuerungs- bzw. Anreizmöglichkeiten inner- und außerhalb des EEG (Kapitel 4) betrachtet. Die ökonomischen Aspekte (Kapitel 5) umfassen neben der Kostensituation der Windenergie an Land (Kapitel 5.1) und der Ermittlung der Stromgestehungskosten (Kapitel 5.2) erste Analysen zur Wirtschaftlichkeit des ungeforderten Anlagenbetriebs (Kapitel 5.4) und den Vermarktungsmöglichkeiten (Kapitel 5.5). Weiterhin werden die Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunde dargestellt (Kapitel 5.6) und die wirtschaftliche mit der technischen Lebensfähigkeit der Projekte in Zusammenhang gebracht (Kapitel 5.7). Weiterhin erfolgt eine Gegenüberstellung der Erlöse und Kosten für Strom aus Windenergie (Kapitel 6). Zusätzlich werden die im EEG begründeten Hemmnisse für den Windenergieausbau vorgestellt (Kapitel 6.1). Hemmnisse, die nicht im EEG begründet sind, werden ebenfalls thematisiert (Kapitel 6.2). Die Ergebnisse werden im weiteren Verlauf des Vorhabens ausgebaut und vertieft, eine weitere Aktualisierung des Berichts ist vorgesehen.

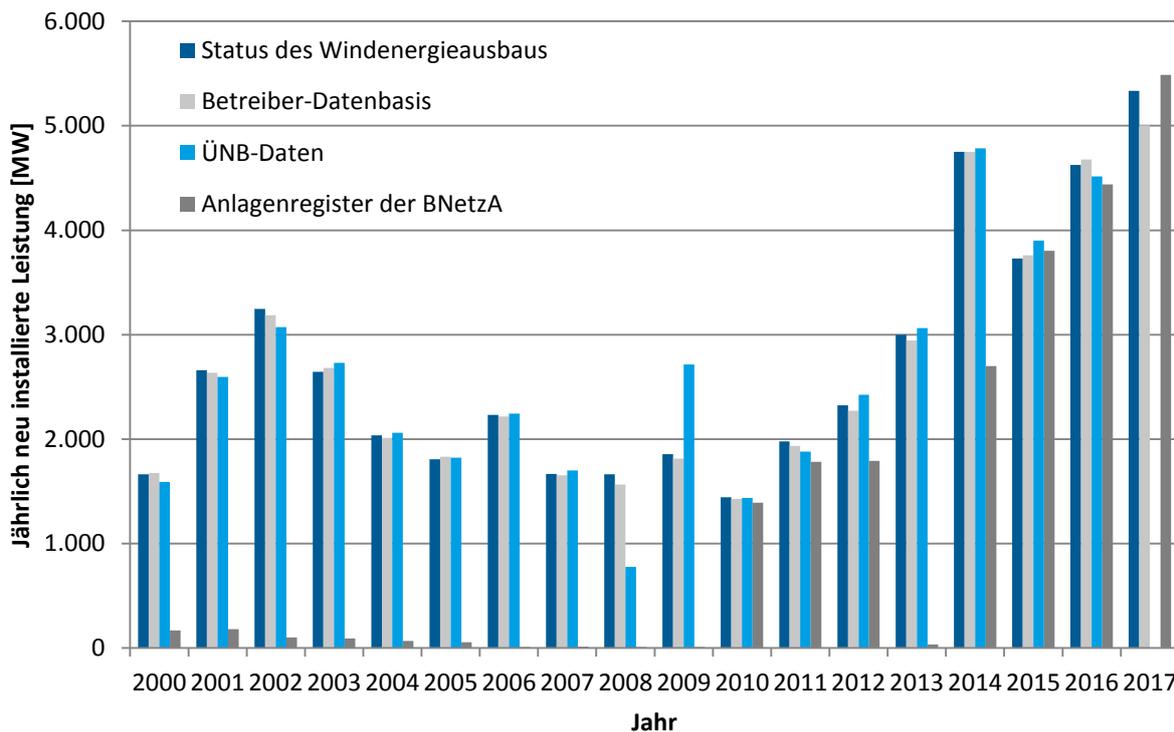
3. Stand der Marktentwicklung in Deutschland

Der Ausbau der Windenergie an Land erreichte zum Jahresende 2017 einen Status von rund 50 GW installierter Leistung, wobei in den nachfolgenden Kapiteln noch auf die Probleme bei der Erfassung der Zu- und Rückbaudaten und somit auch der installierten Gesamtleistung eingegangen wird. Grundsätzlich ist der jährliche Zubau von Windenergieleistung in verschiedenen Datenbanken erfasst.

In Abbildung 1 ist der Leistungszubau seit 2000 gemäß unterschiedlicher Datenquellen dargestellt. Jede dieser Datenbanken weist gewisse Vor- und Nachteile auf. Somit ist je nach Fragestellung die Nutzung unterschiedlicher Datenquellen sinnvoll. Beispielweise werden in den Daten der Übertragungsnetzbetreiber stillgelegte Anlagen nicht langfristig gespeichert, sondern herausgelöscht. Zudem werden Anlagen teilweise ungekennzeichnet zu Parks zusammengefasst. In der Betreiberdatenbasis sowie den Datensätzen zum Status des Windenergieausbaus ist der Rückbau hingegen nicht vollständig erfasst. Die Betreiberdatenbasis und die Datensätze zum Status des Windenergieausbaus beinhalten im Gegensatz zu den ÜNB-Daten dafür Informationen zur Anlagenkonfiguration. Der Stichtag der Erhebung unterscheidet sich ebenfalls je nach Datenbank. Während ÜNB-Daten sowie das Anlagenregister der BNetzA auf die Inbetriebnahme abstellen, wird in den Datensätzen zum Status des Windenergieausbaus und der Betreiberdatenbasis auf das Installationsdatum abgestellt. Dieser Unterschied wird insbesondere bei der Betrachtung der Zubaujahre 2008 und 2009 deutlich. Das Anlagenregister¹, das eine große Bandbreite an Informationen zu den seit August 2014 in Betrieb genommenen Anlagen bietet, reicht nicht ausreichend in die Vergangenheit zurück, da eine Meldepflicht für ältere Anlagen nur besteht, wenn diese einer Leistungsänderung unterzogen oder stillgelegt werden oder eine Verlängerung der Anfangsvergütungsdauer erhalten. Das Marktstammdatenregister, das ein vollständigeres Bild über den Anlagenbestand bieten soll, ist zum Zeitpunkt der Berichtserstellung noch nicht verfügbar.²

¹ . Das Anlagenregister hat die Datenlage über den Windenergiezubau deutlich verbessert, allerdings enthalten die Datensätze an vielen Stellen nach wie vor Fehler. Bei der Arbeit mit den Datensätzen müssen folglich oftmals an einigen Stellen Korrekturen oder Anpassungen vorgenommen werden, um das bestmögliche Abbild des Zubaus zu erfassen. An dieser Stelle besteht weiterer Optimierungsbedarf.

² Im Marktstammdatenregister soll der vollständige Bestand erfasst werden, dafür fallen im Marktstammdatenregister einige der im Anlagenregister beinhalteten Informationen (z.B. Windgeschwindigkeit) weg, andere werden zu Pflichtangaben (z.B. Verhältnis der Ertrageschätzung zum Referenzertrag)



Datengrundlage: DWG 2018, BDB 2017b, BNetzA 2017, AnlReg 1/18. Quelle: Eigene Darstellung DWG

Abbildung 1: Jährlicher Leistungszubau in MW gemäß unterschiedlicher Datenquellen

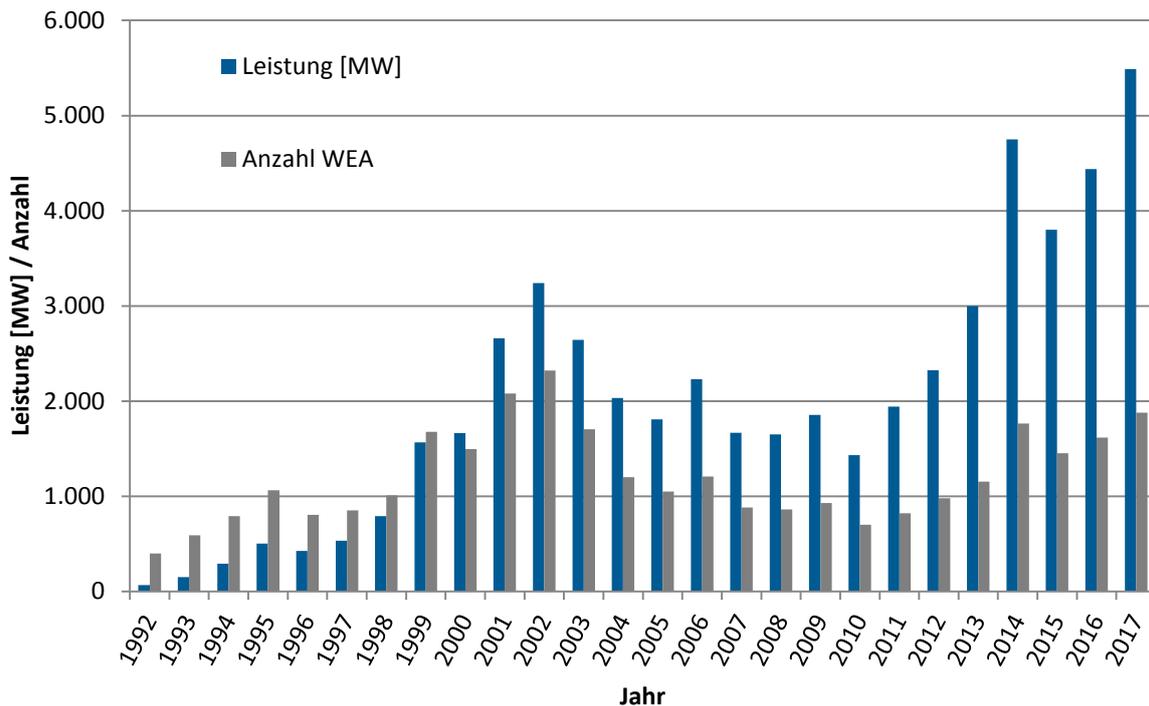
Im Folgenden werden die unterschiedlichen Datensätze in Abhängigkeit davon, welche Datenquelle sich für die jeweilige Fragestellung am besten eignet, zur Analyse herangezogen. Die Ergebnisse können daher geringfügig abweichen.

3.1. Entwicklung des Windenergieausbaus bis Ende 2017

Im Folgenden wird die Entwicklung des Windenergieausbaus bis zum Jahresende 2017 betrachtet. Der Fokus liegt dabei unter anderem auf der Entwicklung des jährlichen Zubaus, des Rückbaus sowie des Gesamtbestands.

3.1.1. Jährlicher Zubau

Seit Anfang der 90er Jahre des letzten Jahrhunderts wird Windenergie in Deutschland kommerziell zugebaut. Der jährliche Leistungszubau erlebte die erste Hochphase nach der Einführung des EEG im Jahr 2000. Der Zubau nach 2002 erfolgte mit sinkender Tendenz bis zum Jahr 2010, das den niedrigsten Leistungszubau seit Einführung des EEG verzeichnete. Dieser Trend kehrte sich binnen kurzer Zeit um, so dass in 2014 ein weiteres Spitzenjahr des Leistungszubaus erreicht wurde und mit 4,8 GW der Zubau der Vorjahre deutlich übertroffen wurde. Auffällig ist jedoch, dass aufgrund der gesteigerten durchschnittlichen Anlagenleistung trotz des hohen Leistungszubaus die Anzahl der neu errichteten Windenergieanlagen unter der der Jahre 2001 und 2002 blieb. Der Leistungszubau der Jahre 2015 und 2016 erreichte zwar das Rekordjahr 2014 nicht wieder, jedoch ist das Zubauniveau mit 3,8 bzw. 4,4 GW weiterhin hoch. Die zugebaute Leistung und Anlagenanzahl konnte im Jahr 2017 einen neuen Rekord aufstellen. Mit 5,5 GW übertrifft der Leistungszubau den des Jahres 2014 deutlich (+15%). Die Anzahl der neu installierten Anlagen übertrifft den Rekord dabei weniger stark (+6%), was auf eine weiterhin steigende Anlagenleistung zurückzuführen ist.



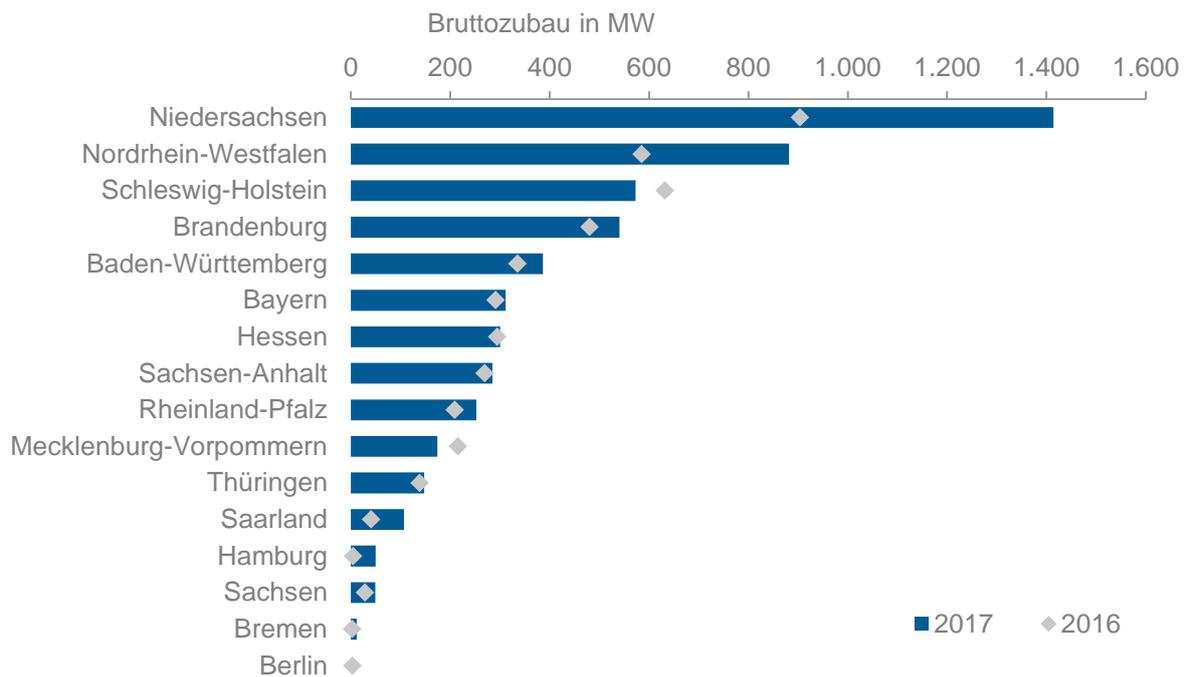
Datengrundlage: DWG 2018, AnlReg 1/18 Quelle: Eigene Darstellung DWG

Abbildung 2: Leistungs- und Anlagenzubau in Deutschland im Zeitverlauf von 1992 bis 2017

3.1.2. Regionale Verteilung nach Bundesländern

Während der Zubau der Windenergieentwicklung zu Beginn der 90er noch stark auf den Norden des Landes konzentriert war, wurden mit zunehmender Entwicklung auch in der Mitte sowie im Süden des Landes Windenergieanlagen errichtet. Das EEG schafft mittels der durch das Referenzertragsmodell ermöglichten standortdifferenzierten Vergütung einen Ausgleich für windschwache Standorte. Folglich ist die Windhöffigkeit nicht allein ausschlaggebend für die Umsetzung von Windenergieprojekten in den einzelnen Bundesländern.

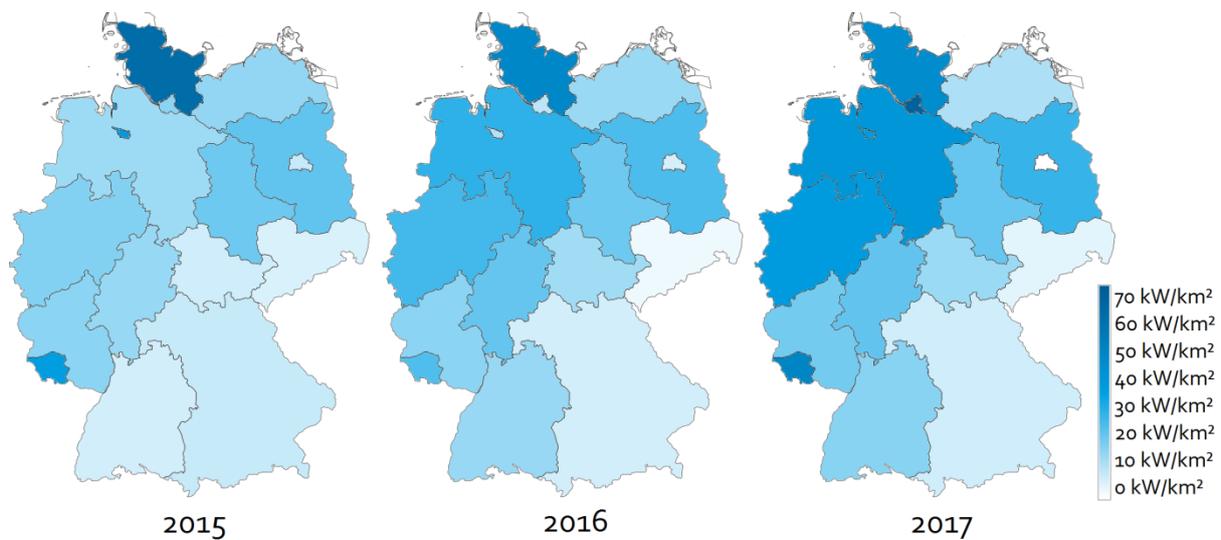
In Abbildung 3 ist der Leistungszubau nach Bundesländern für die Jahre 2016 und 2017 dargestellt. Den größten Leistungszubau in den Jahren 2016 und 2017 erzielten die Länder Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Schleswig-Holstein und Brandenburg. Während Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen im Vergleich zum Vorjahr den Zubau deutlich steigern konnten, wurde in Schleswig-Holstein rund 9% weniger Leistung zugebaut als im Jahr zuvor. Auch in Mecklenburg-Vorpommern (-19%) blieb der Zubau im Jahr 2017 hinter dem des Vorjahres zurück. Eine Steigerung des Zubaus im Vorjahresvergleich erreichten neben Saarland und Sachsen auch die Stadtstaaten Bremen und Hamburg.



Datengrundlage: AnlReg 1/18 Quelle: Eigene Darstellung DWG/ZSW

Abbildung 3: Leistungszubau in den Bundesländern in den Jahren 2016 und 2017

Betrachtet man den Zubau nach Bundesländern relativiert über die jeweilige Landesfläche, weist Schleswig-Holstein nicht nur 2015, sondern auch im Jahr 2016 den stärksten Zubau je km² Landesfläche auf. Die Konzentration des Zubaus auf Schleswig-Holstein ist dabei insbesondere 2015 massiv, aber auch 2016 liegt sie mit 40 kW/km² mindestens doppelt so hoch wie in den übrigen Bundesländern. Grundsätzlich ist der Zubau 2016 jedoch gleichmäßiger verteilt. Besonders niedrig bleibt jedoch auch 2016 der Zubau je Landesfläche im Südosten Deutschlands. Im Jahr 2017 nimmt die Leistungsdichte in Schleswig-Holstein weiter leicht ab und der flächenbezogene Zubauschwerpunkt verschiebt sich weiter nach Westen in die Länder Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen. Aufgrund der kleinen Fläche bei einem sichtbaren Zubau ist im Jahr 2017 bezogen auf die Landesfläche in Hamburg und Saarland der stärkste Zubau erfolgt. Besonders niedrig ist der flächenbezogene Leistungszubau im Südosten Deutschlands. In Bayern und Sachsen wurde am wenigsten Leistung je Quadratkilometer Fläche installiert.

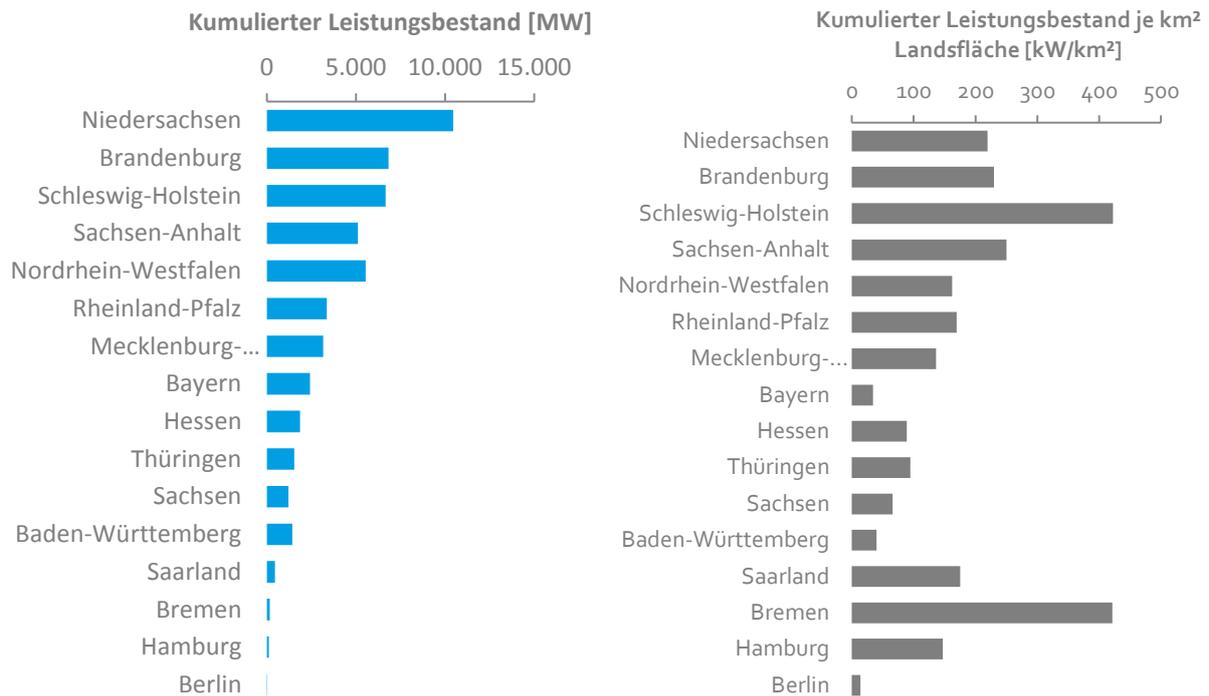


Datengrundlage: AnlReg 1/18, Statistische Ämter 2017 Quelle: Eigene Darstellung DWG
Abbildung 4: Dichte des jährlichen Leistungszubaus nach Bundesländern in den Jahren 2015, 2016 und 2017

3.1.3. Gesamtbestand

Hinsichtlich der Erfassung von Gesamtbestand und Rückbau der Anlagen besteht das eingangs beschriebene Problem der unterschiedlichen Datenbasen. Die Erfassung des Rückbaus insbesondere vor der Einführung des Anlagenregisters erfolgt nicht vollständig. Dem Status des Windenergieausbaus gemäß sind Ende 2017 etwa 28.675 Anlagen mit 50,8 GW installiert. Die BDB erfasst bis Ende 2017 (Erfassungsstand Dezember 2017) 29.284 installierte Anlagen mit einer Gesamtleistung von 50,7 GW. Die ÜNB-Anlagenstammdatensätze weisen für Ende 2016 insgesamt 26.044 Datensätze mit 45,6 GW aus – diese werden somit nur in Ergänzung der Kenntnisse aus dem Anlagenregister über den Zubau und Rückbau 2017 vergleichend nutzbar. Dort wurde für diese das Jahr 2017 ein Brutto-Zubau von über 5 GW erfasst. Diese Ausführungen zeigen, wie unterschiedlich die zugänglichen Daten sind. Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass die Rückbauerfassung bei den ÜNB und im Anlagenregister vollständiger ist und daher auf diese Ergebnisse abgestellt.

Der stete Zubau von Windenergie in Deutschland resultierte den erfassten Daten in ÜNB-Stammdatensätzen und Anlagenregister zufolge in einem kumulierten Leistungsbestand von gut 50 GW zum Jahresende 2017. Die Verteilung des kumulierten Bestandes sowie der kumulierten Leistungsdichte auf die Bundesländer ist in Abbildung 5 dargestellt. Hinsichtlich der absoluten kumulierten Leistung stehen Niedersachsen, Brandenburg und Schleswig-Holstein im Landesvergleich ganz vorn. Betrachtet man die relativ auf die Landesfläche bezogene kumulierte Leistung (Leistungsdichte) kann mit Schleswig-Holstein nur der Stadtstaat Bremen (der über eine geringe kumulierte Leistung auf einer ebenfalls geringen Landesfläche verfügt) konkurrieren. Über dem Bundesschnitt von 141 kW/km² liegen zudem Sachsen-Anhalt, Brandenburg, Niedersachsen, Rheinland-Pfalz, Nordrhein-Westfalen, Hamburg sowie Saarland. Unterdurchschnittlich ist die kumulierte Leistungsdichte somit in Berlin, Baden-Württemberg, Bayern, Sachsen, Hessen, Thüringen und Mecklenburg-Vorpommern.



Datengrundlage: BNetzA 2017, AnlReg 1/18, Statistische Ämter 2016 Quelle: Eigene Darstellung DWG

Abbildung 5: Kumulierte Leistung und kumulierte Leistungsdichte nach Bundesländern

3.1.4. Rückbau

Der Rückbau von Altanlagen kann aus verschiedenen Gründen erfolgen. Dazu gehören beispielsweise technische Probleme, die einen Weiterbetrieb ausschließen oder sehr teure Ersatzinvestitionen nach sich ziehen, sodass der Betrieb nicht mehr wirtschaftlich möglich ist. Auch ist das flächenbedarfsbedingte Repowering ein Grund, Anlagen vor dem Ablauf ihrer Lebensdauer zurückzubauen. Dabei wird eine Altanlage zurückgebaut, um auf derselben Fläche eine neue, leistungsstärkere Anlage zu errichten. Zudem wurden der Rückbau von Altanlagen und die gleichzeitige Neuerrichtung von Anlagen im selben oder angrenzenden Landkreis in der Vergangenheit durch eine Verlängerung der Anfangsvergütungsdauer (EEG 2004) bzw. einen sogenannten Repoweringbonus (EEG 2009 und EEG 2012) angereizt. Im EEG 2014 wurde dieser Bonus jedoch abgeschafft.

In Abbildung 6 wird der monatliche Rückbau von August 2014 bis Dezember 2017 dargestellt. Deutlich wird der erhöhte Rückbau Ende 2014, der auf die Ausnutzung des auslaufenden Repoweringbonus gemäß der Regelung im EEG 2012 zurückzuführen ist. Der Rückbau im ersten Halbjahr 2015 ist deutlich geringer und steigt im Sommer 2015 wieder etwas an. Die monatliche Stilllegungsmenge 2016 ist insbesondere gegenüber der zweiten Jahreshälfte 2015 nicht signifikant verändert. In der ersten Jahreshälfte 2017 steigen die Stilllegungen an und erreichen ihren Peak im Juli 2017, der mit 114 MW im Betrachtungszeitraum von August 2014 bis Dezember 2017 die mit Abstand höchste monatlich stillgelegte Leistung aufweist. Insgesamt steigt der Rückbau in 2017 um 23% gegenüber dem Vorjahr.

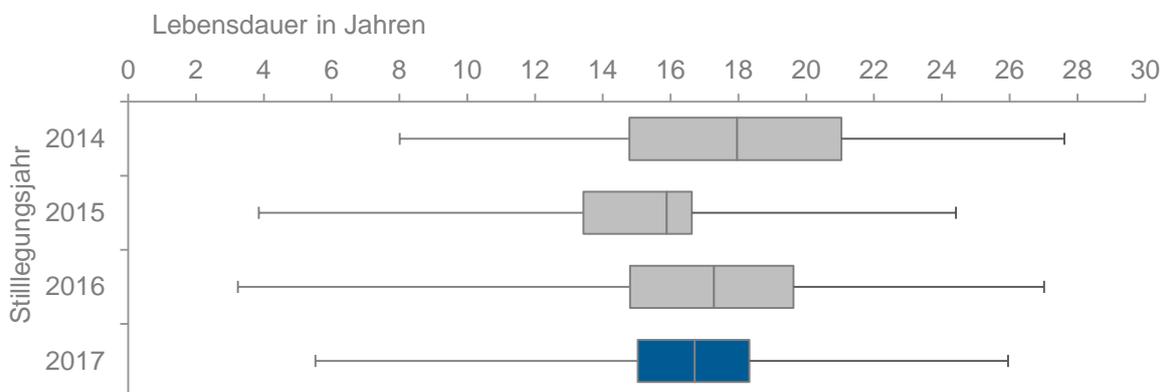
Stilllegungen pro Monat



Datengrundlage: AnlReg 1/18 Quelle: Eigene Darstellung DWG/ZSW

Abbildung 6: Stilllegung nach Monaten von August 2014 bis Dezember 2017

Betrachtet man die seit August 2014 zurückgebauten Anlagen etwas genauer, lassen sich Rückschlüsse bezüglich der Technologie und des Anlagenalters ziehen. Die im Jahr 2014 zurückgebauten Anlagen wiesen im Mittel eine Nennleistung von 0,6 MW auf, die 2015 und 2016 stillgelegten WEA hatten im Schnitt eine Kapazität von knapp über 1 MW. 2017 wurden Anlagen mit einer Nennleistung von im Schnitt 1,3 MW abgebaut. Die durchschnittliche Lebensdauer der in 2017 stillgelegten Anlagen liegt unverändert zum Jahr 2016 bei 17 Jahren. Gegenüber den im Jahr 2015 zurückgebauten Anlagen hat sich die durchschnittliche Lebensdauer um 7% gesteigert. 2014 waren die stillgelegten Anlagen im Durchschnitt etwas älter. Deutlich wird somit durch die Untersuchung, dass die stillgelegten Anlagen oftmals ihre Entwurfslebensdauer von 20 Jahren noch nicht erreicht haben.



Datengrundlage: AnlReg 1/18 Quelle: Eigene Darstellung DWG/ZSW

Abbildung 7: Median, Quartile sowie Minima und Maxima der Lebensdauer der stillgelegten WEA nach Stilllegungsjahr

In den letzten Jahren erreichte neben den zurückgebauten Windenergieanlagen eine große Anzahl weiterer Anlagen ihre technische Entwurfslebensdauer von 20 Jahren. Ist kein Repowering am Standort möglich, besteht die Option eines Weiterbetriebs. Bisher ist der Weiterbetrieb von Anlagen durchaus lukrativ, da die Anlagen zu den reinen Betriebskosten betrieben werden können und weiterhin Einnahmen in Höhe der EEG-Grundvergütung erzielen. Grund ist, dass auch für vor dem Jahr 2000 installierte Windenergieanlagen mit dem EEG 2000 eine Betriebsdauer von 20 Jahren ohne Berücksichtigung des Inbetriebnahmejahres bei theoretischer Inbetriebnahme im April 2000

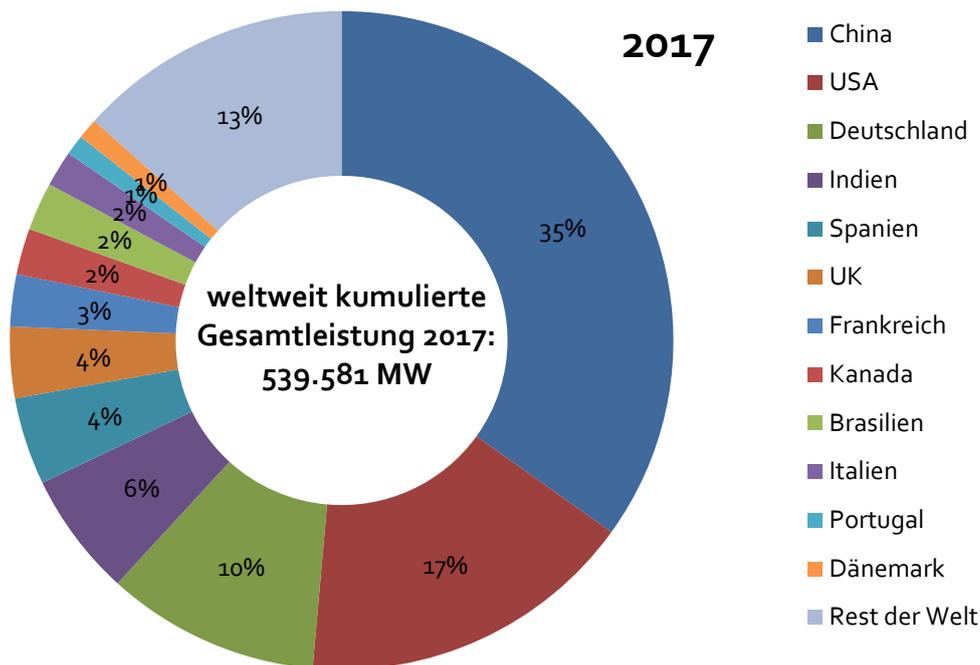
festgelegt wurde. Im Jahr 2021 wird sich die Situation erstmals ändern und für Anlagen mit einem Alter von 20 Jahren und mehr keine EEG-Vergütung mehr gezahlt. Inwiefern der Weiterbetrieb dann gleichermaßen attraktiv bleibt, hängt von den zukünftigen Strompreisen, Entwicklungen im Bereich der Betriebskosten für Altanlagen und den weiteren Rahmenbedingungen zur Vermarktung des Stroms aus nicht EEG-geförderten Windenergieanlagen ab.

In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass ein zunehmender Rückbau von Altanlagen, der eintreten könnte, wenn der erzeugte Strom nach dem EEG-Vergütungsende nicht anderweitig rentabel vermarktet werden kann, relevante Auswirkungen auf die Zielerreichung im Bereich der Windenergie an Land haben könnte. Noch liegt der Rückbau auf einem vergleichsweise niedrigen Niveau, mit etwa 469 MW im Jahr 2017 zeigte sich jedoch zum dritten Mal in Folge ein spürbarer Anstieg gegenüber dem jeweiligen Vorjahr (2015: 179 MW, 2016: 280 MW). Das Volumen dürfte zudem in den kommenden Jahren weiter anziehen, nicht zuletzt da zum 31. Dezember 2020 für die ersten Windenergieanlagen der gesetzlich bestimmte Vergütungsanspruch endet. Zum genannten Stichtag sind hiervon voraussichtlich Windenergieanlagen im Umfang von rund 4.000 MW betroffen. In den folgenden Jahren kommen jährlich mit Mittel etwa 2.400 MW hinzu [DWG 2016]. Der Netto-Zubau (Brutto-Zubau abzüglich Stilllegungen) wird bei fortschreitendem Rückbau der Altanlagen damit unter 2.800 MW liegen und könnte ab 2021 deutlich zurückgehen.

3.1.5. Zubauentwicklung international

Im Jahr 2017 wurden weltweit Windenergieanlagen mit 52.573 MW zugebaut. Dies beinhaltet sowohl Offshore-Anlagen als auch Windenergieanlagen an Land. Gegenüber dem Vorjahr sank der Brutto-Leistungszubau somit um etwa 4%. Im Ländervergleich der im Jahr 2017 zugebauten Leistung erreicht Deutschland mit 6.581 MW den dritten Platz. Nur die Volksrepublik China und die Vereinigten Staaten von Amerika erreichten mit 188.232 MW bzw. 89.077 MW einen höheren Leistungszubau. [GWEC 2018]

Die weltweit kumulierte Gesamtleistung beträgt Ende 2017 539.581 MW. Gegenüber dem Vorjahr entspricht dies einer Steigerung von 11%. Auch bei der Betrachtung der kumulierten Leistung liegt Deutschland auf dem dritten Rang hinter China und den USA. Insgesamt stellen China (34,9%), USA (16,5%) und Deutschland (10,4%) damit zum Ende des Jahres 2017 einen Anteil von 62% an der weltweiten kumulierten Leistung. Die ebenfalls bezüglich der kumulierten Leistung unter den Top-10 platzierten EU-Länder Spanien (Rang 5), Großbritannien (Rang 6), Frankreich (Rang 7) sowie Italien (Rang 10) erreichen gemeinsam einen Anteil von rund 13%. [GWEC 2018]



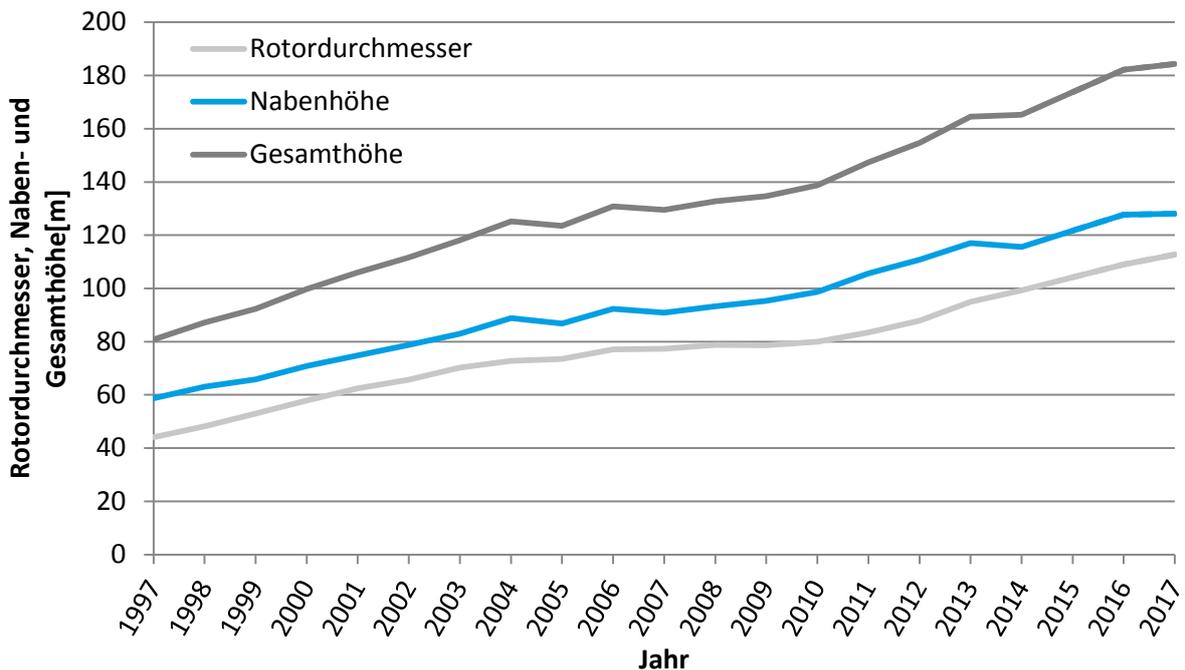
Datengrundlage: GWEC 2018 Quelle: Eigene Darstellung DWG

Abbildung 8: Anteile der Länder an der weltweiten kumulierten Gesamtleistung von Windenergieanlagen (an Land und auf See), Stand Ende 2017³

3.2. Stand der Technologieentwicklung

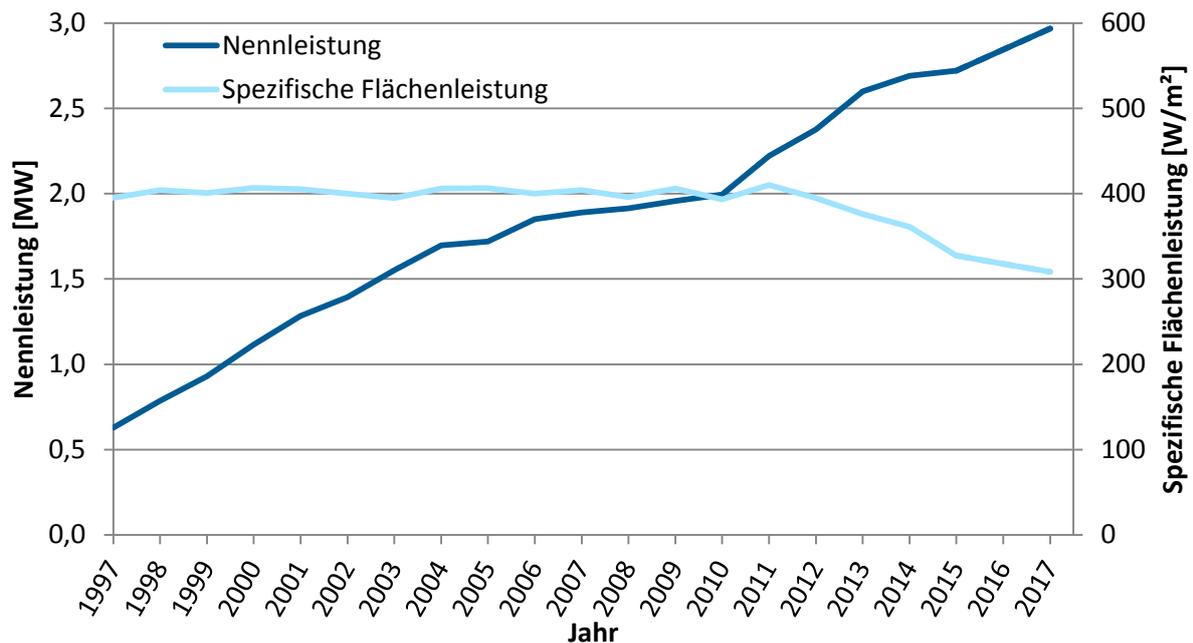
Seit Beginn des Windenergiezubaues in den 90er Jahren war die Technologieentwicklung durch ein stetiges Upscaling geprägt. Die durchschnittliche Nabenhöhe sowie der durchschnittliche Rotordurchmesser der in Deutschland installierten Windenergieanlagen sind im Zeitverlauf deutlich gewachsen. Eine durchschnittliche Anlage im Jahr 2000 blieb mit einem Rotordurchmesser von 58 m und einer Nabenhöhe von 71 m knapp unter einer Gesamthöhe von 100 m. Zehn Jahre später erreichen die neu erreichten Anlagen im Mittel eine Gesamthöhe von 139 (Rotordurchmesser: 80 m / Nabenhöhe: 99 m). Heute (durchschnittliche Anlagenkonfiguration im Zubau-Jahr 2017) liegt die durchschnittliche Nabenhöhe mit 128 m abermals um 30% höher als im Jahr 2010. Der Rotordurchmesser nahm seit 2010 im Schnitt sogar um 41% zu und erreicht 113 m. Die Gesamthöhe der errichteten Anlagen, die genehmigungsrechtlich der entscheidende Faktor ist, liegt im Zubaujahr 2017 im Mittel bei 184 m. Die Entwicklung von Rotordurchmesser, Nabenhöhe und Gesamthöhe der jährlich installierten WEA in den letzten 20 Jahren ist in Abbildung 9 dargestellt.

³ Zum Zeitpunkt der Berichterstellung waren die aktuellen Zahlen für das Jahr 2017 noch nicht verfügbar.



Datengrundlage: 1996-2011: BDB, 2012-2014: DWG, 2015-2017: AnlReg 1/18 Quelle: Eigene Darstellung DWG
Abbildung 9: Entwicklung von Rotordurchmesser, Naben- und Gesamthöhe im Anlagenzubau in Deutschland zwischen 1997 und 2017

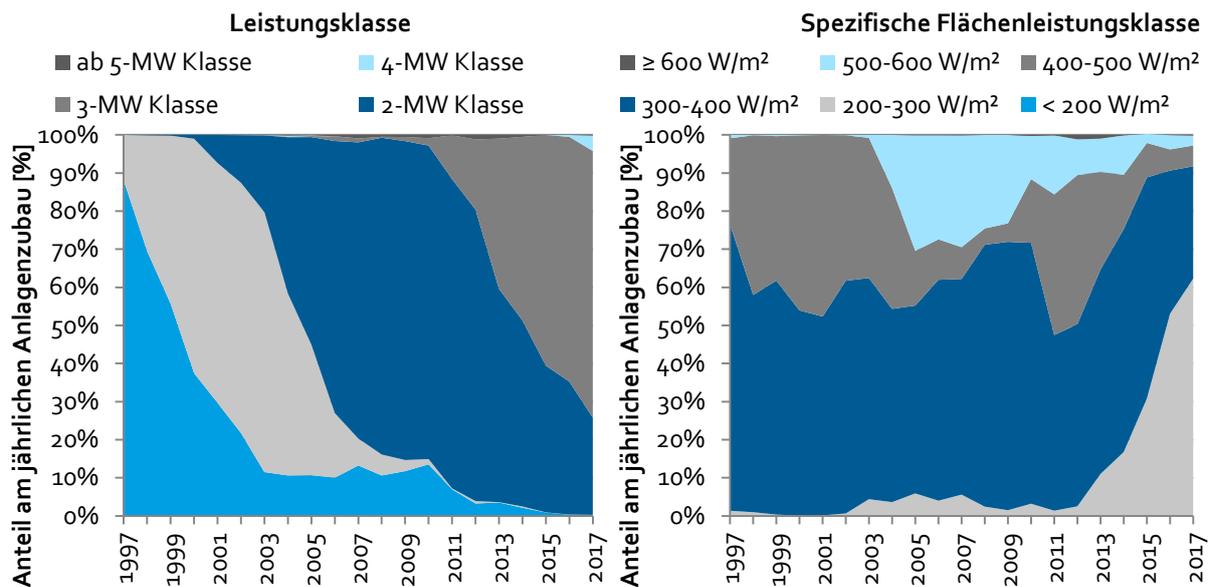
Mit zunehmender Nabenhöhe und wachsendem Rotordurchmesser nahm die Nennleistung der installierten Anlagen in der Vergangenheit ebenfalls stetig zu. Lag die durchschnittliche Nennleistung der in Deutschland errichteten Windenergieanlagen 2000 bei nur 1,1 MW, erreichte der Zubau zehn Jahr später bereits eine durchschnittliche Anlagenleistung von 2,0 MW. Bis 2017 wuchsen die Generatoren um 49% auf 3,0 MW. Die Nennleistung ist ein Indikator für die maximal zu erreichende Einspeisung von Strom ins Netz. Von ebenso großer Bedeutung ist jedoch die spezifische Flächenleistung (Verhältnis von Nennleistung zur Rotorkreisfläche), die als Indikator für die erreichbaren Volllaststunden heranzuziehen ist. Die Installation von sogenannten Schwachwindanlagen mit niedriger spezifischer Flächenleistung erfolgt verstärkt seit 2012. Die durchschnittliche spezifische Flächenleistung lag seit den 90er Jahren des letzten Jahrhunderts vergleichsweise konstant bei etwa 400 W/m². Erst 2012 beginnt die spezifische Flächenleistung zu sinken und weist seither einen Abwärtstrend auf. Im Jahr 2017 liegt die mittlere spezifische Flächenleistung mit 308 W/m² bereits rund 22% niedriger als 2012.



Datengrundlage: 1996-2011: BDB, 2012-2014: DWG, 2015-2016: AnlReg 1/18. Quelle: Eigene Darstellung DWG
Abbildung 10: Entwicklung von Nennleistung und spezifischer Flächenleistung im Anlagenzubau in Deutschland zwischen 1997 und 2017

Die parallel verlaufende Entwicklung von immer leistungsstärkeren Anlagen, sowie der seit Anfang der 2010er zu beobachtende Trend zu Anlagen mit immer geringerer spezifischer Flächenleistung, spiegelt sich gut sichtbar in den Anteilen der Leistungsklassen sowie der spezifischen Flächenleistungsklassen im Anlagenzubau (siehe Abbildung 11) wider. Hinsichtlich der Leistungsklassen wird deutlich, wie im Laufe der Zeit mit fortschreitender Anlagenentwicklung die jeweils nächsthöhere Leistungsklasse die zuvor dominierende verdrängt. So wurden erstmals im Jahr 2000 mehr Anlagen der 1-MW Klasse errichtet, während die 2-MW Klasse bereits in der Entwicklung war. Von 2005 bis 2015 beherrschte dann diese Klasse den deutschen Markt. Seither ist die 3-MW Klasse die am häufigsten installierte. Anlagen mit mehr als 5 MW wurden zwar immer wieder errichtet, jedoch haben sich diese Anlagenklassen für die Windenergienutzung an Land noch nicht im Markt durchgesetzt. Seit Ende 2016 werden hingegen erste Installationen der 4 MW Klasse verzeichnet, die den Markteintritt der nächsten Entwicklungsstufe hinsichtlich der Nennleistung darstellen.

Bei der Betrachtung der spezifischen Flächenleistungsklassen lassen sich keine so eindeutigen Tendenzen zur Verdrängung bestimmter Konfigurationen feststellen. Anlagen mit einer spezifischen Flächenleistung zwischen 300 und 400 W/m² waren über einen langen Zeitraum hinweg durchgängig die am häufigsten installierten. Daneben wurden zudem große Anteile der 400-500 W/m² bzw. der 500-600 W/m²-Klasse errichtet. Erst seit 2012 beginnt die Anlagenklasse mit weniger als 300 W/m² ihren Marktanteil deutlich zu erhöhen. Binnen 5 Jahren wuchs die Bedeutung der Anlagen mit niedriger spezifischer Flächenleistung von unter 5% des jährlichen Anlagenzubaues auf deutlich über 50%.



Datengrundlage: 1996-2011: BDB, 2015-2016: AnlReg 1/18 Quelle: Eigene Darstellung DWG

Abbildung 11: Anteil der Leistungsklassen (links) und der spezifischen Flächenleistungsklassen (rechts) im Anlagenzubau in Deutschland zwischen 1997 und 2017

3.2.1. Anlagenlebensdauer

An dieser Stelle soll kurz auf die technische Lebensdauer von Windenergieanlagen eingegangen werden. Grundsätzlich beträgt die Entwurfslebensdauer für den Großteil der zurzeit in Betrieb befindlichen Windenergieanlagen in Deutschland 20 Jahre. Diese ergibt sich aus den entsprechenden Typenprüfungen, die zum Nachweis der Standsicherheit und der Auslegungsdaten dienen. Die Entwurfslebensdauer entspricht somit dem Förderzeitraum nach EEG. Erst in den letzten Jahren sehen einige Hersteller eine Ausweitung auf 25 oder 30 Betriebsjahre bereits mit der Typenprüfung vor.

Ein Betrieb von Windenergieanlagen über die 20 Jahre hinaus kann grundsätzlich für alle Altanlagen angestrebt werden. Nach Ablauf der Entwurfsnutzungsdauer sind bestimmte Schritte notwendig, um die Bedingungen für einen Weiterbetrieb zu erfüllen. Hierzu gehört insbesondere ein Gutachten zur Weiterbetriebseignung. Dies ist in der Regel der zuständigen Genehmigungsbehörde vorzulegen, zudem setzen beispielsweise Anlagenhersteller den Nachweis im Rahmen weiterer von ihnen durchgeführter Wartungs- oder Reparaturmaßnahmen voraus.

Die notwendigen Prüfungen zur Erlangung einer Weiterbetriebserlaubnis werden in verschiedenen Richtlinien formuliert:

- Richtlinie für Windenergieanlagen des DIBt: Enthält eine Festlegung, wie in Bezug auf den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen zu verfahren ist. Die Richtlinie bezieht sich auf die „Richtlinie für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen“ aus dem Jahr 2009 des GL [GL 2009].
- Standard von DNV GL aus dem Jahr 2016 (Lifetime extension of wind turbines) [DNV GL 2016]: Der neue Standard legt ebenfalls das Vorgehen bei der Überschreitung der Entwurfslebensdauer von Windenergieanlagen fest.

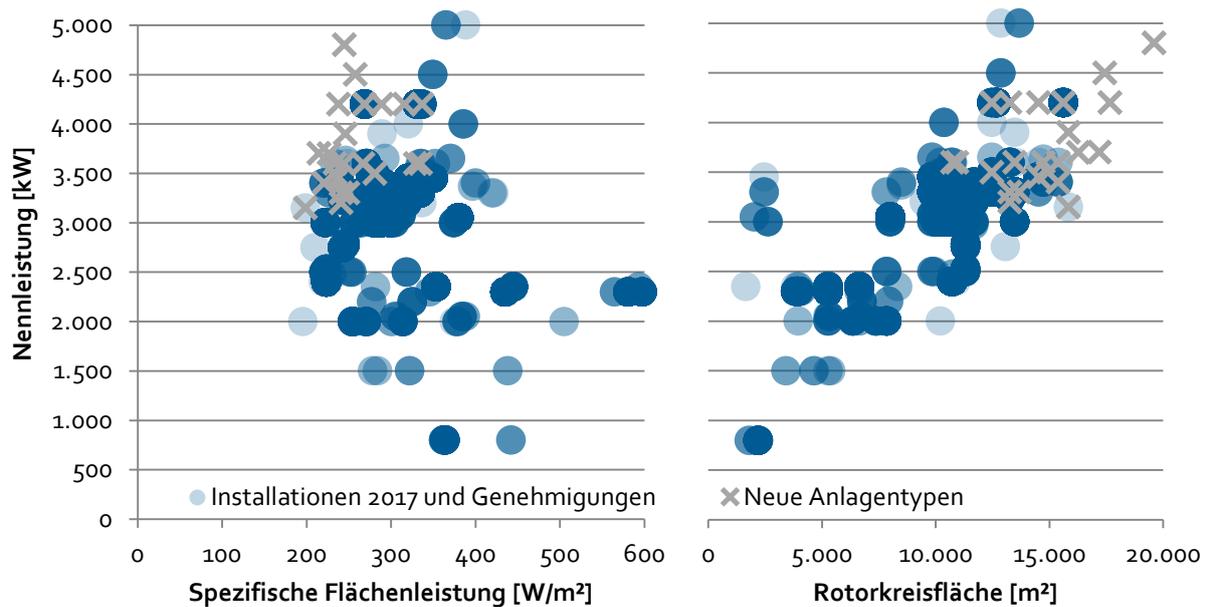
Das Gutachten zur Weiterbetriebseignung ist laut DIBt durch einen unabhängigen akkreditierten oder gleichwertig bewerteten Gutachter zu erstellen. Die Prüfung umfasst praktische und analytische Teile mit unterschiedlicher Schwerpunktsetzung. Hierbei werden die Anlagen vor dem Hintergrund der Standortbedingungen und dem derzeit gültigen Regelwerk analytisch betrachtet und ein Erwartungshorizont für den zeitlichen Weiterbetrieb abgeleitet. Flankierend dazu werden Inspektionen und regelmäßige Prüfungen zur Gewährleistung eines sicheren Weiterbetriebs durchgeführt.

Eine Aussage dazu, welche durchschnittliche Weiterbetriebsdauer generell angenommen werden kann, ist nicht möglich. Die Ergebnisse variieren hier stark je nach Anlagentyp und Standort: Einem Fachartikel zufolge wurden im Rahmen bisheriger Überprüfungen Zeiträume von 4 bis 22 Jahren als Restnutzungszeiträume festgestellt. Die Ausschöpfung der gesamten ermittelten Restnutzungsdauer kann zudem an Auflagen, wie beispielsweise die Erneuerung bestimmter Bauteile, geknüpft sein. [WID 2016] Zumeist sind aber im Weiterbetriebszeitraum größere Ersatzinvestitionen nicht mehr in den Wartungsverträgen enthalten. Dadurch ist davon auszugehen, dass im Falle eines Großkomponentenschadens die Altanlagen außer Betrieb genommen werden müssen, wenn eine Vermarktung des Stroms keine entsprechenden Rücklagen ermöglicht und der Weiterbetrieb auch aufgrund dessen eine zeitlich begrenzte Option darstellt.

3.2.2. Technologieentwicklung in der Zukunft

Für die weitere Entwicklung der Windenergieanlagen-Technologie ist ein Fortschreiten des Upscalings zu erwarten. Bereits 2016 wurden erste Windenergieanlagen der 4-MW Klasse in Deutschland installiert, die für den Onshore-Markt entwickelt wurden. Weitere Hersteller haben im Laufe des Jahres 2017 neue Anlagentypen angekündigt, die über eine Leistung von bis zu 4,8 MW bzw. einen Rotordurchmesser von bis zu 158 m verfügen. Produktionstechnisch sind bereits heute noch größere Rotordurchmesser möglich, da diese im Offshore-Bereich bereits eingesetzt werden. Mit den steigenden Rotordurchmessern steigen auch die Nabenhöhen: Mittlerweile sind Turmhöhen von deutlich über 150 m verfügbar. Diese Türme werden je nach Hersteller sowohl als Stahlrohrtürme als auch als Betontürme sowie als Hybriden aus beiden Materialkonzepten angeboten. Grenzen werden hier scheinbar eher von der genehmigungsrechtlichen Seite aus gesetzt – oftmals sind Gesamthöhen über 200 m zurzeit noch nicht zulässig. In der Vergangenheit zeigte sich jedoch bereits, dass etablierte Höhenbeschränkungen zurückgenommen und auf größere Höhen erweitert werden. Vor wenigen Jahren noch waren Anlagen über 150 m Gesamthöhe selten, heute stellen sie mit etwa 80% des Marktes den Standard dar.

In Abbildung 12 sind die Konfigurationen neuer Anlagentypen im Vergleich mit zurzeit installierten Typen dargestellt. Die Darstellung verdeutlicht, dass bei zunehmender Nennleistung der neuen Anlagen auch die Rotordurchmesser weiter gesteigert werden. Daraus folgt, dass die neu am Markt erscheinenden Windenergieanlagen mit Mittel eine niedrigere spezifische Flächenleistung aufweisen, als jene Typen, die zurzeit installiert werden.



Datengrundlage: AnlReg 7/17, Eigene Recherche Quelle: Eigene Darstellung DWG

Abbildung 12: Konfiguration neuer Anlagentypen im Vergleich mit Anlagentypen, die 2017 errichtet wurden oder bereits genehmigt sind⁴

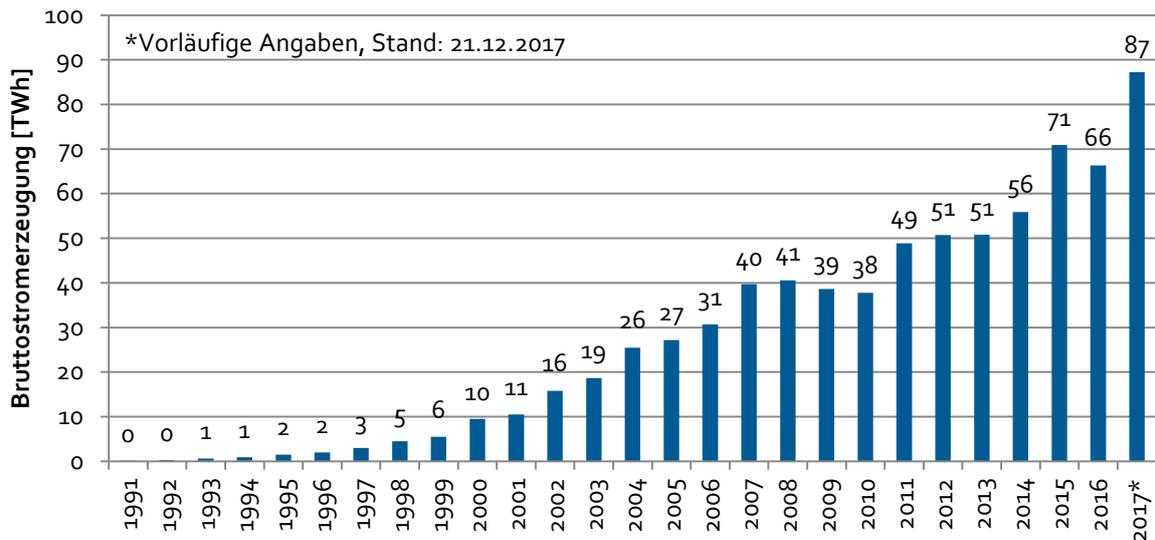
3.3. Entwicklung der Stromerzeugung aus Windenergie an Land

Im Folgenden wird auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Windenergie genauer betrachtet. Neben dem zeitlichen Verlauf der Bruttostromerzeugung liegt der Fokus auch auf den erreichten Volllaststunden und deren Verteilung auf die einzelnen Bundesländer im Zeitverlauf.

3.3.1. Bruttostromerzeugung im Zeitverlauf

Die Einspeisung von Strom aus Windenergie hat sich im Zeitverlauf vervielfacht. Lag die Einspeisung im Jahr 2000 noch bei 6 TWh, wurden 2010 bereits 38 TWh erzeugt. Im Jahr 2017 betrug die Stromerzeugung aus Windenergie an Land 87,2 TWh. [AGEB 2017] In Abbildung 13 ist die zeitliche Entwicklung der Windstromerzeugung an Land dargestellt.

⁴ Farbintensität der blauen Markierungen für Installationen 2017 und Genehmigungen hängt von der Anzahl an Datensätzen mit WEA in der jeweiligen Konfiguration ab.



Datengrundlage: AGEB 2017 Quelle: Eigene Darstellung DWG

Abbildung 13: Bruttostromerzeugung aus Wind an Land in TWh seit 1991

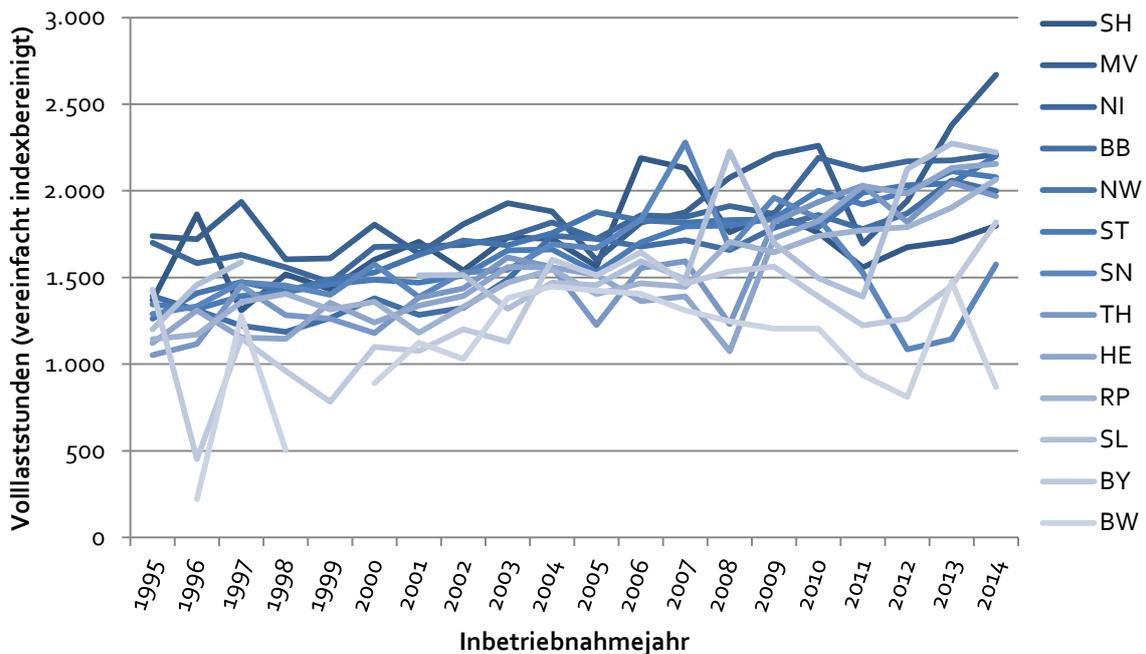
Grundlegend spiegelt die im Zeitverlauf steigende Einspeisung den fortschreitenden Zubau von Windenergieanlagen wider. Schwankungen der Bruttostromerzeugung lassen sich jedoch nicht allein durch den Anlagenbestand und seine regionale Verteilung sowie spezifische Konfiguration erklären. Denn für die jährlichen Einspeisungswerte spielt auch die Qualität eines Windjahres eine wichtige Rolle. In besonders schlechten Windjahren, wie 2009, 2010 und 2016, reichte die gesteigerte installierte Leistung nicht aus, um die Stromerzeugung auf dem Vorjahreslevel zu halten. [IWR 2017]

3.3.2. Erreichte Volllaststunden

Bezogen auf den gesamten Anlagenbestand wurde im Jahr 2015 eine durchschnittliche Volllaststundenanzahl von 1.730 h erreicht. [BNetzA 2016] Das Jahr 2015 war vergleichsweise windhöffig, daher liegt die entsprechende Volllaststundenanzahl in einem durchschnittlichen Windjahr bei vergleichbarem Anlagenbestand niedriger. Um eine Einordnung der Entwicklung der im Mittel erzielten Volllaststunden zu ermöglichen, erfolgt eine Analyse der Volllaststunden nach Inbetriebnahmejahren und Bundesländern. Die Einordnung nach Inbetriebnahmejahren ermöglicht die Beurteilung der Auslastungssteigerung der installierten Technologien. Die Betrachtung nach Bundesländern macht grobe regionale Effekte deutlich. Tatsächlich ist die Volllaststundenanzahl stark projektspezifisch, da neben der Leistungskurve und der Region projektspezifische Effekte (Abschattung, Geländebeschaffenheit, technische Verfügbarkeit, genehmigungsrechtliche Auflagen etc.) wirken.

In Abbildung 14 sind die auf dem Windjahr 2015 basierenden vereinfacht indexbereinigten Volllaststunden je Bundesland dargestellt. Die unsteten Verläufe verdeutlichen die Projektabhängigkeit der Ergebnisse. Trotzdem wird deutlich, dass die Volllaststundenanzahl in den südlichen Bundesländern (in hellerem Blau dargestellt) tendenziell deutlich niedriger ist als in den nördlichen Ländern (dunkleres Blau). Zudem ist die durchschnittliche Volllaststundenanzahl tendenziell in allen Regionen gestiegen. Dies ist einerseits auf die bessere Auslastung der neueren Technologien durch optimierte Leistungskennlinien und gesteigerte Nabenhöhen zurückzuführen. Andererseits zeigen Untersuchungen, dass die Energieerträge von Windparks mit zunehmendem Alter aufgrund von mechani-

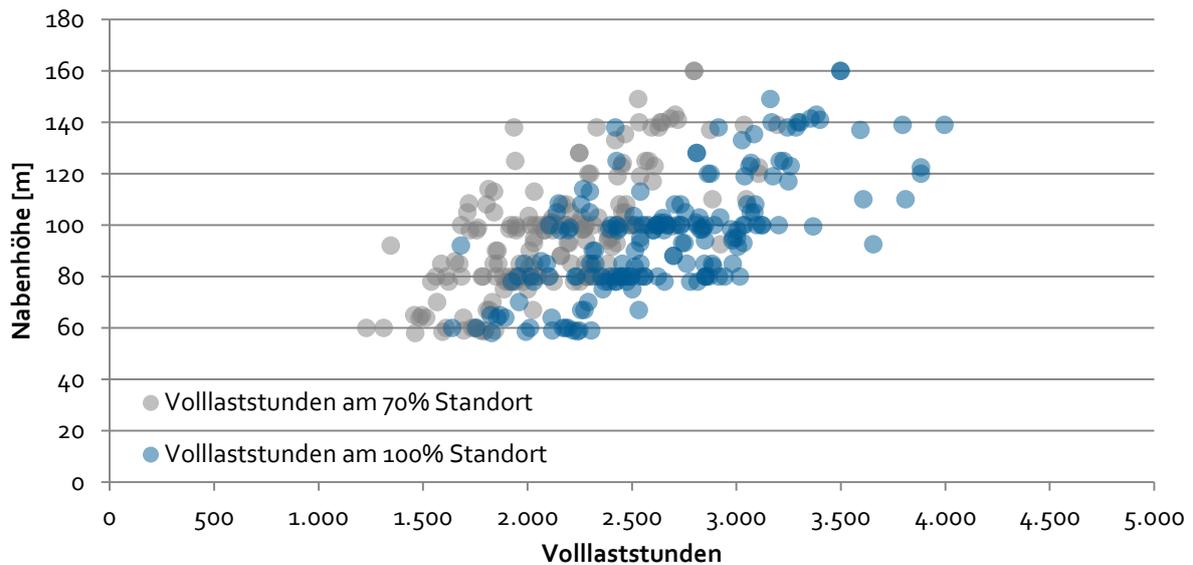
schem Verschleiß, Blattverschmutzung und anderen Formen der Abnutzung abnehmen [Staffell, Green 2013, Hughes 2012]. Weiterhin kann unterstellt werden, dass die Qualität der verfügbaren Standorte für Windenergieprojekte im Zeitverlauf nicht konstant ist und heute tendenziell eher schlechtere Standorte zugebaut werden. Dem steht entgegen, dass durch das Repowering von Bestandsanlagen an gut geeigneten Standorten, die bereits früh mit Windenergieanlagen bebaut wurden, windhöfliche Flächen wieder für den Zubau zur Verfügung stehen



Datengrundlage: BNetzA 2016, BDB 2015 Quelle: Eigene Darstellung DWG

Abbildung 14: Vereinfacht indexbereinigte Volllaststunden nach Inbetriebnahmejahren (auf Basis der Windjahres 2015) nach Bundesländern im Zeitverlauf

Für die Vergütung des Windstroms ist nicht die Volllaststundenzahl sondern das Verhältnis des Energieertrags der Anlage zum Energieertrag des Anlagentyps am Referenzstandort relevant. Der Zusammenhang zwischen Volllaststunden und Standortqualität ist von der jeweiligen Anlagentechnologie und der zugehörigen Leistungskurve anhängig. In Abbildung 15 wird dargestellt, welche Volllaststunden unterschiedliche Anlagentypen der 2- und 3-MW-Klasse je nach Nabenhöhe an einem 70% sowie einem 100% Standort (aufgrund der Datenverfügbarkeit nach EEG 2014-Definition) erzielen. Die neuesten Anlagentypen sind dabei noch nicht enthalten. Deutlich wird, dass insbesondere in großer Nabenhöhe am Referenzstandort deutlich über 2.500 Volllaststunden erreicht werden können und selbst am 70% Standort weit über 2.000 Volllaststunden realistisch sind. Grundsätzlich niedrigere Volllaststunden im Anlagenbestand können durch eine Technologieauswahl mit höherer spezifischer Flächenleistung oder geringer Nabenhöhe, besonders windschwache Standorte oder hohe genehmigungsbedingte Abregelungen, hohe netzbedingte Abregelungen oder schlechte technische Verfügbarkeit etc. verursacht werden.



Datengrundlage: FGW 2015 Quelle: Eigene Darstellung DWG

Abbildung 15: Volllaststunden von Windenergieanlagen der 2- und 3-MW Klasse am Referenzstandort nach EEG 2014

3.4. Ausblick auf den möglichen Zubau bis 2025

Im Folgenden wird die mögliche Entwicklung des Windenergie-Ausbaus bis 2015 betrachtet. Die Entwicklung hängt stark von den im EEG getroffenen Regelungen ab. Durch die Festschreibung der Ausschreibungsvolumina im EEG 2017 wird der maximale Zubau, anders als vor dem Übergang ins Ausschreibungssystem, gesetzlich gesteuert.

Der Zubau bis Ende 2018 ist noch geprägt von Anlagen, die gemäß EEG 2017 in das Übergangssystem des EEG 2017 fallen und folglich noch ohne vorherige Teilnahme am Ausschreibungssystem einen Vergütungsanspruch geltend machen können. Im Übergangssystem können Windenergieanlagen bis Ende 2018 installiert werden, die vor 2017 genehmigt wurden, rechtzeitig gemeldet wurden und nicht freiwillig auf die Nutzung der Übergangregeln verzichtet haben.

Den Zubau außerhalb des Übergangssystems werden ab 2019 Anlagen dominieren, die Zuschläge über das Ausschreibungssystem erhalten haben oder noch erhalten werden (vgl. Kapitel 5.6). Im Jahr 2017 wurden bereits 2.820 MW in Ausschreibungen bezuschlagt, jedoch handelt es sich bei dem Großteil um Bürgerwindanlagen ohne Genehmigung, die nicht innerhalb von 2,5 Jahren, sondern innerhalb von 4,5 Jahren installiert werden müssen. Dies kann den Zubau in den Jahren ab 2019 erheblich beeinträchtigen. Um möglichen Zubauverlauf bis 2025 bei unveränderten Rahmenbedingungen zu ermitteln, wurden auf Basis der ersten Ausschreibungsergebnisse Berechnungen durchgeführt. Weiterhin wurden die Effekte von veränderten Rahmenbedingungen untersucht (z.B. BImSchG-Genehmigungen als Teilnahmebedingung).

Die Untersuchungen unterliegen aufgrund der vielen Unbekannten großen Unsicherheiten, jedoch lässt sich zusammenfassend feststellen, dass durch den hohen Anteil von Bürgerenergieprojekten ohne BImSchG-Genehmigung an den ersten drei Ausschreibungsrunden aller Voraussicht nach ein Markteinbruch in den Jahren 2019 und 2020 bewirkt wird. Die aufgrund der Einführung von Aus-

schreibungen mit stark begrenzten Volumina ohnehin schwierige Marktsituation wird somit verschärft. In Tabelle 1 ist der mögliche Brutto-Zubau nach Jahren für das Basis-Szenario dargestellt.

Tabelle 1: Brutto-Zubau nach Jahren in für das Basis-Szenario

Jahr	Brutto-Zubau im Basis-Szenario
2017	5,2 GW
2018	3,3 GW
2019	1,3 GW
2020	1,5 GW
2021	2,0 GW
2022	2,1 GW
2023	2,4 GW

Quelle: eigene Berechnung DWG

Der Zubau der Übergangsanlagen wird in jedem Fall Ende 2018 abgeschlossen sein, die Verteilung auf 2017 und 2018 ändert nichts in Bezug auf die Verläufe in den Folgejahren. Die technologieübergreifenden Ausschreibungen haben kaum Einfluss aufgrund der verhältnismäßig geringen Menge. Wenn sich die Rahmenbedingungen nicht ändern, ist der Anteil der genehmigten Projekte so klein, dass auch diese keinen relevanten Einflussfaktor in Bezug auf den Zubauverlauf darstellen, unabhängig davon, wie schnell sie letztlich umgesetzt werden. In diesen Punkten scheint die Szenariendarstellung recht eindeutig. Der zentrale unsichere Einflussfaktor mit nennenswerten Auswirkungen auf den erwarteten Zubau in 2019 und 2020 ist die Umsetzungszeit der Bürgerenergieprojekte. Aus den geschilderten Gründen wird hier aber das im Rahmen der Analyse entwickelte Basis-Szenario mit strategisch später Umsetzung als wahrscheinlich erachtet, um die Gebote halten zu können bzw. Erlöse zu maximieren.

Die Einführung einer verpflichtenden BImSchG-Genehmigung für alle Ausschreibungen ab 2018 könnte ab 2020 zu einem normalisierten jährlichen Zubau führen, kann aber nicht den Markteinbruch im Jahr 2019 verhindern. Die zwischenzeitlich veröffentlichte Gesetzesinitiative des Bundesrats zur Änderung des EEG sieht vor, die Aussetzung der Ausnahmeregelung für Bürgerwindenergieanlagen um ein weiteres Jahr zu verlängern. Weiterhin soll durch eine Reduzierung der Realisierungsfrist auf 21 Monate für den Gebotstermin im August 2018 eine Umsetzung der hier bezuschlagten Projekte bis Anfang 2020 sichergestellt werden. Zusätzlich sieht der Entwurf eine Verschiebung eines Ausschreibungsvolumens von 1.400 MW von den Ausschreibungen ab 2023 in die dritte und vierte Ausschreibungsrunde 2018 vor, um den Zubau einbruch abzufangen (vgl. Abschnitt 4.2.1). [BR 2018c]

4. Steuerungs- bzw. Anreizmöglichkeiten

Im Folgenden werden verschiedene Steuerungs- und Anreizmöglichkeiten für die Windenergieentwicklung vorgestellt.

4.1. Allgemein

Neben den für die Entwicklung des Windenergieausbaus zentralen Regelungen im EEG, insbesondere zum neu eingeführten Ausschreibungssystem, haben die politischen und planungsrechtlichen Rahmenbedingungen in den Bundesländern entscheidende steuernde Einflüsse auf die Windenergiebranche. Teilweise ist die Abgrenzung zu den Hemmnissen, die in Kapitel 6 behandelt werden, schwierig. Restriktive Regelungen wie die 10-H-Regelung werden in Kapitel 6 beschrieben, haben aber natürlich ebenfalls einen steuernden Charakter.

Flächensteuerung auf Länderebene

Auf Ebene der Bundesländer gibt es in der Regel keine spezifischen Anreize für den Windenergiezubaue. Die wichtigsten Stellschrauben sind hier die grundlegende Ausrichtung der Bundesländer in Bezug auf die Windenergienutzung und die Formulierung konkreter Zielsetzungen in Verbindung mit der Ergreifung spezifischer Maßnahmen hierzu. Beispielhaft kann hier Schleswig-Holstein genannt werden. Nach der Teilfortschreibung der Regionalpläne in 2012, in denen 1,7% der Landesfläche für die Windenergienutzung ausgewiesen wurden, boomte der Zubau im Land. Nachdem 2015 die Teilfortschreibung und auch die Windenergiebestimmungen im Landesentwicklungsplan für ungültig erklärt wurden, ebte der Zubau deutlich ab. [Schleswig-Holstein 2017]

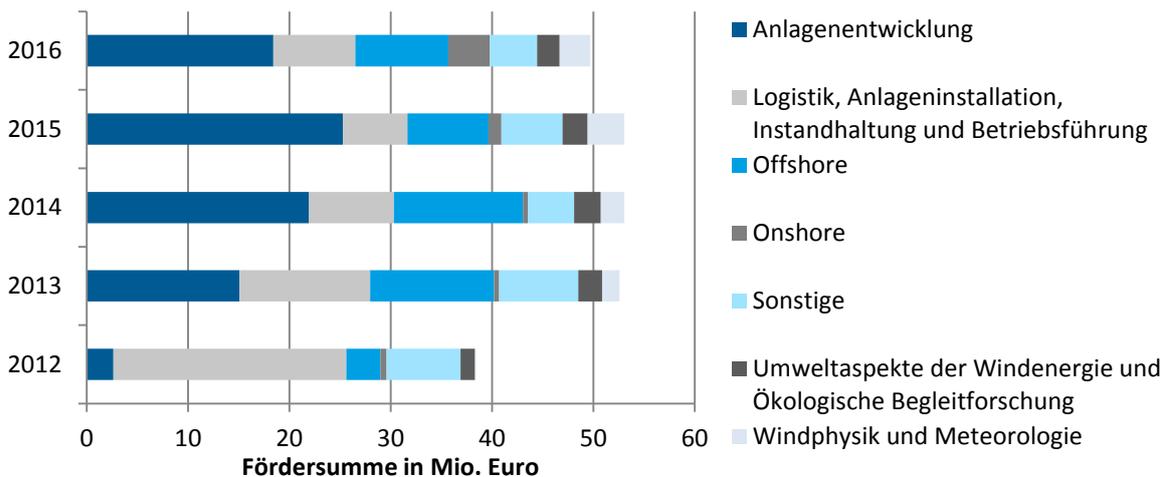
Beteiligungssteuerung auf Länderebene

In Mecklenburg-Vorpommern wurde 2016 ein Beteiligungsgesetz verabschiedet, das zukünftig den Anteil der Bürger- und Gemeindebeteiligung am Windenergieausbau in dem Bundesland steigern soll. Demnach werden anliegenden Bürgern und Gemeinden Beteiligungsmöglichkeiten gesetzlich zugesichert. Dies soll die Akzeptanz für Windenergieanlagen erhöhen und die regionale Wertschöpfung steigern. [LT MV 2016, BÜGembeteilG M-V 2016]

Forschungsförderung auf Bundesebene

Die technologische Forschung und Entwicklung im Bereich der Windenergienutzung wird insbesondere durch das Energieforschungsprogramm der Bundesregierung angereizt. Spezifische Ziele für die Windenergie (an Land und Offshore) im aktuellen 6. Energieforschungsprogramm "Forschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung" sind Kostensenkungen, Ertragssteigerungen sowie der zuverlässige Betrieb und die Umweltverträglichkeit der Windenergieanlagen. Die aus dem Bereich Windenergie abgerufenen Fördergelder liegen dabei 2016 erstmals seit 2012 wieder unter 50 Mio. €. Die im Bereich Windenergie abgerufenen Fördervolumina im EFP in Mio. Euro nach Themengebieten in den letzten Jahren⁵ sind in Abbildung 16 dargestellt. [BMWi 2017b]

⁵ Das Fördervolumen im Jahr 2017 ist zum Zeitpunkt der Berichtserstellung noch nicht veröffentlicht worden.



Quelle: BMWi 2017b.

Abbildung 16: Windenergie-Fördervolumen des Energieforschungsprogramms in Mio. Euro nach Themenbereichen

4.2. EEG-spezifisch

Mit dem EEG 2017 hat der Gesetzgeber einen Systemwechsel bei der Förderung erneuerbarer Energien vollzogen. An die Stelle staatlich festgelegter Vergütungssätze tritt seither ein Ausschreibungsverfahren, in dessen Rahmen der Vergütungsanspruch und die Höhe der finanziellen Förderung wettbewerblich ermittelt werden. Im Bereich der Windenergie an Land sind hiervon grundsätzlich alle Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 750 kW und damit nahezu der gesamte Neuanlagenmarkt betroffen.

Die Einführung der Ausschreibungen ist mit dem Ziel verbunden, den Ausbau der erneuerbaren Energien planbarer und kosteneffizienter zu gestalten und die erneuerbaren Energien stärker an die wettbewerblichen Strukturen des Marktes heranzuführen. Gleichzeitig soll die Akteursvielfalt bewahrt werden.

Im Rahmen gesonderter Übergangsregelungen sind Anlagen, die vor dem 1. Januar 2017 nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz genehmigt wurden, von der Pflicht zur Teilnahme an den Ausschreibungen ausgenommen. Voraussetzung hierfür ist, dass die Genehmigung vor dem 1. Februar 2017 an das Anlagenregister der Bundesnetzagentur gemeldet wurde und die Anlagen vor dem 1. Januar 2019 in Betrieb gehen.

Ebenfalls von der Teilnahmepflicht ausgenommen sind Pilotwindenergieanlagen bis zu einer Gesamtleistung von 125 MW pro Jahr. Hierunter fallen Windenergieanlagen an Land mit einer installierten Leistung bis einschließlich 6 MW, die wesentliche technische Weiterentwicklungen oder Neuerungen aufweisen und noch einer Typenprüfung bzw. Einheitenzertifizierung bedürfen, sowie Anlagen, die vorwiegend zu Forschungs- und Entwicklungszwecken bzw. zur Erprobung von Innovationen eingesetzt werden.

Die nachfolgenden Abschnitte stellen die grundlegenden Regelungen zu den Ausschreibungen (4.2.1), dem Umgang mit Pilotwindenergieanlagen (4.2.2) und den Übergangsregelungen (4.2.3) vor.

4.2.1. Zentrale Elemente des Ausschreibungssystems

Ausschreibungsvolumen

Gemäß EEG 2017 beträgt das Ausschreibungsvolumen in den Jahren 2017 bis 2019 jeweils 2.800 MW. Ab 2020 ist eine Erhöhung auf jährlich 2.900 MW vorgesehen. Das Volumen verteilt sich dabei auf drei bis vier Gebotstermine pro Jahr. Tabelle 2 zeigt hierzu eine Übersicht der angesetzten Termine mit den jeweiligen Ausschreibungsvolumina gemäß § 28 Absatz 1 Satz 1 EEG 2017. Ab dem Jahr 2018 kann das tatsächliche Volumen von den dargestellten Zahlen abweichen. So verringern sich die Ausschreibungsmengen um die Summe der installierten Leistung,

- die im Rahmen einer grenzüberschreitenden Ausschreibung eines anderen EU-Mitgliedstaates in dem jeweils vorangegangenen Kalenderjahr im Bundesgebiet bezuschlagt worden ist,
- die im Rahmen der gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen in dem jeweils vorangegangenen Kalenderjahr bezuschlagt worden ist und
- der Pilotwindenergieanlagen an Land, die in dem jeweils vorangegangenen Kalenderjahr ihren Zahlungsanspruch erstmals geltend machen durften.

Dagegen erhöht sich das Ausschreibungsvolumen um den Anteil, für den in dem jeweils vorangegangenen Kalenderjahr keine Zuschläge erteilt werden konnten.

Tabelle 2: Gebotstermine und Ausschreibungsvolumina für Windenergie an Land gemäß § 28 Absatz 1 Satz 1 EEG 2017

Jahr	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
2017					800			1.000			1000	
2018		700			700			700		700		
2019		700			700			700		700		
ab 2020		1.000				950				950		

Stichtag für die Gebotsabgabe ist der jeweils erste Tag des Monats, sofern nicht anders angekündigt.

Neben Ausschreibungsmengen sind die zu erwartenden Realisierungsraten ein wichtiger Kennwert, denn gerade aufgrund der hohen Zuschlagsanteile für Bürgerwindenergieprojekte werden ggf. nicht alle Vorhaben, die in den Ausschreibungen einen Zuschlag erhalten, in vollem Umfang umgesetzt werden. Diese Thematik wurde im Entwurf der einer EEG-Änderung vom Februar 2018 [BR 2018c] bereits adressiert.

Die Dominanz der Bürgerenergiegesellschaften in den Ausschreibungen des Jahres 2017 in Verbindung mit der um zwei Jahre verlängerten Realisierungsfrist (siehe unten) hat zudem weitreichende Folgen für die Zubauentwicklung in den kommenden Jahren (vgl. Kapitel 3.4 sowie Stellungnahme im Anhang). Um einen Fadenriss zu vermeiden, mehrten sich zuletzt die Forderungen nach einer kurzfristigen Aufstockung der Ausschreibungsvolumina. Auf Initiative der Länder Nordrhein-Westfalen [BR 2018a] und Niedersachsen [BR 2018b] beschloss der Bundesrat am 2. Februar 2018, einen Gesetzesentwurf zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in den Deutschen Bundestag einzubringen [BR 2018c]. Neben Änderungen zu den Sonderregelungen für Bürgerenergiegesellschaften (siehe unten) spricht sich der Bundesrat darin für das Vorziehen von Ausschreibungsmengen aus, um der drohenden Ausbaulücke entgegenzuwirken. Zu den Gebotsterminen 1. August und 1. Oktober 2018 soll das Volumen ausgehend von jeweils 700 MW zunächst auf

1.150 MW und schließlich auf 1.650 MW angehoben werden. Im Gegenzug sieht der Gesetzentwurf eine Verrechnung der zusätzlichen Mengen mit den Ausschreibungsvolumina ab 2023 vor. Zudem soll die Realisierungsfrist in der Ausschreibung vom 1. August 2018 einmalig von 30 auf 21 Monate herabgesetzt werden.

Im Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD verständigten sich Regierungsparteien ferner darauf, den Ausbau der erneuerbaren Energien deutlich zu erhöhen [CDU, CSU und SPD 2018]. So sollen Sonderausschreibungen dazu beitragen, bis 2020 zusätzliche 8 bis 10 Mio. t CO₂ einzusparen. Für den Bereich der Windenergie an Land nennt der Vertrag einen Umfang von 4 GW verteilt über die Jahre 2019 und 2020.

Netzausbaugesbiet

Der starke Ausbau der Windenergie an Land in den nördlichen Bundesländern trug zuletzt vermehrt zu Engpässen im Übertragungsnetz in Nord-Süd-Richtung bei. Der Gesetzgeber beschloss daher, das Zuschlagsvolumen für Windenergie an Land im Norden vorübergehend zu begrenzen. Die geografische Festlegung des sogenannten Netzausbaugesbietes sowie die für das Gebiet geltende Zuschlagsobergrenze sind in der Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung (EEAV) verankert. Das Netzausbaugesbiet umfasst gegenwärtig die Länder Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Hamburg, Bremen sowie Teile Niedersachsens (siehe Abbildung 17). Die Zuschlagsobergrenze beträgt jährlich 902 MW, wobei das Volumen gleichmäßig auf die Gebotstermine eines Kalenderjahres zu verteilen ist. Die Festlegung des Netzausbaugesbietes und der Obergrenze sind gemäß § 36c Abs. 7 EEG 2017 bis zum 31. Juli 2019 und danach in Abständen von zwei Jahren von der Bundesnetzagentur zu evaluieren.

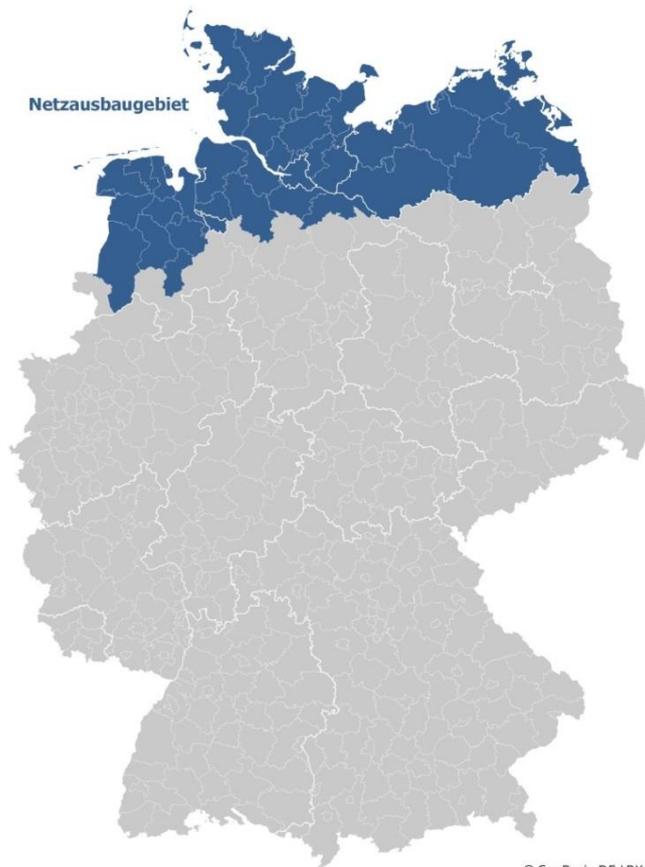


Abbildung 17: Geografische Festlegung des Netzausbaubereiches gemäß § 10 EEAV Darstellung: ZSW

Qualifikationsanforderungen

Zur Teilnahme an den Ausschreibungen müssen die Bieter bestimmte Qualifikationsanforderungen erfüllen. Diese sollen die Ernsthaftigkeit der Gebote sicherstellen und die Wahrscheinlichkeit für die Realisierung der Projekte erhöhen [Ecofys et al. 2017]. Im Bereich der Windenergie an Land gehört hierzu, dass die Bieter für alle Anlagen, auf die sich ihre Gebote beziehen, eine bundesimmissionschutzrechtliche Genehmigung nachweisen müssen (materielle Qualifikationsanforderung). Die Genehmigung der Anlagen ist mindestens drei Wochen vor dem Gebotstermin gegenüber der Bundesnetzagentur zur Erfassung im Anlagen- bzw. Marktstammdatenregister anzuzeigen. Die Genehmigung stellt einen wichtigen Meilenstein und eine zentrale Hürde im Projektentwicklungsprozess dar. Der Nachweis der Genehmigung trägt folglich dazu bei, die Realisierungswahrscheinlichkeit zu erhöhen. Zudem können auf diese Weise mögliche Auflagen aus der Genehmigung bereits bei der Gebotsabgabe berücksichtigt werden. Da der Vorentwicklungsaufwand für die Bieter grundsätzlich versunkene Kosten darstellt, besteht auf der anderen Seite jedoch die Gefahr, dass die Anforderungen in Verbindung mit den Zuschlagsrisiken eine abschreckende Wirkung entfalten und zu einer geringeren Beteiligung beitragen [Ecofys et al. 2017].

Neben dem Nachweis der Genehmigung hat der Bieter eine finanzielle Sicherheit in Höhe von 30 EUR/kW zu leisten (finanzielle Qualifikationsanforderung). Diese ist entweder in Form einer unwiderruflichen, unbedingten und unbefristeten Bürgschaft oder durch Zahlung eines Geldbetrags auf ein Verwahrkonto zu erbringen. Die finanziellen Sicherheiten dienen zur Absicherung der Strafzahlungen, die im Falle einer verzögerten bzw. nicht erfolgten Realisierung fällig werden.

Preisbildung und Höchstwert

Die Bewertung der Gebote erfolgt rein preisbasiert. Weitere Bewertungskriterien wie ökologische, industriepolitische oder netzbezogene Kriterien spielen in der Ausschreibung für Windenergie an Land keine Rolle. Die Preisbildung richtet sich grundsätzlich nach dem Gebotspreisverfahren, bei dem der Zuschlagswert dem Gebotswert entspricht („pay-as-bid“).

Die Gebote sind durch einen Höchstwert nach oben beschränkt. Dies soll etwaige Mitnahmeeffekte im Falle eines zu geringen Wettbewerbsniveaus eindämmen. Für das Jahr 2017 wurde der Höchstwert gesetzlich auf 7,0 ct/kWh fixiert.⁶ Für die Folgejahre sieht das EEG eine dynamische Anpassung des Höchstwertes vor. Hierzu wird der Mittelwert aus dem jeweils höchsten Zuschlagswert der zurückliegenden drei Ausschreibungsrunden gebildet und um 8 % erhöht.

Liegen Anhaltspunkte vor, dass der Höchstwert im Rahmen der dynamischen Anpassung zu hoch oder zu niedrig ausfällt, kann die Bundesnetzagentur gemäß § 85a EEG 2017 den Höchstwert für die Gebotstermine eines Jahres jeweils zum 1. Dezember des Vorjahres durch eine Festlegung nach § 29 des Energiewirtschaftsgesetzes neu bestimmen. Der neue Höchstwert darf dabei höchstens 10 % über bzw. unter dem zum Zeitpunkt der Festlegung geltenden Höchstwert liegen.

Bedingt durch die hohe Inanspruchnahme der besonderen Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften in den Ausschreibungsrunden des Jahres 2017 (siehe Abschnitt 5.6) sowie den

⁶ Der Höchstwert ist – ebenso wie die Gebote – normiert auf den Referenzstandort (siehe Abschnitt „Referenzertragsmodell“)

damit einhergegangenen Sondereffekten hinsichtlich des Preisniveaus machte die Bundesnetzagentur Ende 2017 von ihrer Festlegungskompetenz Gebrauch. Sie fixierte den Höchstwert für alle Ausschreibungsrunden des Jahres 2018 auf 6,3 ct/kWh [BNetzA 2017c].

Referenzertragsmodell

Das Referenzertragsmodell aus früheren Versionen des EEG wurde in veränderter Form in das Ausschreibungssystem überführt. Neben einer Anpassung der Referenzstandort-Definition an den Stand der Technik ist der Ansatz in ein einstufiges Modell übertragen worden. Die bisher bestehende Zweiteilung in Anfangs- und Grundvergütung wurde aufgehoben. Die Gebotsabgabe erfolgt normiert auf den Referenzstandort (Gütefaktor: 100 %). Erst nach der Ausschreibung wird der anzulegende Wert durch Multiplikation des Zuschlagswertes mit einem standortspezifischen Korrekturfaktor (siehe Tabelle 3) berechnet. Durch ein Gutachten weist der Betreiber hierzu bis zur Inbetriebnahme seiner Anlage den Gütefaktor seines Standortes nach. Der anzulegende Wert wird nach fünf, zehn und fünfzehn Jahren auf der Grundlage des tatsächlichen Standortertrags überprüft und sofern erforderlich angepasst. Durch den anteiligen Ausgleich standortspezifischer Unterschiede mit Hilfe des Referenzertragsmodells wird die Spanne der Gebotswerte verringert und die Wettbewerbsintensität erhöht. Ferner soll das Modell dazu beitragen, dass sich der Zubau neuer Windenergieanlagen bundesweit verteilt [EEG 2016].

Tabelle 3: Korrekturfaktoren zur Berechnung der anzulegenden Werte gemäß § 36h EEG 2017

Gütefaktor	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
Korrekturfaktor	1,29	1,16	1,07	1,00	0,94	0,89	0,85	0,81	0,79

Realisierungsfrist

Nach der öffentlichen Bekanntgabe der Auktionsergebnisse bleibt den Anlagenbetreibern eine Realisierungsfrist von 30 Monaten. Werden die den Geboten zugrundeliegenden Anlagen nicht innerhalb der Frist in Betrieb genommen, erlischt der Zuschlag. Eine Übertragung der Zuschläge auf andere als in den Geboten angegebene Anlagen ist nicht zulässig. Innerhalb der ersten 24 Monate ist die Realisierung pönalfrei, danach greifen zeitlich gestaffelte Pönalen in Höhe von 10 bis 30 EUR/kW. Im Falle der Nicht-Realisierung ist der Höchstsatz von 30 EUR/kW zu entrichten.

Besondere Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften

Zur Wahrung der Akteursvielfalt definierte der Gesetzgeber im EEG besondere Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften (zur Begriffsbestimmung siehe Infobox unten). Demnach ist jede Bürgerenergiegesellschaft dazu berechtigt, Gebote für bis zu sechs Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von bis zu 18 MW bereits vor der Erteilung der Genehmigung einzureichen. Als materielle Qualifikationsbedingung genügt in diesem Fall ein Gutachten über den zu erwartenden Stromertrag und die Angabe der geplanten Anlagenanzahl. Ferner ist durch Eigenerklärungen nachzuweisen, dass der Bieter die gesetzlichen Anforderungen für Bürgerenergiegesellschaften erfüllt und entweder Eigentümer der Fläche ist oder über eine entsprechende Zustimmung des Eigentümers verfügt. Eine feste Standortbindung leitet sich daraus allerdings nicht ab. Der erteilte Zuschlag ist ausschließlich an den in dem Gebot angegebenen Landkreis gebunden. Die finanzielle Qualifikationsanforderung setzt sich abweichend vom Regelfall aus einer Erst- und einer

Zweitsicherheit in Höhe von jeweils 15 EUR/kW zusammen. Während die Erstsicherheit bei Gebotsabgabe zu entrichten ist, wird die Zweitsicherheit – die erfolgreiche Teilnahme an der Ausschreibung vorausgesetzt – zwei Monate nach der Erteilung der Genehmigung fällig. Statt dem Gebotspreisverfahren erfolgt die Preisbildung bei Bürgerenergiegesellschaften nach dem Einheitspreisverfahren („uniform pricing“), wonach alle Bieter den gleichen Zuschlagswert erhalten. Dieser richtet sich nach dem höchsten noch bezuschlagten Gebot der jeweiligen Auktionsrunde bzw. für Gebote im Netzausbaug Gebiet nach dem höchsten noch bezuschlagten Gebot in eben diesem. Ferner verlängert sich die Realisierungsfrist um 2 Jahre und beträgt damit insgesamt 54 Monate.

Begriffsbestimmung Bürgerenergiegesellschaft nach § 3 Nr. 15 EEG 2017

Eine Bürgerenergiegesellschaft ist »jede Gesellschaft,

- a) die aus mindestens zehn natürlichen Personen als stimmberechtigten Mitgliedern oder stimmberechtigten Anteilseignern besteht,
- b) bei der mindestens 51 Prozent der Stimmrechte bei natürlichen Personen liegen, die seit mindestens einem Jahr vor der Gebotsabgabe in der kreisfreien Stadt oder dem Landkreis, in der oder dem die geplante Windenergieanlage an Land errichtet werden soll, nach § 21 oder § 22 des Bundesmeldegesetzes mit ihrem Hauptwohnsitz gemeldet sind, und
- c) bei der kein Mitglied oder Anteilseigner der Gesellschaft mehr als 10 Prozent der Stimmrechte an der Gesellschaft hält,

wobei es beim Zusammenschluss von mehreren juristischen Personen oder Personengesellschaften zu einer Gesellschaft ausreicht, wenn jedes der Mitglieder der Gesellschaft die Voraussetzungen nach den Buchstaben a bis c erfüllt«

Infolge der hohen Beteiligung von Bürgerenergiegesellschaften an den Ausschreibungsrunden des Jahres 2017 und der damit einhergehenden Befürchtung, dass die Ausnahmeregelungen durch die geringeren Anforderungen an den Projektstand und die längere Realisierungsfrist die Kontinuität des Windenergieausbaus gefährden, hat der Gesetzgeber die Sonderregelungen für die ersten beiden Ausschreibungsrunden im Jahr 2018 in Teilen außer Kraft gesetzt. Eine Beteiligung an den Gebotsterminen 1. Februar und 1. Mai 2018 ist damit auch für Bürgerenergiegesellschaften nur noch mit einer bundesimmissionsschutzrechtlichen Genehmigung möglich. Zudem entfällt die Verlängerung der Realisierungsfrist.⁷ Die Anwendung des Einheitspreisverfahrens („uniform pricing“) bleibt dagegen erhalten.

Zum weiteren Umgang mit den Sonderregelungen liegt mit Beschluss vom 2. Februar 2018 ein Gesetzentwurf des Bundesrates vor [BR 2018c]. Den Anträgen der Länder Niedersachsen [BR 2018b] und Nordrhein-Westfalen [BR 2018a] folgend unterstützt der Bundesrat darin, die Aussetzung der besonderen Ausschreibungsbestimmungen für Bürgerenergiegesellschaften auf alle Ausschreibungsrunden der Jahre 2018 und 2019 auszuweiten. Auch CDU, CSU und SPD verständigten sich in ihrem Koalitionsvertrag vom 7. Februar 2018 darauf, künftig nur noch genehmigte Projekte an den Ausschreibungen teilnehmen zu lassen.

⁷ Gesetz zur Förderung von Mieterstrom und zur Änderung weiterer Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 17. Juli 2017 (Bundesgesetzblatt Jahrgang 2017 Teil I Nr. 49, ausgegeben zu Bonn am 24. Juli 2017).

Zur Frage, mit welchen Mitteln die Akteursvielfalt bzw. Bürgerbeteiligung alternativ gestärkt werden kann, befinden sich verschiedene Ansätze mit zum Teil sehr unterschiedlichen Schwerpunkten in der Diskussion. Beispielsweise könnte die Finanzierung der Projektentwicklungsphase für kleinere Akteure durch staatliche Bürgschaften oder Kredite – abgesichert über einen Risikofonds – erleichtert werden. Auch die Vergabe von Investitionszuschüssen für die Projektentwicklung ist grundsätzlich denkbar. Andere Ansätze, wie Prämien oder Mindestquote zielen wiederum darauf ab, die Wettbewerbschancen für Bürgerenergiegesellschaften in der Ausschreibung zu stärken bzw. zu erhalten.

Die Beteiligung von Akteuren im unmittelbaren Umfeld der Anlage steht im Fokus des Bürger- und Gemeindebeteiligungsgesetzes (BüGembeteilG M-V), das seit April 2016 in Mecklenburg-Vorpommern in Kraft ist. Es verpflichtet Betreiber von Windenergieanlagen dazu, Anwohnern und Gemeinden im Umkreis von 5 km mindestens 20 % der Gesellschaftsanteile zum Kauf anzubieten und ihnen damit eine finanzielle Teilhabe zu ermöglichen. Ein ähnliches Ziel verfolgt Agora Energiewende mit ihrem Vorschlag, Kommunen über eine Sonderabgabe der Betreiber an den Erträgen von Windenergievorhaben zu beteiligen [Agora Energiewende 2018]. In beiden Fällen soll durch die finanzielle Partizipation die langfristige Akzeptanz für Windenergieprojekte in den vom Ausbau betroffenen Regionen sichergestellt werden.

Zusammenfassung

Tabelle 4 fasst die zentralen Ausgestaltungselemente der Ausschreibungen für Windenergie an Land mit den bestehenden Differenzen zwischen dem Regelfall und den besonderen Bestimmungen für Bürgerenergiegesellschaften zusammen.

Tabelle 4: Ausgestaltungselemente der Ausschreibungen für Windenergie an Land

	Regelfall	Bürgerenergiegesellschaften
Ausschreibungsvolumen	2017: 2.800 MW (3 Runden) 2018: 2.800 MW (4 Runden) 2019: 2.800 MW (4 Runden) Ab 2020: 2.900 MW (3 Runden)	
Kontingentierung	902 MW pro Jahr im Netzausbaugebiet	
Gebotsgröße	> 750 kW	> 750 kW ≤ 6 Windenergieanlagen ≤ 18 MW
Materielle Qualifikationsanforderung	Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz	Ertragsgutachten*
Finanzielle Qualifikationsanforderung	30 EUR/kW (Bürgschaft / Geldbetrag)	Erstsicherheit: 15 EUR/kW Zweitsicherheit: 15 EUR/kW (Bürgschaft / Geldbetrag)
Standortbindung	Standort gemäß BImSchG-Genehmigung	Landkreis*
Preisbildung	Gebotspreisverfahren („pay-as-bid“)	Einheitspreisverfahren („uniform pricing“)
Höchstwert	2017: 7,0 ct/kWh Ab 2018: dynamische Anpassung	
Standortausgleich	Einstufiges Referenzertragsmodell (normierte Gebote auf Referenzstandort)	
Realisierungsfrist	30 Monate (24 Monate pönalfrei)	54 Monate* (48 Monate pönalfrei)
Pönale bei Verzögerung	10 bis 30 EUR/kW	10 bis 30 EUR/kW
Pönale bei Nicht-Realisierung	30 EUR/kW	30 EUR/kW

* Sonderregelung in den Ausschreibungen zu den Gebotsterminen 1. Februar 2018 und 1. Mai 2018 nicht anzuwenden

4.2.2. Pilotwindenergieanlagen an Land

Um die Forschung und Entwicklung rund um die Windenergienutzung an Land durch die wettbewerblichen Strukturen des neuen Fördersystems nicht zu behindern, sind Pilotwindenergieanlagen an Land von der Pflicht zur Teilnahme an den Ausschreibungen ausgenommen. Es gilt das Wind-Hund-Prinzip, wobei für die Reihung der Zahlungsansprüche das Meldedatum der Inbetriebnahme im Anlagenregister maßgeblich ist. Als Pilotwindenergieanlagen gelten gemäß § 3 Nr. 37 die jeweils ersten zwei Windenergieanlagen eines Typs mit einer installierten Leistung bis einschließlich 6 MW, die wesentliche technische Weiterentwicklungen oder Neuerungen aufweisen und zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme noch einer Typenprüfung bzw. Einheitszertifizierung bedürfen. Gleiches gilt für Windenergieanlagen, die vorwiegend zu Forschungs- und Entwicklungszwecken bzw. zur Erprobung von Innovationen eingesetzt werden.

In beiden Fällen hat der Betreiber parallel zur Meldung der Anlage im Register einen Nachweis darüber zu führen, dass die Anlage den gesetzlichen Anforderungen genügt. Für Prototypen ist hierzu eine Bestätigung eines akkreditierten Zertifizierers vorzulegen, bei Forschungsanlagen reicht dagegen eine Bescheinigung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, die auf Antrag ausgestellt wird.

Der gesetzliche Zahlungsanspruch ist kalenderjährlich auf die ersten 125 MW begrenzt. Maßgeblich für die Reihung der Ansprüche ist der Zeitpunkt, zu dem die Betreiber die Inbetriebnahme ihrer Anlage an das Register der Bundesnetzagentur melden. Kann ein Anspruch aufgrund der Beschrän-

kung in einem Jahr nicht geltend gemacht werden, rückt die Anlage auf eine Warteliste, die in den Folgejahren nach der zeitlichen Reihenfolge der Meldungen im Register aufgelöst wird.

Die Höhe des Zahlungsanspruchs folgt bis einschließlich 2018 den Regelungen des Übergangssystems (administrative Festlegung und atmender Deckel), ab 2019 ist der Durchschnitt aus den Gebotswerten des jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebots der Ausschreibungen im Vorvorjahr maßgeblich.

Zum 31. Dezember 2017 waren insgesamt 61 Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von rund 194 MW als Pilotwindenergieanlagen an Land im Anlagenregister der Bundesnetzagentur gekennzeichnet. Davon entfallen 24 Anlagen bzw. 79 MW auf Inbetriebnahmen im Jahr 2017. In 27 Fällen steht die Inbetriebnahme noch aus.

Auffällig ist die hohe Anzahl an Einträgen, bei denen die übrigen Stammdaten das Vorliegen einer fehlerhaften Einstufung nahelegen. So liegt die Inbetriebnahme in 10 Fällen (27 MW) bereits weiter zurück (1998-2016). In einem Fall wurde eine zur Stilllegung angezeigte Anlage als Pilotwindenergieanlage gekennzeichnet. Daneben finden sich mehrere Fälle, bei denen mehr als zwei Windenergieanlagen des gleichen Typs mit denselben technischen Ausprägungen als Pilotanlagen markiert sind. Auch ein Offshore-Prototyp mit mehr als 6 MW ist als Pilotwindenergieanlage an Land eingestuft.

Die Überprüfung der rechtmäßigen Kennzeichnung obliegt grundsätzlich dem zuständigen Netzbetreiber, der die Daten im Rahmen der sogenannten Netzbetreiberprüfung einsieht. Welche Daten den Prüfprozess bereits durchlaufen haben, geht aus den öffentlich zur Verfügung gestellten Daten des Anlagenregisters allerdings nicht hervor. Eine belastbare Einschätzung zur tatsächlichen Inanspruchnahme der Regelungen ist auf dieser Grundlage daher nicht möglich. Um größtmögliche Transparenz für alle Akteure zu schaffen, ist eine Verbesserung der Datenqualität anzustreben. Hierzu ist der Prüfprozess anzupassen bzw. konsequenter und mit weniger zeitlichem Verzug umzusetzen. Die Inanspruchnahme der Regelungen ist weiter zu beobachten, um sowohl im Falle eines Missbrauchs als auch im Fall, dass die Beschränkung auf 125 MW die Innovationskraft der Branche hemmen, zeitnah reagieren zu können. Zudem ist die Leistungsbegrenzung von Prototypen unter dieser Regelung auf 6 MW ist im weiteren Prozess zu hinterfragen, insbesondere im Hinblick auf Prototypen für die Offshore-Windenergie, die aus Kostengründen zunächst an Land errichtet werden.

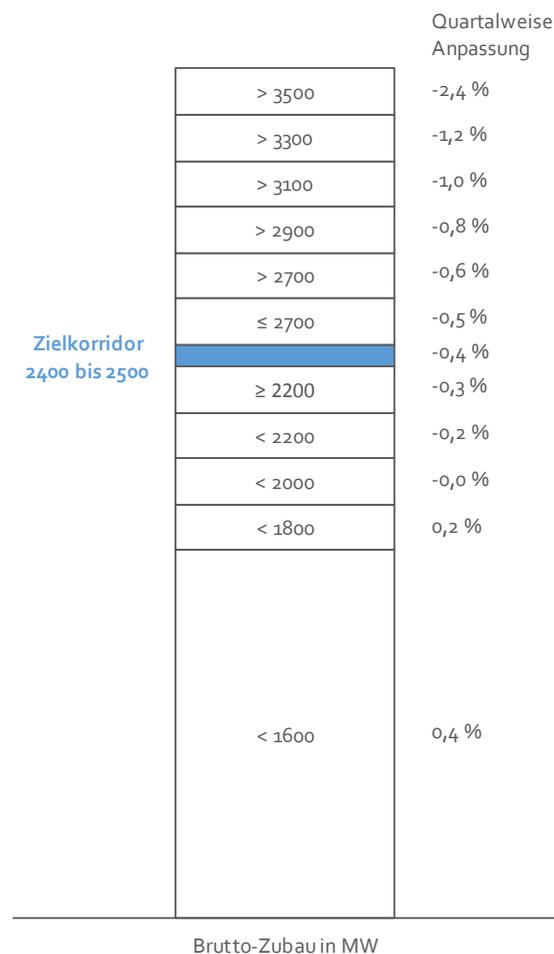
4.2.3. Übergangssystem

Um im Zuge des Systemwechsels einen Fadenriss zu vermeiden, sieht das EEG 2017 einen Übergangszeitraum von insgesamt zwei Jahren vor. So können Anlagen, die vor dem 1. Januar 2017 eine bundesimmissionsschutzrechtliche Genehmigung erhalten haben und vor dem 1. Januar 2019 in Betrieb gehen, auch ohne die Teilnahme an den Ausschreibungen einen Zahlungsanspruch geltend machen. Voraussetzung hierfür ist, dass die Genehmigung vor dem 1. Februar 2017 an das Anlagenregister der Bundesnetzagentur gemeldet wurde.

Die Höhe des Zahlungsanspruchs richtet sich nach den im EEG 2017 administrativ bestimmten anzulegenden Werten, deren Höhe bis zum 4. Quartal 2018 in regelmäßigen Abständen angepasst wird.

Das zweistufige Referenzertragsmodell des EEG 2014 bleibt für die Anlagen im Übergangssystem erhalten.

Zwischen März und August 2017 betrug die Degression der anzulegenden Werte monatlich 1,05 %. Seit Oktober 2017 erfolgt die Anpassung quartalsweise. Die Höhe der Absenkung bzw. Anhebung richtet sich dabei nach dem Brutto-Zubau innerhalb eines 12-monatigen Bezugszeitraums, der 17 Monate vor dem Stichtag beginnt und 5 Monate davor endet (vgl. Abbildung 18). Die Basisabsenkung, die greift, sofern sich der Ausbau innerhalb des angesetzten Zielkorridor von 2.400 MW bis 2.500 MW bewegt, beträgt 0,4 %.



Darstellung: ZSW

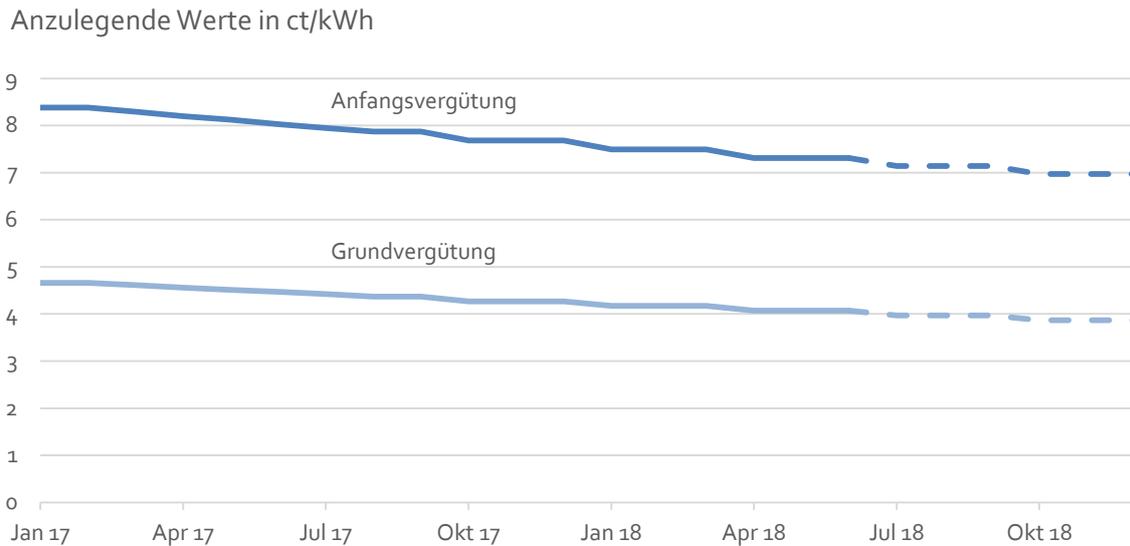
Abbildung 18: Quartalsweise Anpassung der anzulegenden Werte im Übergangszeitraum gemäß § 46a EEG 2017

Akteure, die eine Teilnahme an den Ausschreibungen vorziehen, mussten bis zum 28. Februar 2017 durch eine schriftliche Erklärung gegenüber der Bundesnetzagentur von ihrem gesetzlich bestimmten Zahlungsanspruch zurücktreten. Die Verzichtserklärung ist unwiderruflich.

Der angekündigte Systemwechsel führte zu einem erheblichen Anstieg der Genehmigungen im Jahr 2016. Viele Projektierer sicherten sich damit die Chance, ihre laufenden Vorhaben noch im Zuge der Übergangsregelungen umsetzen zu können. Mit 9,5 GW überstieg der Genehmigungsumfang das

Vorjahresniveau um das Zweieinhalbfache. In lediglich 52 Fällen (475 MW) traten Betreiber freiwillig von ihrem gesetzlichen Zahlungsanspruch zurück und machten damit den Weg für eine Teilnahme an den Ausschreibungen frei [BNetzA 2017b].

Die quartalweise Absenkung der anzulegenden Werte lag infolge des hohen Brutto-Zubaus bisher an der Obergrenze in Höhe von 2,4 %. Nach dem Zubau-Rekord im Jahr 2017 ist bereits heute abzu-sehen, dass dies auch für die verbleibenden Stichtage 1. Juli und 1. Oktober 2018 gelten wird.



Quelle: Netztransparenz, Darstellung: ZSW

Abbildung 19: Entwicklung der anzulegenden Werte im Übergangssystem des EEG 2017

5. Ökonomische Aspekte

Im folgenden Kapitel werden die ökonomischen Aspekte des Windenergiezubaues in den vergangenen Jahren beleuchtet. Betrachtet werden Anlagen, die im Rahmen der Regelungen nach EEG 2017 im Übergangssystem sowie im Ausschreibungssystem installiert werden. Weiterhin werden die Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunden für Wind an Land im Jahr 2017 präsentiert und weitere im Rahmen der Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts erzielte Ergebnisse mit Bezug auf die ökonomischen Aspekte der Windenergie dargestellt.

5.1. Kostensituation der Windenergie an Land 2017 (anlagenbezogene Kosten)

Im Folgenden wird die Kostensituation der Windenergie im Jahr 2017 beschrieben. Aufgrund des Übergangssystems zu Ausschreibungen werden bis Ende 2018 Windenergieprojekte umgesetzt, die nach an die Bedingungen des EEG 2014 angelehnten Übergangsregeln vergütet werden. Ziel ist es, zunächst die Situation dieser Projekte näher zu analysieren. Die Stromgestehungskosten von Projekten, die im Jahr 2017 von regulären Bietern oder als BEG-Projekte mit BImSchG-Genehmigung einen Zuschlag erhalten haben, wurden ebenfalls abgeschätzt.

Weiterhin werden Annahmen getroffen, um die Stromgestehungskosten solcher Anlagen abzuschätzen, die im Jahresverlauf 2017 unter den Ausnahmeregelungen für Bürgerenergiegesellschaften (BEG) ohne BImSchG-Genehmigung bezuschlagt wurden.

Die Gesamtinvestition eines Windenergieprojektes wird im Folgenden getrennt nach Hauptinvestitionskosten sowie Nebeninvestitionskosten betrachtet. Diese sind folgendermaßen definiert:

- Hauptinvestitionskosten: Kosten für die Windenergieanlage inkl. Turm und Rotor sowie Transport- und Installationskosten
- Nebeninvestitionskosten: Alle Kosten, die bei der Umsetzung eines Windenergieprojektes anfallen, wie Fundamentkosten, Netzanbindungskosten, Erschließungskosten sowie Planungskosten und projektspezifisch variierende „sonstige Kosten“

Weiterhin sind für die Kostensituation über die gesamte Lebensdauer eines Windenergieprojektes die Betriebskosten sowie die Finanzierungssituation von zentraler Bedeutung:

- Betriebskosten: Alle Kosten, die während der Betriebszeit des Parks anfallen, demnach Kosten für Wartung und Reparatur, Pachtzahlungen, Versicherungen, Betriebsführung und Rücklagen für den Rückbau
- Finanzierungsparameter: Betrachtet werden insbesondere Fremd- und Eigenkapitalanteil, Fremdkapitalzinssätze, angestrebte Eigenkapitalverzinsung

Die möglichst genaue Kenntnis der einzelnen Kostenbestandteile bzw. Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit von Windenergieprojekten ist die notwendige Grundlage zur Berechnung von Stromgestehungskosten. Dementsprechend ist eine umfangreiche Datenerhebung bei Branchenakteuren unerlässlich. Die letzten ausführlichen Veröffentlichungen mit zugrunde liegender Daten-

erhebung in der Windenergiebranche erfolgten 2013, 2014 und 2015. Weiterhin wurde die Kostensituation im Jahr 2016 bereits durch das laufende Vorhaben zum Erfahrungsbericht analysiert.

- Deutsche WindGuard: Kostensituation der Windenergie an Land 2013 [DWG 2013]
- IE Leipzig: Begleitgutachten zum EEG Erfahrungsbericht 2014 [IE 2014]
- Deutsche WindGuard: Kostensituation der Windenergie an Land – Update 2015⁸ [DWG 2015]
- Deutsche WindGuard: Wissenschaftlicher Zwischenbericht - Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz, Teilvorhaben II e): Wind an Land, Kapitel 5 [DWG/ZSW 2017]

Alle Analysen beinhalten Annahmen zu den durchschnittlichen Hauptinvestitionskosten, Investitionsnebenkosten, Betriebskosten sowie zu den Finanzierungsparametern und den sich ergebenden Stromgestehungskosten der Windenergie an Land. Eine vergleichende Übersicht der maßgeblichen Eingangsparameter zur Berechnung der Stromgestehungskosten erfolgt in Abschnitt 5.2.1. Alle Studien zeigen Bandbreiten und Sensitivitäten auf, die Übersicht ist aus diesem Grund etwas vereinfachend, beinhaltet aber die wesentlichen Durchschnittswerte.

Tabelle 5: Vergleichende Übersicht der Haupt-Eingangsparameter zur Stromgestehungskostenberechnung aus früheren Analysen

		DWG 2013	IE 2014	DWG 2015	DWG / ZSW 2017
Durchschnittliche Hauptinvestitionskosten	€/kW	1010 - 1340	1050 - 1440	980 - 1380	1020 - 1180
Durchschnittliche Nebeninvestitionskosten	€/kW	374	326	387	331
Betriebskosten Jahr 1-10	ct/kWh	2,41 - 2,66	2,1	2,1 - 2,6	1,1, - 1,8
Betriebskosten Jahr 11-20	ct/kWh	2,7	2,68	2,3 - 2,9	1,5 - 2,4
Eigenkapitalanteil	%	22	20	15	8 - 24
Eigenkapitalverzinsung	%	8,75 - 11	8	8	8
Fremdkapitalzins	%	3,8	3,8	2,5 / 5 (Anschlusszins)	2,1 / 5 (Anschlusszins)

Datengrundlage: DWG 2013, IE 2014, DWG 2015, DWG/ZSW 2017. Quelle: Eigene Darstellung DWG.

Bei der Betrachtung der aktuellen Kostensituation der Windenergie an Land wird teilweise auf die in der im Vorjahr im Rahmen des EEG-Erfahrungsberichts-Vorhabens durchgeführte Datenerhebung aufgesetzt. Insbesondere die zu den Investitionsnebenkosten und Betriebskosten gewonnenen Ergebnisse aus der Projektierer-Befragung werden aus der Erhebung im Vorjahr übernommen. Bezüglich der Hauptinvestitionskosten wurde hingegen eine neue Erhebung durchgeführt und eine vollständige Aktualisierung der Daten vorgenommen.

⁸ Diese Veröffentlichung beinhaltet keine vollständige neue Datenerhebung. Die Hauptinvestitionskosten wurden erhoben und aktualisiert, die Darstellung der Investitionsnebenkosten und Betriebskosten erfolgt gemäß den Daten aus 2013.

5.1.1. Datengrundlage

Im Herbst 2016 wurde eine umfangreiche Datenerhebung zur Kostensituation der Windenergie an Land durchgeführt. Hierfür wurden folgende Branchenakteure über einen schriftlichen Fragebogen sowie begleitende Telefonate befragt:

- Hersteller von Windenergieanlagen – Erhebung 2016 (in diesem Papier nur relevant für den historischen Verlauf)
 - Versand an 6 Hersteller
 - Inhaltliche Schwerpunkte: Kosten der Windenergieanlage / der Fundamente; Kostendegressionspotentiale
- Projektierer von Windenergieprojekten
 - Versand an 220 Unternehmen
 - Ergänzend Durchführung einer Desktop-Erhebung hinsichtlich veröffentlichter Prospekte von Windenergieprojekten
 - Inhaltliche Schwerpunkte: Investitionsnebenkosten; Betriebskosten; Kostendegressionspotentiale
- Bankinstitute
 - Versand an 23 Bankinstitute
 - Inhaltliche Schwerpunkte: Finanzierungsbedingungen; Fremdkapitalzinssätze, Finanzierungsdauer; Neuerungen mit Einführung von Ausschreibungen

Aktualisiert wurde zum Ende des Jahres 2017 die Befragung der Anlagenhersteller. Dabei erfolgten die Abfrage von durchschnittlichen Hauptinvestitionskosten im Jahr 2017 sowie eine Einschätzung von Kosten neuer Anlagentypen, die insbesondere für die Einordnung der Situation von Anlagen, die im Ausschreibungssystem bezuschlagt wurden, relevant sind.

- Hersteller von Windenergieanlagen – Erhebung 2017
 - Versand an 6 Hersteller
 - Inhaltliche Schwerpunkte: Kosten der aktuellen Windenergieanlagentechnologie; Kosten für neue Windenergieanlagentechnologien

Im Folgenden wird ein Überblick über den Umfang und die Art der Datenrückläufe gegeben.

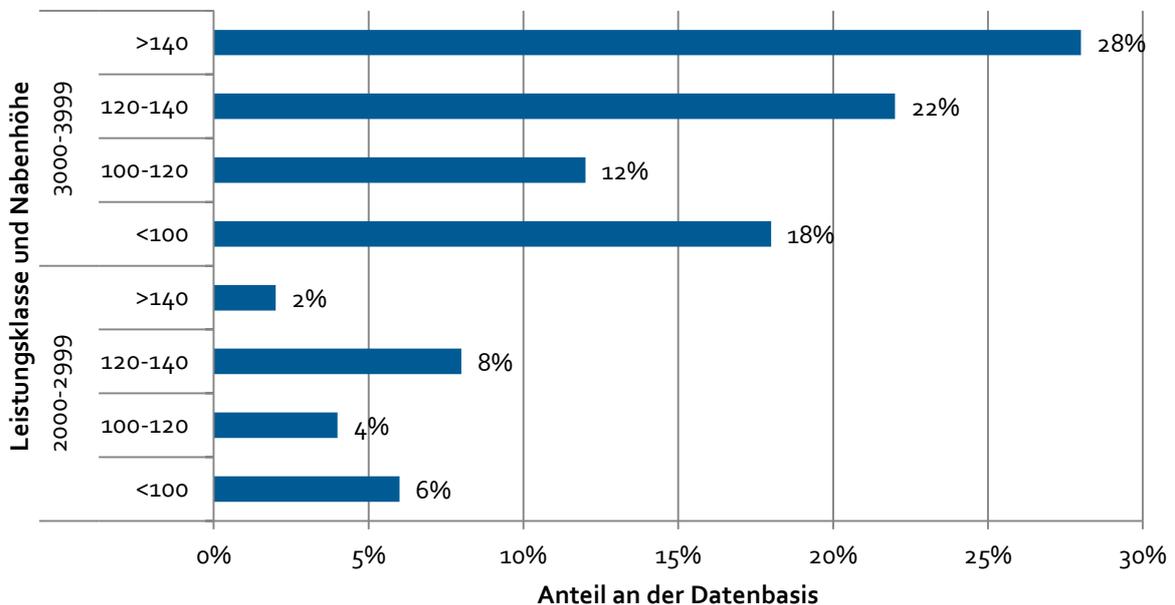
Hersteller

Im Rahmen der aktualisierenden Erhebung 2017 wurden von fünf namhaften Herstellern⁹ Daten geliefert. Die Hersteller realisierten 2017 gemeinsam 89% des Windenergiezubaues in Deutschland [AnlReg 12/17]. Damit beziehen sich die Antworten auf das Hauptspektrum des deutschen Marktes. Auf Basis der Datenerhebung konnten Kostenangaben für 50 aktuelle Anlagentypen im Leistungsbereich von 2-4 MW¹⁰ generiert werden. Die folgende Abbildung 20 gibt nähere Hinweise zur Verteilung der vorhandenen Datensätze auf unterschiedliche Leistungsklassen und Nabelhöhen. Verglichen mit der Datenerhebung 2016 wurde eine ähnliche Anzahl an Datensätzen in den relevanten

⁹ Zum Berichtszeitpunkt behält sich einer der Hersteller eine Aktualisierung der gelieferten Daten vor, da ein vorläufiger Stand übermittelt wurde. Der Umfang der gelieferten Daten ist in allen Fällen als gut zu bewerten.

¹⁰ Datensätze, die in Auswertungen nicht gemittelt werden können, werden nicht dargestellt, um die Vertraulichkeit der Einzeldatensätze zu wahren.

Technologieklassen erfasst, jedoch verschiebt sich der Schwerpunkt weiter in die Leistungsklasse der 3 MW-Anlagen, die ihren Marktanteil am Leistungszubau zunehmend steigert. Nur 20% der erhobenen Kostendatensätze beziehen sich auf die 2 MW-Anlagen.



Datenbasis: 50 WEA-Typen

Datengrundlage: Eigene Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung DWG.

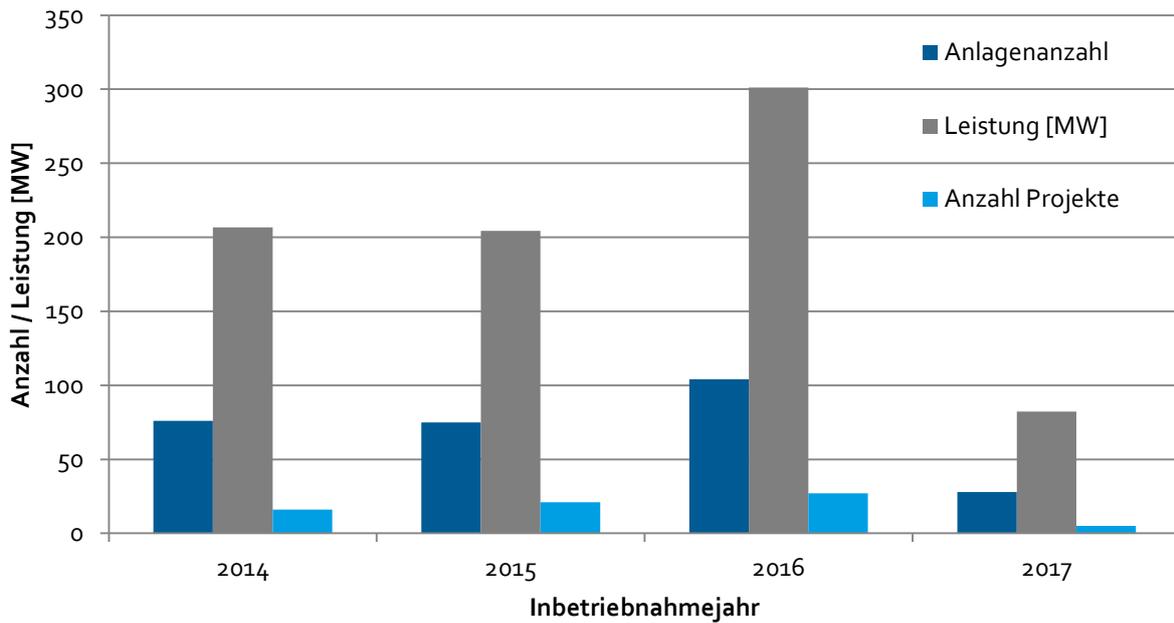
Abbildung 20: Verteilung der erhaltenen Kostendaten für Windenergieanlagen im Jahr 2017 nach Leistungsklasse und Nabenhöhe

Projektierer / Prospektrecherche

Zu Beginn des Vorhabenszeitraums wurde eine schriftliche Befragung mit intensivem telefonischem Nachlaufprozess durchgeführt. Im Ergebnis liegen Daten für insgesamt 69 Windenergieprojekte aus den Jahren 2014-2017 vor. Diese Projekte umfassen insgesamt 283 Windenergieanlagen und eine Gesamtleistung von 704 MW.

Die Rücklaufquote beträgt bezogen auf die Anzahl der rückmeldenden Unternehmen 10%, die jedoch teilweise mehrere Projekte meldeten. Angesichts der sehr hohen Sensibilität der abgefragten Daten und der mit der Einführung von Ausschreibungen stark gesunkenen Antwortbereitschaft in der Branche wird der Rücklauf insgesamt als hinreichend gewertet.

Um die Datenbasis zu verbessern, wurden zudem ergänzende Desktop-Recherchen durchgeführt. Auf Basis von Prospekten für Windenergieprojekte konnte die Datenbasis so um Angaben für 240 MW vergrößert werden. Die folgende Abbildung 21 stellt die Verteilung der resultierenden Datenbasis auf unterschiedliche Inbetriebnahmejahre dar.

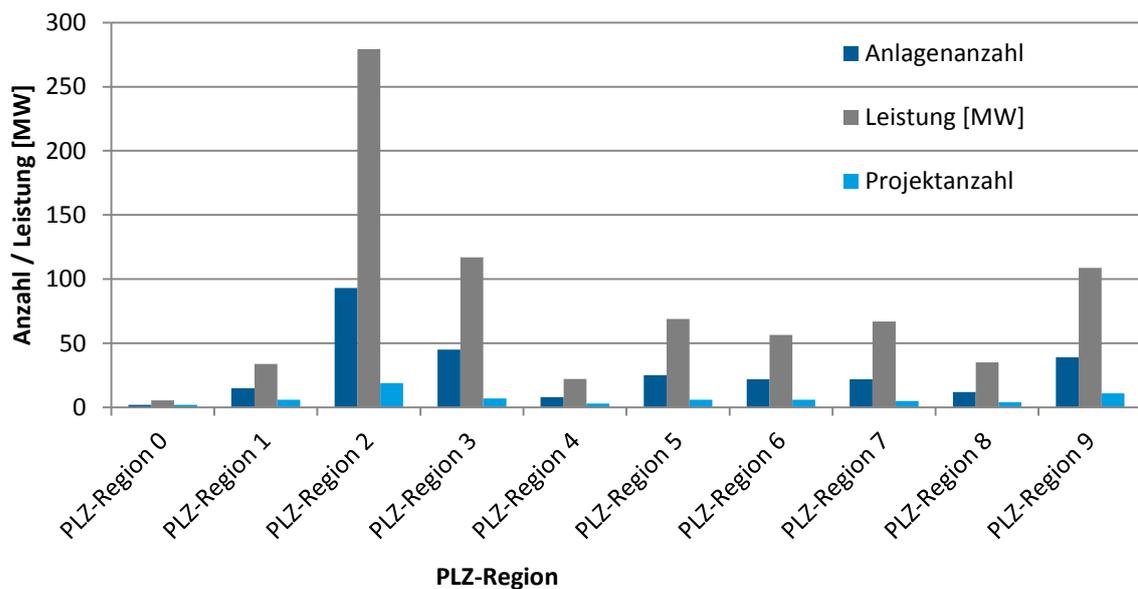


Datenbasis: 283 WEA, 794 MW, 69 Projekte

Datengrundlage: Eigene Erhebung. Quelle: Eigene Darstellung DWG.

Abbildung 21: Verteilung der Projektdatenbasis hinsichtlich Anlagenanzahl, Leistung sowie Projektanzahl auf Inbetriebnahmejahre

Für die Jahre 2014 und 2015 liegen jeweils Daten für etwa 200 MW vor, wobei 2014 die durchschnittliche Projektgröße etwas größer ist. Die meisten Datensätze liegen mit rund 300 MW für Windenergieanlagen mit Inbetriebnahmejahr 2016 vor. Des Weiteren wurden fünf Projekte mit rund 80 MW für das Inbetriebnahmejahr 2017 gemeldet. Abbildung 22 gibt nähere Informationen zur geografischen Verteilung der vorhandenen Datensätze.



Datengrundlage: Eigene Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung DWG

Abbildung 22: Verteilung der Projektdatenbasis hinsichtlich Anlagenanzahl, Leistung sowie Projektanzahl auf Postleitzahlregionen

Es wird deutlich, dass aus allen Postleitzahl-Regionen Deutschlands Daten erfasst werden konnten. Die größte Datenmenge besteht für die Postleitzahl-Region 2, die vordergründig Schleswig-Holstein und die nördlichen Teile Niedersachsens umfasst. Angesichts des sehr hohen Zubaus in diesen Bereichen in den betreffenden Installationsjahren ist dies ein konsistentes Ergebnis. Besonders gering ist die Datenlage hingegen für die PLZ-Region 0. In diesem PLZ-Bereich liegt das Bundesland Sachsen (vollständig), sowie Teile der Länder Brandenburg, Thüringen und Sachsen-Anhalt. Der Zubau von WEA in Sachsen in den vergangenen Jahren war vergleichsweise gering. Die Länder Brandenburg, Thüringen und Sachsen-Anhalt sind in anderen PLZ-Regionen in der Datenbasis vertreten. Die kleine Datenbasis in dieser Region ist somit ebenfalls mit dem Zubauverlauf zu erklären.

Banken

Es liegen Angaben von zwölf in der Finanzierung von Windenergieprojekten erfahrenen Banken vor. Die Rücklaufquote betrug 52%. Der Umfang der gelieferten Daten ist weitgehend als gut zu bewerten.

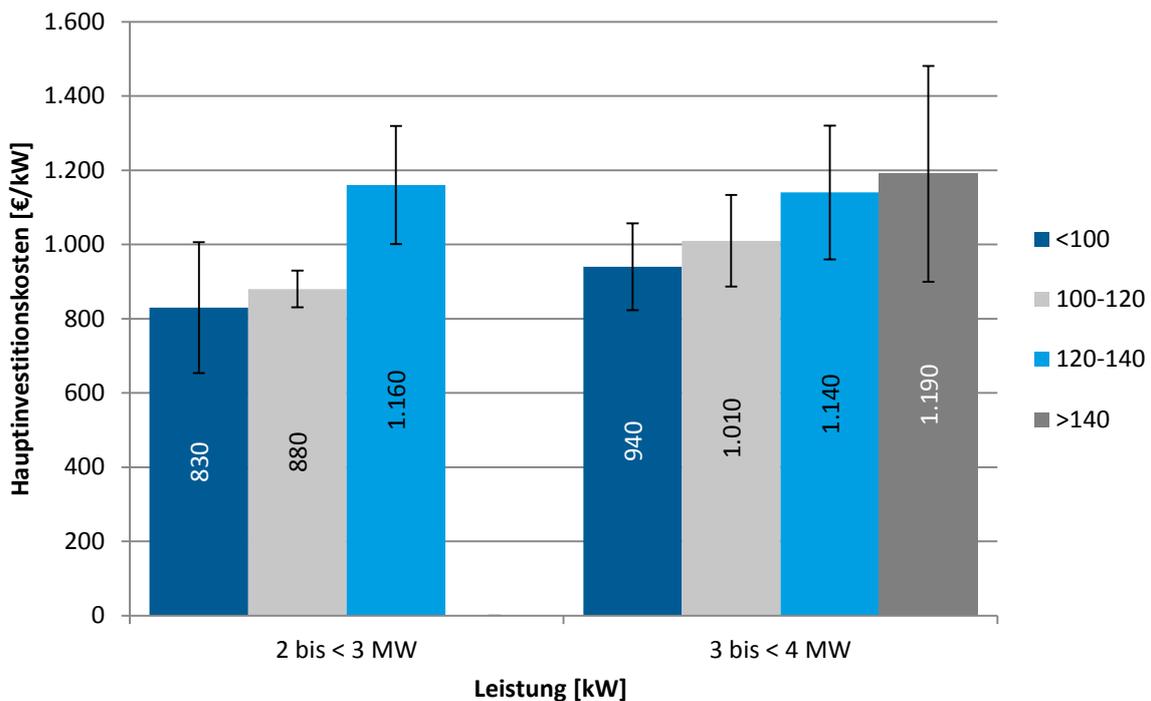
5.1.2. Hauptinvestitionskosten

Die Hauptinvestitionskosten umfassen neben der Windenergieanlage selbst die Logistik- und Transportkosten der Anlagen zum jeweiligen Projektstandort sowie die Installationskosten. Üblicherweise werden diese Kosten vom Hersteller getragen. Die Kosten für die Bereitstellung und Errichtung der Fundamente, der nötigen Infrastruktur sowie der Netzanschlüsse sind hingegen Bestandteile der Investitionsnebenkosten.

Ergebnisse der Datenerhebung

Die durchschnittlichen Hauptinvestitionskosten je Kilowatt installierter Leistung werden in Abbildung 23 differenziert nach zwei Leistungs- und vier Nabenhöhenklassen dargestellt. Dabei wird

nicht nach unterschiedlichen Rotordurchmessern differenziert. Grundsätzlich ist anzumerken das die mittleren Rotordurchmesser mit steigender Nabenhöhe sowie steigender Leistungsklasse ebenfalls steigen. In den in der Datenbasis enthaltenden Anlagentypen begründet dies insbesondere den Kostensprung, der in der 2-3 MW-Klasse zwischen den Nabenhöhen-Klassen sichtbar ist. Die in der Tendenz in der 3-4 MW-Klasse höheren spezifischen Kosten können ebenfalls auf größere Rotordurchmesser und geringere spezifische Flächenleistungen zurückgeführt werden.

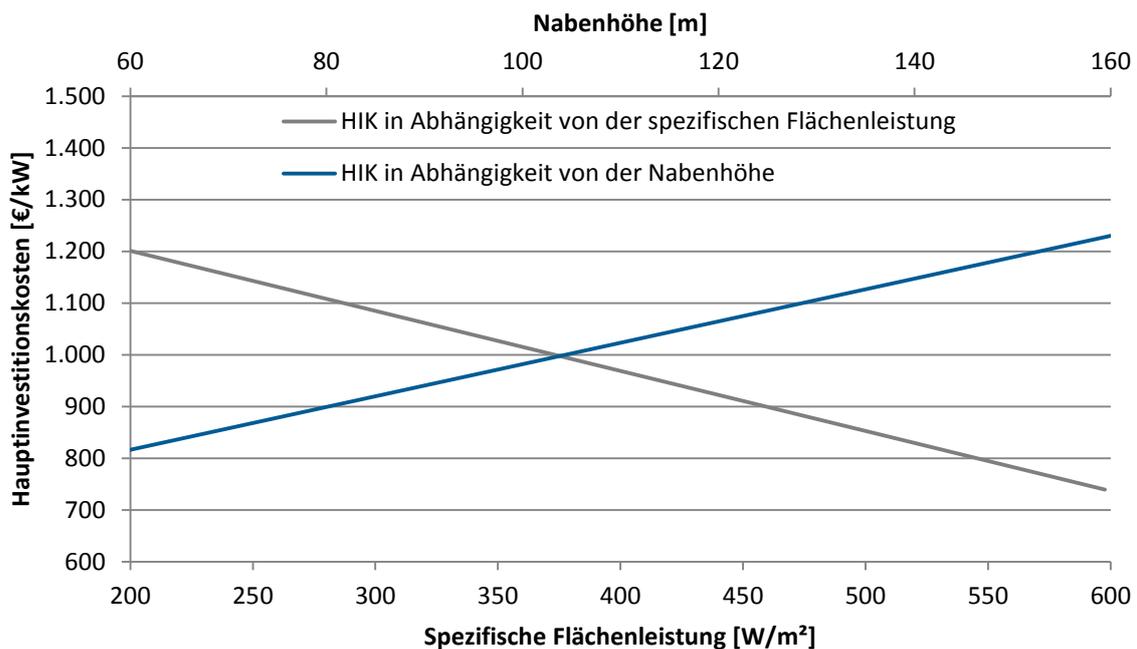


Datenbasis: 49 WEA-Typen

Datengrundlage: Eigene Erhebung. Quelle: Eigene Darstellung DWG.

Abbildung 23: Spezifische Hauptinvestitionskosten in €/kW mit Standardabweichung nach Leistungs-kategorie und Nabenhöhe

Aus diesem Grund ist neben der Betrachtung der Entwicklung der spezifischen Hauptinvestitionskosten in Abhängigkeit von Leistung und Nabenhöhe insbesondere im deutschen Windenergiemarkt mit dem zunehmenden Einsatz von Anlagen mit einer niedrigeren spezifischen Flächenleistung eine Betrachtung der spezifischen Kostenentwicklung pro Quadratmeter überstrichener Rotorfläche von Interesse. In der Datenbasis sind Anlagentypen mit einer spezifischen Flächenleistung zwischen knapp unter 200 W/m² bis zu etwa 600 W/m² enthalten. Dies macht die große Bandbreite an verfügbaren Anlagenkonfigurationen, die für unterschiedliche Standortanforderungen optimiert sind, deutlich. Grundsätzlich steigen die Hauptinvestitionskosten mit der Nabenhöhe an, mit zunehmender spezifischer Flächenleistung nehmen die spezifischen Hauptinvestitionskosten hingegen ab. In Abbildung 24 sind die Trendlinien der spezifischen Hauptinvestitionskosten in Abhängigkeit von der Nabenhöhe und der spezifischen Flächenleistung dargestellt.



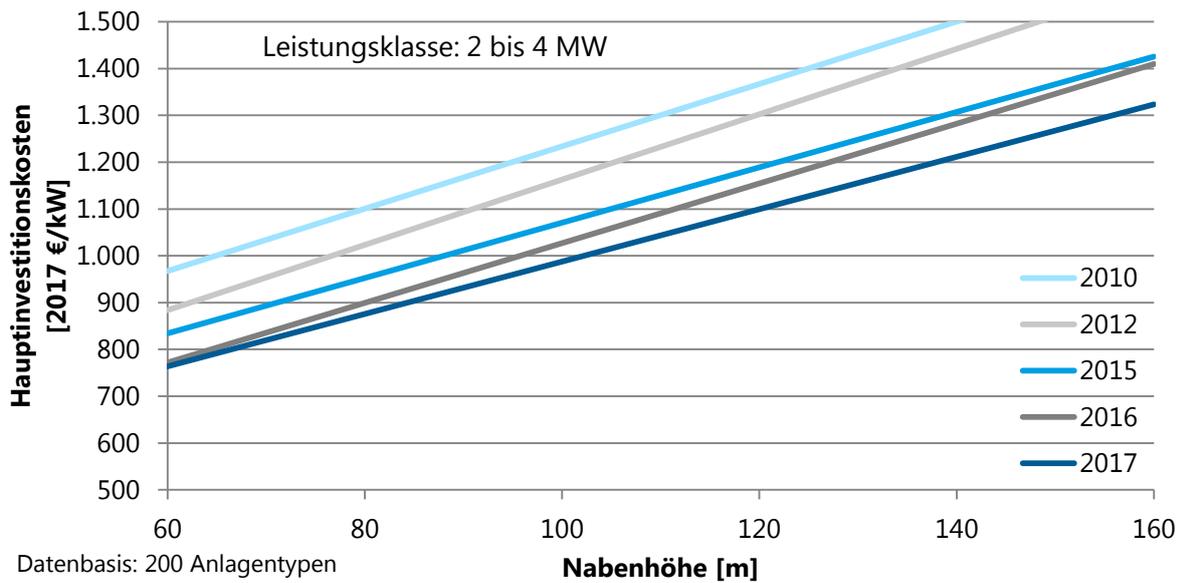
Datengrundlage: Eigene Erhebung. Quelle: Eigene Darstellung DWG.

Abbildung 24: Trendlinien der spezifischen Hauptinvestitionskosten in €/kW in Abhängigkeit von der Nabenhöhe und der spezifischen Flächenleistung

Wie die Hauptinvestitionskosten steigen die Volllaststunden am Referenzstandort mit zunehmender Nabenhöhe bzw. mit abnehmender spezifischer Flächenleistung. Dabei lässt sich theoretisch betrachtet durch eine Reduktion der spezifischen Flächenleistung zu gleichen Kosten eine größere Steigerung der Volllaststunden erreichen als durch eine Steigerung der Nabenhöhe. In der Praxis ist dies einer Einzelfallprüfung zu unterziehen, da durch unterschiedliche Windverhältnisse oder Höhenbegrenzungen die Nutzbarkeit bestimmter Anlagentypen eingeschränkt sein kann und die Ertragssteigerungen durch vom Referenzstandort abweichende Höhenprofile beeinflusst werden.

Kostenentwicklung im Zeitverlauf

Die Hauptinvestitionskosten sind im Zeitverlauf immer weiter gesunken. Die folgende Abbildung 25 stellt dies zusammenfassend für Anlagen mit einer Leistung zwischen 2 und 4 MW dar. Zu beachten ist, dass nur für jene Jahre Angaben ausgewertet werden konnten, in denen vergleichbare Kostenanalysen für die Windenergie an Land veröffentlicht wurden und dass die zeitlichen Abstände zwischen den einzelnen Datensätzen unterschiedlich sind. Die durchschnittlich erreichten Kostensenkungen gegenüber dem Vorjahr betragen real 3% für Anlagen der gleichen Nabenhöhenklasse.



Datengrundlage: Eigene Berechnung. Quelle: Eigene Darstellung DWG.

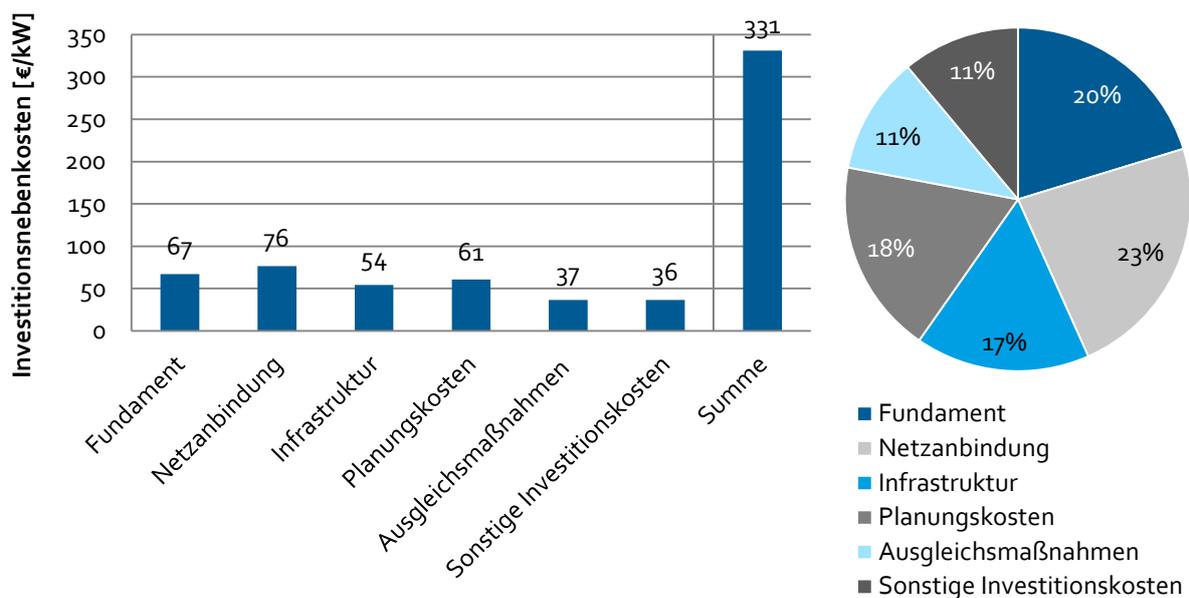
Abbildung 25: Inflationsbereinigte spezifische Hauptinvestitionskosten in €/kW 2017 als Trendlinien über der Nabenhöhe im Zeitverlauf

5.1.3. Investitionsnebenkosten

Die Investitionsnebenkosten beinhalten alle Kosten, die neben den Hauptinvestitionskosten bei der Umsetzung eines Windenergieprojektes anfallen. Dazu gehören die Kosten für das Fundament, die Netzanbindung, Erschließungskosten sowie Planungskosten. Hinzu kommen „sonstige Kosten“, die beispielsweise Kosten für Ausgleichsmaßnahmen beinhalten, und projektspezifisch variieren.

Ergebnisse der Datenerhebung

Die folgende Abbildung 26 zeigt die Ergebnisse der aktuellen Datenerhebung für die einzelnen Positionen der Investitionsnebenkosten sowie die entsprechende prozentuale Verteilung.



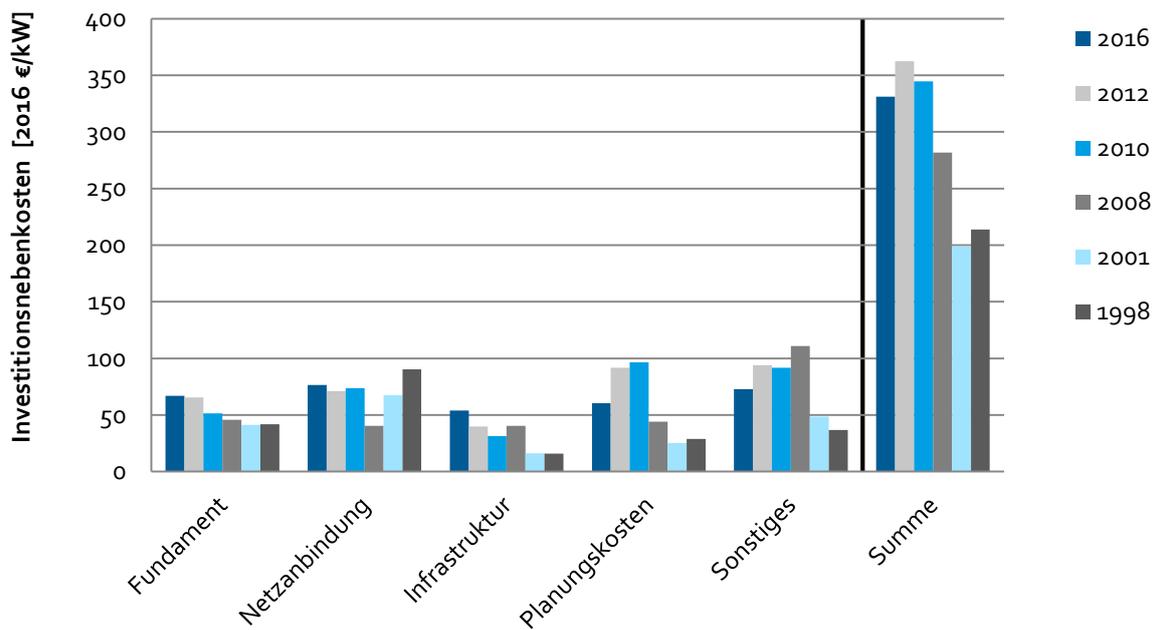
Datengrundlage: Eigene Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung DWG

Abbildung 26: Spezifische Investitionsnebenkosten in €/kW 2016 sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Investitionsnebenkosten

Die Investitionsnebenkosten verteilen sich relativ gleichmäßig auf die einzelnen Positionen, der Anteil der Planungskosten sticht nicht mehr so heraus wie in vergangenen Datenerhebungen. Die größten Anteile liegen aktuell bei den Netzanbindungskosten (23%) sowie den Fundamentkosten (20%).

Kostenentwicklung im Zeitverlauf

Die Investitionsnebenkosten sind in vergangenen Datenerhebungen zumeist gestiegen, da die sich weiter entwickelnden Rahmenbedingungen immer größere Anforderungen an die Planung von Windenergieprojekten (bspw. im Bereich der Umweltgutachten) stellten. Für die letzten Jahre ist neben den weiterhin hohen planungsrechtlichen Anforderungen als maßgeblicher Einflussfaktor der zeitliche Druck (hohe regelmäßige Degression, Einführung von Ausschreibungen ab 2017) zu nennen. Abbildung 27 stellt die Entwicklung der Investitionsnebenkosten im Zeitverlauf dar. Alle Werte wurden auf das Jahr 2016 normiert.



Datengrundlage: DWG 2008, DWG 2011, DWG 2013, Eigene Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung DWG.
Abbildung 27: Inflationsbereinigte spezifische Investitionsnebenkosten in €/kW 2016 im Zeitverlauf

Es wird deutlich, dass bezogen auf die Summe der Investitionsnebenkosten seit der letzten Datenerhebung eine Kostensenkung erfolgt ist. Im Durchschnitt beträgt diese seit 2012 rund 2%. Bei Betrachtung der Einzelpositionen wird ersichtlich, dass bei Fundamenten und Netzanbindungskosten in den letzten Jahren leichte Kostensteigerungen erfolgten. Die Kosten zur Erstellung der Infrastruktur sind deutlicher gestiegen. Dies ergibt sich aufgrund des höheren Aufwands zur Installation und Anbindung von Anlagen mit steigenden Leistungen, Rotordurchmessern und Nabhöhen. Kostensenkungen wurden hingegen bei den Planungskosten sowie den sonstigen Kosten beobachtet. Unter sonstigen Investitionsnebenkosten wurden von den befragten Unternehmen unter anderem Bürgerbeteiligungskosten, Kosten für Fledermausmodule oder Kosten für Kampfmittelbeseitigung genannt. Da die Zuordnung von Kosten in die Position sonstige Kosten in jeder Datenerhebung etwas unterschiedlich ausgefallen sein könnte (dies erfolgt durch die antwortenden Unternehmen), sind Interpretationen in diesem Bereich schwierig. Für die Planungskosten wurden bereits in der letzten Datenerhebung (2012) leichte Kostensenkungen beobachtet, bei der aktuellen Erhebung sind diese noch deutlicher ersichtlich. Die Leistung von Windenergieanlagen ist stetig gestiegen, zudem sind die Windparks in der Stichprobe relativ groß, damit sinken die Kosten pro kW. Dieser Effekt fällt in den letzten Jahren stärker ins Gewicht als die durch steigende planungsrechtliche Anforderungen bewirkten Kostensteigerungen.

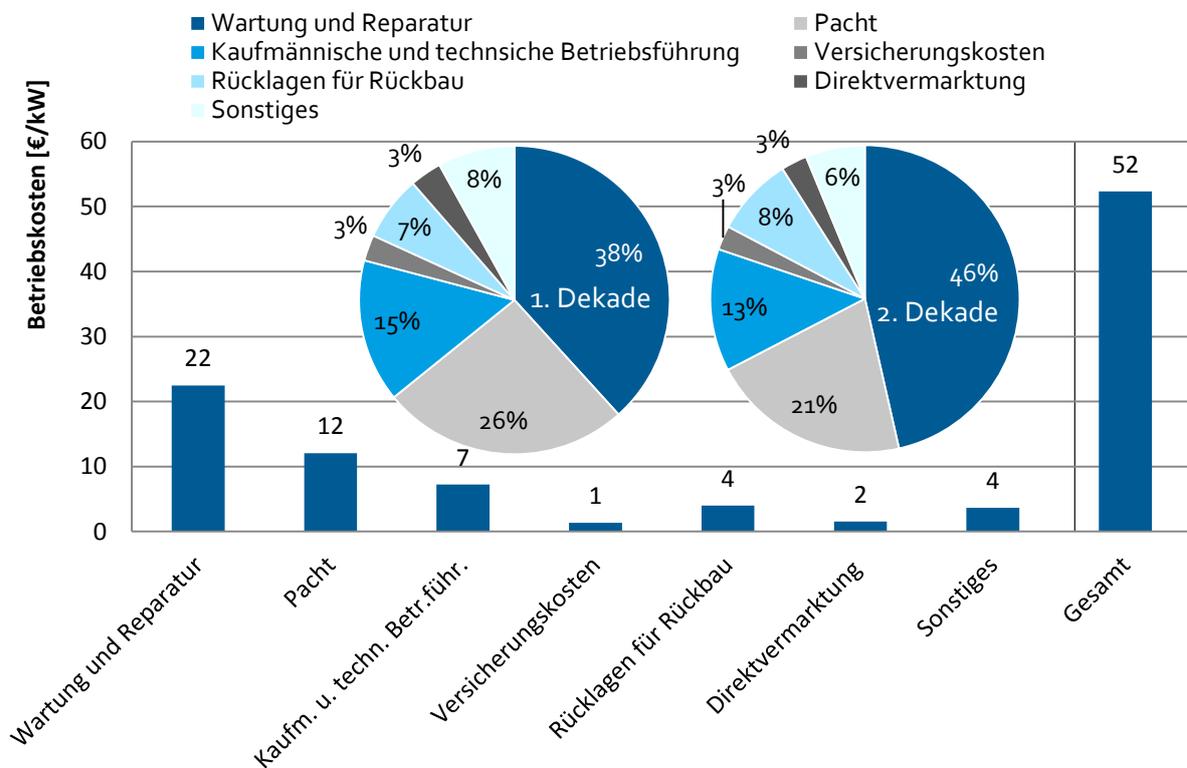
5.1.4. Betriebskosten

Bei den Betriebskosten handelt es sich um die Kosten, die nicht im Rahmen der Investition, sondern zur Aufrechterhaltung des Betriebs der Windenergieanlage regelmäßig anfallen. Dazu gehören Wartung und Reparatur, Pacht, kaufmännische und technische Betriebsführung, Versicherungskosten, Rücklagen für den Rückbau, Direktvermarktungskosten sowie sonstige Betriebskosten. Die Kosten wurden bei Windenergieprojektierern für aktuelle Projekte erhoben. Dabei wurden die Betriebskosten sowohl für die erste, als auch die zweite Betriebsdekade von den Befragten abge-

schätzt. Weiterhin wurde nach variablen und fixen Betriebskosten unterschieden. Diese Unterscheidung wurde erstmals in einer Datenerhebung gemacht und beeinflusste die Bewertung der Betriebskosten an unterschiedlich windhöffigen Standorten deutlich.

Ergebnisse der Datenerhebung

Die zusammengefassten Ergebnisse der Betriebskostenerhebung sind in Abbildung 28 dargestellt. Aufgezeigt werden zum einen die über die gesamte Betriebsdauer gemittelten Kosten in €/kW, zum anderen die Anteile der jeweiligen Kostengruppen an den Betriebskosten nach Dekaden. Die mittleren Betriebskosten sind für einen gemäß Datenbasis durchschnittlichen Standort umgerechnet. Im Mittel betragen diese jährlich 52 €/kW. Dabei entfällt sowohl in der ersten als auch in der zweiten Dekade der größte Anteil auf die Wartungs- und Reparaturkosten. Auch die Pachtzahlungen tragen erheblich zu den Betriebskosten bei und machen in der ersten Dekade im Mittel gut ein Viertel, in der zweiten Dekade etwas über ein Fünftel der Betriebskosten aus. Die kaufmännische und technische Betriebsführung fällt mit 15% bzw. 13% ins Gewicht. Während die Aufwendungen für Versicherung und Vermarktung vergleichsweise niedrig sind, belaufen sich die Rücklagen für den Rückbau am Ende der Betriebslaufzeit auf durchschnittlich 4 €/kW jährlich. Die sonstigen Kosten, die ebenfalls durchschnittlich 4 €/kW betragen, beinhalten alle Kosten, die nicht den anderen Posten zugeordnet werden konnten. Dies beinhaltet beispielsweise Kosten für Vogel- oder Fledermausmonitoring, Infrastrukturnutzungskosten, Strombezugskosten, Kosten für weitere Gutachten und vieles weiteres.



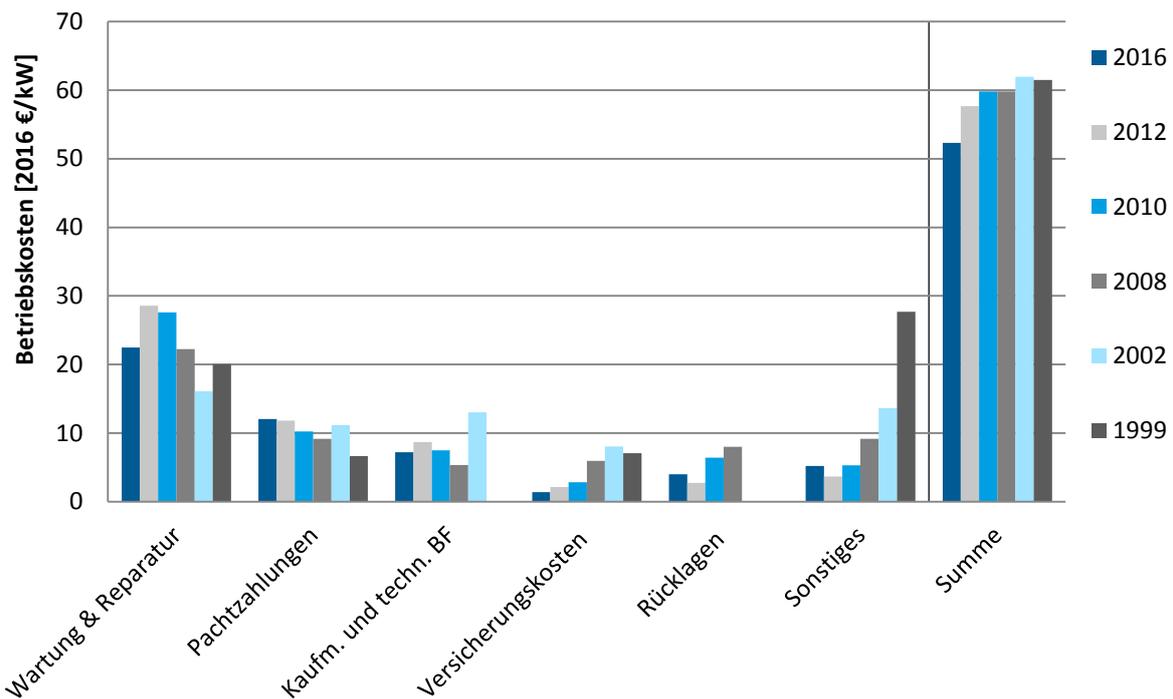
Datengrundlage: Eigene Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung DWG

Abbildung 28: Durchschnittliche spezifische Betriebskosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Betriebskosten nach Dekaden

Die Betriebskosten sind, wie auch schon frühere Kostenerhebungen gezeigt haben, stark projektspezifisch. Die Standardabweichung der erhobenen Werte liegt bezogen auf die Gesamtbetriebskosten bei 37% in der ersten und 35% in der zweiten Dekade.

Kostenentwicklung im Zeitverlauf

Bei Betrachtung der Entwicklung der Betriebskosten im Zeitverlauf, die in Abbildung 29 dargestellt ist, wird deutlich, dass die Betriebskosten in den vergangenen Jahren deutlich gesunken sind. Insbesondere die Wartungs- und Reparaturkosten sind gegenüber vergangenen Erhebungen deutlich reduziert. Relativierend muss hier angebracht werden, dass in der 2016er Erhebung erstmals differenziert zwischen fixen und variablen Kosten unterschieden wurde und die Annahmen, die in den früheren Datenerhebungen zugrunde gelegt wurden, ersetzt. Auch im Bereich der kaufmännischen und technischen Betriebsführung sowie hinsichtlich der Versicherungskosten konnten in der Datenerhebung Kostensenkungen festgestellt werden. Die Pachtzahlungen sind auf vergleichbarem Niveau wie in der letzten Datenerhebung 2012, der sehr geringfügige Anstieg um 0,2 ct/kWh ist hier kaum interpretierbar, da auch die Stichprobenszusammensetzung hier eine Rolle spielt. Dies bedeutet aber, dass das Pachtniveau weiterhin relativ hoch ist und Kostensenkungen bisher durch andere Bestandteile der Betriebskosten erbracht werden. Insgesamt beläuft sich die Kostensenkung seit der letzten Datenerhebung auf etwa 2% pro Jahr.



Datengrundlage: DWG 2008, DWG 2011, DWG 2013, Eigene Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung DWG
Abbildung 29: Inflationsbereinigte spezifische Betriebskosten in 2016 €/kW im Zeitverlauf

5.2. Ermittlung der Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten stellen das Verhältnis zwischen den über die gesamte Nutzungsdauer einer Windenergieanlage anfallenden Kosten (Investitions- und Betriebskosten) und dem am Standort erzielbaren Energieertrag dar. Das heißt, sie weisen den im gesamten Lebenszyklus entstandenen Aufwand pro erzeugte Kilowattstunde aus. Entsprechend werden die Stromgestehungskosten im Folgenden in ct/kWh ausgewiesen.

Ziel der Berechnungen ist, einen möglichst repräsentativen Durchschnitt der Stromgestehungskosten darzustellen, es kann jedoch nie die gesamte Bandbreite an Projektkonstellationen im Markt abgebildet werden. Die erzielbaren Erträge variieren beispielsweise mit der angenommenen Technologie, aber vor allem mit den zugrunde gelegten Standortbedingungen. Da diese deutschlandweit sehr unterschiedlich ausfallen, erfolgen Berechnungen für unterschiedliche Standortgüten. Für alle Standortgüten werden durchschnittliche Kostenannahmen, teilweise variierend je nach Standortgüte, zugrunde gelegt. Trotz all dieser Maßnahmen zur Annäherung an die Realität ist stets einschränkend zu beachten, dass die Stromgestehungskosten stark projektspezifisch und somit die ausgewiesenen durchschnittlichen Ergebnisse durch eine hohe Streuung gekennzeichnet sind.

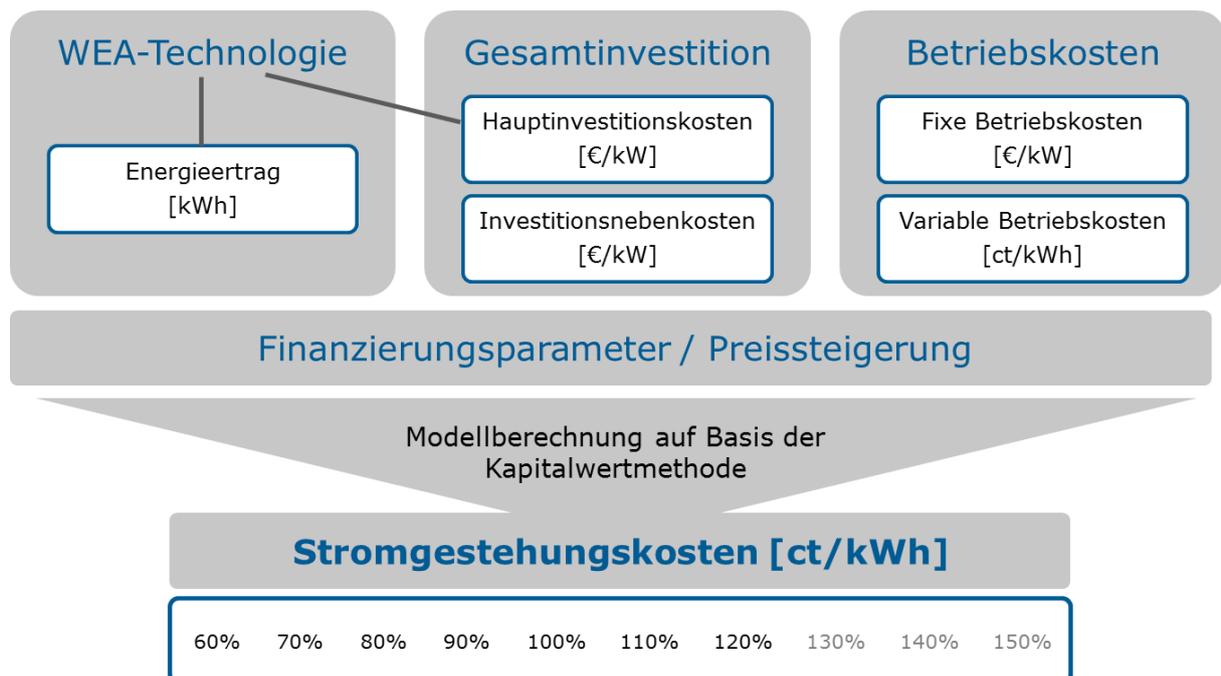
5.2.1. Methodik der Stromgestehungskostenberechnung

Die Höhe der Stromgestehungskosten von Windenergieprojekten hängt maßgeblich von folgenden Parametern ab:

- Technologie (Leistung, Rotordurchmesser, Nabenhöhe der Windenergieanlage)
- Windhöufigkeit des Standorts / Energieertrag
- Hauptinvestitionskosten (Windenergieanlage inkl. Fundament und Installation)

- Investitionsnebenkosten
- Betriebskosten über die gesamte Nutzungszeit von 20 Jahren
- Finanzierungsbedingungen (Anteil von Fremd- und Eigenkapitalfinanzierung, Finanzierungslaufzeit, Fremdkapitalzins)

Für die genannten Parameter müssen möglichst repräsentative Annahmen definiert werden, um zu einer Aussage bezüglich typischer Stromgestehungskosten von Windenergieprojekten zu gelangen. Die folgende Abbildung verdeutlicht die Zusammenhänge. Die Anlagentechnologie in Zusammenhang mit den vorausgesetzten Windbedingungen eines Beispielstandorts führt zu einer Annahme für den erzielbaren jährlichen Energieertrag, der dann über die 20-jährige Betriebsdauer zugrunde gelegt wird. Gleichzeitig spielt die gewählte Anlagentechnologie eine entscheidende Rolle bei den Annahmen im Bereich der Hauptinvestitionskosten. Diese werden aus der Datenerhebung für die entsprechende Technologie abgeleitet. Die Investitionsnebenkosten stellen den Durchschnittswert aus der Datenerhebung dar, ebenso wie die Annahmen zu fixen und variablen Betriebskosten. Diese Grundannahmen werden in Verbindung gebracht mit den Annahmen zu den Finanzierungsbedingungen, die aus der Befragung von Banken abgeleitet werden, sowie mit einer Standard-Annahme der jährlichen Preissteigerung (2%).



Quelle: Eigene Darstellung DWG

Abbildung 30: Methodik der Stromgestehungskostenberechnung

Auf Basis der Kapitalwertmethode können im Folgenden für unterschiedlich windhöfliche Standorte (charakterisiert durch ihre Standortgüte) durchschnittliche Stromgestehungskosten von Windenergieprojekten bestimmt werden. Die Berechnung von Stromgestehungskosten basiert hierbei auf der folgenden grundlegenden Formel:

$$StGK = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el}}{(1+i)^t}}$$

Dabei ist:

$StGK$	Durchschnittliche Stromgestehungskosten in Gesamtnutzungsdauer [€/MWh]
I_0	Gesamtinvestition [€]
A_t	Betriebskosten zum Zeitpunkt t [€]
M_{el}	jährlicher Energieertrag [MWh]
i	kalkulatorischer Zinssatz [%]
n	Nutzungsdauer in Jahren
t	Jahr der Nutzungsdauer

Im den folgenden Teilkapiteln werden die Ergebnisse der Stromgestehungskostenberechnung vorgestellt.

5.2.2. Grundlegende Eingangsparameter

Die Annahmen zur Berechnung der Stromgestehungskosten wurden, wie oben erläutert, größtenteils auf Basis der im Rahmen von Datenerhebungen ermittelten Informationen definiert. Alle Ergebnisse beziehen sich auf die Rahmenbedingungen des EEG 2017 und somit auf ein einstufiges Vergütungssystem. Im Folgenden werden die Eingangsparameter zur Berechnung näher vorgestellt.

Anlagentechnologie und Hauptinvestitionskosten sowie Erträge: Für die Annahmen zur Anlagentechnologie wurde das Anlagenregister detailliert ausgewertet, um repräsentative mittlere Anlagenkonfigurationen in Abhängigkeit der Standortgüte zu bestimmen. Die durchschnittlichen Technologieannahmen, die auf dem tatsächlichen Zubau basieren, werden nachfolgend über Trendlinien mit der Datenbasis zu den Hauptinvestitionskosten in Verbindung gebracht, um hier ebenfalls standortabhängige Annahmen treffen zu können. Aus den Referenzerträgen der Anlagen in der Datenbasis ergeben sich durchschnittliche Volllaststunden und somit Ertragsannahmen für die einzelnen Standortgüten. Die folgende Tabelle 6 stellt die sich ergebenden Grundannahmen für einen 60% und einen 150%-Standort dar, zwischen beiden Standorten werden die Werte gleitend variiert.

Tabelle 6: Grundannahmen zur Anlagenkonfiguration, Kosten und Volllaststunden über die Standortgüten

	60%	Standortgüte	150%
Mittlere Anlagenkonfiguration nach AnlReg:			
Nennleistung:	2,9 MW	bis	3,4 MW
Nabenhöhe:	134 m	bis	120 m
Rotordurchmesser:	115 m	bis	109 m
Spezifische Flächenleistung:	285 W/m ²	bis	371 W/m ²
Datenbasis: Über 1.000 Datensätze mit möglicher Inbetriebnahme im Übergangssystem [AnlReg 12/17]			
Trendlinien-Ableitung Kosten und Volllaststunden:			
Hauptinvestition	1.170 €/kW	bis	1.060 €/kW
Volllaststunden	2.090 h/a	bis	4.690 h/a
Datenbasis: Kostendatenerhebung und Referenzertragsberechnung			

Investitionsnebenkosten: Die durchschnittlichen Investitionsnebenkosten werden aus den im Rahmen der an Projektierer gerichteten Datenerhebung erfassten Daten abgeleitet. Die Datenbasis gibt keine Hinweise auf regional unterschiedliche Werte für die Investitionsnebenkosten. Diese sind vielmehr stark einzelfallabhängig und hängen von den Bedingungen vor Ort ab, jedoch nicht vordergründig von den Windbedingungen (Entfernung zum Netzverknüpfungspunkt, eigenes Umspannwerk, durch den Untergrund gesetzte Anforderungen an Fundament und Wegebau, Schwerpunkte im Genehmigungsverfahren etc.). Aus diesem Grund werden die ermittelten durchschnittlichen Investitionsnebenkosten gleichmäßig über alle Standortgüten angesetzt.

Betriebskosten: Die Darstellung der Betriebskosten erfolgte im Rahmen des vorliegenden Berichts bisher aus Vergleichbarkeitsgründen in €/kW. Im Rahmen der Stromgestehungskostenberechnung erfolgt nun eine Unterscheidung zwischen fixen und variablen Betriebskosten. Somit werden die in der folgenden Tabelle 7 dargestellten Annahmen getroffen.

Tabelle 7: Grundannahmen zu fixen und variablen Betriebskosten

	Fixkosten nach installierter Leistung:	Variable Kosten nach Energieertrag:
1. Dekade:	29 €/kW	0,6 ct/kWh
2. Dekade:	39 €/kW	0,8 ct/kWh

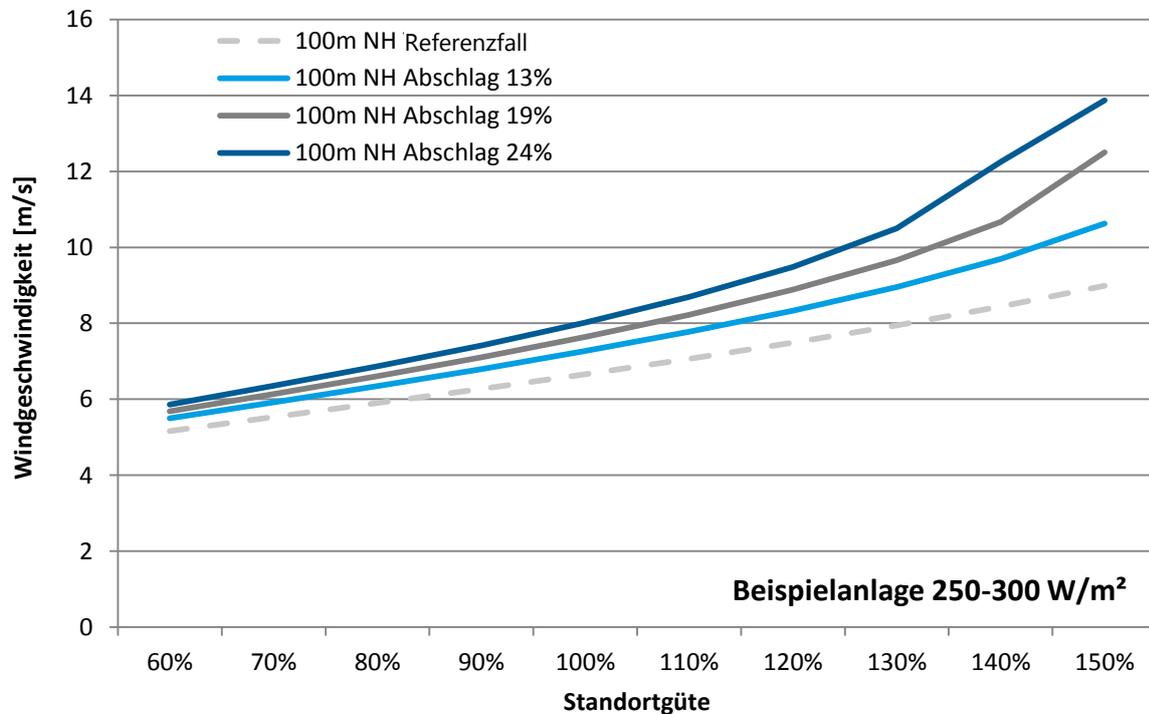
Finanzierungsbedingungen: Die Finanzierungsannahmen basieren weitgehend auf der erfolgten Datenerhebung bei Banken. Zur Definition der Finanzierungsbedingungen werden einige Annahmen Standortgüte-unabhängig und andere Standortgüte-abhängig getroffen. Standortgüte-unabhängig werden die Fremdkapitalzinssätze für die Haupt- und Anschlussfinanzierung sowie die Zinsbindung und die Eigenkapitalverzinsung angesetzt. Standortgüte-abhängig werden der Eigenkapitalanteil und die Tilgungsdauer definiert.

Tabelle 8: Grundannahmen zu Finanzierungsparametern

Standortgüte-unabhängig:		
Fremdkapitalzinssätze:	2,1% mit 10-jähriger Zinsbindung 5,0% in Anschlussfinanzierung	
Eigenkapitalverzinsung:	8%	
Standortgüte-abhängig:		
	60%	150%
	Standortgüte 	
EK-Anteil:	24%	8%
Tilgungsdauer:	17 Jahre	13 Jahre

Standortbedingungen: Wie oben dargestellt, ergeben sich die über die Standortgüten variierten Volllaststunden bzw. Erträge aus einer stufenweisen Auswertung von Anlagenregister und in der Datenerhebung enthaltenen Anlagen. Für die Interpretation der Ergebnisse ist es wichtig darauf hinzuweisen, dass die Standortgüte nicht direkt gleichzusetzen ist mit den Windbedingungen an einem Standort. Es können somit keine für eine Standortgüte repräsentativen mittleren Windgeschwindigkeiten ausgewiesen werden. Den Einfluss auf die Standortgüte haben neben der mittleren Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe auch andere, technisch bedingte Parameter, wie Stillstandszeiten, der Parkwirkungsgrad, netzbedingte Verluste sowie – mit steigender Tendenz – genehmigungs-

rechtliche Auflagen. Der relevante Einfluss dieser möglichen Abschläge auf den Energieertrag wird in Abbildung 31 für eine Beispielanlage mit einer spezifischen Flächenleistung von 250-300 W/m² verdeutlicht.



Datengrundlage: Eigene Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung DWG

Abbildung 31: Einfluss möglicher Abschläge auf den Energieertrag für eine Beispielanlage mit einer spezifischen Flächenleistung von 250-300 W/m²

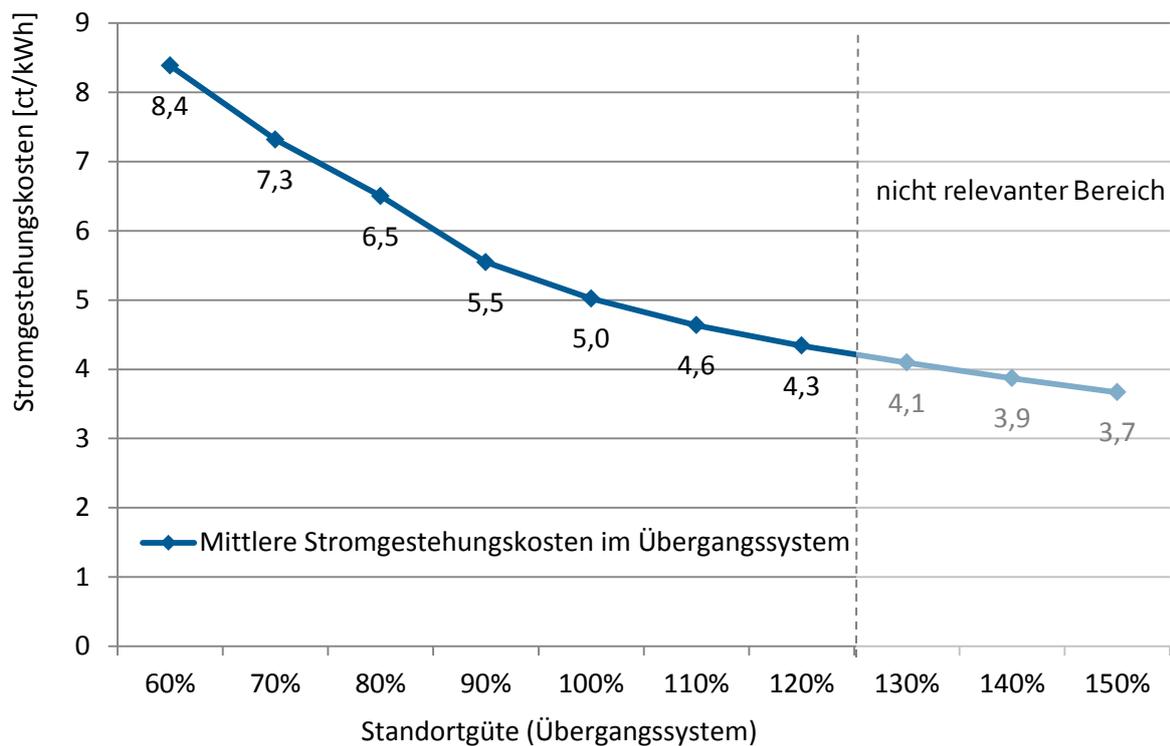
Die grau gestrichelte Kurve unten stellt den Referenzfall einer frei angeströmten Anlage dar. Es werden die sich je nach mittlerer Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe ergebenden Standortgüten deutlich. Tatsächlich ist dies ein theoretischer Fall, da in der Realität stets Abschläge auf den Energieertrag zu berücksichtigen sind. In den weiteren drei Fällen werden unterschiedliche Abschläge (ausgewiesen als Summe aller Abschläge) in durchaus realistischer Höhe zugrunde gelegt. Die sich ergebenden Standortgüten nach Windgeschwindigkeit weichen umso deutlicher vom Referenzfall ab, je höher die kalkulierten Abschläge sind. Bei gleicher mittlerer Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe kann – bezogen auf die realitätsnahen Fälle inkl. Abschläge – die sich ergebende Standortgüte um etwa 20% variieren. Am stärksten sind die Auswirkungen der Abschläge bei den sehr guten Standortgüten. Es wird deutlich, dass unter realistischen Abschlags-Annahmen die nötigen mittleren Windgeschwindigkeiten zur Erreichung einer Standortgüte von >120% kaum mehr durch deutsche Projekte erreicht werden können (dies bestätigen entsprechende Auswertungen anhand des Anlagenregisters).

Aus den geschilderten Zusammenhängen lässt sich schlussfolgern, dass die im Folgenden berechneten Stromgestehungskosten nur für den Bereich bis zu einer Standortgüte von 120% repräsentativ für die Situation realer Projekte sind. Projekte mit höherer Windhoffigkeit stellen Einzelfälle dar und werden im Folgenden nicht als repräsentativ betrachtet.

5.2.3. Stromgestehungskosten im Übergangssystem

Im Folgenden werden die Stromgestehungskosten von Anlagen im Übergangssystem anhand der beschriebenen Datenbasis ausgewertet. Es ist zu beachten, dass die Datenbasis zu den Investitionsneben- und Betriebskosten 2016 erhoben wurde und Projekte beinhaltet, die zwischen 2014 und 2017 umgesetzt wurden. Die Hauptinvestitionskosten hingegen wurden bei den Herstellern von Windenergieanlagen im Rahmen einer Aktualisierung mit Stand Ende 2017 erneut abgefragt. Bei den Investitionsneben- und Betriebskosten sind die Kostensenkungen im Zeitverlauf relativ gering, die absoluten Werte bleiben weitgehend konstant über die letzten Jahre, so dass eine erneute Datenerhebung als nicht notwendig erachtet wurde. Die Hauptinvestitionskosten hingegen spielen eine große Rolle für die Ergebnisbildung und wurden aus diesem Grunde mit aktuellem Stand abgefragt. Daher kann davon ausgegangen werden, dass die ermittelten Stromgestehungskosten weitgehend der Situation der Projekte im Übergangssystem entspricht.

Die folgende Abbildung 32 stellt die Ergebnisse für durchschnittliche Stromgestehungskosten im Übergangssystem bei unterschiedlichen Standortgüten dar. Der Bereich oberhalb von 120% Standortgüte wird aus den oben beschriebenen Gründen als für die Verwendung der Ergebnisse nicht relevanter Bereich gekennzeichnet. Im Übergangssystem gilt noch das frühere, zweistufige Vergütungsmodell, dass entsprechend der Berechnung zugrunde gelegt wurde.



Datengrundlage: Eigene Berechnungen. . Quelle: Eigene Darstellung DWG.

Abbildung 32: Mittlere Stromgestehungskosten und anzulegende Werte nach Standortgüte im Übergangssystem

Es ergeben sich Stromgestehungskosten zwischen 4,3 ct/kWh an einem windhöffigen 120%-Standort und 8,4 ct/kWh an einem windschwachen 60%-Standort. Am 100%-Standort werden durchschnittliche Kosten von 5,0 ct/kWh ermittelt. Wie bereits eingangs zu diesem Kapitel beschrieben, ist die Standardabweichung bei allen Eingangsparametern zur Berechnung der Stromgeste-

hungskosten hoch. Somit stellen die Ergebnisse möglichst realitätsnahe Beispielwerte dar und liegen innerhalb einer Bandbreite von real im Markt vorhandenen Stromgestehungskosten. Um diese projektspezifische Variation der Stromgestehungskosten ein Stück weit interpretierbar zu machen, werden im Folgenden Sensitivitätsanalysen mit Variation einzelner Eingangsparameter durchgeführt.

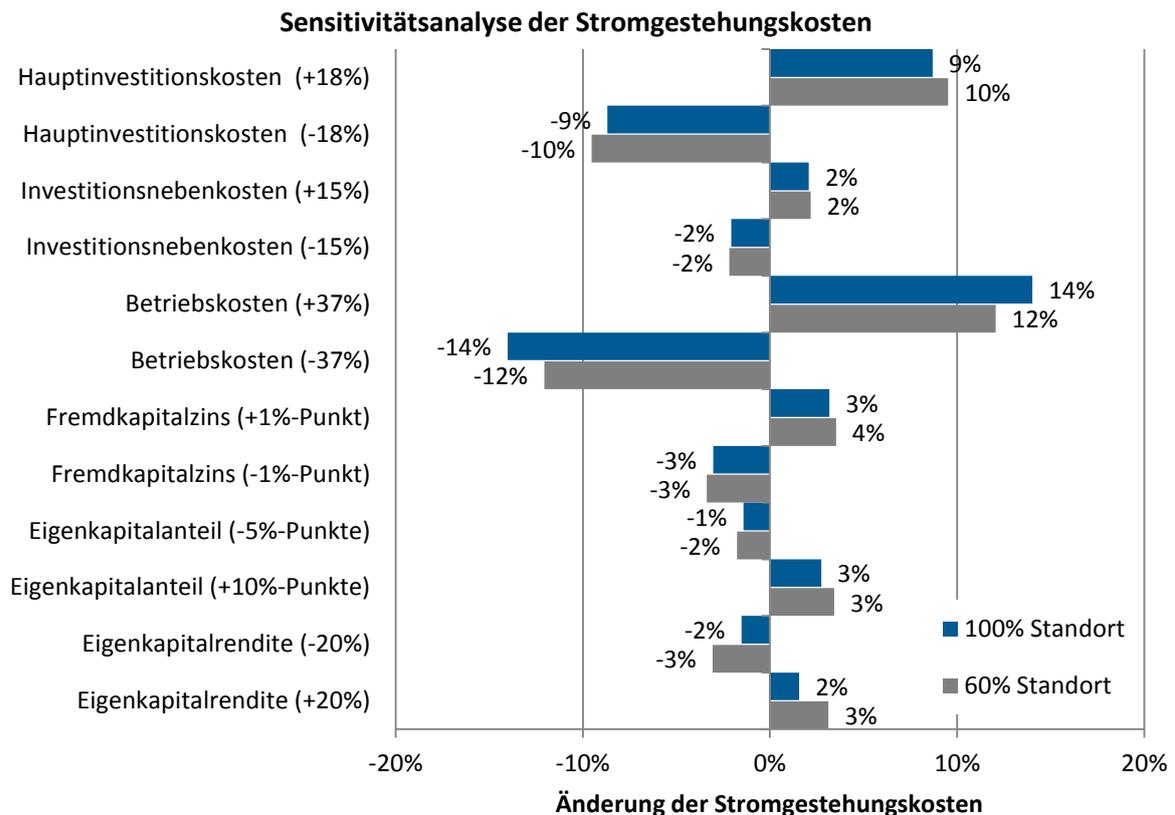
5.2.4. Sensitivitätsanalysen

Die Sensitivitätsanalysen dienen dazu, die Robustheit der oben dargestellten Ergebnisse zu den Stromgestehungskosten im Hinblick auf veränderte Eingangsparameter zu untersuchen. Zudem kann die Einflussstärke einzelner Eingangsparameter verglichen werden. Ziel ist es somit, die Auswirkungen von bestehenden Unsicherheiten der Datengrundlage bzw. Bandbreiten an vorkommenden Eingangsgrößen zu analysieren. Je weniger das Ergebnis in der Neuberechnung vom Ausgangsfall abweicht, desto geringer ist die Bedeutung des Parameters für die Bewertung.

Im Folgenden werden die Investitions- und Betriebskostenparameter jeweils einzeln in Höhe ihrer Standardabweichung variiert. Im Bereich der Finanzierungsbedingungen werden realistische Variationen durchgeführt, die in heutigen Projekten auftreten können und/oder mittelfristig denkbar sind. Im Detail erfolgt die Sensitivitätsberechnung für folgende einzeln veränderte Eingangsparameter:

- Hauptinvestitionskosten (+/- 18%)
- Investitionsnebenkosten (+/- 15%)
- Betriebskosten (+/- 37%)
- Fremdkapitalzins (-/- 1%-Punkt)
- Eigenkapitalanteil (+10%-Punkte /- 5%-Punkte)
- Eigenkapitalrendite (+/- 20%)

Die Ergebnisse werden in beispielhaft für einen windschwachen 60%-Standort und den 100%-Standort (nach Definition des Übergangssystems) dargestellt. Die auf diese beiden Standorte reduzierte Darstellung dient der Übersicht durch Betrachtung zweier Standorttypen am unteren und am oberen Ende des Spektrums der Windhöffigkeit. Es lassen sich durch Vergleich der Stärke der jeweiligen Auswirkung an den beiden Standorten Rückschlüsse dazu ziehen, wie sich die Variation eines Eingangsparameters je nach Windhöffigkeit auswirkt.



Datengrundlage: Eigene Berechnungen. . Quelle: Eigene Darstellung DWG.

Abbildung 33: Sensitivitätsanalyse der mittleren Stromgestehungskosten hinsichtlich der Variation verschiedener Eingangsparameter

In Bezug auf die Variation der Kostenparameter werden die stärksten Effekte bei den Hauptinvestitions- und Betriebskosten beobachtet. Bei den Hauptinvestitionskosten werden Veränderungen in Höhe von gut der Hälfte des Variationswertes bewirkt (im Beispiel bewirken +/- 18% Veränderung rund +/- 9-10% veränderte Stromgestehungskosten). Bei den Betriebskosten betragen die bewirkten Veränderungen knapp 30% des Variationswertes (im Beispielfall führen +/- 37% Veränderung zu rund +/- 10-11% veränderte Stromgestehungskosten). Es wurden variable und fixe Betriebskosten gleichermaßen verändert. Dabei blieb die Verteilung auf fixe und variable Betriebskosten am jeweiligen Standort identisch zum Ausgangsfall. Bei den Investitionsnebenkosten wirkt sich der veränderte Eingangswert nur zu rund 13% auf das Endergebnis aus (+/- 15% veränderte Eingangskosten führen zu um +/- 2% veränderten Stromgestehungskosten). Die Kostenparameter wurden in Höhe ihrer Standardabweichung variiert, im Maximum werden in den beiden Beispielfällen +/- 11% veränderte Stromgestehungskosten bei diesen Variationen beobachtet. Im Bereich der Finanzierungsbedingungen führen Variationen von Zinsen, Eigenkapitalanteil und Eigenkapitalrendite im Rahmen real denkbarer Bandbreiten zu um maximal 4% veränderten Stromgestehungskosten.

Die stärksten Standortgüte-abhängigen Veränderungen der Ergebnisse treten bei Variation der Parameter Hauptinvestitionskosten und Eigenkapitalrendite auf. Eine Veränderung der Betriebskosten wirkt sich am windstarken 100%-Standort etwas stärker aus als an dem betrachteten windschwächeren 60%-Standort. Die (deutliche) Veränderung der Eigenkapitalrendite hat an dem windschwächeren Standort größere Effekte als an dem windstarken Standort.

Es ist wichtig zu beachten, dass im Rahmen der oben dargestellten Sensitivitätsanalysen die Parameter einzeln variiert wurden. In der Realität können Projekte natürlich in mehreren Punkten vom Ausgangsfall abweichen. Dies ist sogar wahrscheinlich, wenn beispielsweise ein kleiner Akteur, der in mehreren Jahren ein Projekt plant mit einem großen Entwicklungsunternehmen verglichen wird: Der große Akteur kann verbesserte Konditionen mit dem Anlagenhersteller aushandeln und auch im Bereich der Investitionsneben- und Betriebskosten Synergien zwischen verschiedenen Projekten erzielen, ebenso hat er andere Spielräume und Konditionen bei der Projektfinanzierung.

Abschließend reagieren die Ergebnisse am empfindlichsten, wenn die Eingangsparameter Hauptinvestitions- und Betriebskosten im Rahmen des Realistischen (hier Standardabweichung der Datenbasis) variieren. Da beides projektspezifisch sehr wahrscheinlich ist, sollte dies bei der Interpretation der ermittelten Durchschnittswerte für die Stromgestehungskosten stets berücksichtigt werden.

Auswirkung des § 51 EEG 2017

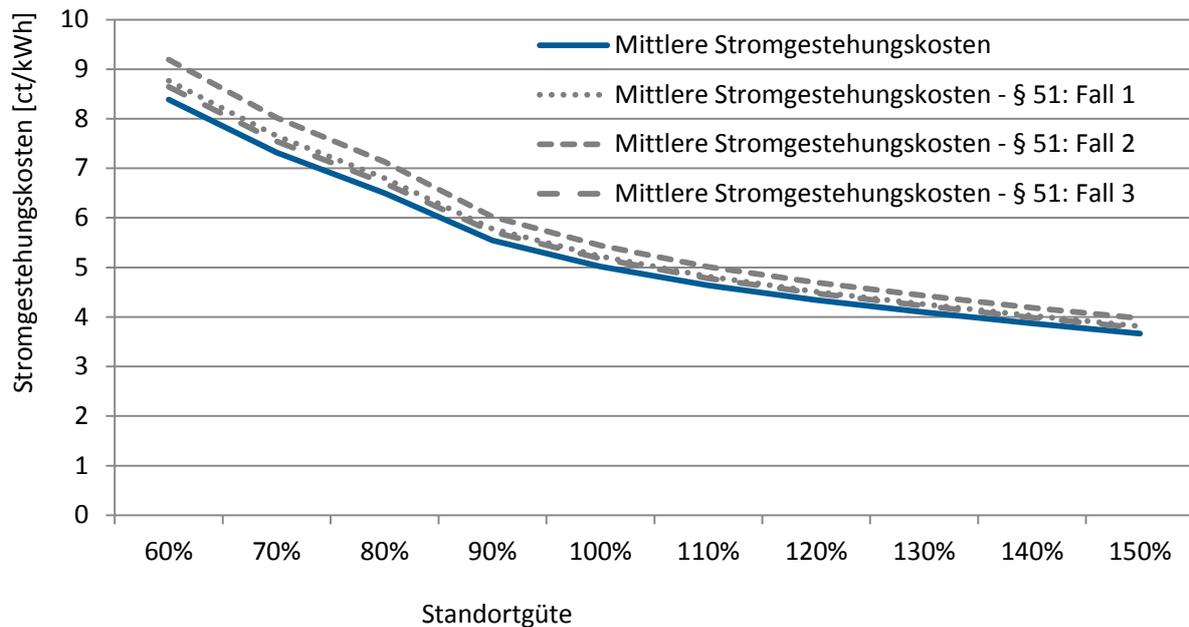
Der § 51 des EEG 2017 legt fest, dass in Zeiträumen in denen für 6 Stunden oder länger am Stück negative Strompreise vorliegen, keine Marktprämie gezahlt wird. Betroffen sind alle WEA größer 3 MW und andere Anlagen größer 500 kW mit Inbetriebnahme ab Anfang 2016.

Die mittleren Stromgestehungskosten beruhen auf der Annahme einer vollständigen Einspeisung des produzierten Stroms. Wird die Förderung über das EEG in Negativpreisphasen ausgesetzt, fällt eine Vergütung durch die Marktprämie in diesem Zeitraum weg. Bis Anfang Oktober des Jahres 2017 waren drei Perioden mit einer Dauer von jeweils mindestens sechs Stunden mit negativen Preisen zu verzeichnen, insgesamt waren bis dahin 34 Stunden durch den Wegfall der Marktprämie betroffen [ISI et al. 2017]. Dies entspricht 0,4% der Jahresstunden¹¹. Studien zufolge könnten die Phasen mit negativen Strompreisen zukünftig jedoch deutlich zunehmen. Unabhängig von der betroffenen Stundenanzahl ist zudem entscheidend, ob Phasen in ertragsstarken oder -schwachen Zeiten in Bezug auf die Stromerzeugung der Windenergieanlagen auftreten. [Energy Brainpool 2014, Zukunftswerkstatt EE 2015]

Aufgrund der Unsicherheit der Analyse wurden der Sensitivitätsberechnung drei unterschiedliche Annahmen zugrunde gelegt:

- Fall 1: linearer Anstieg der nicht geförderten Energieerträge auf 10% über die Förderdauer
- Fall 2: linearer Anstieg der nicht geförderten Energieerträge auf 20% über die Förderdauer
- Fall 3: Pauschaler Ansatz von 3% der Energieerträge in allen Förderjahren

¹¹ Die Auswertung für das gesamte Jahr 2017 liegt bei Abschluss dieses Berichtes noch nicht vor.



Datengrundlage: Eigene Berechnungen. . Quelle: Eigene Darstellung DWG.

Abbildung 34: Mittlere Stromgestehungskosten Basisfall und mit unterschiedlichen Annahmen zu negativen Preisen

Hinsichtlich der angenommenen nicht geförderten Energieerträge liegt der Anstieg der Stromgestehungskosten in den dargestellten Fällen zwischen 3% und 8% am Referenzstandort. Dies macht deutlich, dass bei häufigem Auftreten der negativen Preisphasen ein starker Einfluss auf die Stromgestehungskosten besteht, soweit der Strom nicht anderweitig vermarktet oder zwischengespeichert werden kann. Die Kosten, die auch in nicht geförderten Phasen entstehen, sind in diesem Fall auf die übrige Strommenge umzulegen, was zu den deutlichen Steigerungen führt. Es verbleibt eine große Unsicherheit hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung. Daher muss diese Sensitivitätsanalyse als einzukalkulierendes Risiko beurteilt werden.

5.2.5. Stromgestehungskosten von WEA mit BImSchG-Genehmigung im Ausschreibungssystem

In den ersten drei Ausschreibungsrunden nach EEG 2017, die im Jahr 2017 durchgeführt wurden, haben kaum genehmigte Projekte einen Zuschlag erhalten (vgl. Kapitel 5.6). Der Großteil der 475 MW, die freiwillig auf die Teilnahme am Ausschreibungssystem verzichtet haben, sowie die Projekte, die erst 2017 eine Genehmigung erhalten haben, sind somit noch ohne Zuschlag. In den ersten beiden Ausschreibungsrunden im Jahr 2018 dürfen nur Projekte bieten, die bereits über eine Genehmigung verfügen [BGBl 2017].

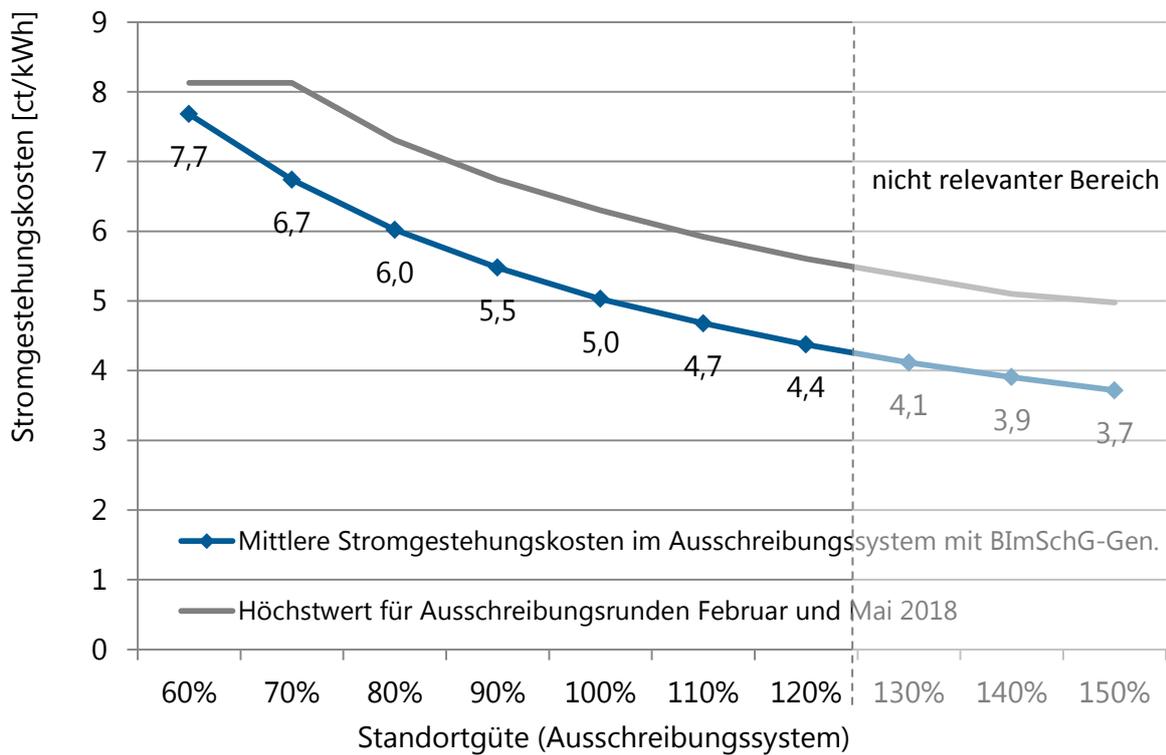
Auch in den Ausschreibungsrunden der technologieneutralen Ausschreibung werden nur genehmigte Projekte zugelassen; in der ersten Runde ist hier kein Höchstwert definiert. Der Höchstwert für die ersten beiden technologiespezifischen Runden für die Windenergie an Land in 2018 wurde auf 6,3 ct/kWh festgelegt [BNetzA 2017c]. Mit einer teilnahmeberechtigten Leistung von 1.697 MW an der Runde im Februar 2018 ist eine Überzeichnung um das 2,4-fache möglich. Dies lässt auf einen durchaus erheblichen Wettbewerb schließen, vor allem solange kein Beschluss vorliegt, der die Ausnahmeregelung für nicht-genehmigte Projekte für mehr als zwei Runden aufhebt.

Eine Abschätzung der Kosten für Anlagen im Ausschreibungssystem ist insbesondere schwierig, weil die mittleren Kosten für die Bildung der Zuschlagswerte nicht entscheidend sind, sondern jene der am günstigsten bietenden Projekte, die noch einen Zuschlag erhalten. Dennoch werden im Folgenden aus methodischen Gründen zunächst mittlere Kosten abgeschätzt. Die Eingangsannahmen bauen dabei auf den im Jahr 2017 erhobenen Kostendaten der Hersteller, den Konfigurationen der im Jahr 2017 genehmigten Anlagen gemäß Anlagenregister sowie den Abschätzungen der Projektierer zur Weiterentwicklung von Investitionskosten und Betriebskosten im Ausschreibungssystem auf.

Gegenüber den Stromgestehungskosten im Übergangssystem wurden einige Änderungen der Eingangsparameter vorgenommen. Die Technologieannahmen wurden anhand einer Analyse des Anlagenregisters der BNetzA angepasst, entsprechend wurde eine leistungsstärkere Anlagenkonfiguration eingesetzt. Mit gesteigener Nennleistung (7%), leicht gestiegenem Rotordurchmesser (-2%), leicht reduzierter Nabenhöhe (-1%) und leicht gesunkener spezifische Flächenleistung unterscheiden sich die aktuell im Jahr 2017 genehmigten Typen aber nicht erheblich von den WEA im Übergangssystem. Die Annahmen zu den Volllaststunden wurden auf die Definition des Referenzstandorts nach EEG 2017 für das Ausschreibungssystem umgestellt.

Stark beeinflusst werden die Stromgestehungskosten zudem vom Wegfall der erhöhten Anfangsvergütung, die im Übergangssystem wirtschaftliche Vorteile für Projekte mit Standortgüte über 80% gebracht hat. Der einstufige anzulegende Wert, der anhand der Standortgüte in der Höhe variiert wird, nimmt den Projekten diesen Vorteil der frühen Erlöse, was sich in den Stromgestehungskosten niederschlägt.

Neben der Anpassung der Technologieannahmen und der Fördersystematik wurden für die Kostenentwicklung im Bereich der Investitionskosten und Betriebskosten auf Basis von durch die befragten Projektierer getroffenen Einschätzungen und ergänzenden Überlegungen Annahmen getroffen. Für die Hauptinvestitionskosten wurde dabei eine Kostensenkung um 5% für die oben beschriebene Technologieauswahl angesetzt, weiterhin wurden zusätzliche Kostensenkungen für die Investitionsnebenkosten und Betriebskosten angenommen.



Datengrundlage: Eigene Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung DWG.

Abbildung 35: Mittlere Stromgestehungskosten (abgeschätzt) und Höchstwerte nach Standortgüte für WEA mit BImSchG-Genehmigung im Ausschreibungssystem

Bei der Interpretation dieser Werte ist erneut auf die Sensitivität der Stromgestehungskosten hinsichtlich unterschiedlicher Parameter hinzuweisen. Die Standardabweichung der Investitionskosten und Betriebskosten gemäß der Projektiererdaten ist erheblich und liegt bei etwa 24% bzw. 37%. Weiterhin ist davon auszugehen, dass zukünftige Bieter verstärkt versuchen werden, Kosten über die erwartete Entwicklung hinaus zu drücken. Die tatsächlichen Kosten bietender Projekte sind somit voraussichtlich weit gestreut.

Wird davon ausgegangen, dass die angenommenen Kosten im Mittel den tatsächlichen Kosten der bietenden Projekte entsprechen, ist aufgrund der erwarteten Überzeichnung anzunehmen, dass die höchsten Zuschläge unterhalb der mittleren Kosten liegen. Entscheiden sich Bieter, strategische Gebote anzugeben, um den Marktanteil zu steigern und bspw. über entstehende Synergien weitere Kostensenkungspotenziale zu heben, sinken die zu erwartenden Zuschlagspreise weiter. Auch die Spekulation auf steigende Strommarktpreise und daraus resultierende zusätzliche Einnahmen in der Zukunft während oder nach der Förderungslaufzeit, kann dazu führen, dass Gebote unterhalb der erwarteten Stromgestehungskosten abgegeben werden.¹²

¹² Die Ergebnisse der Ausschreibungsrunde für Windenergie an Land im Februar 2018 wurden zum Zeitpunkt der Berichterstellung noch nicht durch die BNetzA bekanntgegeben.

5.2.6. Stromgestehungskosten von WEA ohne BImSchG-Genehmigung im Ausschreibungssystem

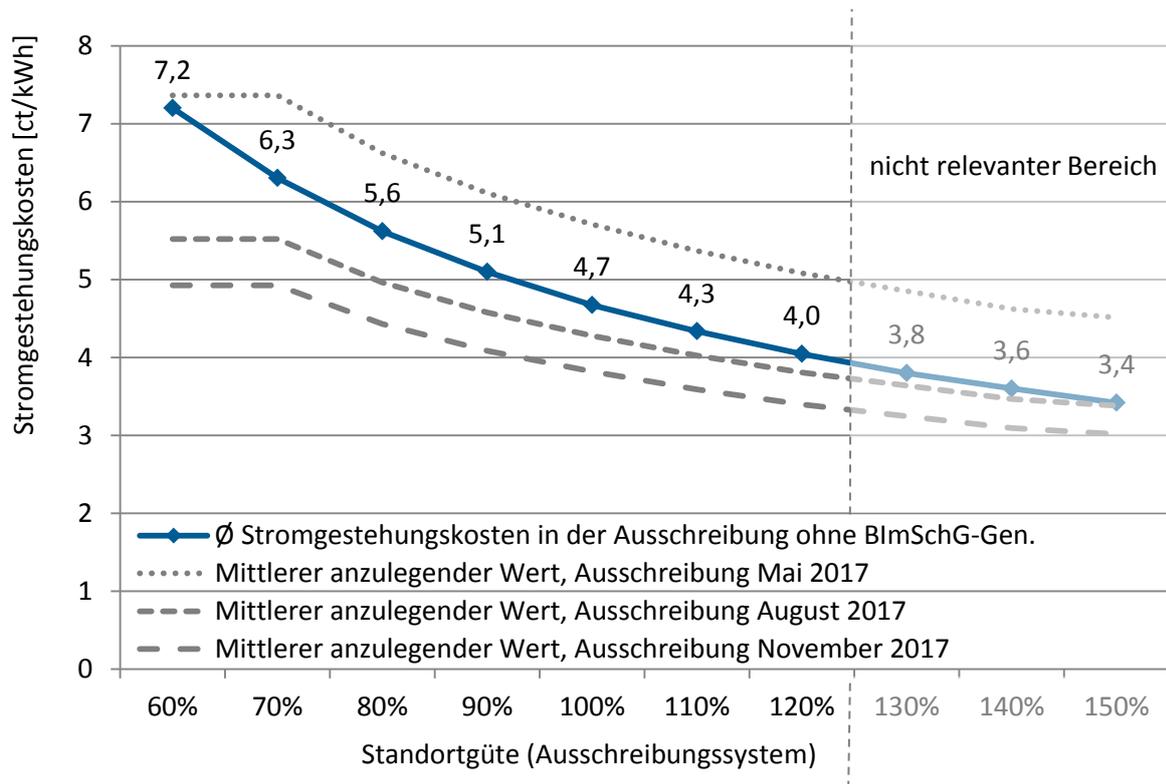
Die bisher im Ausschreibungssystem bezuschlagten Projekte sind größtenteils Bürgerenergieprojekte, die bei Zuschlagserteilung noch nicht über eine Genehmigung nach BImSchG verfügten. Diese Projekte haben bis zum Verlust des Zuschlags regulär viereinhalb Jahre Zeit. Die Kosten, die im Jahr 2017 für neu installierte Windenergieprojekte an Land anzusetzen sind, sind folglich für die bezuschlagten WEA, die möglicherweise erst Ende 2021 bzw. Anfang 2022 in Betrieb genommen werden müssen, nicht ausschlaggebend. Der lange Realisierungszeitraum eröffnet den Bietern die Möglichkeit, in den Projekten eine neuere Anlagentechnologie, die an die Anforderungen im Ausschreibungssystem angepasst ist, zu installieren.

Eine Abschätzung der Kosten für Anlagen im Ausschreibungssystem mit langem Zeithorizont ist besonders schwierig, weil die Kosten in der Zukunft schwer abschätzbar sind. Unter dem starken Kostendruck wird jede Kostenposition neu verhandelt und der Kostendruck an Lieferanten und Dienstleister weitergeben werden. Die Eingangsannahmen bauen im Folgenden auf den bereits bekanntgegebenen neuen Anlagentypen (siehe hierzu DWG 2017g), sowie den Abschätzungen der Hersteller und Projektier zur Weiterentwicklung von Investitionskosten und Betriebskosten im Ausschreibungssystem auf.

Hinsichtlich der Technologieentwicklung sind aufgrund der künftig verfügbaren neuen Technologien einige Änderungen anzunehmen. Mit welcher Technologie die bisher bezuschlagten Anlagen geplant und später realisiert werden, ist noch unbekannt. Jedoch können auf Basis von Herstellerangaben zu neuen Anlagentypen sowie Einschätzungen zu den zukünftigen Kosten Annahmen getroffen werden. Aufgrund steigender Leistung und Rotordurchmesser werden in den Konfigurationsannahmen die Nabenhöhen nicht verändert. Die spezifische Flächenleistung wird gegenüber dem Übergangsfall um 10% gesenkt. Bei vergleichbaren mittleren Energieerträgen führt dies zu einer spezifischen Kostensenkung um etwa 20%.

Wie auch für Windenergieanlagen mit BImSchG-Genehmigung im Ausschreibungssystem, gelten für die Anlagen ohne Genehmigung die Referenzstandortsdefinition nach EEG 2017 und die einstufige Vergütung. Zudem wurden, ausgehend von den Annahmen für Anlagen im Übergangssystem, Kostensenkungen in Höhe von 10% für Betriebskosten und Investitionsnebenkosten angenommen.¹³

¹³ Die Ergebnisse der Stromgestehungskosten-Berechnung weichen aufgrund einer veränderten Datenlagen zu den Kosten- und Ertragsannahmen von den Berechnungen in der Stellungnahme zu „Kostendruck und Technologieentwicklung“ (vgl. Anhang bzw. DWG 2017g) ab.



Datengrundlage: Eigene Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung DWG.

Abbildung 36: Mittlere Stromgestehungskosten (abgeschätzt) und mittlere anzulegende Werte je Ausschreibungsrunde nach Standortgüte für WEA ohne BImSchG-Genehmigung im Ausschreibungssystem

Wie für die genehmigten Windenergieanlagen gilt auch hier, dass der Abgleich der mittleren Stromgestehungskosten unter Berücksichtigung von Unsicherheiten, Standardabweichung, Überzeichnung der Ausschreibungsrunden, möglichen Zusatzerlösen sowie strategischem Verhalten der Bieter erfolgen muss. Zudem werden nur die mittleren Werte angegeben, die durch eine hohe Standardabweichung geprägt sind. Die berechneten mittleren Stromgestehungskosten liegen deshalb durchaus in einem Bereich, der zu den in der Ausschreibung erzielten Zuschlagswerten passt. Somit scheint die Realisierung der Projekte unter der Voraussetzung, dass die angenommenen Kostensenkungen tatsächlich erzielt werden und entsprechende Genehmigungen für die Projekte erteilt werden grundsätzlich möglich.

5.3. Weitere ökonomische Analysen

Im Rahmen der Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts wurden verschiedene weitere ökonomische Aspekte im Zusammenhang mit der Entwicklung von Windenergie an Land analysiert. Die hierzu erstellten Papiere liegen im Anhang bei. Im Folgenden sind die Auswertungen und Ergebnisse kurz zusammengefasst.

5.3.1. Einfluss der Gesamthöhe von Windenergieanlagen auf die Wirtschaftlichkeit

Wie in Kapitel 3.2 gezeigt, wuchs die Nennleistung von Windenergieanlagen im Zeitverlauf stetig an. Neben der Nennleistung stiegen auch Rotordurchmesser und Nabhöhe an. Damit sind heute markteingeführte Anlagen mit einem Rotordurchmesser von über 130 m und Nabhöhen bis 160 m

verfügbar. Gleichzeitig existieren weiterhin häufig Höhenbegrenzungen für die Windenergie, die dazu führen, dass die verfügbare optimierte Technologie teils nicht eingesetzt werden kann. Ein anschauliches Beispiel hierfür ist Schleswig-Holstein, wo aufgrund der Raumplanung zugrunde gelegten Anlage mit maximal 150 m Gesamthöhe beinahe ausschließlich Anlagen dieser Größenklasse errichtet werden.

Die beschriebenen Zusammenhänge bekommen mit der Einführung von Ausschreibungen eine größere Relevanz, da sich nun die Frage der Wettbewerbschancen unterschiedlicher Technologien stellt. Die Deutsche WindGuard ist diesem Thema im Rahmen einer ausführlichen Analyse nachgegangen [DWG 2017a]. Die Auswertungen beziehen sich auf die Rahmenbedingungen nach EEG 2017, es werden verschiedene Standorte und ihre Situation im Ausschreibungssystem miteinander verglichen.

Die Analyse zeigt, dass im Hinblick auf die potentiellen Gebote Anlagen mit einer geringeren spezifischen Flächenleistung deutliche Vorteile gegenüber Anlagen mit einer größeren spezifischen Flächenleistung aufweisen. Gleichzeitig ist die Verfügbarkeit von Technologien mit einer geringen spezifischen Flächenleistung unterhalb einer Gesamthöhe von 150 m stark eingeschränkt, da maximierte Rotordurchmesser in der Regel mit steigenden Nabenhöhen einhergehen. Die Betrachtung der aktuellen Marktaktivitäten zeigt, dass sich der Trend zur Steigerung der Rotordurchmesser auch weiterhin fortsetzen wird. Eine Limitierung der Gesamthöhe führt damit an windschwachen Standorten mit Standortgütern unterhalb von 70% zu deutlich verschlechterten wirtschaftlichen Bedingungen einhergehend mit voraussichtlich geringen Zuschlagschancen im Ausschreibungssystem. [DWG 2017a]

5.3.2. Höchstwerte in der technologieübergreifenden Ausschreibung

Die EU-Kommission befürwortet technologieübergreifende Ausschreibungen, die technologiespezifischen Ausschreibungen in Deutschland stellen eine genehmigte Ausnahme dar. Es wird aber eine gesonderte technologieübergreifende Ausschreibung geben, in der ab 2018 zunächst 400 MW pro Jahr Windenergie- und Solarenergieprojekte gegeneinander antreten sollen. Das Referenzertragsmodell findet in dieser Ausschreibung keine Anwendung. Steuernde Instrumente sind eine Verteilernetzkomponente sowie regional differenzierte Höchstwerte für die Windenergie.

Die Deutsche WindGuard hat im Rahmen einer vertieften Analyse untersucht, wie derartige regional differenzierte Höchstwerte ausgestaltet werden können und welchen Regionen diese zugeordnet werden sollten. [DWG 2017b]

Die Definition der Höchstwertregionen erfolgte auf Basis von Verwaltungsgrenzen (Landkreise und kreisfreie Städte), die übergeordnet als ausreichend differenziert erachtet wurden. Aufgrund vergangener Analysen zu durchschnittlichen Nabenhöhen erfolgte die Zonierung basierend auf der mittleren Windgeschwindigkeit in 140 m Höhe. Auf dieser Basis ergibt sich ein Windgeschwindigkeitsspektrum von 5-8,5 m/s. Standorte mit einer Windgeschwindigkeit von unter 5 m/s in 140 m Höhe werden nicht für Windenergieplanungen genutzt und daher nicht näher betrachtet. Es werden drei Höchstwertregionen vorgeschlagen mit folgenden Windgeschwindigkeitsbereichen:

- Höchstwertregion I: 7,5 bis 8,5 m/s
- Höchstwertregion II: 6,5 bis < 7,5 m/s
- Höchstwertregion III: <6,5 m/s

Die Festlegung der jeweiligen Höchstwertregionen erfolgt als Prozentangabe des Höchstwertes der technologiespezifischen Ausschreibungen um den Anpassungsmechanismus für die Höhe des Höchstwertes direkt von der technologiespezifischen auf die technologieübergreifende Ausschreibung übertragen zu können. Die Ermittlung der Werte erfolgte auf Basis einer Analyse der aktuellen durchschnittlichen Stromgestehungskosten unter der Berücksichtigung der entsprechenden Standortgüten. Hieraus ergeben sich die folgenden Höchstwerte: [DWG 2017b]

- Höchstwertregion I: Die Festlegung sollte orientiert am Wert für 100%-Standorte erfolgen. Dies bedeutet eine Entsprechung mit dem Höchstwert am Referenzstandort in der technologiespezifischen Ausschreibung
- Höchstwertregion II: Die Festlegung sollte orientiert am Wert für 80%-Standorte erfolgen. Gemäß der im EEG 2017 definierten Korrekturfaktoren nach Standortgüte beträgt dieser 116% des Höchstwertes in der technologiespezifischen Ausschreibung.
- Höchstwertregion III: Die Festlegung sollte orientiert am Wert für 70%-Standorte erfolgen. Gemäß der im EEG 2017 definierten Korrekturfaktoren nach Standortgüte beträgt dieser 129% des Höchstwertes in der technologiespezifischen Ausschreibung und entspricht damit dem maximal geförderten Wert.

In Region I könnten im vorgestellten Basisfall theoretisch (angelehnt an die sich aus den Windkarten von anemos und resultierender Standortgüten auf Basis ausgewählter Leistungskurven) alle Flächen dieser Region unterhalb des vorgeschlagenen Höchstwertes anbieten. In Region II würden etwa 95% der Flächen unterhalb des Regionen-spezifischen Höchstwertes agieren können. In Region III würden rund 30% der Flächen unterhalb des spezifischen Höchstwertes kalkulieren können; allerdings ist in dieser Region der Höchstwert von vergleichsweise geringerer Bedeutung, da der allgemeine Wettbewerb und die Konkurrenz mit Flächen in Region I und II den weitaus größeren Kostendruck erzeugen. Bei hohen genehmigungsrechtlichen Abregelung oder unterdurchschnittlicher Windhäufigkeit bzw. starker Abschattung der verfügbaren Flächen werden die resultierenden Höchstwerte ambitionierter. Grundsätzlich wird empfohlen, die Ausschreibungsergebnisse der technologieübergreifenden Ausschreibung detailliert zu analysieren und die Höchstwertgestaltung bei Bedarf entsprechend zu überarbeiten. [DWG 2017b]

5.3.3. Stromgestehungskosten von Hybrid-Kraftwerken aus Windenergie und Solar

Neben der technologieübergreifenden Ausschreibung besteht die Option, dass eine Innovationsausschreibung entwickelt wird. In dieser könnten innovative Technologien oder Projektkombinationen getestet werden.

Die genaue Ausgestaltung der Innovationsausschreibung steht noch aus, eine Option wäre aber die Bezugnahme auf sogenannte Hybrid-Kraftwerke, die sich aus Windenergie- und Solar-Anlagen zusammensetzen. In diesem Zusammenhang hat die Deutsche WindGuard eine Analyse zu den mögli-

chen Stromgestehungskosten derartiger Hybrid-Kraftwerke an verschiedenen Beispiel-Standorten durchgeführt. [DWG 2017c]

Im Fokus der Untersuchung stand die optimierte Nutzung der Netzinfrastruktur auf Mittel- und Höchstspannungsebene. Da es nur wenige Stunden im Jahr gibt, in denen Wind- und Photovoltaik-Anlagen gleichzeitig auf hohem Niveau einspeisen, wird angenommen, dass es durch die Konstellation eines Wind-PV-Hybrid-Parks bei einem optimierten Verhältnis der installierten Leistung von Wind und PV zueinander zu einer höheren Auslastung der Netzinfrastruktur kommt. Dies wird möglich, wenn die Netzanschlusskapazität auf eine Leistung unterhalb der maximal möglichen Einspeiseleistung des Parks ausgelegt wird. Die Analyse erfolgte auf Basis der standort- sowie technologie-spezifischen Stromgestehungskosten für verschiedene Kombinationsfälle von Windenergie und PV. Dabei wurden auch die Effekte von Synergien beim Netzanschluss sowie den Netzanschlussgebühren untersucht.

Die Analyse zeigte, dass im Falle der Einführung von Netzanschlussgebühren Hybrid-Parks, sofern die Stromgestehungskosten von PV unter denen der Windenergie liegen, für einige Standorte im Süden bereits heute unter vergleichsweise geringen Synergieeffekten eine Option zur Verbesserung der Wettbewerbschancen in der Auktion sein können. Diese Möglichkeit besteht unter der Voraussetzung, dass sich diese Projekte in einem Ausschreibungssystem ohne Referenzertragsmodell für Windenergie befinden und administrative Hürden abgebaut werden. [DWG 2017c]

5.3.4. Kostendruck und Technologieentwicklung

Mit der Einführung von Ausschreibungen für die Windenergie an Land befindet sich die Branche aktuell in einer Umbruchphase. Die ersten Ausschreibungsrunden im Jahr 2017 führten zu verhältnismäßig niedrigen durchschnittlichen Zuschlagspreisen, dies hängt nicht zuletzt zusammen mit den sehr großen Zuschlagsanteilen (ca. 95%) im Bereich der Bürgerenergieprojekte (BEP). Im Hinblick auf die beobachteten Zuschlagspreise stellt sich die Frage, inwiefern die Gebotshöhen verlässlich kalkuliert und die Projekte tatsächlich umgesetzt werden sowie welche Mechanismen und Kalküle dabei greifen. [DWG 2017g]

Um dies zu bewerten, wurden im Rahmen einer Kurzanalyse die künftige Technologieentwicklung betrachtet und mögliche Kostensenkungen abgeschätzt. Zudem wurde eine Einschätzung der Auswirkungen von Ausschreibungen auf die unterschiedlichen Akteure der Branche im Bereich der Windenergieanlagenproduktion getroffen. Da ein Ausschreibungssystem stets einen spekulativen Anteil in den Teilnehmerstrategien und sehr unterschiedlich getriebenes Verhalten beinhaltet, ist es nicht möglich, allgemein gültige, abschließende Schlussfolgerungen zu treffen. Dennoch können einige Hinweise abgeleitet werden, um die zukünftigen Ausschreibungen und Rahmenbedingungen fundiert einschätzen und damit planen zu können.

Die Auswertung von neuen auf dem Markt kommenden Anlagentypen zeigt, dass der breite Einstieg in die 4 MW-Klasse ansteht. Der Trend zu immer größeren Rotordurchmessern ist weiterhin deutlich, diese erreichen einen Durchmesser von bis zu 158 m. Unklar bleibt dabei, wie schnell die aufgeführten Anlagentypen den Markt durchdringen werden. Größtenteils handelt es sich um Anlagentypen, die noch nicht oder kaum im Markt vertreten sind. Es ist zu beobachten, dass die Hersteller neue Anlagentypen sehr früh ankündigen. Häufig werden die zugehörigen Prototypen erst im

nächsten Jahr erwartet, mit der Verfügbarkeit auf dem Markt ist somit erst ab 2019 zu rechnen, so dass ab 2020/21 größere Stückzahlen zu erwarten sind.

Unter der Berücksichtigung erster Annahmen zu Technologie und Kostenentwicklung ergibt sich in Bezug auf die erste Ausschreibungsrunde für die Windenergie an Land, dass die durchschnittlichen Zuschlagswerte bereits durch die im Rahmen der Kostenanalyse 2017 für Projekte in 2017/18 ausgewiesenen Kostendaten gedeckt wären. Das heißt, hier wird kein Problem in Bezug auf die Umsetzungsmöglichkeiten aus Kostensicht vermutet. Damit könnten diese Projekte aller Wahrscheinlichkeit nach auch ohne Ausreizung der Umsetzungsfrist wirtschaftlich umgesetzt werden. Bei einem Abwarten auf neue Anlagentechnologien wären aber in jedem Fall die Renditeaussichten attraktiver. In Bezug auf die zweite Ausschreibungsrunde zeigten die Auswertungen, dass unter den getroffenen vereinfachten Annahmen für mögliche weitere Kostenreduktionen die Umsetzung dieser Projekte tendenziell möglich erscheint. Allerdings müssen Fragen im Bereich der in diesem Zuge stattfindenden Markt- und Akteursveränderungen und Folgen für die Windenergiebranche in Deutschland näher behandelt werden. Auf Basis der zwischenzeitlich erweiterten Datengrundlage sind in Kapitel o ähnlich Analysen wie im beiliegenden Stellungnahme-Papier durchgeführt worden.

5.4. Wirtschaftlichkeit des ungeforderten Anlagenbetriebs

Im Bereich der Windenergienutzung werden Anlagen in der Regel für den geförderten Anlagenbetrieb geplant. Der bereits bei Projektplanung angedachte ungeforderte Anlagenbetrieb spielt im Markt bisher kaum eine Rolle, ggf. in sehr seltenen Fällen der geplanten Eigenversorgung (siehe Kapitel 5.5.2.1).

Möglichkeiten einer ungeforderten Vermarktung im Betriebsverlauf bestehen im Bereich der sonstigen Direktvermarktung. Zu Zeiten des Grünstromprivilegs war dies insbesondere für ältere Anlagen, die sich bereits in der Grundvergütung befanden, eine Möglichkeit für Zusatzeinnahmen durch Vermarktung an einen Ökostromversorger. Seit Wegfall des Grünstromprivilegs hat dies stark abgenommen und findet nur im Bereich regionaler Vermarktungsmodelle in eher seltenen Fällen Anwendung (siehe Kapitel 5.5.1.2).

Im Jahr 2021 werden erstmals Windenergieanlagen das Ende ihrer Förderdauer gemäß EEG erreichen. Für diese Anlagen wird die Wirtschaftlichkeitsbewertung eines ungeforderten Anlagenbetriebs eine zentrale Rolle spielen. Dies wird näher betrachtet in Kapitel 5.7.

5.5. Vermarktungsmöglichkeiten EE-Strom und alternative Geschäftsmodelle

Im Folgenden werden die unterschiedlichen Vermarktungsmöglichkeiten für Strom aus Windenergie vorgestellt und hierbei insbesondere auf alternative Geschäftsmodelle im Vergleich zur herkömmlichen Direktvermarktung eingegangen. Über 90% der Windenergieanlagen befinden sich mittlerweile in der Direktvermarktung. Der Großteil nutzt die Direktvermarktung mit Marktprämie, in der Regel über einen Direktvermarkter. [ISI et al. 2017]

Neben diesen beiden herkömmlichen Optionen bestehen alternative Vermarktungsmöglichkeiten im Wesentlichen in folgenden Bereichen:

- Regionale Direktvermarktung und Regionalnachweise
- Sonstige Direktvermarktung
- Eigenversorgung
- Direktlieferung
- Regelleistungsbereitstellung

Die Möglichkeiten für alternative Geschäftsmodelle sind jedoch insgesamt relativ begrenzt. Die Sonstige Direktvermarktung ist weiter möglich, hat aber sehr geringe Relevanz. Es war wiederholt Teil der politischen Debatte, inwiefern das Grünstromprivileg oder eine ähnliche Möglichkeit wiederbelebt werden sollte. Ohne ein solches Modell zeigt sich, dass sich kaum alternative Geschäftsmodelle zur Direktvermarktung mit Marktprämie über einen Direktvermarkter entwickeln. In Nischen existieren Regionalstrommodelle, die aber in sehr eng gestecktem Rahmen gestaltet werden. Insgesamt ist der Raum für innovative Geschäftsmodelle, insbesondere im Bereich der Sektorkopplung und für direktere Lieferbeziehungen zwischen Produzenten und Konsumenten derzeit gering.

Im Folgenden werden die einzelnen derzeit bestehenden alternativen Vermarktungsoptionen näher beschrieben. Die beiden Direktvermarktungsoptionen sowie die Regelleistungsbereitstellung erfolgen innerhalb des öffentlichen Versorgungsnetzes. Die Möglichkeiten Eigenversorgung und Direktlieferung bedingen eine Lösung außerhalb des öffentlichen Netzes.

5.5.1. Optionen innerhalb des öffentlichen Netzes

Im Folgenden werden die bestehenden alternativen Vermarktungsoptionen innerhalb des öffentlichen Netzes vorgestellt, dies sind die Regionale Direktvermarktung sowie die Sonstige Direktvermarktung.

5.5.1.1. Regionale Direktvermarktung und Regionalnachweise

Das Interesse an einer regionalen Vermarktung von Grünstrom ist bereits seit einigen Jahren zu beobachten. Vor allem lokale Energiegenossenschaften und Stadtwerke, die häufig auch in der Vergangenheit schon Konzepte mit regionaler Ausrichtung verfolgt haben, sehen in dem Modell Potential. Bislang ist das Angebot an Regionalstrom-Tarifen bundesweit aber noch verhältnismäßig klein, wenn es auch einige Aktivitäten in diesem Segment gibt. [Spiegel 2016b]

Die meisten der betreffenden regionalen Vermarktungsmodelle funktionieren so, dass regionale Erzeuger gebündelt werden (entweder durch eigenes Engagement im Rahmen einer Genossenschaft oder durch einen Dienstleister, der die Initiative startet). Ein professioneller Direktvermarkter wird eingebunden, der die gesamte Abwicklung und die Vertriebswege übernimmt. Die Anlagen nehmen die Marktprämie in Anspruch, so dass die Regionalität im Marketing eine Rolle spielt, aber der Strom als „Strom allgemeiner Herkunft“ und nicht als Ökostrom gekennzeichnet ist. Sollte der regional produzierte Strom nicht ausreichen, um die Kunden zu beliefern, wird Strom aus dem weiteren Portfolio des jeweiligen Direktvermarktungspartners bezogen oder auch über die Börse eingekauft. Teilweise bestehen Partnerschaften mit regionalen Energieversorgungsunternehmen für den Absatz des Stroms. Aktiv in dem Segment sind somit lokale Genossenschaften, große Ökostromversorger, einige Direktvermarkter sowie regionale Energieversorgungsunternehmen.

Mit dem EEG 2017 wurde mit §79a das neue Instrument der Regionalnachweise eingeführt. Diese sollen die lokale Akzeptanz für erneuerbare Energien über eine regionale Rückverfolgbarkeit der

Stromerzeugung fördern. Ein entsprechender Nachweis des Energieversorgungsunternehmens ist nur bei Kunden in derselben Region einzulösen. Das Energieversorgungsunternehmen darf zur Vermarktung auch die konkreten Anlagen, aus denen der regionale Grünstrom des Kunden stammt, benennen.

Die Regionalnachweise sind im Gegensatz zu Herkunftsnachweisen auch erhältlich, wenn die Marktprämie bezogen wird. Da davon ausgegangen wird, dass die Anlagenbetreiber über die Regionalnachweise höhere Erlöse erzielen können, verringert sich nach § 53b EEG 2017 der jeweilige anzuliegende Wert um 0,1 ct/kWh. Bei zukünftigen Anlagen, die einen Zuschlag in der Ausschreibung erhalten haben, wird davon ausgegangen, dass diese etwaigen Mehrerlöse bereits in das Gebot eingepreist wurden.

Die neue Regelung ist jedoch umstritten. So kritisieren Verbände aus der Energiebranche die Komplexität des Modells und die fehlenden direkten Anreize zum Bau neuer Anlagen. Zudem werden zusätzliche administrative Kosten für An- und Abmeldung der Anlagen, Kontoführung sowie den Zertifikaterwerb und deren Entwertung erwartet. [BWE 2016]

Alle bisher bekannten Modelle für Regionalstromtarife bildeten sich bereits unter dem EEG 2014 heraus, es lässt sich derzeit noch nicht erkennen, inwiefern das EEG 2017 und die Option der Regionalnachweise hier maßgebliche Neuerungen erbringen werden bzw. ob aufgrund dessen Neugründungen in diesem Segment zu erwarten sind. Das Interesse an dem Thema scheint aber grundsätzlich zu steigen. [Spiegel 2016] In den Grundzügen bleiben die Modelle bei einer Nutzung von Regionalnachweisen in etablierter Form erhalten, es kommt lediglich die Option hinzu, konkrete Anlagen im Portfolio auszuweisen und durch die Regionalnachweise noch klarer auf diese Eigenschaft des Stroms hinzuweisen

5.5.1.2. Sonstige Direktvermarktung

Das Recht auf „Sonstige Direktvermarktung“ bleibt nach § 21a EEG 2017 unberührt, wird jedoch durch Windenergieprojekte kaum noch genutzt, seitdem das Grünstromprivileg nicht mehr in Kraft ist. Bei diesem Modell kaufen Ökostromversorger den Strom bei Anlagenbetreibern, um diesen direkt in ihr Portfolio und somit die Endkundenbelieferung aufzunehmen. Die Herkunft des Stroms bleibt nachvollziehbar und dementsprechend können Herkunftsnachweise gegeben werden. Da sich die Einkaufspreise meist an den EEG-Vergütungssätzen orientieren, sind die Beschaffungskosten aus Versorgersicht in der Regel zu hoch. Ökostromversorger nutzen das Instrument dennoch teils in Verbindung mit der Vermarktung der regionalen Eigenschaft des Stroms.

Anlagen, die über die „Sonstige Direktvermarktung“ absetzen, können bei Vorliegen der entsprechenden Voraussetzungen eine Befreiung von der Stromsteuer beantragen. Auch kann aus Ökostromversorgersicht aufgrund der Grünstrom-Kennzeichnung ein stärkerer Marketing-Effekt erreicht werden. Dadurch kann in Einzelfällen die Sonstige Direktvermarktung für die Windenergie wirtschaftlich sein. Zurzeit handelt es sich hierbei vordergründig um Anlagen im Grundvergütungszeitraum, der Umfang ist aber sehr gering (<10 MW, Stand September 2017 [ISI et al. 2017]). Wenn ab 2021 die ersten Anlagen ohne EEG-Förderung betrieben werden müssen, wäre die „Sonstige Direktvermarktung“ allerdings eine mögliche Option für einen Weiterbetrieb.

5.5.1.3. Regelleistungsbereitstellung

Grundsätzlich ist die Bereitstellung von Regelleistung durch Windenergieanlagen möglich. Zum einen kann durch eine Drosselung einer eigentlich möglichen Stromeinspeisung negative Regelleistung bereitgestellt werden. Wird die Anlage von vornherein gedrosselt gefahren, ist auch die kurzfristige Bereitstellung zusätzlicher Strommengen, also positiver Regelenergie möglich. Es kommt dabei insbesondere die Erbringung von Minutenreserveleistung in Betracht.

Für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt ist eine Präqualifikation erforderlich. Hierbei müssen die technischen Voraussetzungen für die zuverlässige Regelleistungserbringung nachgewiesen werden. Derzeit läuft eine Pilotphase (bis mindestens Ende 2018). Die Übertragungsnetzbetreiber haben in diesem Zusammenhang einen Leitfaden für die Präqualifikation von Windenergieanlagen für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt herausgegeben. Es gibt bereits einige Direktvermarkter, die entsprechende Produkte anbieten. Die Präqualifikation bedeutet allerdings für viele Windenergieanlagen eine hohe technische und ggf. auch wirtschaftliche Hürde. [BWE 2018]

5.5.2. Optionen außerhalb des öffentlichen Netzes

Modellvarianten, die ein eigenes Netz bzw. eine eigene Anbindungsleitung vorsehen, sind die Eigenversorgung sowie die Direktlieferung. Bei der Eigenversorgung muss der Stromverbraucher auch gleichzeitig der Anlagenbetreiber sein und es ist eine teilweise Befreiung von der EEG-Umlage möglich. Dies stellt den hauptsächlichen wirtschaftlichen Anreiz dar, daneben können netzbezogene Strompreisbestandteile eingespart werden. Bei der Direktlieferung greifen Direktvermarktungsmechanismen und Verbraucher und Betreiber können voneinander abweichen, es gilt keine Umlagebefreiung, netzbezogene Strompreisbestandteile können auch hier gespart werden. Die eingesparten Strompreisbestandteile meinen die Haftungsumlage Offshore, Umlage nach §18 AbLaV, Umlage nach §19 Abs. 2 StromNEV, Konzessionsabgaben etc. Bei geeigneten Voraussetzungen kann zusätzlich die Stromsteuer eingespart werden.

5.5.2.1. Eigenversorgung

Die Eigenversorgung bezeichnet nach § 3 Abs. 19 EEG 2017 den Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt.

Es sind Pachtmodelle möglich, bei denen ein Industrieunternehmen eine nahe gelegene Anlage pachtet und selbst betreibt, wodurch bei geeigneter rechtlicher Ausgestaltung formal eine Eigenversorgung möglich wird. Bei der Eigenversorgung gilt eine 40%ige Umlagebefreiung, zudem fallen netzbezogene Abgaben weg und eine Befreiung von der Stromsteuer ist unter entsprechenden Voraussetzungen möglich.

Nicht klar definiert ist der „unmittelbare räumliche Zusammenhang“. Es gibt hierzu unterschiedliche juristische Sichtweisen, laut einiger Auslegungen könnte es möglich sein, dass auch bei einer Entfernung von mehreren Kilometern in einem einheitlichen Gebiet noch eine „Unmittelbarkeit“ des räumlichen Zusammenhangs vorliegen kann. [Herz/Valentin 2014] Hierzu besteht allerdings keine Rechtssicherheit.

Der Eigenverbrauch von Windstrom kann insbesondere für produzierende Gewerbe interessant sein, da hier große Teile des produzierten Stroms selbst verbraucht werden können. Dadurch können die Stromgestehungskosten plus die Teil-Umlage als Stromkosten angesetzt werden, wodurch die Kosten unterhalb des herkömmlichen Bezugsstromtarifs liegen können. Allerdings ist hierdurch noch nicht unbedingt eine Wirtschaftlichkeit erreicht, erst hohe Eigenverbrauchsquoten in Verbindung mit Speichern werden voraussichtlich in Zukunft von einer Einspeisevergütung unabhängige Konzepte bieten. [Renews 2014] Im Bereich der Windenergie stellt die Eigenversorgung bisher eine Nische dar.

Die Möglichkeiten im Bereich der Eigenversorgung wurden mit dem EEG 2017 dahingehend eingeschränkt, dass nach § 27a EEG 2017 Betreiber von Anlagen, deren anzulegender Wert durch Ausschreibungen ermittelt worden ist, den in ihrer Anlage erzeugten Strom im gesamten Vergütungszeitraum nicht zur Eigenversorgung nutzen dürfen. [EEG 2017] Eigenversorgungskonzepte mit Windenergieanlagen über 750 kW lassen sich damit nur noch ohne Förderung umsetzen. Überschüssige Strommengen sind im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung ohne Anspruch auf eine Marktprämie zu veräußern.

5.5.2.2. Direktlieferung

Anlagenbetreiber können den generierten Strom vollständig oder teilweise direkt an einen Verbraucher in unmittelbarer räumlicher Nähe veräußern („Direktlieferung“), wenn der Strom nicht durch ein öffentliches Netz geleitet wird. Für den gelieferten Strom kann keine Marktprämie beantragt werden, der Überschussstrom kann jedoch mit Marktprämie vergütet werden, und zwar auch dann, wenn der Anspruch aus einer erfolgreichen Ausschreibungsteilnahme resultiert.

Beispiele hierfür finden sich in der Praxis, beispielsweise bezieht BMW für sein Werk in Leipzig Windstrom aus einem nahe gelegenen 10 MW-Windpark, der direkt ans Werksnetz angebunden ist. Betreiber des Windparks ist der Projektierer WPD. Ähnliche Modelle bestehen für größere Gewerbegebiete oder Hafenanlagen. Die beschriebenen Praxisbeispiele profitieren von der (bei Vorliegen der entsprechenden Voraussetzungen) eingesparten Stromsteuer und der Einsparung von netzbezogenen Abgaben.

5.6. Wind an Land in der Ausschreibung

Ausschreibungsbedingungen

Die ersten Ausschreibungen im Bereich der Windenergie an Land wurden erfolgreich durchgeführt. Es gab kaum Gebotsausschlüsse, was darauf schließen lässt, dass die teilnehmenden Akteure in administrativer Hinsicht gut mit dem Verfahren umgehen konnten. Die Diskussionen im Nachgang konzentrierten sich vor allem auf den hohen Anteil an bezuschlagten Bürgerenergieprojekten und das deutlich sichtbare Nord-Süd-Gefälle.¹⁴

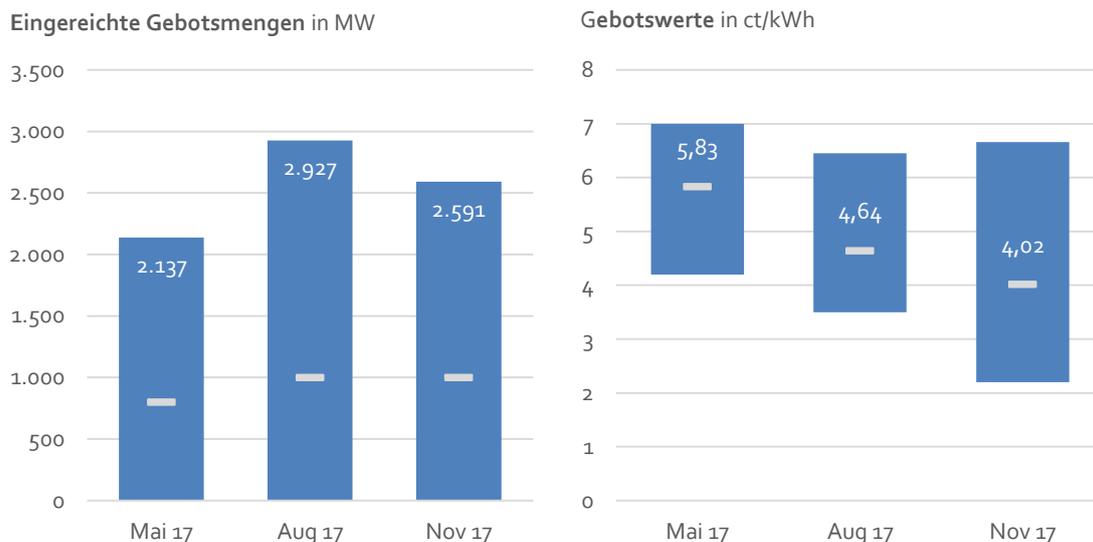
¹⁴ Neben der regionalen Verortung der Gebote müsste eine Analyse nach Windpotential erfolgen, um die Gebote im Zusammenhang mit dem Referenzertragsmodell zu bewerten und Rückschlüsse zu dessen eventuell nötigen Weiterentwicklung ziehen zu können. Dies ist bisher nicht möglich, da die Standortgüte zumindest bei regulären Bietern nicht Teil der Anforderungen an die Angaben bei Gebotsabgabe in §30 EEG 2017 ist. Zudem wurde den Autoren eine detailliertere Auswertung der Gebote bislang vor dem

Der vorliegende Abschnitt beleuchtet die Ergebnisse der Ausschreibungsrunden für Windenergieanlagen an Land des Jahres 2017 näher. Zu den Gebotsterminen 1. Mai, 1. August und 1. November schrieb die Bundesnetzagentur insgesamt 2.800 MW installierte Leistung aus. Die Darstellung der Ergebnisse baut auf den Bekanntgaben und Hintergrundpapieren der Bundesnetzagentur auf [BNetzA 2017d]. Eigene Recherchen zu den Hintergründen der bezuschlagten Gebote ergänzen die Analyse.

Alle Ergebnisse stehen unter dem Einfluss des Systemwechsels und der laufenden Übergangsregelungen. Belastbare Aussagen zu den langfristigen Wirkungen und Folgen der Ausschreibungen lassen sich zu diesem Zeitpunkt noch nicht ableiten. Zudem führte die hohe Inanspruchnahme der besonderen Ausschreibungsbestimmungen für Bürgerenergiegesellschaften zu Sondereffekten.

5.6.1. Wettbewerbsintensität

Die Beteiligung an den Ausschreibungen des Jahres 2017 war durchgängig hoch. So nahm die Bundesnetzagentur insgesamt 747 Gebote entgegen, 256 in der ersten, 281 in der zweiten und 210 Gebote in der dritten Runde. Mit eingereichten Gebotsmengen von 2.137 MW bis 2.927 MW wurden die Ausschreibungsvolumina von 800 MW in der ersten und 1.000 MW in der zweiten und dritten Runde jeweils deutlich überschritten (siehe Abbildung 37, links).



Quelle: BNetzA 2017d, Darstellung: ZSW

Abbildung 37: Eingereichte Gebotsmengen im Vergleich zu den jeweiligen Ausschreibungsvolumina (links); Spannweite und mengengewichteter Durchschnitt der Gebotswerte (rechts).

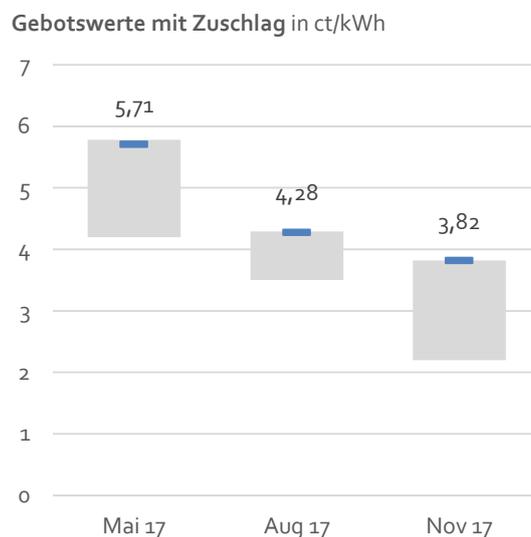
Die mengengewichteten Durchschnittswerte aller Gebote fielen von 5,83 ct/kWh in der ersten Runde auf 4,02 ct/kWh in der dritten Runde (Abbildung 37, rechts). Der deutliche Rückgang um insge-

Hintergrund des Datenschutzes verwehrt. Die Anforderungen an die Angaben bei Gebotsabgabe sollten unbedingt um den Wert der prognostizierten durchschnittlichen Standortgüte ergänzt werden. In allen Ausschreibungsrunden sollte eine detaillierte Auswertung der Zuschläge, insbesondere im Hinblick auf regionale Verteilung und Standortgüte erfolgen, um die durch das Referenzertragsmodell definierten Korrekturfaktoren ggf. weiterzuentwickeln.

samt 31 % bringt das hohe Wettbewerbsniveau im Startjahr der Ausschreibungen für Windenergie an Land zum Ausdruck. Begünstigt wurde die Entwicklung nicht zuletzt durch die verlängerte Realisierungszeit für Bürgerenergiegesellschaften. Diese ermöglichte es den Bietern, die erwarteten Kosten- und Ertragsvorteile der nächsten, leistungsstärkeren Anlagengeneration in ihre Gebote einzupreisen (vgl. Kapitel o).

Auffällig ist die große Spannweite der Gebotswerte in der November-Ausschreibung. Zwischen dem niedrigsten und höchsten Gebot lagen 4,46 ct/kWh (2,2 bis 6,66 ct/kWh). Ob es sich dabei um einzelne Ausreißer handelt, ist den verfügbaren Angaben nicht zu entnehmen.

Die mengengewichteten, durchschnittlichen Zuschlagswerte sanken von 5,71 ct/kWh auf 3,82 ct/kWh (siehe Abbildung 38). Bedingt durch die Anwendung des Einheitspreisverfahrens bei den Geboten von Bürgerenergiegesellschaften liegen die Durchschnittswerte in allen Runden dicht am höchsten noch bezuschlagten Gebot.



Quelle: Bundesnetzagentur BNetzA 2017d, Darstellung: ZSW

Abbildung 38: Spannweite der Gebotswerte mit Zuschlag und mengengewichteter Durchschnitt der Zuschlagswerte

Die Wettbewerbsintensität in den Ausschreibungen für Windenergie an Land war im Jahr 2017 durchgehend hoch. Die Gebotsmengen lagen in allen Runden deutlich über den Ausschreibungsvolumina. Die durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswerte gaben in der Folge von 5,71 ct/kWh in der ersten auf 3,82 ct/kWh in der dritten Runde nach. Begünstigt wurde die Entwicklung insbesondere durch die verlängerte Realisierungszeit für Bürgerenergiegesellschaften in Höhe von 54 Monaten, die es den Bietern ermöglichte, potenzielle Kosten- und Ertragsvorteile der nächsten, leistungsstärkeren Anlagengeneration einzupreisen.

5.6.2. Auswirkungen des Netzausbaubereiches

Für das Netzausbaubereich gelten individuelle Zuschlagsobergrenzen. So verteilte die Bundesnetzagentur das zulässige Jahresvolumen in Höhe von 902 MW zunächst im Verhältnis der Ausschreibungsvolumina auf die einzelnen Runden. Für den Gebotstermin am 1. Mai 2017 resultierte daraus

eine zulässige Obergrenze von 258 MW.¹⁵ Dem standen 59 Gebote im Umfang von 477 MW gegenüber, wovon letztlich 26 Gebote mit 261 MW einen Zuschlag erhielten. 12 Gebote mit 61 MW konnte die Bundesnetzagentur infolge der Zuschlagsobergrenze für das Netzausbauggebiet nicht berücksichtigen. Die restlichen Geboten fielen über die allgemeine Zuschlagsgrenze heraus (146 MW) bzw. mussten aufgrund von Formfehlern vom Zuschlagsverfahren ausgeschlossen werden (8 MW). Der höchste Zuschlagswert im Netzausbauggebiet betrug 5,58 ct/kWh – gegenüber 5,78 ct/kWh bezogen auf die Gesamtheit der Zuschlüsse in der ersten Runde.

In den Ausschreibungsrunden vom 1. August und 1. November 2017 kam die Zuschlagsgrenze im Netzausbauggebiet nicht zum Tragen. Zwar übertrafen die Gebotsmengen mit 632 MW und 697 MW auch in der zweiten und dritten Runde die jeweils geltenden Obergrenzen in Höhe von 322 MW und 431 MW deutlich, die erteilten Zuschlüsse blieben mit einem Volumen von 213 MW und 231 MW jedoch darunter. Infolge der nicht ausgeschöpften Zuschlagsobergrenze in der zweiten Runde hatte die Bundesnetzagentur die Zuschlagsobergrenze für die November-Ausschreibung um rund 109 MW nach oben korrigiert.

Auf das gesamte Jahr betrachtet blieb die im Netzausbauggebiet zugeschlagene Leistung mit 706 MW unterhalb der zulässigen Grenze von 902 MW. In Unkenntnis der genauen Gebotsverteilung und der jeweiligen Projektdetails kann über die Ursachen lediglich spekuliert werden. Fakt ist, dass sich in der zweiten und dritten Runde viele Projekte im Netzausbauggebiet nicht durchsetzen konnten – und dies trotz der tendenziell besseren Windbedingungen in den küstennahen Regionen. Ein möglicher Erklärungsansatz ergibt sich aus der Dominanz einzelner Akteure und deren Aktionsradius. So fallen lediglich 34 der insgesamt 283 Windenergieanlagen, für die die Unternehmensgruppe UKA Zuschlüsse erhielt, in das Netzausbauggebiet. Mit 65 Zuschlüssen zählten die von der UKA initiierten Projektgesellschaften zu den klaren Gewinnern im Jahr 2017 (vgl. Abschnitt 5.6.3). Ferner könnten technische und genehmigungsrechtliche Einschränkungen eine Rolle gespielt haben. Die im Jahr 2017 vorgestellten Anlagentypen der nächsten Generation zeichnen sich mehrheitlich durch sehr große Rotordurchmesser von in der Spitze bis zu 158 m und damit auch durch entsprechend große Gesamthöhen aus. Nicht in allen Regionen lassen sich derartig große Anlagen realisieren. So bestehen nicht zuletzt in Schleswig-Holstein vor dem Hintergrund der sehr kleinteiligen Siedlungsstruktur nach wie vor vergleichsweise strikte Höhenbeschränkungen. Viele der vorgestellten Neuentwicklungen adressieren zudem schwache bis mittlere Windstandorte und sind folglich nicht für die windstarken Küstenregionen gedacht und zertifiziert.

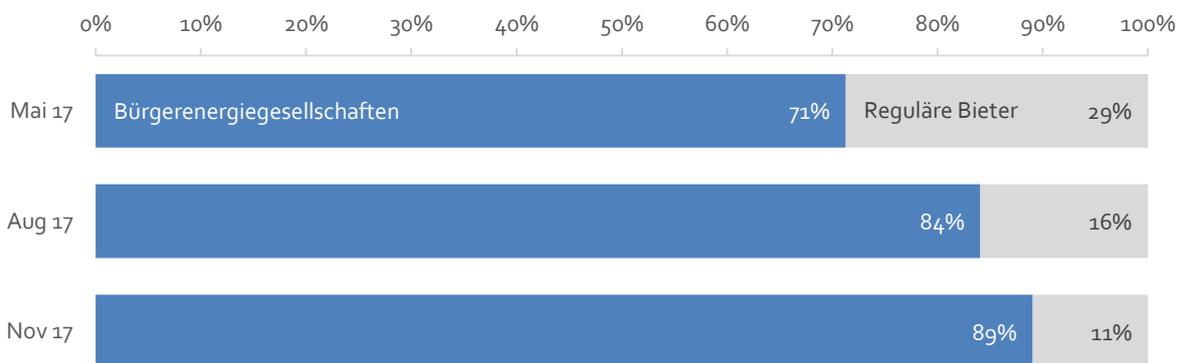
Die Zuschlagsobergrenze für Gebote im Netzausbauggebiet kam trotz hoher Beteiligung nur in der Mai-Ausschreibung zum Tragen. Hier konnten infolge der Restriktion 12 Gebote über 61 MW nicht berücksichtigt werden. Mit rund 706 MW blieb der Umfang, der innerhalb des Netzausbauggebietes bezuschlagten Leistung, über das gesamte Jahr gesehen jedoch unterhalb der zulässigen Schwelle von 902 MW.

¹⁵ Berechnungshinweis: [Zuschlagsobergrenze pro Jahr] * [Ausschreibungsvolumen der Runde] / [Ausschreibungsvolumen des Jahres] = 902 MW * 800 MW / 2800 MW ≈ 258 MW

5.6.3. Bietertypen

Die Ausschreibungen im Jahr 2017 wurden geprägt durch die hohe Beteiligung von Bietern, die von den besonderen Ausschreibungsbestimmungen für Bürgerenergiegesellschaften nach § 36g EEG 2017 Gebrauch machten. Ihr Anteil am Gebotsvolumen stieg von 71 % in der ersten Runde auf 89 % in dritten Runde (siehe Abbildung 39), was auf erste Lerneffekte seitens der Bieter hindeutet. Die meisten Bürgerenergiegesellschaften nutzen die ihnen eingeräumten Spielräume aus und nahmen vor Erteilung der Genehmigung an den Ausschreibungen teil. In lediglich 5 % der Fälle lag die Genehmigung zum Zeitpunkt der Ausschreibung bereits vor.

Anteil am Gebotsvolumen je Bietertyp

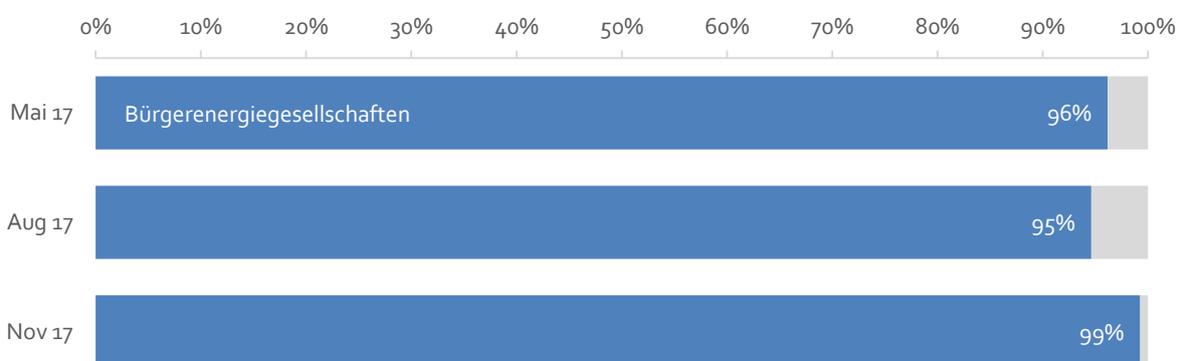


Quelle: BNetzA 2017d, Darstellung: ZSW

Abbildung 39: Anteil am Gebotsvolumen je Bietertyp

Von den insgesamt 198 Zuschlägen, die die Bundesnetzagentur im Jahr 2017 erteilte, entfielen 185 auf Bürgerenergiegesellschaften. Bezogen auf das Zuschlagsvolumen entsprach dies einem Anteil von 97 %. Am stärksten fiel die Konzentration in der November-Ausschreibung aus, in der bis auf ein Gebot im Umfang von 7 MW alle Zuschläge an Bürgerenergiegesellschaften fielen (siehe Abbildung 40).

Anteil am Zuschlagsvolumen je Bietertyp



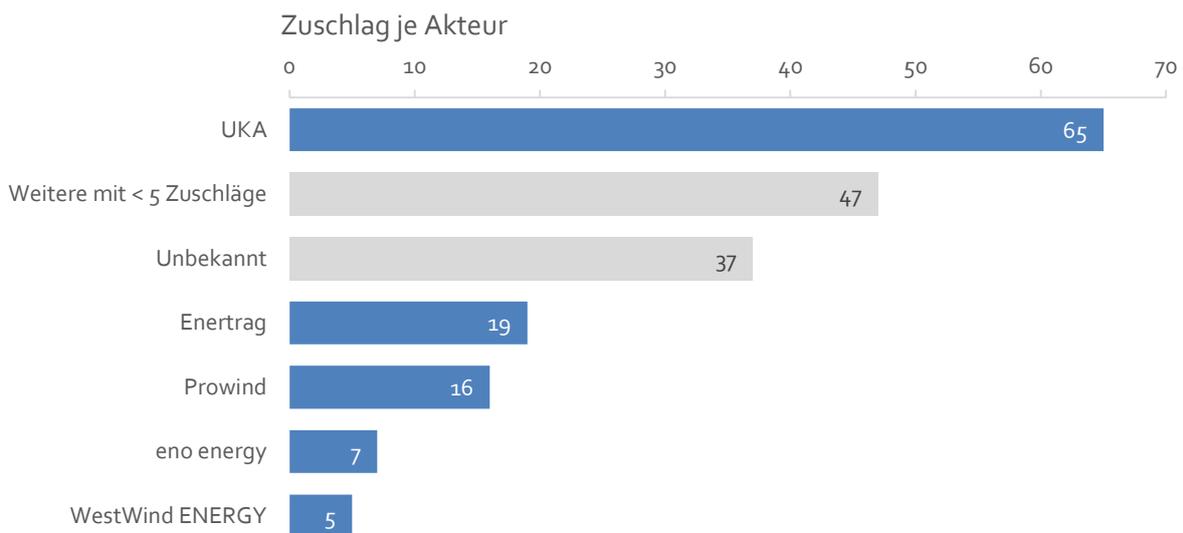
Quelle: BNetzA 2017d, Darstellung: ZSW

Abbildung 40: Anteil am Zuschlagsvolumen je Bietertyp

Eine tieferegehende Auswertung der Unternehmensverflechtungen zeigt, dass viele der erfolgreichen Bürgerenergiegesellschaften direkte oder indirekte Verbindungen zu etablierten Projektierern

aufweisen. So steht hinter 65 Zuschlägen für insgesamt 283 Windenergieanlagen die Unternehmensgruppe UKA. Der Windparkentwickler mit Hauptsitz in Meißen (Sachsen) zählte zu den großen Ausschreibungsgewinnern der zweiten und dritten Runde. Mehrfach erfolgreich waren zudem das brandenburgische Energieunternehmen Enertrag mit 19 Zuschlägen (66 WEA) sowie die in Osnabrück (Niedersachsen) ansässige Prowind GmbH mit 16 Zuschlägen (69 WEA). Sieben Zuschläge (24 WEA) ließen sich der Projektentwicklungssparte des Anlagenherstellers eno energy zuordnen, fünf Zuschläge (21 WEA) entfielen auf Projekte von WestWind ENERGY. Bei 37 Zuschlägen war eine Zuordnung zu einem größeren Unternehmen nicht möglich.

Viele der Gesellschaften wurden erst kurz vor den Gebotsterminen gegründet, teils unter direkter Beteiligung bzw. Leitung von Mitarbeitern der Projektentwickler [Enertrag 2017, Prowind 2017a]. Die Verflechtungen bzw. die öffentliche Debatte um eben diese zeigen, wie schwer es in der Praxis fällt, das Thema Bürgerenergie formal abzugrenzen. Fest steht, dass viele der erfolgreichen Bieter die vorhandenen Spielräume konsequent nutzten, um von den gewährten Sonderregelungen zu profitieren. Die ursprünglich als Ausnahmen gedachten Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften entwickelten sich damit zum Regelfall.



Quelle: Recherche DWG, Darstellung: ZSW

Abbildung 41: Zuschläge je Akteur

Der Erfolg der Bürgerenergiegesellschaften zieht nach sich, dass sich ein Großteil der zugeschlagenen Projekte noch in einer frühen Planungsphase befindet. Dies belegt eine Kurzanalyse im Auftrag des Bundesverband WindEnergie e. V. [DWG 2017d] zu den Ergebnissen der ersten Ausschreibungsrunde. Demnach lag lediglich für 26 der insgesamt 224 bezuschlagten Windenergieanlagen eine Genehmigung vor. Bei mindestens 41 Anlagen lief das Genehmigungsverfahren, in weiteren 15 Fällen war das Genehmigungsverfahren in Vorbereitung. Zu den übrigen 142 bezuschlagten Anlagen lagen dagegen keine Informationen zum Genehmigungsstand vor.

In Verbindung mit der um 24 Monate verlängerten Realisierungsfrist gefährdet der geringe Planungsfortschritt zum Zeitpunkt der Ausschreibungen vor allem die Kontinuität des Ausbaus. Die Frist zur Errichtung von Windenergieanlagen im Rahmen der Übergangsregelungen läuft bereits zum 31. Dezember 2018 aus (vgl. Abschnitt 4.2.3). Die sich zeitlich nach hinten verschiebende Reali-

sierung der 2017 ausgeschriebenen Windenergieleistung reißt folglich eine Lücke in den Zubau der kommenden Jahre (vgl. Kapitel 3.4 sowie Stellungnahme im Anhang), sofern nicht durch Sonderausschreibungen gezielt gegengesteuert wird (siehe 4.2.1). Aufgrund des geringen Planungsfortschritts ist die Realisierung zudem mit größeren Unsicherheiten behaftet. So könnten einzelne Genehmigungen unter Umständen nicht oder nur mit so hohen Auflagen erteilt werden, dass ein wirtschaftlicher Betrieb in Frage gestellt ist.

Mit einem Anteil am Zuschlagsvolumen von 97 % wurden die Ausschreibungen für Windenergie an Land des Jahres 2017 vom Erfolg der Bürgerenergiegesellschaften geprägt. Die Ausnahmenregelungen entwickelten sich damit zum Regelfall. Viele der Gesellschaften weisen dabei enge Verflechtungen mit etablierten Projektierern auf, was die öffentliche Debatte um eine geeignete Definition von Bürgerenergieprojekten und die Sonderregelungen im Allgemeinen befeuerte.

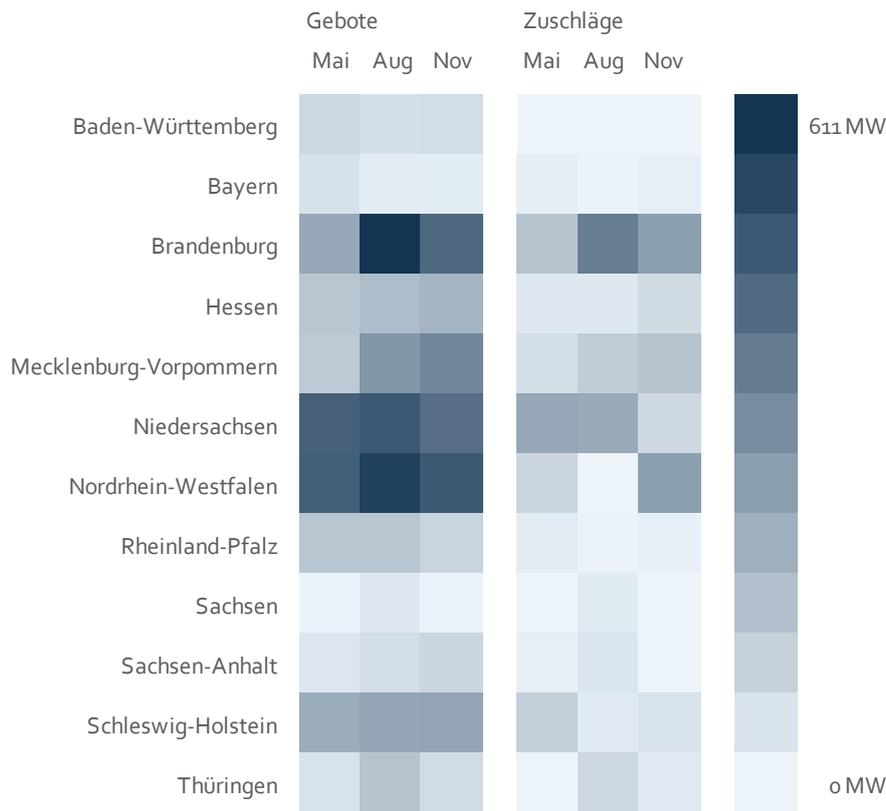
Die unerwartet hohe Inanspruchnahme der Sonderregelungen hat zudem auch Auswirkungen auf die Kontinuität des Ausbaus. Durch die Gewährung der um 24 Monate verlängerten Realisierungsfrist und den geringen Planungsfortschritt der Projekte zum Zeitpunkt der Ausschreibung verschiebt sich die Inbetriebnahme der ausgeschriebenen Anlagenleistung. In den Jahren 2019/20 ist daher ohne kurzfristige Maßnahmen mit einem spürbaren Einbruch des Windenergieanlagenzubaues zu rechnen. Aufgrund des geringen Planungsstands ist die Realisierung der zugeschlagenen Projekte zudem mit größeren Unsicherheiten behaftet.

Die Entwicklungen im Bereich der Bürgerwindenergie sollten kontinuierlich wissenschaftlich begleitet werden. Handlungsbedarf wird hier insbesondere hinsichtlich der zielgenauen Wirkung der Regelung auf „schützenswerte“ Akteure gesehen (siehe oben, Punkt Akteursvielfalt). Mit Priorität sollte somit sichergestellt werden, dass die Regelung die Ausnahme ist und nicht mehr durch große Teile der Projekte in der Ausschreibung genutzt wird. Bei zukünftigen Weiterentwicklungen der Regelung sollte auch die Frage der Vermeidung langer Umsetzungszeiten bei Bürgerenergieprojekten berücksichtigt werden.

5.6.4. Regionale Verteilung

In den drei Ausschreibungsrunden des Jahres 2017 gingen für Projekte in insgesamt zwölf Bundesländern Gebote bei der Bundesnetzagentur ein. Keine Gebote entfielen auf die Stadtstaaten Berlin, Hamburg und Bremen sowie das Flächenland Saarland. Zwei Gebote aus der ersten Runde enthielten keine Angaben zum Standort und mussten infolgedessen ausgeschlossen werden.

Die Beteiligung an den Ausschreibungen fiel regional sehr unterschiedlich aus (siehe Abbildung 42). Auf Standorte in Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen und Brandenburg entfiel mit 517 MW, 469 MW und 437 MW im Schnitt das meiste Gebotsvolumen. Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein, die sich mit etwas Abstand dahinter einreihen, waren mit durchschnittlich 264 MW und 246 MW vertreten. Deutlich geringer war die Beteiligung im Süden Deutschlands. So kamen aus Baden-Württemberg und Bayern im Mittel lediglich 77 MW und 40 MW des Gebotsvolumens.

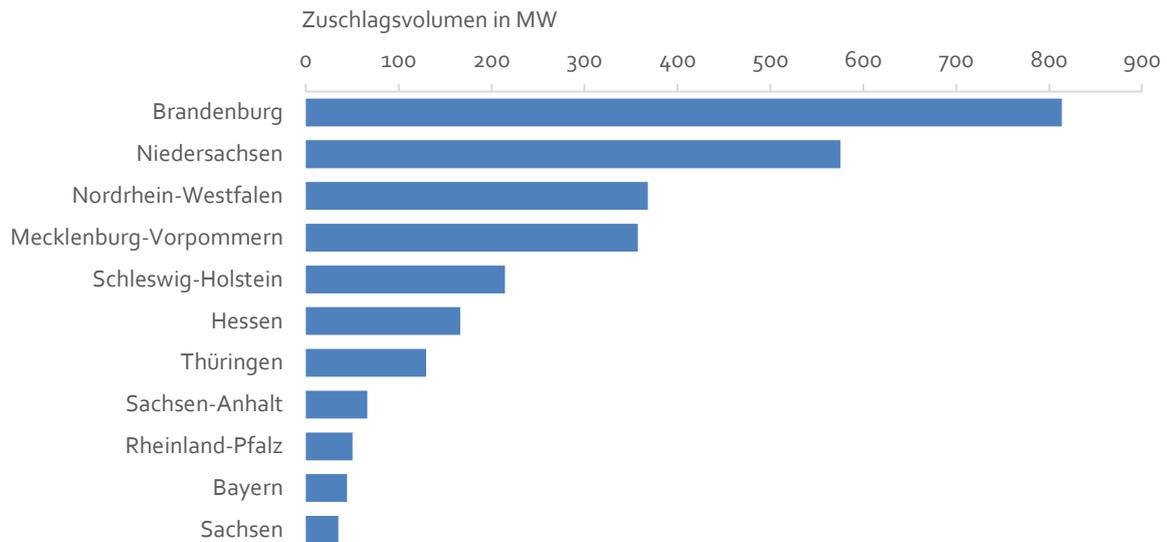


Quelle: BNetzA 2017d, Darstellung ZSW

Abbildung 42: Gebots- und Zuschlagsvolumen je Bundesland und Gebotstermin im Jahr 2017

Analog zur Beteiligung wies auch die Verteilung der Zuschlagsvolumina im Jahr 2017 eine deutliche Häufung im Norden und in der Mitte Deutschlands auf (siehe Abbildung 42 & Abbildung 43). Knapp die Hälfte des Volumens ging an Projekte aus Brandenburg (814 MW, 29 %) und Niedersachsen (576 MW, 20 %). Auf Nordrhein-Westfalen und Mecklenburg-Vorpommern entfielen mit 368 MW und 257 MW nochmals rund 26 %. Anders sah es dagegen in den südlichsten Regionen Deutschlands aus: Während Bayern als größtes Flächenland Deutschlands mit 4 von 198 Zuschlägen lediglich 2 % (44,2 MW) des Gesamtvolumens für sich verbuchen konnte, ging Baden-Württemberg vollständig leer aus. In den Jahren 2015 bis 2017 stellten die beiden Länder in Summe noch zwischen 12 % und 14 % des Bruttozubaues.¹⁶

¹⁶ Auswertung des Anlagenregisters der BNetzA (Stand: 31.12.2017)



Quelle: BNetzA 2017d, Darstellung: ZSW

Abbildung 43: Summe der Zuschlagsvolumina je Bundesland in den Ausschreibungen des Jahres 2017

Insgesamt ist festzustellen, dass das angestrebte Ziel, den Ausbau bundesweit zu verteilen, zumindest im Startjahr der Ausschreibungen für Windenergie an Land nicht erreicht wurde. Zwar blieb das Zuschlagsvolumen im Netzausbaugebiet in Summe unterhalb der angesetzten Grenze von 902 MW (siehe oben) und es wurden auch im Süden einige Projekte bezuschlagt, dennoch ist eine Ballung im Norden und in der Mitte Deutschlands zu beobachten. Vor allem Brandenburg und Niedersachsen dominierten das Ausschreibungsgeschehen im Jahr 2017. Die folgende Abbildung 44 verdeutlicht die regionale Verteilung noch einmal anhand einer Kartendarstellung mit Ausweisung der Anzahl der bezuschlagten Windenergieanlagen je Landkreis.

Zuschlagsverteilung

Anzahl Windenergieanlagen je Landkreis

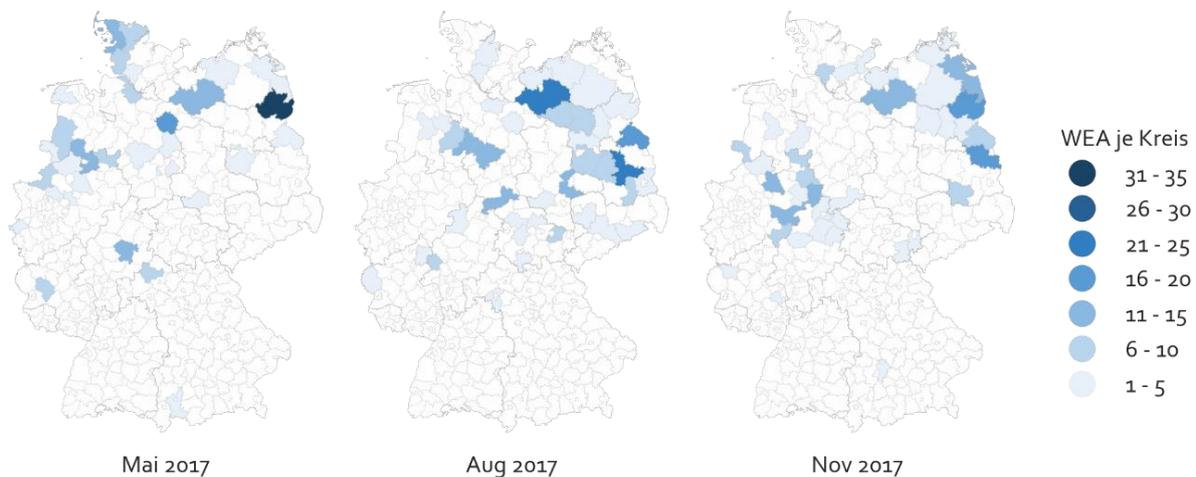


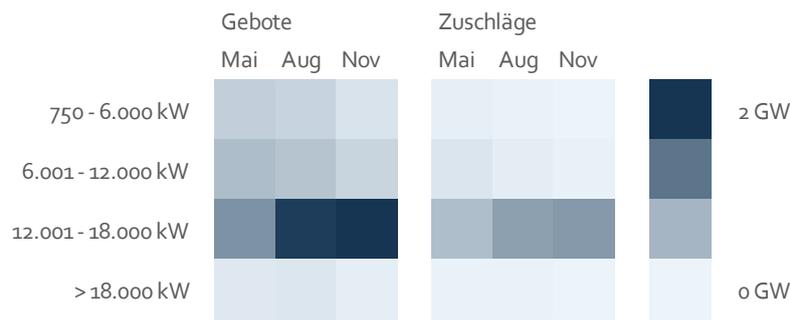
Abbildung 44: Anzahl zugeschlagener Windenergieanlagen je Landkreis

In den drei Ausschreibungsrunden des Jahres 2017 gingen für insgesamt zwölf Bundesländer Gebote bei der Bundesnetzagentur ein. Die Verteilung des Gebotsvolumens wies dabei nichtsdestotrotz ein deutliches Übergewicht im Norden und in der Mitte Deutschlands auf. Zu den klaren Ausschreibungsgewinnern zählen die Bundesländer Brandenburg und Niedersachsen, die zusammen annähernd 50 % des Zuschlagsvolumens auf sich vereinen konnten. Dahinter folgen mit etwas Abstand Mecklenburg-Vorpommern und Nordrhein-Westfalen. Weniger erfolgreich verliefen die ersten Ausschreibungen für die südlichen Bundesländer. An Projekte in Bayern fielen lediglich 2 % des Volumens, Baden-Württemberg ging vollständig leer aus.

5.6.5. Gebotsgrößen

In den Ausschreibungen für Windenergie an Land beträgt das Mindestgebotsvolumen 750 kW. Nach oben ist die Gebotsmenge grundsätzlich nicht beschränkt. Ausnahmen bestehen jedoch für Bürgerenergiegesellschaften, die von den Regelungen nach § 36g EEG 2017 Gebrauch machen. Für sie gilt eine Gebotsobergrenze in Höhe von 18 MW bei maximal sechs Windenergieanlagen (vgl. Abschnitt 24).

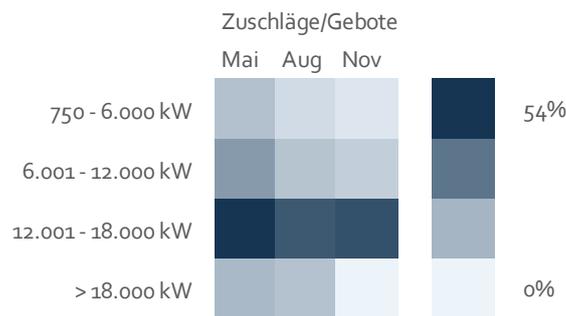
Nachfolgend wird die Entwicklung der Gebotsgrößen in den Ausschreibungen des Jahres 2017 näher beleuchtet. Abbildung 45 zeigt für jede Runde die jeweilige Verteilung des Gebots- und Zuschlagsvolumens über vier Größenklassen. Auffällig ist die Häufung von Geboten zwischen 12 und 18 MW, die sich im Verlauf der drei Runden weiter verstärkte – der Anteil am Gebotsvolumen stieg von 48 % in der ersten auf 77 % in der dritten Runde. Die Ballung unterhalb von 18 MW ist vor allem auf die hohe Beteiligung von Bürgerenergiegesellschaften zurückzuführen und zeigt, dass die Bieter die ihnen gegebenen Möglichkeiten zur Ausnutzung von Skaleneffekten weitgehend ausschöpften.



Quelle: BNetzA 2017d, Darstellung ZSW

Abbildung 45: Verteilung des Gebots- und Zuschlagsvolumens nach Gebotsgrößen im Jahr 2017

Die Zuschlagsverteilung weist in allen drei Runden eine nochmalige Verstärkung der Konzentration auf. Über das gesamte Jahr gesehen entfielen 141 von 198 Geboten, die für 86 % des Zuschlagsvolumens standen, auf Gebote zwischen 12 und 18 MW. Am stärksten fiel die Konzentration in der November-Ausschreibung aus, in der lediglich 6 Gebote im Umfang von rund 42 MW nicht zur besagten Klasse zählten. Die Zuschlagsquoten, dargestellt in Abbildung 46, verdeutlichen die Entwicklung. Für Projekte mit 12 bis 18 MW lag die Zuschlagsquote im Schnitt bei 47 % (54 % in der ersten, 44 % in der zweiten und 46 % in der dritten Runde). Am niedrigsten fiel sie mit durchschnittlich 10 % bei Geboten zwischen 750 kW und 6 MW aus.



Quelle: BNetzA 2017d, Darstellung ZSW

Abbildung 46: Zuschlagsquote nach Gebotsgröße im Jahr 2017

Die Verteilung der Gebotsvolumina weist eine deutliche Häufung im Größenbereich zwischen 12 und 18 MW auf. Dies geht vor allem auf die hohe Beteiligung von Bürgerenergiegesellschaften zurück und zeigt, dass die Bieter die ihnen gegebenen Möglichkeiten zur Ausnutzung von Skaleneffekten weitgehend nutzten. Anders als bei regulären Bietern gilt für Bürgerenergiegesellschaften, die von den Sonderregelungen nach § 36g EEG 2017 Gebrauch machen, pro Gebot eine Obergrenze in Höhe 18 MW bei maximal sechs Windenergieanlagen.

5.6.6. Ausschluss von Geboten

In den drei Ausschreibungsrunden des Jahres 2017 musste die Bundesnetzagentur insgesamt 41 Gebote mit einem Gesamtvolumen von 336 MW vom Zuschlagsverfahren ausschließen. Bezogen auf die Gesamtanzahl der Gebote ergibt sich daraus eine mittlere Ausschlussquote in Höhe von rund 5,5 %. Die Gründe, die zu den Ausschlüssen führten, waren unterschiedlich und reichten von fehlen-

den Angaben (Standort, Gebotswert, Firmenname, Unterschrift) über fehlende bzw. falsche Nachweise (Ertragsgutachten) bis hin zu verspäteten Zahlungen (Sicherheit/Gebühr).

Tabelle 9: Ausschluss von Geboten

Gebotstermin	Anzahl ausgeschlossener Gebote	Ausgeschlossenes Gebotsvolumen
01.05.2017	12 von 256 (4,7 %)	61 von 2.137 MW (2,9 %)
01.08.2017	14 von 281 (5,0 %)	103 von 2.927 MW (3,5 %)
01.11.2017	15 von 210 (7,1 %)	172 von 2.591 MW (6,6 %)

Quelle: BNetzA 2017d

Die Bundesnetzagentur ist um eine weitere Reduzierung der Ausschlussquote bemüht. Die veröffentlichten Hinweise zur Gebotsabgabe [BNetzA 2017a] werden zu diesem Zweck laufend aktualisiert.

Mit durchschnittlich 5,5 % bewegte sich die Ausschlussquote im Jahr 2017 insgesamt auf einem niedrigen Niveau. Die Bundesnetzagentur ist nichtsdestotrotz um eine weitere Reduzierung bemüht und veröffentlicht zu diesem Zweck gezielt Hinweise zur Gebotsabgabe.

5.6.7. Wirkung des Referenzertragsmodells

Die ersten drei Ausschreibungsrunden für die Windenergie an Land im Jahr 2017 zeigten ein relativ starkes Nord-Süd-Gefälle (vgl. Kapitel 5.6.4). Damit steht die Frage im Raum, inwiefern das Referenzertragsmodell nach EEG 2017 in geeigneter Weise zur Standortdifferenzierung und damit zum bundesweiten Ausbau beiträgt. Eine Detailauswertung der Zuschläge nach Standortgüten ist den Autoren dieses Berichts nicht möglich, da ihnen die hierzu erforderlichen Gebotsunterlagen nicht vorliegen. Die Autoren greifen daher auf verschiedene, öffentliche zugängliche Informationen zurück, um erste Tendenzen zur Wirkungsweise des Referenzertragsmodells in den Ausschreibungen ablesen zu können. Folgende Anhaltspunkte werden hierzu ausgewertet und einer näheren Betrachtung unterzogen:

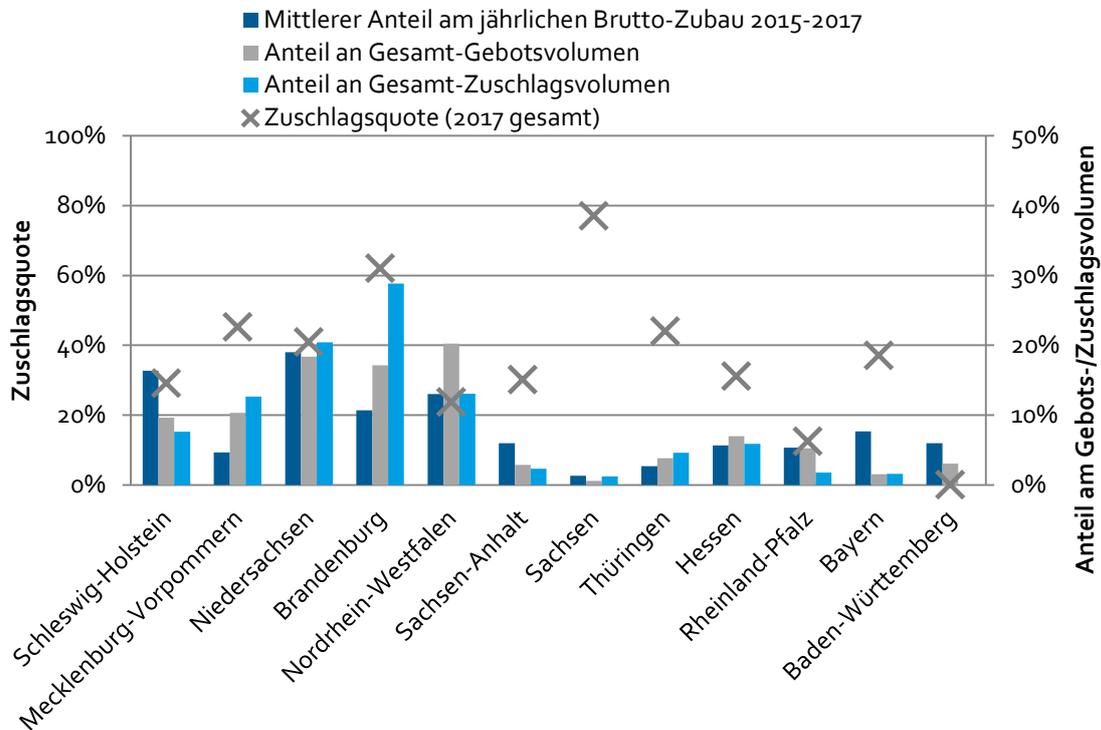
- Ausschreibungsergebnisse im Kontext der Zubau-Verteilung der Vorjahre
- Tendenzen zur regionalen Standortgüte-Verteilung anhand des Anlagenregisters
- Tendenzen zur regionalen Standortgüte-Verteilung anhand des Höchstwertregionen-Ansatzes
- Abgleich der Ausschreibungsergebnisse mit den Stromgestehungskosten

Im Folgenden werden die sich daraus ergebenden Tendenzen zur Interpretation der Ausschreibungsergebnisse vorgestellt.

Ausschreibungsergebnisse im Kontext der Zubau-Verteilung der Vorjahre

In den drei Ausschreibungsrunden 2017 erhielt Brandenburg mit Abstand die meisten Zuschläge, die drei Küstenbundesländer liegen hinsichtlich der Zuschlagsanteile auf Platz 2, 3 und 5, auf Platz 4 reiht sich Nordrhein-Westfalen ein. Dies zeigt, dass die küstennahen, tendenziell windhöfzigeren Standorte offenbar gute Chancen auf einen Zuschlag hatten, aber gleichzeitig auch, dass Regionen in der nördlichen Mitte in vergleichbarer Weise teilnehmen konnten. Die reine Verteilung der Zu-

schläge lässt jedoch noch keinen Schluss auf die Wirkung des Referenzertragsmodells zu. Im Folgenden wird in Ergänzung zu den bisherigen Auswertungen der Ausschreibungsergebnisse noch einmal ein Blick auf die mittleren Teilnahme- und Zuschlagsquoten nach Bundesländern geworfen und hierbei auch die Zubauverteilung in den Vorjahren einbezogen (vgl. Abbildung 47).



Quelle: BNetzA 2017g BNetzA 2017h BNetzA 2017i, Darstellung DWG

Abbildung 47: Mittlerer Anteil am Brutto-Zubau 2015 – 2017 und Zuschlagsquote je Bundesland sowie Anteile von Geboten und Zuschlägen in den drei Ausschreibungsrunden des Jahres 2017 aus den Bundesländern am Gesamtvolumen

Aus der südlichen Hälfte Deutschlands kamen deutlich weniger Gebote als aus der nördlichen Hälfte. Dementsprechend verhielten sich grundsätzlich auch die Zuschlagsanteile. Interpretierbar sind weiterhin die Anteile am Gesamt-Zuschlagsvolumen und Gesamt-Gebotsvolumen je Bundesland im Vergleich zu den durchschnittlichen Anteilen am Gesamtzubau in den Vorjahren (2015-2017). Aus dem Vergleich geht hervor, dass bereits die Gebotsverteilung ein anderes Muster aufweist als der vorhergehende Zubau. Nur in einigen Bundesländern sind Parallelen ersichtlich, so z. B. in Niedersachsen, Hessen, Rheinland-Pfalz, Saarland und Sachsen. Markante Abweichungen zeigen sich dagegen bei Schleswig-Holstein. Hier liegen die Gebotsanteile deutlich unter den Zubau-Anteilen der letzten Jahre, was sich jedoch unter anderem durch die derzeitigen Rahmenbedingungen¹⁷ in diesem Bundesland erklären ließe. In den im Vergleich zum Zubau der letzten Jahre eher erfolgreichen Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Nordrhein-Westfalen und Sachsen-Anhalt ist bereits bei den Geboten ein deutlich höherer Anteil am Gesamtvolumen zu beobachten. Im Ergebnis bedeutet dies, dass zur Interpretation der Ergebnisse nicht nur die Zuschlagsverteilung

¹⁷ In Schleswig-Holstein gilt zurzeit ein Planungs-Stopp aufgrund einer Neuaufstellung der landesweiten Flächennutzungsplanung; dem gegenüber steht insbesondere in den Jahren 2014 und 2015 ein hohes Zubau-niveau in Folge von Flächenausweisungen, das keine dauerhafte Situation widerspiegelt.

herangezogen werden darf. Vielmehr weist bereits die Gebotsverteilung eine Veränderung zu den Entwicklungen der letzten Jahre auf.

Brandenburg war überproportional erfolgreich, da nur hier der Anteil am Gesamt-Zuschlagsvolumen deutlich höher war als am Gesamt-Gebotsvolumen. In allen anderen Ländern liegen diese Werte relativ nah beieinander (nur in Nordrhein-Westfalen tritt der umgekehrte Fall ein und der Anteil am Gebotsvolumen ist spürbar höher als der Anteil am Zuschlagsvolumen).

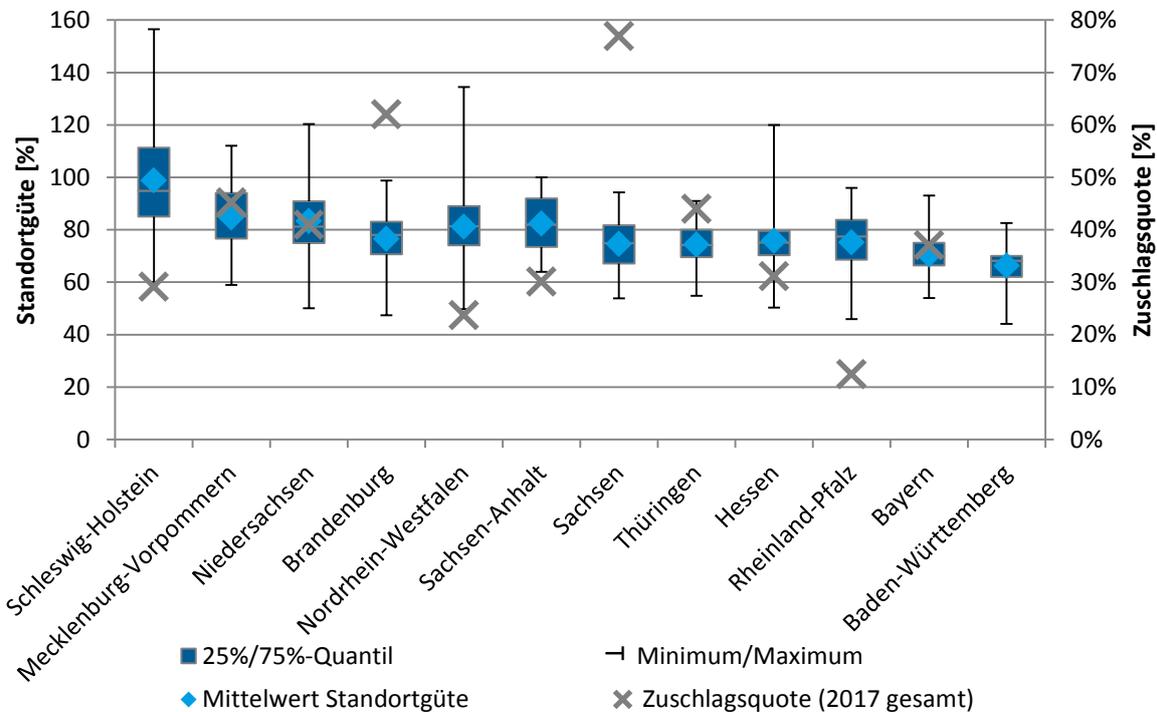
Die mittleren Zuschlagsquoten liegen beim Großteil der beteiligten Bundesländer nicht extrem auseinander (sieben Länder erreichten eine mittlere Zuschlagsquote zwischen rund 30 und 45%), allenfalls Brandenburg und Sachsen (letzteres mit sehr geringer Stichprobe und somit begrenzter Aussagekraft) stechen deutlich positiv heraus sowie Rheinland-Pfalz und Baden-Württemberg, die deutlich schlechtere Ergebnisse aufweisen. Interessant ist, dass die beiden Länder mit der höchsten mittleren Zuschlagsquote (Brandenburg und Sachsen) keine Küstenbundesländer sind und somit vermutlich nicht über die Projekte mit den höchsten Standortgütern verfügten; allerdings ist in Sachsen die Stichprobe extrem gering und die Aussagekraft somit, wie bereits ausgeführt, begrenzt. Wenn die sehr guten Standorte eindeutige Vorteile hätten (und somit keine Wirkung des Referenzertragsmodells mehr spürbar wäre, müssten diese bei den Zuschlagsanteilen noch deutlich höher über ihren Gebotsanteilen liegen.

Die bisherigen Auswertungen zeigen auch, dass sich die Gebots- und Zuschlagsreihung nicht direkt auf das Windpotential bzw. die Wirkung des Referenzertragsmodells zurückführen lässt. Eine wichtige Rolle spielen die spezifischen Rahmenbedingungen in den Bundesländern, bspw. bzgl. Flächenkulisse und Höhenbegrenzungen (bspw. Höhenbegrenzungen in Schleswig-Holstein). Auch die Technologieverfügbarkeit in Zusammenhang mit der Eignung für unterschiedliche Standorte könnte von Relevanz sein. Die Windenergieanlagen mit den niedrigsten verfügbaren spezifischen Flächenleistungen sind in der Regel auf IEC III Standorte ausgelegt und bisher somit nicht für die windstärksten Regionen geeignet. Allerdings gelten die sich hieraus ggf. ergebenden Vorteile neben Brandenburg auch für andere Länder der nördlichen Mitte. Auch die Flächenkulisse ist entscheidend, da diese bestimmt, welche Gebotsleistung aus unterschiedlichen Ländern überhaupt in die Ausschreibung gehen kann. Auch hier sticht Brandenburg jedoch nicht in besonderer Weise heraus. Da die ersten drei Ausschreibungsrunden stark vom Erfolg der Bürgerenergiegesellschaften geprägt wurden, spielen allerdings auch „weiche“ Faktoren, wie die lokale Verankerung einzelner besonders erfolgreicher Bieter eine Rolle (vgl. Kapitel 5.6.3). Wenn ein Bieter dann mit einer großen Anzahl an Windenergieanlagen, die als Bürgerenergiegesellschaft organisiert sind, in die Ausschreibung geht, sind auch im Bereich der Kostenoptimierung unabhängig von der regionalen Verteilung durch Skaleneffekte größere Spielräume vorhanden.

Tendenzen zur regionalen Standortgüte-Verteilung anhand des Anlagenregisters

In Bezug auf die Frage, welche Rolle das Referenzertragsmodell bei der Zuschlagsverteilung gespielt hat, sind zumindest Tendenzen in Bezug auf die möglichen Standortgütern der an der Ausschreibung beteiligten Projekte notwendig. Projektscharf lässt sich diese nicht nachweisen, allerdings lassen sich Hinweise aus den bisher für einzelne Regionen verzeichneten Standortgütern (Anlagenregister) sowie aus Auswertungen, die sich aus dem Windatlas-Vorhaben [Anemos 2016] ableiten, generieren.

Die folgende Abbildung 48 zeigt die durchschnittlichen Standortgüten, den Median, die 25%- und 75%-Quantile sowie das Minimum und Maximum der angegebenen Standortgüten in den Bundesländern bezogen auf die Anlagen im Übergangssystem (Angaben aus dem AnlReg 12/17). Daneben wird die landesspezifische Zuschlagsquote dargestellt.



Quelle: AnlReg 12/17, BNetzA 2017f, BNetzA 2017f, BNetzA 2017h, Eigene Auswertung, Darstellung DWG
Abbildung 48: Verteilung der Standortgüte von WEA (nach alter Referenzertragsdefinition) in den Bundesländern mit Beteiligung an der Ausschreibung für Windenergie an Land im Jahr 2017 sowie Zuschlagsquote im jeweiligen Bundesland

Die Auswertung der im Anlagenregister verzeichneten Standortgüten¹⁸ nach Bundesländern zeigt, dass vor allem Schleswig-Holstein Vorteile im Hinblick auf größere Anteile an Standorten mit höherer Standortgüte hat. Auch in Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern sind leichte Vorteile ersichtlich, bezogen auf die durchschnittliche Standortgüte liegt auch Nordrhein-Westfalen auf den vorderen Plätzen. Dass die Vorteile bei Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern nicht stärker ausfallen, liegt daran, dass in Niedersachsen die Ausgleichseffekte zwischen Küsten-nahen und -ferneren Gebieten bedingen, dass die Vorteile der Küstenstandorte nicht direkt ersichtlich sind; in Mecklenburg-Vorpommern sind für eine deutlich geringere Anzahl an Projekten Daten verfügbar. In den mittleren Bundesländern, also Brandenburg, Sachsen-Anhalt, Thüringen, Hessen und Rheinland-Pfalz liegen die Durchschnittswerte größtenteils relativ nah beieinander, so dass für den Wettbewerb innerhalb dieser Regionen eher andere Parameter als die Standortgüte entscheidend sein dürften. Deutlich werden auch die verhältnismäßig geringen durchschnittlichen Standortgüten in Sachsen, Bayern und Baden-Württemberg im Bereich um die 70%.

¹⁸ Die verzeichneten Standortgüten beziehen sich auf den alten Referenzstandort nach EEG 2014. Die Veränderungen nach neuem Referenzstandort dürften aufgrund des hauptsächlich installierten Nabenhöhenbereichs aber nicht allzu groß ausfallen, so dass die Nutzung dieser Datenbasis zur Orientierung gerechtfertigt erscheint.

Es wird ersichtlich, dass in allen Bundesländern, die jeweils mindestens 5% der Zuschläge erhalten haben, die in der Stichprobe enthaltenen Anlagen (Übergangssystem) zu 75% eine Standortgüte von mindestens 70% angeben. Gleichzeitig variieren die verzeichneten Standortgüten in diesen Ländern bereits bezogen auf den durch die 25%-75%-Quantile abgedeckten Bereich relativ stark, die Standortgüten liegen zwischen etwa 75 und 100%.¹⁹ Die Standortgüten in den hauptsächlich bezuschlagten Regionen sind somit durchaus durch eine gewisse Bandbreite gekennzeichnet. Das in den Ausschreibungen besonders erfolgreiche Bundesland Brandenburg lässt sich laut dieser Auswertung nicht zu den Ländern mit den besten Potentialen im Bereich der Standortgüte zählen.

Tendenzen zur regionalen Standortgüte-Verteilung anhand des Höchstwertregionen-Ansatzes

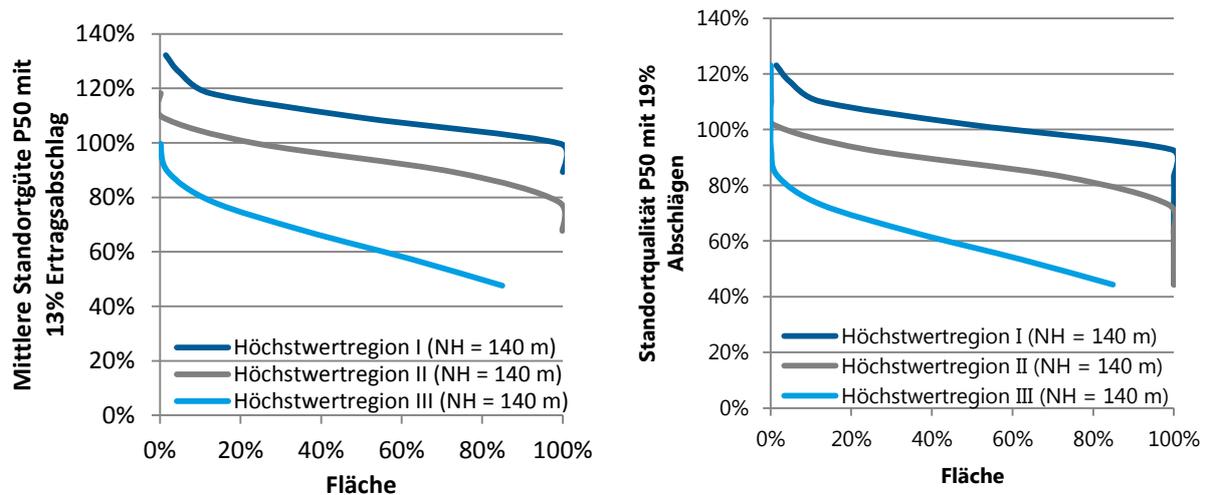
Neben den Hinweisen aus dem Anlagenregister können aus dem Windpotential abgeleitete Aussagen zur Standortgüte herangezogen werden. Diese beziehen sich auf die Höchstwertregionen, die im Rahmen der technologieübergreifenden Ausschreibung genutzt werden. Ein Vergleich der bezuschlagten Gebiete mit den Höchstwertregionen zeigt, dass die Zuschläge sich größtenteils der Höchstwertregion 2 zuordnen lassen. Auch in der windhöufigsten Region 1 (die von der Fläche her deutlich kleiner ist als Region 2 und 3) wurden verhältnismäßig viele Zuschläge verzeichnet. In (der flächenmäßig größten) Höchstwertregion 3 sind im Verhältnis wenige Zuschläge erteilt worden.

Tabelle 10: Bezuschlagte Anlagen nach Ausschreibungsrunden und Höchstwertregion

Bezuschlagte Anlagen nach HWR	Ausschreibung Mai 2017	Ausschreibung August 2017	Ausschreibung November 2017	Summe
HWR 1 (35.315 km ²)	49 WEA	28 WEA	24 WEA	101 WEA
HWR 2 (134.353 km ²)	144 WEA	189 WEA	149 WEA	482 WEA
HWR 3 (187.732 km ²)	31 WEA	56 WEA	59 WEA	146 WEA
Summe	224 WEA	273 WEA	232 WEA	729 WEA

Im Rahmen der Analysen zur Gestaltung der Höchstwertregionen wurden näherungsweise die je Region vorhandenen Standortgüten (bezogen auf die jeweils vorhandene Gesamtfläche) analysiert. [DWG 2017b] Es wurde festgestellt, dass in Höchstwertregion 3 etwa 90-95% der Gesamtfläche Standortgüten von <80% aufweisen, 70-80% der Flächen liegen unterhalb von 70% Standortgüte. Die angegebene Spannweite ergibt sich je nach zugrunde gelegten Annahmen für Ertragsabschläge (Verfügbarkeit, Parkwirkungsgrad, elektrische Verluste sowie genehmigungsrechtliche Auflagen). Die Auswertung beruht auf Windatlasdaten, die mit entsprechenden Unsicherheiten behaftet sind und in denen einzelne, überdurchschnittliche Standorte, ggf. unkenntlich sind. Dennoch lässt sich gut zeigen, dass in dieser Region im Vergleich zu den beiden anderen Höchstwertregionen nur der kleinere Teil der Standorte im Bereich der Differenzierung nach Referenzertragsmodell liegen dürfte. In Höchstwertregion 2 liegen 85-100% der Fläche im Bereich einer Standortgüte von >80%, in Region 1 liegen ca. 95-100% der Standorte oberhalb einer Standortgüte von 100% (bei moderaten Ertragsabschlags-Annahmen). Diese Daten passen relativ gut zu den Auswertungen der im AnlReg verzeichneten Standortgüten (s.o.).

¹⁹ Die Minima und Maxima variieren stärker, sind teils aber auch in ihrer Aussagekraft begrenzt.



Quelle: DWG 2017b, Darstellung DWG

Abbildung 49: Mittlere Standortgüte in den HWR bei unterschiedlichen Annahmen zu den Ertragsabschlägen

Zusammenfassend lässt sich auf Basis der Auswertungen zeigen, dass sich der Hauptteil des Wettbewerbs in Regionen abgespielt hat, in denen tendenziell eine Standortgüte von mindestens 80% erreicht werden kann. Obwohl das Referenzertragsmodell nicht allein verantwortlich sein kann für die sich jeweils ergebende Gebotsreihung und somit weitere Erklärungsstränge notwendig sind, kann belegt werden, dass in den genannten Regionen der Wettbewerb durchaus zwischen unterschiedlichen Standortgüten stattgefunden haben kann und somit das Referenzertragsmodell wirksam war. In den Regionen, die sich der Höchstwertregion 3 zuordnen lassen, wurden hingegen weniger Gebote abgegeben und entsprechend wenige Zuschläge verzeichnet. Gemäß den Auswertungen in Abbildung 49 sind auch in diesen Regionen Standorte mit Standortgüten oberhalb von 80% verfügbar, der Großteil liegt aber darunter. Der Grund für die niedrigere Beteiligung an den Ausschreibungen und entsprechend weniger Zuschlägen könnte demnach in der fehlenden Differenzierung für Standorte unterhalb von 70% Standortgüte liegen. Daneben können jedoch auch andere, zum Teil länderspezifische Einflussfaktoren, z. B. die 10-H-Regelung in Bayern, bzw. die Vorzieheffekte durch den Systemwechsel eine Rolle gespielt haben.

Abgleich der Ausschreibungsergebnisse mit den Stromgestehungskosten

Der Vergleich der aus den durchschnittlichen Zuschlagswerten resultierenden Gebotskurven in den ersten drei Ausschreibungsrunden für die Windenergie an Land mit der ermittelten Stromgestehungskostenkurve in Abbildung 32 zeigt, dass die Stromgestehungskostenkurve eine deutlich stärkere Steigung aufweist. Sobald der Kostendruck steigt (ersichtlich in zweiter und dritter Ausschreibungsrunde), bestehen Nachteile für die niedrigeren Standortgüten, durch die Korrekturfaktoren finden kein geeigneter Ausgleich mehr statt. Die Ausgestaltung wurde bei Einführung des Modells durch den Gesetzgeber so gewählt, um einen vorrangigen Ausbau an windhöflicheren – und volkswirtschaftlich günstiger zu erschließenden – Standorten sicher zu stellen und zu vermeiden, dass durch eine nicht zielgenaue Ausgestaltung die größeren Zuschlagsanteile in windschwächere Gebiete gehen könnten.

Die weiter oben durchgeführten übergeordneten Auswertungen zur Standortgüte zeigen, dass das Referenzertragsmodell im Differenzierungsbereich auf die Zuschlagsverteilung eingewirkt hat, auch

wenn sich nicht abschließend analysieren lässt, in welcher Stärke dies der Fall war und wie dies im Verhältnis zu anderen Einflussfaktoren stand. Diese Wirkung war offenbar auf Basis der bisherigen Ausgestaltung (Steigung) der Korrekturfaktorenkurve möglich. Die Projekte, die in der südlichen Hälfte Deutschlands (Bereich der Höchstwertregion 3) umgesetzt werden könnten, werden aber mit hoher Wahrscheinlichkeit zu großen Anteilen außerhalb der Differenzierung liegen. Wenn die Korrekturfaktorenkurve auf diesen Bereich keinen Bezug nimmt bzw. durch den zu flachen Verlauf zunehmend keinen Ausgleich erreicht, kann das Referenzertragsmodell unter Ausschreibungsbedingungen keinen Ausbau in den windschwächeren Regionen bewirken.²⁰

In den südlichen Bundesländern haben im Vergleich zum Norden deutlich mehr Standorte eine Standortgüte im benachteiligten Bereich um 70%. Insgesamt handelt es sich (wie oben gezeigt wurde) nicht um Ausnahmenstandorte, sondern den Regelfall. Die steigenden genehmigungsrechtlichen Auflagen führen dazu, dass noch mehr Standorte im Bereich der niedrigen Standortgüten im Bereich von 70% und darunter eingeordnet werden müssen, wie in Kapitel 5.2.2 in Abbildung 31 gezeigt wurde. Und nicht zuletzt wird zukünftig auch der geänderte Referenzstandort eine Rolle spielen. In den südlichen Bundesländern²¹ betrug die mittlere Nabenhöhe im Jahr 2017 141 m [AnlReg 12/17]. Sobald Nabenhöhen von >135 m gewählt werden, wird nach EEG 2017 eine etwas schlechtere Standortgüte erreicht als vormals nach EEG 2014. Dies sollte hohe Nabenhöhen anreizen, führt allerdings an windschwächeren Standorten dazu, dass der kritische Bereich um 70% noch schneller erreicht wird oder noch weiter unterschritten wird (siehe Abbildung 50).

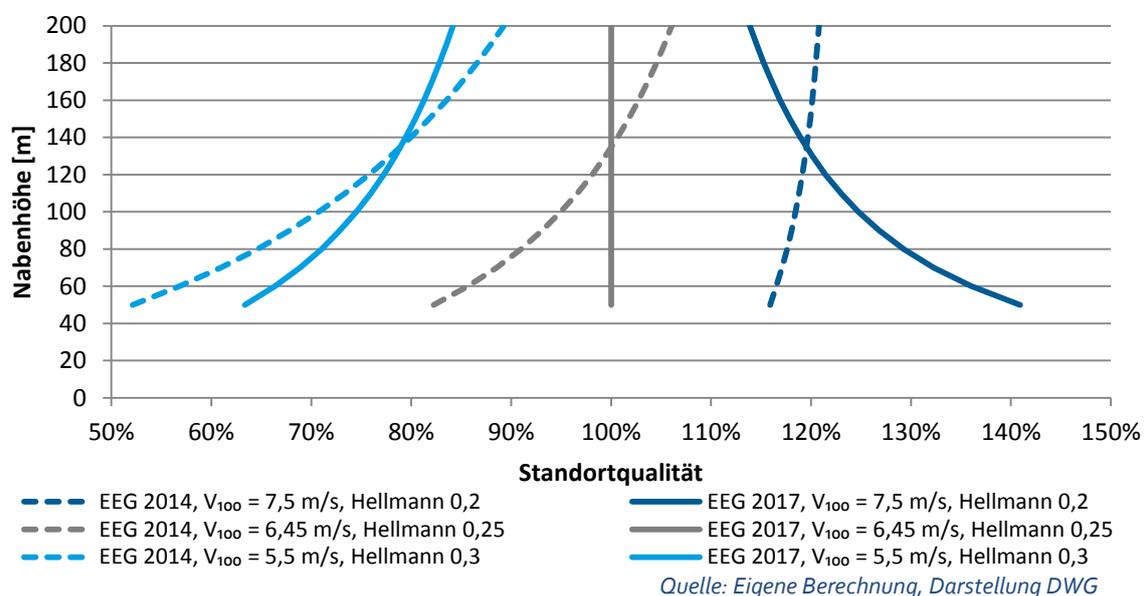


Abbildung 50: Veränderung der Standortgüte beim Wechsel von der Referenzstandortsdefinition an drei Standorten mit unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten und Höhenprofilen

Neben dem zentralen Faktor des nicht mehr erfolgenden Ausgleichs der höheren Stromgestehungskosten aufgrund der geringeren Windhöflichkeit durch einen weiteren Korrekturfaktor spielen die veränderten Überprüfungsintervalle an Standorten um 70% eine besondere Rolle, da diese Aus-

²⁰ Unter den Rahmenbedingungen nach EEG 2014 (und frühere EEG) war eine Wirkung hingegen möglich, weil auch im Süden mit den geltenden Vergütungssätzen und bei niedrigen Fremdkapitalzinsen noch auskömmliche Renditen mit den Projekten möglich waren. In windhöflicheren Gebieten wurden Zusatzrenditen erreicht (vgl. Wiss. Zwischenbericht, August 2017).

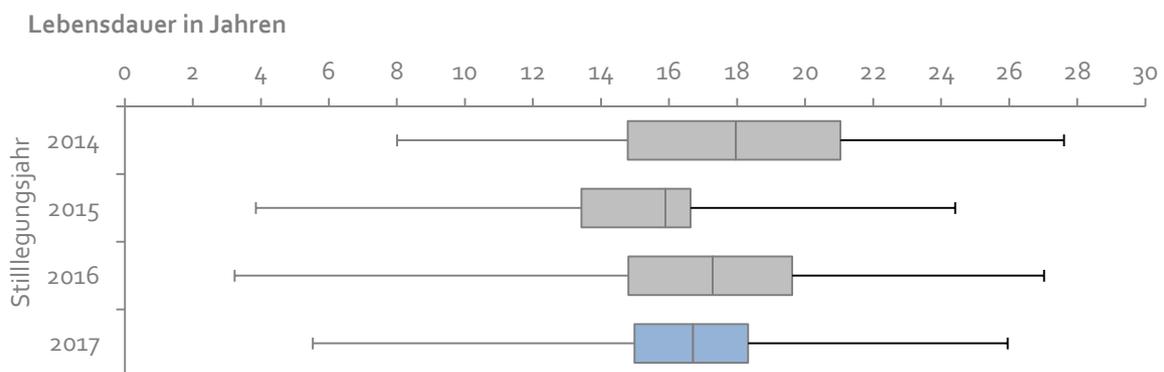
²¹ Baden-Württemberg, Bayern, Saarland und Rheinland-Pfalz

wirkungen auf die Finanzierungsstrukturen von Windenergieprojekten haben. So führen schon vergleichsweise geringe Abweichungen von der erwarteten Standortgüte zu relativ hohen Einmalzahlungen (Nach- oder Rückzahlungen) nach fünf Jahren. Bei einer Bewegung der Standortgüte in Richtung eines Wertes unterhalb von 70% erfolgt keine Kompensation in Form einer Nachzahlung oder Vergütungserhöhung. Damit bestehen relevante Nachteile für all jene Standorte mit einer prognostizierten Standortgüte, die nur knapp über 70% oder darunter liegt (für gute Standorte sind das einzukalkulierende Risiko und die Folgen einer Abweichung deutlich geringer, vielmehr wirkt die Regelung dort auch Risikoausgleichend). Für Standorte im Bereich einer Standortgüte nahe 70% bedeutet die Regelung, dass sowohl Rücklagen für etwaige Einbußen aufgrund § 51 EEG 2017 als auch für etwaige Rückzahlungen aufgebaut werden müssen. Da keine risikoausgleichende Nachzahlungsmöglichkeit besteht, erfolgt eine vorsichtige Einstufung des Projektes durch die Bank (P50-Vergütungssatz) und es werden entsprechend schlechtere Konditionen erreicht. [GLS 2016] Da in diesen Regionen die Windunsicherheit deutlich höher ist als bspw. in den Küstenregionen, sind auch die Effekte auf die Finanzierung entsprechend groß.

5.7. Analyse der wirtschaftlichen Lebensfähigkeit aufgrund der ermittelten technischen Lebensfähigkeit der Anlagen

Lebensdauer rückgebauter Anlagen

Das Alter der bisher abgebauten Windenergieanlagen kann Hinweise darauf geben, wie lange der Windenergieanlagenbetrieb in der Praxis durchschnittlich wirtschaftlich ist. In Abbildung 51 ist die Anlagenlebensdauer der im Anlagenregister gemeldeten stillgelegten Anlagen in den Jahren 2014 bis 2017 dargestellt.



Datengrundlage: AnlReg12/17 Quelle: Eigene Darstellung DWG/ZSW

Abbildung 51: Darstellung der Anlagenlebensdauer der im Anlagenregister gemeldeten stillgelegten Anlagen in den Jahren 2014 bis 2017

Die Entscheidung über einen Rückbau von Windenergieanlagen wird in Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit getroffen und diese hängt von einer Vielzahl von Parametern ab, insbesondere:

- Technische Bewertung der Altanlagen – welche Komponentenausfälle und Ersatzinvestitionen sind in der Vergangenheit aufgetreten und welche lassen sich in näherer Zukunft erwarten, wie robust sind die Anlagen

- Laufzeit des (Voll-)Wartungsvertrages – wann läuft dieser aus und wie sind die Kosten für eine Verlängerung
- Repoweringpotential auf der bestehenden Fläche – Kann ein Repowering ohne größere Schwierigkeiten im Bereich der Raumplanung angegangen werden?
- Finanzierungssituation – Ist die Finanzierungslaufzeit für die Altanlagen bereits beendet und falls nicht, lassen sich attraktive Finanzierungskonzepte für die Neuanlagen dennoch darstellen?
- Wie lange wäre ein Weiterbetrieb voraussichtlich wirtschaftlich möglich?
- Wie stellt sich die Einnahmensituation mit einem Neuprojekt im Vergleich zum abgeschriebenen Altprojekt dar? (neue Finanzierung statt lukrative Ausschüttungen in den letzten Betriebsjahren)

Die oben aufgestellten Parameter gelten für alle Altanlagen, die ihre technische Entwurfslebensdauer noch nicht erreicht haben sowie für jene Anlagen, die zwar die Entwurfslebensdauer erreicht haben, aber bis Ende 2020 einen Anspruch auf die EEG-Förderung haben. Erst nach 2020 werden sich für die Anlagen, die ihre technische Entwurfslebensdauer erreichen, die Entscheidungsgrundlagen verändern, worauf im Folgenden näher eingegangen wird.

Situation bei Auslaufen der Förderung

Windenergieanlagen, deren Investitionskosten beschrieben sind, können zu vergleichsweise niedrigen Kosten Strom aus Erneuerbaren Energien erzeugen. Ab 2021 erhalten Anlagen mit einem Alter von 20 Jahren und mehr keine EEG-Vergütung mehr. Trotz der vergleichsweise geringen Stromerzeugungskosten ist ein wirtschaftlicher Betrieb nur noch dann möglich, wenn die laufenden Betriebskosten (inkl. Kosten zur Initiierung und Gewährleistung des Weiterbetriebs) durch die erzielbaren Erlöse für den erzeugten Strom gedeckt werden können. Zudem muss ein wirtschaftlicher Anreiz für den Betreiber zum Weiterbetrieb bestehen, die zu erwartenden Erlöse also leicht oberhalb der Betriebskosten liegen.

Die Deutsche WindGuard hat 2016 im Auftrag der Naturstrom AG eine erste Analyse zu den potentiellen Weiterbetriebskosten von Altanlagen veröffentlicht. [DWG 2016] In 2017 wurden vertiefte Analysen für den Bundesverband Windenergie durchgeführt [DWG 2017h]. Im Folgenden werden einige Kernergebnisse kurz umrissen.

Bezogen auf die Kostensituation der Projekte nach Auslaufen der Förderung werden die Wartungs- und Reparaturkosten eine große Rolle spielen, da diese den größten Anteil an den Betriebskosten stellen. Deshalb wurden im Rahmen der Analyse für drei unterschiedliche Wartungskonzepte Kostenbeispiele abgeschätzt. Im Falle eines stark reduzierten Konzeptes, dann den Weiterbetrieb der Anlagen nur bis zum ersten Schadensfall vorsieht, sind somit Wartungskosten von unter 1 ct/kWh denkbar, was in Verbindung mit den weiteren Betriebskosten und einer zu gewährleistenden Renditeerwartung zu einem Gesamtbetrag von etwa 2,8 ct/kWh führt. Bei nachhaltigen Betriebsstrategien, die auf einen mehrjährigen Weiterbetrieb ausgelegt sind, liegen die Kosten allerdings eher in einem vergleichbaren Bereich wie in der zweiten Betriebsdekade der betreffenden Anlagen; dies entspricht Wartungskosten von >1,4 ct/kWh und einem zu erzielenden Gesamtbetrag von etwa 3,6 ct/kWh. [DWG 2017 h] Allerdings sind die dargestellten Annahmen als mittlere Kosten zu verstehen, die Kosten können projektspezifisch deutlich abweichen. Insbesondere für Anlagen mit kleiner

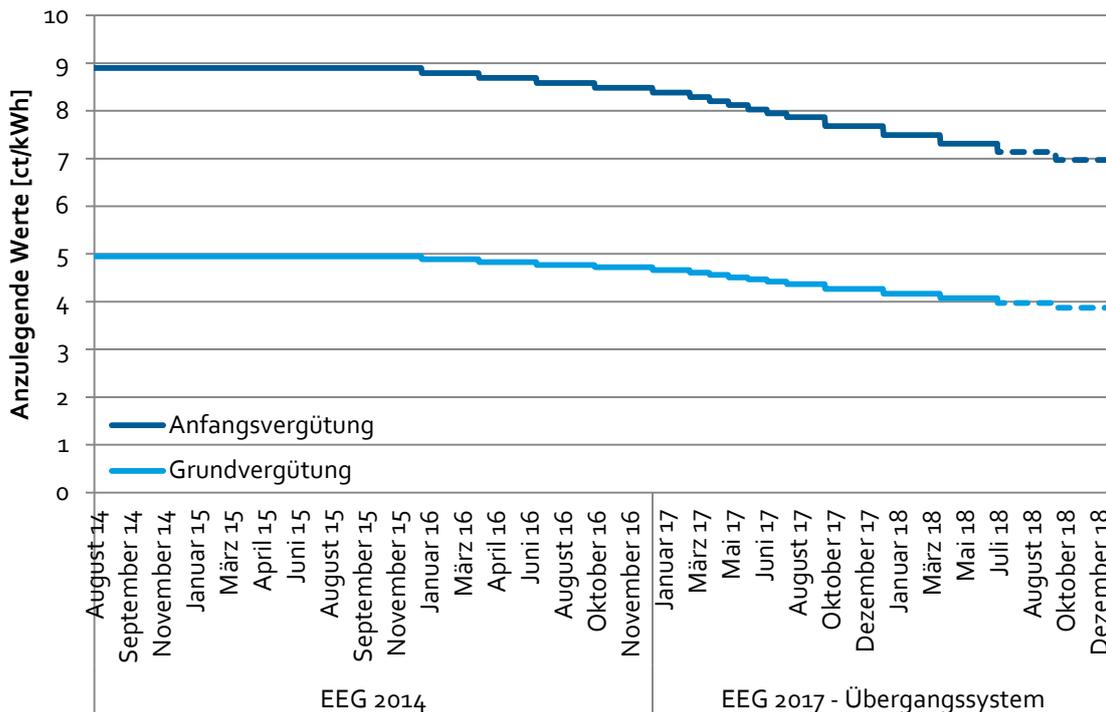
Nennleistung kann der Aufwand durchaus höher sein, da anlagenbezogenen Fixkosten ein vergleichsweise geringer Energieertrag gegenübersteht.

5.8. Gegenüberstellung Stromgestehungskosten und Erlöse

Windenergieanlagen, die nach EEG 2014 gefördert werden, sind gemäß § 37 zur Direktvermarktung verpflichtet²². Somit besteht ein Anspruch auf die Zahlung einer Marktprämie gemäß § 34, die sich aus dem anzulegenden Wert abzüglich des jeweiligen Monatsmarktwerts ergibt. Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass die Marktprämie zuzüglich der in der Direktvermarktung erzielten Erlöse den anzulegenden Werten entspricht.

Nach EEG 2017 sind die anzulegenden Werte in der Übergangsregelung, die für Anfang 2017 auf 8,38 ct/kWh (Anfangsvergütung) bzw. 4,66 ct/kWh (Grundvergütung) gesetzt wurden, ebenfalls einer Degression ausgesetzt. Dabei gibt es neben einer fest definierten Degression eine vom Brutto-Zubau abhängige Absenkung der anzulegenden Werte. Dies führte zu einer Absenkung der Werte auf 7,68 ct/kWh Anfangs- und 4,17 ct/kWh Grundvergütung bis zum Jahresende 2017. Dem vorliegenden Genehmigungsstand nach (vgl. Kapitel 3.4), ist davon auszugehen, dass hier ebenfalls der jeweils höchste Degressionsatz greifen wird. Bis Ende 2018 können die anzulegenden Werte somit auf 6,97 ct/kWh (Anfangsvergütung) bzw. 3,87 ct/kWh (Grundvergütung) absinken. In Abbildung 52 ist dargestellt, wie sich die anzulegenden Werte (voraussichtlich) zwischen August 2014 nach EEG 2014 bis Dezember 2018 nach EEG 2017 entwickeln.

²² Gilt nicht für Kleinwindenergieanlagen unter 500 kW bei Inbetriebnahme vor dem 1.1.2016 bzw. unter 100 kW bei Inbetriebnahme nach dem 31.12.2015



Datengrundlage: EEG 2014, EEG 2017 Eigene Daten Quelle: Eigene Darstellung DWG

Abbildung 52: Anzulegende Werte in Grundvergütungs- und Anfangsvergütungszeitraum nach EEG 2014 und EEG 2017 unter Berücksichtigung der voraussichtlichen Degression

In Abhängigkeit der Standortgüte (die auch noch für die Übergangsanlagen nach dem Referenzstandort nach EEG 2014 zu berechnen ist) ergibt sich für jedes Projekt jeweils die Dauer, für die die Werte nach Anfangs- und Grundwert anzulegen sind. Der Zeitraum beträgt sowohl nach EEG 2014 als auch nach der Übergangsregelung des EEG 2017 grundsätzlich 5 Jahre und wird für Standortgüten unter 130% auf bis zu 20 Jahre verlängert. Die Berechnung der Fristverlängerung unterscheidet sich nach EEG 2014 und Übergangsregelung nach EEG 2017 nicht.

Verlängerung der Anfangsvergütungsdauer nach § 49 Abs. 2 EEG 2014

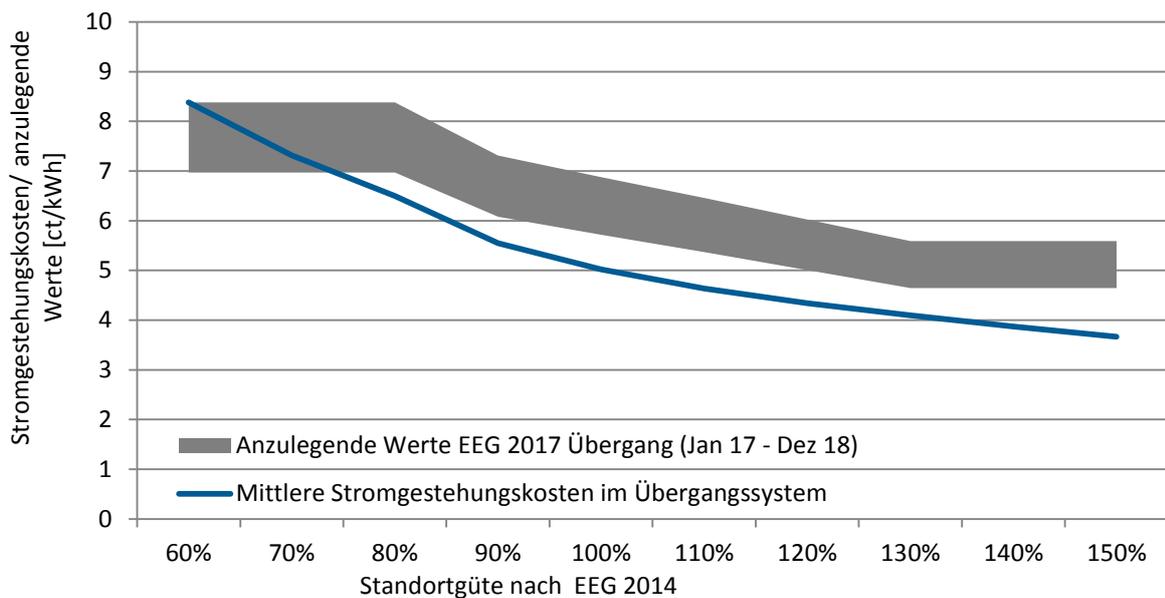
(2) Abweichend von Absatz 1 beträgt der anzulegende Wert in den ersten fünf Jahren ab der Inbetriebnahme der Anlage 8,90 Cent pro Kilowattstunde (Anfangswert). Diese Frist verlängert sich um einen Monat pro 0,36 Prozent des Referenzertrags, um den der Ertrag der Anlage 130 Prozent des Referenzertrags unterschreitet. Zusätzlich verlängert sich die Frist um einen Monat pro 0,48 Prozent des Referenzertrags, um den der Ertrag der Anlage 100 Prozent des Referenzertrags unterschreitet. Referenzertrag ist der errechnete Ertrag der Referenzanlage nach Maßgabe der Anlage 2 zu diesem Gesetz.

Verlängerung der Anfangsvergütungsdauer nach § 46 Abs. 2 EEG 2017

(2) Abweichend von Absatz 1 beträgt der anzulegende Wert in den ersten fünf Jahren ab der Inbetriebnahme der Anlage 8,38 Cent pro Kilowattstunde. Diese Frist verlängert sich um einen Monat pro 0,36 Prozent des Referenzertrags, um den der Ertrag der Anlage 130 Prozent des Referenzertrags unterschreitet. Zusätzlich verlängert sich die Frist um einen Monat pro 0,48 Prozent des Referenzertrags, um den der Ertrag der Anlage 100 Prozent des Referenzertrags unterschreitet. Referenzertrag ist der errechnete Ertrag der Referenzanlage nach Maßgabe der Anlage 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung.

Für jede Standortgüte und jeden Inbetriebnahmezeitpunkt ergibt sich somit eine spezifische mittlere Vergütung. Diese ist in Abbildung 53 als Bandbreite für Inbetriebnahmen zwischen dem 1. Januar 2017 und dem 31. Dezember 2018 im Übergangssystem nach EEG 2017 von dargestellt. Die anzulegenden Werte sind dabei je später die Inbetriebnahme erfolgt niedriger.

Den anzulegenden Werten sind die Kosten gegenüberzustellen, die im Mittel über die Förderungsdauer für die Einspeisung einer Kilowattstunde entstehen. Dargestellt sind in Abbildung 53 die mittleren Stromgestehungskosten von Windenergieanlagen im Übergangssystem (vgl. Kapitel 5.2).



Datengrundlage :EEG 2014, EEG 2017, DWG 2016b, Eigene Daten Quelle: Darstellung: DWG

Abbildung 53: Gegenüberstellung von mittleren Stromgestehungskosten im Übergangssystem mit den anzulegenden Werten nach EEG 2017 Übergangsregelung (Jan 2017 – Dez 2018)

Die Gegenüberstellung von Stromgestehungskosten und anzulegenden Werten nach EEG zeigt auf, dass die derzeit umgesetzten Windenergieprojekte (basierend auf Durchschnittswerten der Datenerhebung) Zusatzeinnahmen und somit über die Basisannahmen hinausgehende Renditen erzielen können. Die Vergütung liegt somit oberhalb der notwendigen Förderung. Zusätzliche Renditen können hierbei verstärkt Projekte im Bereich >90% Standortgüte generieren, am rentabelsten sind Projekte mit einer Standortgüte um 110%. Für Projekte mit Standortgüten deutlich unter 80%, die nicht der Standortdifferenzierung unterliegen, ist die Situation schwieriger und die anzulegenden Werte liegen eher im Bereich der Stromgestehungskosten. In diesen Standortgüte-Bereichen können voraussichtlich vor allem Projekte umgesetzt werden, die unterdurchschnittliche Kostenstrukturen aufweisen. Die Sensitivitätsanalysen in Abbildung 33 zeigen auf, in welcher Bandbreite die Kosten projektspezifisch variieren. Das lässt darauf schließen, dass einige Projekte keinerlei Zusatz Erlöse abwerfen, während andere rentabler sind. Insgesamt profitieren die Projekte im Übergangssystem schon jetzt von dem aufgrund der Einführung von Ausschreibungen auftretendem Kostendruck.

6. Hemmnisse für die weitere Entwicklung der Windenergie an Land

In diesem Kapitel werden wesentliche Hemmnisse im Zusammenhang mit dem Zubau von Windenergieanlagen an Land in Deutschland sowohl innerhalb und außerhalb des EEG beschrieben.

6.1. Wesentliche im EEG begründete Hemmnisse

Im Folgenden werden wesentliche im EEG begründete Hemmnisse identifiziert und beschrieben. Um die Praxisrelevanz zu gewährleisten, beziehen sich diese Ausführungen auf das aktuelle EEG 2017 sowie die weiteren relevanten derzeit geltenden Rahmenbedingungen.

Zukünftiger Ausbaupfad und Zubau-Einbruch in 2019 und 2020

Weiterhin wird gemäß § 4 Nr. 1 EEG 2017 bis einschließlich 2019 ein jährlicher Zubau von Windenergieanlagen an Land in Höhe von 2.800 MW anvisiert. Ab 2020 soll der jährliche Ausbau schließlich auf 2.900 MW steigen. Der Pfad ist als Brutto-Ziel formuliert, Stilllegungen von Altanlagen verändern das jährliche Ausschreibungsvolumen folglich nicht. Noch liegt der Rückbau auf einem vergleichsweise niedrigen Niveau, mit rund 430 MW im Jahr 2017 zeigte sich jedoch zum dritten Mal in Folge ein spürbarer Anstieg gegenüber dem jeweiligen Vorjahr (2015: 179 MW, 2016: 280 MW). Das Volumen dürfte zudem in den kommenden Jahren weiter anziehen, nicht zuletzt da zum 31. Dezember 2020 für die ersten Windenergieanlagen der gesetzlich bestimmte Vergütungsanspruch endet. Zum genannten Stichtag sind hiervon voraussichtlich Windenergieanlagen im Umfang von rund 4.000 MW betroffen. In der Folgezeit kommen jährlich mit Mittel etwa 1.500 MW hinzu. [DWG 2016] Der Netto-Zubau (Brutto-Zubau abzüglich Stilllegungen) wird damit unter 2.800 MW liegen und könnte spätestens ab 2021 sehr deutlich zurückgehen.

Weiterhin ergibt sich aufgrund der hohen Zuschlagsanteile für BEG mit Projekten ohne Genehmigung nach BImSchG in den Ausschreibungsrunden 2017, für die eine Umsetzungsfrist von 4,5 Jahren gilt, in Verbindung mit der Verpflichtung für Übergangprojekte bis spätestens Ende 2018 umzusetzen, mit hoher Wahrscheinlichkeit ein Markteinbruch in 2019 und 2020. Ferner gilt es zu berücksichtigen, dass möglicherweise nicht alle Vorhaben, die in den Ausschreibungen einen Zuschlag erhalten, in vollem Umfang umgesetzt werden. Dies gilt insbesondere für Bürgerenergieprojekte, die aufgrund der besonderen Ausschreibungsbestimmungen bislang bereits vor der Genehmigungserteilung an den Ausschreibungen teilnehmen durften. Die Wahrscheinlichkeit dafür, dass einzelne Projekte nicht realisiert werden, nimmt damit tendenziell zu. Diese Thematik wurde in der Initiative zur EEG Änderung vom Februar 2018 [BR 2018c] bereits adressiert.

Die Effekte des reduzierten Zubaupfades und des durch die Ausschreibungen vorherrschenden Kostendrucks sind bereits heute in der Zuliefererindustrie spürbar und insbesondere die Hersteller von Windenergieanlagen, die einen größeren Anteil ihrer Absätze im Inlandsgeschäft haben, erwarten negative Effekte auf die Umsatz- und Beschäftigungszahlen. In diesem Zusammenhang wurden im Jahr 2017 bereits 1.850 Arbeitsplätze allein in den größeren Unternehmen der Windindustrie gestrichen [DWG 2017g].

Fehlentwicklungen im Bereich der Ausnahmen für die Bürgerenergie

Die Sonderregelungen für Bürgerenergiegesellschaften prägten die Ausschreibungen des Jahres 2017 und haben wie keine andere Regelung des EEG 2017 einen massiven Änderungsdruck hervorgerufen. Die temporäre Einschränkung der Ausnahmen im Zuge des Mietstromgesetzes sowie die nun vom Bundesrat angestoßene Ausweitung der Aussetzung auf alle Runden der Jahre 2018 und 2019 sind mit Blick auf die eingetretenen Fehlentwicklungen folgerichtig. Die Ausnahmen untergraben das reguläre Ausschreibungsdesign, ohne dabei das eigentliche Ziel, nämlich die Stärkung strukturell benachteiligter, kleinerer Akteure, tatsächlich zu erzielen.

Durch die Vereinheitlichung der Präqualifikationsbedingungen für alle Akteure (wie in den ersten Beiden Ausscheidungsrunden 2018), insbesondere den verpflichtenden Nachweis einer bundesimmissionsschutzrechtlichen Genehmigung zum Zeitpunkt der Ausschreibung, wird ein wichtiger Schritt zur Heilung des Ausschreibungssystems unternommen.

Eingeschränkte regionale Verteilung

Die ersten drei Ausschreibungsrunden für die Windenergie an Land im Jahr 2017 zeigten ein relativ starkes Nord-Süd-Gefälle. Es konnte gezeigt werden, dass das Referenzertragsmodell vermutlich im Bereich der durch die Korrekturfaktorenkurve erreichten Differenzierung Wirkung zeigt (neben anderen Faktoren); der Bereich, der hinsichtlich seiner Standortpotentiale aller Wahrscheinlichkeit nach zu großen Teilen außerhalb des Differenzierungsbereichs liegt, kann nicht erfolgreich an den Auktionen teilnehmen. Für die Entwicklung von Windenergieprojekten im Süden des Landes stellt die Erforderliche erfolgreiche Teilnahme an der Ausschreibung somit ein Hemmnis da. Um dem zu begegnen und Windenergiezubau trotz der Ausschreibungen überall in Deutschland zu ermöglichen, sind verschiedene Möglichkeiten bereits Gegenstand der Diskussion, darunter bspw. auch eine mögliche Quotenregelung für den Süden.

Eingeschränkte Akteursvielfalt durch neue Risiken

Die Erhaltung der Akteursvielfalt wurde bereits im EEG 2014 als Ziel im Hinblick auf die einzuführenden Ausschreibungen festgeschrieben. Konkret wurde hierauf im Bereich der Windenergie an Land durch die Sonderregelungen für Bürgerwindenergieprojekte Bezug genommen. Die Regelungen entfalteten jedoch nicht gewünschte Wirkungen, was sich vor allem darin zeigt, dass bei vielen der bezuschlagten Bürgerenergiegesellschaften Projektierer im Hintergrund stehen und diese teilweise gezielt nach den rechtlichen Vorgaben gestaltet wurden.

Durch die de facto bestehende Notwendigkeit einer Ausschreibungsteilnahme zur Umsetzung eines Windenergieprojektes in Deutschland sind die Akteure zusätzlichen Risiken ausgesetzt (Zuschlagsrisiko, Erlösrisiko).²³ Sie müssen die Chancen und Risiken einer Ausschreibungsteilnahme zu einem möglichst frühen Zeitpunkt im Projektentwicklungsprozess analysieren und gegeneinander abwägen. Das Zuschlagsrisiko hängt dabei sowohl von der individuellen Ertrags- und Kostenstruktur als

²³ Rein rechtlich ist die Umsetzung eines Windenergieprojektes in Deutschland auch ohne eine Teilnahme an den Ausschreibungen möglich. Dies setzt jedoch entweder die Verwendung von Windenergieanlagen bis zu einer installierten Leistung von 750 kW oder den Verzicht auf die finanzielle Förderung im Rahmen des EEG voraus. Beides stellt unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten aktuell keine Option für die Mehrheit der Akteure dar.

auch vom allgemeinen Wettbewerbsniveau ab. Letzteres ist umso höher, je mehr Bieter sich an den Ausschreibungen beteiligen. Gegenüber kleinen Einzelakteuren haben große Bieter grundsätzlich einen systematischen Vorteil, da sie die Risiken über mehrere Projekte streuen und Verluste so besser auffangen können.

Zwar bietet das EEG grundsätzlich die Möglichkeit, nicht bezuschlagte Projekte in einer der Folgerunden erneut anzubieten, in der Praxis sind der wiederholten Teilnahme jedoch Grenzen gesetzt. Zum einen ist jede Teilnahme mit Transaktionskosten verbunden (Gebühren, Bearbeitungszeit, etc.). Zum anderen ist die Planung ab einem bestimmten Zeitpunkt nicht mehr konkurrenzfähig, da fortlaufend neue, günstigere Anlagen auf den Markt gebracht werden.

Die Sonderregelungen für Bürgerenergiegesellschaften sollten den systematischen Nachteilen kleinerer Akteure Rechnung tragen. Die Ungleichbehandlung hatte jedoch zur Folge, dass in den Ausschreibungen des Jahres 2017 fast ausschließlich Bieter einen Zuschlag erhielten, die von eben jenen Sonderregelungen Gebrauch machten. Dabei zeigt sich, dass viele der Projekte starke personelle und gesellschaftliche Verflechtungen zu großen Projektierern aufweisen. Die bestehenden gesetzlichen Spielräume wurden von den Akteuren folglich konsequent genutzt.

Die temporäre Aussetzung der besonderen Ausschreibungsbestimmungen für Bürgerenergiegesellschaften in den ersten beiden Runden des Jahres 2018 sowie die geplante Ausweitung des Moratoriums auf alle Runden der Jahre 2018 und 2019, wirkt den beobachteten Fehlentwicklungen zwar entgegen, stellt für sich betrachtet jedoch noch keine Lösung dar, um die Akteursvielfalt in all ihren Facetten langfristig zu sichern.

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass einzelne Akteure von einer Teilnahme am Ausschreibungssystem absehen und ihre Aktivitäten in der bisherigen Form einstellen werden. Dies dürfte vor allem echte Bürgerinitiativen und kleinere Projektierer betreffen, die teils im Durchschnitt weniger als ein Projekt pro Jahr umsetzen und die im Vergleich zu größeren Unternehmen deutlich stärker durch die zusätzlichen Risiken von Ausschreibungen getroffen werden. Marktbeobachtungen zeigen, dass derzeit mit zunehmender Tendenz Projekte im Planungsstadium verkauft werden, teils werden auch kleinere Planungsunternehmen vollständig übernommen. Auch dies macht deutlich, dass die Bedingungen speziell für kleinere Akteure schwieriger werden.

Es bleibt die Frage, inwiefern alternative Möglichkeiten bestehen, kleinere Akteure zu stärken. In diesem Zusammenhang werden bereits einige Optionen, wie staatliche Bürgschaften und Kredite mit Absicherung durch Risikofonds oder Investitionszuschüssen für die Projektentwicklung, diskutiert. Grundsätzlich ist hierbei zwischen unterschiedlichen Zielsetzungen zu trennen, wie bspw. dem Ziel der Akteursvielfalt, der Beteiligung von Bürgern an den Zielen der Energiewende und der Akzeptanzförderung, die jeweils zu unterschiedlichen Schlussfolgerungen und Stellmöglichkeiten führen.

Einspeisemanagement

Unter dem Einspeisemanagement (EinsMan) versteht man die vom Netzbetreiber vorgenommene Abregelung der Einspeisung von Windenergieanlagen und anderen Erneuerbaren Energien bzw. KWK- und Grubengasanlagen. Im Jahr 2016 betrug die Abregelungsmenge 3.743 GWh. Die resultierenden Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber belaufen sich für diesen Zeitraum auf rund

373 Mio. Euro. Auf die Windenergie an Land entfallen 94% der Ausfallarbeit und rund 86% der für das Jahr 2016 durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche. Sie ist damit der deutlich am stärksten betroffene Energieträger. [BNetzA 2017e]

Aufgrund des Entschädigungsanspruchs ist das Einspeisemanagement aus wirtschaftlicher Sicht für die Anlagenbetreiber zurzeit vergleichsweise unproblematisch. Das Einspeisemanagement könnte aber die Erreichung der Klimaschutzziele beeinträchtigen und trägt zu Akzeptanzproblemen in der Bevölkerung bei.

Dem mit steigendem Anteil Erneuerbarer Energien im Netz ansteigendem Bedarf an Abregelung im Rahmen des Einspeisemanagements kann durch vorausschauenden Netzausbau entgegengewirkt werden. Weiterhin könnten alternative Maßnahmen entwickelt werden, um den EinsMan-Bedarf zu senken, indem Strom aus Windenergie in den betreffenden Zeiten anders genutzt oder gespeichert wird. Der Stromsektor ist hierzu flexibler gestaltet werden (bspw. Flexibilisierung der Nachfrage) und der Weg für entsprechende Geschäftsmodelle geöffnet werden. Hemmnisse für die Sektor-kopplung stehen dem im Weg. Wirksame Anreize, Strom aus Windenergie nicht abzuregeln, sondern zunehmend in den betreffenden Zeiten anders zu nutzen oder zu speichern, fehlen.

6.2. Wesentliche Hemmnisse außerhalb des EEG

Abstandsregelungen in den Bundesländern

In einigen Bundesländern wird der Windenergieausbau durch Abstandsregelungen erschwert. In Bayern greift beispielsweise die 10-H-Regelung. Dieser Bestimmung nach, die seit November 2014 in der Bayerischen Landesbauordnung verankert ist, müssen Windenergieanlagen einen Mindestabstand vom 10-fachen ihrer Höhe zu Wohngebäuden einhalten. Die Kommunen können in ihrer Bauleitplanung Ausnahmen dazu bestimmen [BayBO 2017]. Die Einführung der so genannten 10-H-Regelung wurde durch die Länderöffnungsklausel in § 249 Abs. 3 BauGB ermöglicht [BauGB 2017].

In Sachsen lief der 1000-m-Erlass, der 2013 eingeführt wurde, um den Mindestabstand von Windenergieanlagen zu Wohnbebauung zu regeln, aus. Festlegungen zu den Abständen werden nun der regionalen Raumplanung überlassen, die teilweise ähnliche Regelungen wie in Bayern vorsieht und somit den möglichen Zubau beschränken [Sachsen 2013]. Auch in Nordrhein-Westfalen soll entsprechend der Koalitionsverhandlungen zukünftig ein Mindestabstand von 1500 m zur Wohnbebauung gelten [Welt 2017].

Höhenbegrenzungen

Im Bereich der Raumordnung sind Höhenbegrenzungen nach wie vor ein häufig zu findendes Thema. Diese werden je nach Region mal stark, mal weniger stark angewendet. Ein Extrem-Beispiel ist das Land Schleswig-Holstein, wo so gut wie alle Anlagen unterhalb von 150 m bleiben, weil dies der im Rahmen der Flächenausweisung genutzten Referenzanlage entspricht. Höhenbegrenzungen werden häufig mit Akzeptanzfragen begründet, eine wichtige Rolle in diesem Zusammenhang spielt hier auch das Thema der Befeuerng.

Höhenbegrenzungen führen dazu, dass an einem definierten Standort in der Regel keine optimale Technologieauswahl erfolgen kann, was unmittelbar zu verschlechterten Wettbewerbschancen im

Ausschreibungssystem führt. Analysen zeigten, dass Anlagen mit einer geringeren spezifischen Flächenleistung im Ausschreibungssystem stets im Vorteil sind. [DWG 2017a] Die entsprechenden Anlagentypen im Markt verfügen über große Rotordurchmesser und somit eine entsprechend große Gesamthöhe. Bei Anwendung von Höhenbegrenzungen ist die Umsetzung moderner Windenergieanlagen in der Regel nicht möglich. Dadurch wird die Wirtschaftlichkeit von Projekten gefährdet. Zudem verhindert der Ausschluss von modernen Technologien weitere Kostensenkungen. Insbesondere im Ausschreibungssystem werden Windenergieprojekte in Gebieten mit Höhenbegrenzung relevante Nachteile haben, wie eine Analyse der Deutsche WindGuard zeigte. [DWG 2017a]

Die Akzeptanzprobleme, die mit Windenergieanlagen großer Höhe einhergehen können, sollten gleichwohl ernst genommen werden. Aufgrund der Fortschritte im Bereich der bedarfsgerechten Befeuerung sind hier aber grundsätzlich alternative Lösungsansätze zu Höhenbegrenzungen vorhanden (siehe nächster Abschnitt).

Akzeptanzproblem Befeuerung von Windenergieanlagen

Die Befeuerung von Windenergieanlagen während der Nacht bzw. die roten Flugkennzeichnungen oder weiße Tagesbefeuerung werden im Rahmen der Kennzeichnungspflicht für Luftfahrthindernisse vorgeschrieben. [LuftKennVwV 2015] Dies war in der Vergangenheit stets eines der Hauptprobleme im Hinblick auf die Akzeptanz. Die Bestimmungen zur Kennzeichnung von Windenergieanlagen mit über 150 m Gesamthöhe sehen zusätzliche Maßnahmen vor (Turmkennzeichnung), dies führte häufig zu Höhenbegrenzungen in diesem Bereich.

Aus den beschriebenen Gründen hatte das Thema Befeuerung in der Windenergiebranche in den letzten Jahren eine wichtige Bedeutung und es wurden Bemühungen zur Entwicklung einer bedarfsgerechten Lösung verfolgt. Mittlerweile wurden hier Lösungen durch die Nutzung von Primärradarsystemen entwickelt, die in der Breite einsetzbar sind. Derzeit gibt es noch keine Verpflichtung zur bedarfsgerechten Befeuerung von Windparks. Jedoch wird teilweise einvernehmlich mit den Genehmigungsbehörden eine bedarfsgerechte Befeuerung vorgesehen.

Ein Hindernis für den Einsatz von kostengünstigeren Methoden mittels Sekundärradarsystemen, der insbesondere vor dem Hintergrund des Kostendrucks im Ausschreibungssystem an Relevanz gewonnen hat, ist die fehlende Ausstattung der Luftfahrzeuge mit Transpondern. Denn in bodennahen Lufträumen, in die Windenergieanlagen hereinragen, besteht aktuell in Deutschland keine Transponderpflicht. [FA Wind 2018, FIS 2018]

Zunehmende genehmigungsrechtliche Auflagen

In den letzten Jahren ist der Umfang der genehmigungsrechtlichen Auflagen an Windenergieprojekte deutlich angestiegen. Es existieren keine umfassenden Datenauswertungen hierzu, die Tendenz ist aber im Markt klar ersichtlich. Die genehmigungsrechtlichen Auflagen führen mittlerweile zu relevanten Abschlägen auf den Jahresenergieertrag der Projekte. Unternehmensinterne Erfahrungswerte zeigen, dass diese eine Größenordnung von bis zu 10% annehmen können und in vielen Projekten mittlerweile Werte von insgesamt 5-6% auftreten. Große Anteile an den steigenden Auflagen resultieren aus dem Bereich der Abschaltungen wegen Schall und Schattenwurf, Fledermäusen und Avifauna (z.B. Rotmilan, Kranich, Mäusebussard etc.). Insbesondere bei Parkverdichtungen

und -erweiterungen sind auch Abschaltungen zur Vermeidung von Strömungsturbulenzen im Park mit Wirkung auf weitere vorhandene Anlagen erforderlich.

Die Ertragsabschläge aufgrund genehmigungsrechtlicher Auflagen resultieren in schlechteren Standortgütern als es das Windpotential vermuten ließe. Wie bereits in Kapitel 5.2.2 dargestellt, kann die Standortgüte aus diesem Grund um bis zu 20% absinken. Das Ergebnis sind höhere mittlere Vergütungswerte für die Projekte, die sich im Rahmen der Bestimmung der Anfangsvergütungslaufzeit (EEG 2014) bzw. der Vergütungshöhe (EEG 2017) nach Referenzertragsmodell ergeben.

Für die Windenergieprojekte selbst werden die wirtschaftlichen Nachteile der Ertragseinbußen teilweise durch das Referenzertragsmodell abgefangen, zumindest bis die Standortgüte den minimalen Differenzierungswert sinkt (70% im EEG 2017). Letzteres kann an mittleren deutschen Windenergiestandorten bei dem oben skizzierten Umfang der Auflagen jedoch schnell geschehen, wodurch sich relevante wirtschaftliche Nachteile für die betreffenden Projekte ergeben, die vor allem im Ausschreibungssystem nach EEG 2017 zu verminderten Umsetzungschancen führen können.

Verzögerter Netzausbau

Der Netzausbau kommt insbesondere hinsichtlich der geplanten Nord-Süd-Gleichstromleitungen weiterhin nur schleppend voran. Vor allem Windenergieanlagen an Land werden in Norddeutschland aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz in steigendem Umfang abgeregelt, da der Strom nicht zu den Verbrauchszentren im Süden transportiert werden kann. Das Problem verschärft sich, da sich neben der Windenergie auch eine Reihe fossiler Kraftwerke im Norden befinden. Es wurde das Netzausbaugebiet eingerichtet, um den Windenergiezubau in den Gebieten mit Netzengpässen zu limitieren, gleichzeitig werden damit aber die windhöufigsten Standorte in ihrer Umsetzung begrenzt.

7. Literaturverzeichnis

- AGEB 2017 Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, 2017, Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern 7 (Stand Dezember 2017), https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=20171221_brd_stromerzeugung1990-2017.pdf
- Anemos 2016 Dr. Mengelkamp, H.-T.; Schneider, M.; Blanke L. (anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH); Dr. Callies, D.; Pauscher, L. (Fraunhofer IWES); Kuhnhenne-Krausmann, E.; Dr. Herrmann, N. (enervis energy advisors GmbH); Matern, S.; Dr. Altrock, M. (BBH Becker Büttner Held): Windenergie an Land - Erarbeitung einer Roadmap zur Erstellung eines Windatlanten, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) - Projekt-Nr. 66/15, Abschlussbericht vom 15. November 2016
- AnlReg Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), Anlagenregister, verschiedene Stände
- BauGB 2017 Baugesetzbuch in der Fassung der Bekanntmachung vom 23. September 2004 (BGBl. I S. 2414), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 3 des Gesetzes vom 20. Juli 2017 (BGBl. I S. 2808) geändert worden ist"
- BayBO 2017 Bayerische Bauordnung (BayBO) in der Fassung der Bekanntmachung vom 14. August 2007 (GVBl. S. 588, BayRS 2132-1-I), das zuletzt durch § 2 des Gesetzes vom 12. Juli 2017 (GVBl. S. 375) geändert worden ist
- BDB 2017 Betreiber-Datenbasis, WEA-Standortdaten, Stand 1/17
- BDB 2017 Betreiber-Datenbasis, WEA-Standortdaten, Stand 12/17
- BDEW 2016 BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2016. Energie-Info: Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken.
- BGBl 2017 Bundesgesetzblatt Jahrgang 2017 Teil I Nr. 49. Ausgegeben am 24.07.2017, Bonn, Seite 2532ff: Gesetz zur Förderung von Mieterstrom und zur Änderung weiterer Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 17. Juli 2017
- BMWi 2017 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Ausschreibungen und Ergebnisse für Windenergieanlagen an Land. [online]. 2017. [Zugriff am: 14. Juni 2017]. Verfügbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/nationale-ausschreibungen-und-ergebnisse.html?cms_docId=577134
- BMWi 2017b Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). März 2017. Bundesbericht Energieforschung 2017 - Forschungsförderung für die Energiewende. Online verfügbar unter

https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/bundesbericht-energieforschung-2017.pdf?__blob=publicationFile&v=22

- BNetzA 2016 Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), Stamm- und Bewegungsdaten 2015 auf Basis der der elektronischen Datenabfrage der Bundesnetzagentur für die EEG-Jahresendabrechnung 2015 bei den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) im Bundesgebiet, 2016.
- BNetzA 2017 Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), Stamm- und Bewegungsdaten 2016 auf Basis der der elektronischen Datenabfrage der Bundesnetzagentur für die EEG-Jahresendabrechnung 2016 bei den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) im Bundesgebiet, 2016.
- BNetzA 2017a Bundesnetzagentur (BNETZA). Hinweise zur Gebotsabgabe Windenergie an Land. Bonn, 2017. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen_2017/Onshore/HinweiseGebotsabgabe_Onshore.html
- BNetzA 2017b Bundesnetzagentur (BNETZA). Ausschreibungen zur Ermittlung der finanziellen Förderung von Windenergieanlagen an Land. [online]. 2017. [Zugriff am: 26. Juni 2017]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Ausschreibungen/Wind_Onshore/Wind_Onshore_node.html
- BNetzA 2017c Bundesnetzagentur. Festlegung 8175-02-00-17/1. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen_2017/Onshore/Festlegung17_1.pdf
- BNetzA 2017d Bundesnetzagentur. Abgeschlossene Gebotstermine und Hintergrundpapiere. [online] 2017 [zugriff am 7.2.2018] Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html
- BNetzA 2017e Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen. Viertel Quartal und Gesamtjahr 2016. 2017. Bonn.

- BNetzA 2017f Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA). 2017. Gebotstermin 1. August 2017, zuletzt abgerufen am 27.7.2017 unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Ausschreibungen/Wind_Onshore/Gebotstermin_01_08_2017/Gebotstermin_01_08_17_node.html
- BNetzA 2017g Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): Hintergrundpapier: Ergebnisse der Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land vom 1. Mai 2017, Veröffentlicht: 19.6.2017
- BNetzA 2017h Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): Hintergrundpapier: Ergebnisse der Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land vom 1. August 2017, Veröffentlicht: 4.9.2017
- BNetzA 2017i Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): Hintergrundpapier: Ergebnisse der Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land vom 1. November 2017, Veröffentlicht: 19.12.2017
- BR 2018a Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Antrag des Landes Nordrhein-Westfalen vom 9. Februar 2018, Bundesrat Drucksache 3/18.
- BR 2018b Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Gesetzesantrag des Landes Niedersachsen vom 17. Januar 2018, Bundesrat Drucksache 9/18.
- BR 2018c Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Gesetzentwurf des Bundesrates vom 2. Februar 2018, Bundesrat Drucksache 3/18 (Beschluss).
- BR Wie weiter mit dem Ausbau der Windenergie? Zwei Strategievorschläge zur Sicherung der Standortakzeptanz von Onshore Windenergie.
- BüGembeteilG M-V 2016 Gesetz über die Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern sowie Gemeinden an Windparks in Mecklenburg-Vorpommern (Bürger- und Gemeindebeteiligungsgesetz - BüGembeteilG M-V), vom 18. Mai 2016, GVOBl. M-V 2016, S. 258
- BWE 2016 Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz 2016).
- BWE 2017 Bundesverband WindEnergie e.V. 3. Ausschreibung Wind an Land verfestigt Fehlentwicklung – Gesetzgeber muss handeln. Pressemitteilung vom 22. November 2017. Verfügbar unter: <https://www.wind->

energie.de/presse/pressemitteilungen/2017/3-ausschreibung-wind-land-verfestigt-fehlentwicklung-gesetzgeber-muss

- BWE 2018 Bundesverband Windenergie (BWE), 2018, Erlösoptionen außerhalb des EEG: Eigenversorgung – Direktlieferung – Power-to-X und Regelleistung. Wie sie umgesetzt werden können und was dabei zu beachten ist.
- CDU, CSU und SPD 2018 Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD vom 7. Februar 2018.
- DNV GL 2016 DNV GL: STANDARD - Lifetime extension of wind turbines (Edition March 2016) - DNVGL-ST-0262.
- DWG 2008 Rehfeldt, K.; Wallasch, A (Deutsche WindGuard), 2008. Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2007 gemäß § 20 EEG – Kapitel 6: Stromerzeugung aus Windenergie.
- DWG 2011 Rehfeldt, K.; Wallasch, A.; Wallasch, J. (Deutsche WindGuard), 2011. Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG – Vorhaben Ite Windenergie.
- DWG 2013 Wallasch, A.-K.; Lüers, S.; Rehfeldt, Dr.-Ing. K. et al. (Deutsche WindGuard), 2013. Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland. Beauftragt durch BWE und VDMA Power Systems. Varel.
- DWG 2015 Wallasch, A.-K.; Lüers, S.; Rehfeldt, Dr.-Ing. K. (Deutsche WindGuard), 2015. Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland - Update. Beauftragt durch BWE und VDMA Power Systems. Varel.
- DWG 2016 Wallasch, A.-K.; Lüers, S. (Deutsche WindGuard),: Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020. Beauftragt durch die Naturstrom AG. Varel, Dezember 2016.
- DWG 2016b Wallasch, A.-K.; Lüers, S.; Rehfeldt, Dr.-Ing. K. (Deutsche WindGuard), 2016. Stromgestehungskosten Status 2016 . Im Rahmen der Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß §97 EEG 2014 im Auftrag des BMWi.
- DWG 2016c Lüers, S.et al. (Deutsche WindGuard), 2016. Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland. Im Auftrag von BWE und VDMA Power Systems.
- DWG 2017a Wallasch, A.-K.; Lüers, S.; Rehfeldt, Dr.-Ing. K. (Deutsche WindGuard), 2017. Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Nabenhöhen von Windenergieanlagen, erstellt im Rahmen der Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß §97 EEG 2014, im Teilvorhaben II e –Windenergie an Land (Fachlos 6) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Varel.
- DWG 2017b Wallasch, A.-K.; Lüers, S. (Deutsche WindGuard), 2017. Ausgestaltung von Höchstwertregionen in der technologieübergreifenden Ausschreibung, erstellt

im Rahmen der Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß §97 EEG 2014, im Teilvorhaben II e –Windenergie an Land (Fachlos 6) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Varel.

- DWG 2017c Gerdes, G.; Wallasch, A.-K.; Lüers, S.; Gerdes, L. (Deutsche WindGuard), 2017. Anreizsituation für Hybrid-Parks (Kombination aus Windenergie und PV), erstellt im Rahmen der Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß §97 EEG 2014, im Teilvorhaben II e –Windenergie an Land (Fachlos 6) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Varel.
- DWG 2017d Wallasch, A.-K. und Lüers, S. (Deutsche WindGuard), 2017. Analyse der Ergebnisse der 1. Ausschreibungsrunde für die Windenergie an Land. Varel.
- DWG 2017e Wallasch, A.-K. und Lüers, S. (Deutsche WindGuard), 2017. Jahresauswertung des Anlagenregisters der BNetzA - 01.01.2016 - 31.12.2016. Varel.
- DWG 2017f Lüers, S.; Rehfeldt, Dr.-Ing. K.; Wallasch, A.-K.; Vogelsang, K. (Deutsche WindGuard). Juli 2017. Status des Windenergieausbaus in Deutschland. Im Auftrag von BWE und VDMA Power Systems.
- DWG 2017g Wallasch, A.-K.; Lüers, S., Rehfeldt, Dr.-Ing. K. (Deutsche WindGuard), 2017. Kostendruck und Technologieentwicklung im Zuge der ersten Ausschreibungsrunden für die Windenergie an Land, erstellt im Rahmen der Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß §97 EEG 2014, im Teilvorhaben II e –Windenergie an Land (Fachlos 6) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Varel
- DWG 2017h Wallasch, A.-K.; Lüers, S., Vogelsang, K.; Rehfeldt, Dr.-Ing. K. (Deutsche WindGuard): Perspektiven für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020, Varel, 2017 (bisher unveröffentlichte Studie im Auftrag des BWE).
- DWG/ZSW 2017 Deutsche WindGuard/ZSW: Wissenschaftlicher Zwischenbericht - Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz, Teilvorhaben II e): Wind an Land, BMWi-interner Bericht, nicht veröffentlicht [DWG/ZSW 2017]
- Ecofys et al. 2017 Ecofys, Consentec, Fraunhofer ISI, ZSW, Takon, BBG und Partner und Görg Partnerschaft von Rechtsanwälten MBB. Ausschreibungen für erneuerbare Energien - Wissenschaftliche Empfehlungen. Berlin, Aachen, Karlsruhe, Stuttgart, Bremen, 2015.
- EEG 2014 Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 4 des Gesetzes vom 22. Juli 2014 (BGBl. I S. 1218) geändert worden ist. 2014.

- EEG 2016 Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2016) [online]. 21. Juni 2016. Drucksache 18/ 8860. [Zugriff am: 28. Juni 2017]. Verfügbar unter: https://www.clearingstelle-eeg.de/files/BT-Drs_18-8860_160621_o.pdf
- EEG 2017 Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 24 Absatz 29 des Gesetzes vom 23. Juni 2017 (BGBl. I S. 1693) geändert worden ist
- Energy Brainpool 2014 Götz, P.; Heddrich, M.-L.; Henkel, Dr. J.; Kurth, T.; Lenck, T. (Energy Brainpool GmbH & Co. KG): Zukünftige Auswirkungen der Sechs-Stunden-Regelung gemäß § 24 EEG 2014. Kurzstudie im Auftrag des Bundesverbands WindEnergie e.V., Berlin, 26. November 2014.
- Enertrag 2017 Enertrag. Ausschreibungen: voller Erfolg der Bürgerenergiegesellschaften in Zusammenarbeit mit ENERTRAG [online]. Pressemitteilung. Dauerthal, 2017. [Zugriff am: 4. Juli 2017]. Verfügbar unter: https://www.enertrag.com/index.php?id=594_presse-meldung-de-tails&no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=195&cHash=3cfb9d6e38ec37958bced2dea8388590
- FGW 2015 FGW e.V. - Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien, Referenzerträge für einzelne Anlagentypen mit unterschiedlichen Nabenhöhen, Stand April 2015
- FA Wind 2018 Fachagentur Windenergie an Land e.V. : Bedarfsgerechte Befeuerungstechnologien [online] zuletzt abgerufen am 14.2.2018 unter: <https://www.fachagentur-windenergie.de/themen/befeuerung/bedarfsgerechte-befeuerung-von-windenergieanlagen.html>
- FIS 2018 Forschungsinformationssystem: Ansätze zur Problemlösung bei der Befeuerung von Windenergieanlagen [online] Zuletzt abgerufen am 14.2.2018 unter: <https://www.forschungsinformationssystem.de/servlet/is/407804/>
- GL 2009 Germanischer Lloyd: Richtlinie für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen (Ausgabe 2009); Vorschriften und Richtlinien, IV Industriedienst, 1 Windenergie, Kapitel 12. In kraft-getreten am 1.1.2009, Hamburg.
- GLS 2016 GLS Bank, Christian Marcks: Finanzierung von Windparks unter Ausschreibungsbedingungen – mit angepassten Betriebskonzepten? Potsdam, Vortrag am 9.11.2016.
- Grünstromwerk 2017 Grünstromwerk Vertriebs GmbH, <https://www.gruenstromwerk.de/>, zuletzt abgerufen am 12.7.2017.
- GWEC 2018 Global Wind Energy Council, 2018. Global Wind Statistics 2017: Brüssel.

- Herz/Valentin 2014 Herz, Dr. Steffen / Valentin, Dr. Florian: Direktvermarktung, Direktlieferung und Eigenversorgung nach EEG 2014. Berlin, EnWZ 8/2014.
- Hughes 2012 Hughes, g., 2012, The Performance of Wind Farms in the United Kingdom and Denmark. Renewable Energy Foundation.
- IE 2014 Leipziger Institut für Energie GmbH: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG: Wissenschaftlicher Bericht zum Vorhaben Ile Stromerzeugung aus Windenergie. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Juli 2014.
- ISI et al. 2017 Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemanalyse (IWES), Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM), Im Unterauftrag: Technische Hochschule Ingolstadt (THI). September 2017. Monitoring der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien, im Rahmen der Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz IWR 2017Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR), 2017, Der IWR-Windertragsindex für Regionen. <http://www.iwr.de/wind/wind/windindex/>, zuletzt abgerufen am 5.7.2017.
- LT MV 2016 Landtag Mecklenburg-Vorpommern: Entwurf eines Gesetzes über die Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern sowie Gemeinden an Windparks in Mecklenburg-Vorpommern und zur Änderung weiterer Gesetze, Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung (8. Ausschuss) zu dem Gesetzentwurf der Landesregierung - Drucksache 6/4568. 12.04.2016
- LuftKennzVwV 2015 Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (LuftKennzVwV), vom 2. September 2004 (BAnz. S. 19937), Zuletzt geändert durch die Verwaltungsvorschrift vom 26. August 2015 (BAnz AT 01.09.2015 B4)
- Netztransparenz 2017 EEG-Mengentestat 2016 auf Basis von Prüfungsvermerken: Angaben zu Stromeinspeisemengen und Einspeisevergütungen nach EEG. 28.07.2017. Online verfügbar unter: https://www.netztransparenz.de/portals/1/EEG-Jahresabrechnung_2016.pdf
- Prowind 2017a Prowind. Hoher Mitarbeiter-Beteiligungsgrad zeigt starke Verbundenheit [online]. Pressemitteilung. 2017. [Zugriff am: 4. Juli 2017]. Verfügbar unter: <https://www.prowind.com/wp-content/uploads/2017/03/2017-03-31-BEG-Beteiligung-Prowind.pdf>
- Prowind 2017b Prowind: Bürgerenergie starker Gegenpol zu Offshore Wind [online]. Pressemitteilung. 2017. [Zugriff am: 4. Juli 2017]. Verfügbar unter: <https://www.prowind.com/wp-content/uploads/2017/06/2017-06-01-B%C3%BCrgerenergie-starker-Gegenpol-zu-Offshore-Wind.pdf>

- Renews 2014 Renew's Spezial, Hintergrundinformation der Agentur für Erneuerbare Energien: Eigenverbrauch und regionale Direktvermarktung. Chancen und Herausforderungen, Ausgabe 70 / Februar 2014.
- Sachsen 2013 Sächsisches Staatsministerium des Innern und Sächsisches Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr. Gemeinsamer Erlass des Sächsischen Staatsministeriums des Innern und des Sächsischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr über Mindestabstände zwischen Wohnbebauung und Vorrang- und Eignungsgebieten zur Nutzung der Windenergie, vom 12. Juli 2013
- Schleswig-Holstein 2017 Landesportal Schleswig-Holstein: Landesplanung - Teilfortschreibungen der Regionalpläne Wind 2012 [online], zuletzt abgerufen am 17.7.2017, https://www.schleswig-holstein.de/DE/Fachinhalte/L/landesplanung_raumordnung/windeignungsflaechen_ausweisung/landesplanung_ausweisung_windenergieflaechen_teilfortschreibungen_regionalplaene.html
- Spiegel 2016 Spiegel Online: Regionale Energie Fleisch vom Metzger - und Strom von nebenan. Artikel von Ralph Diermann, erschienen am 31.10.2016. Online verfügbar unter: <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/regionalstrom-oekoanlagen-sollen-energie-von-nebenan-liefern-a-1116630.html>
- Spiegel 2016b Spiegel Online, Energiewende - AirBnB für Strom, erschienen am 8.8.2016, <http://www.spiegel.de/wirtschaft/service/energiewende-airbnb-fuer-strom-a-1088664.html>
- Staffell, Green 2013 Staffell, Iain; Green, Richard, 2013, TRADED IN FOR A YOUNGER MODEL: WHEN SHOULD WIND FARMS BE REPLACED? Online verfügbar unter: <https://www.iaee.org/en/publications/proceedingsabstractpdf.aspx?id=7572>.
- Statistische Ämter 2016 Statistische Ämter des Bundes und der Länder: Gebiet und Bevölkerung – Fläche und Bevölkerung [online], zuletzt abgerufen 25.4.2017, http://www.statistik-portal.de/Statistik-Portal/de_jbo1_jahrtab1.asp
- Statistische Ämter 2017 Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2017, Angaben zu Fläche und Bevölkerung. Online verfügbar unter: http://www.statistik-portal.de/Statistik-Portal/de_jbo1_jahrtab1.asp, zuletzt abgerufen am 6.3.2017.
- StromStG 2016 Stromsteuergesetz, zuletzt geändert durch Art. 19 Abs. 13 G v. 23.12.2016.
- Uluçay 2017 Uluçay, Ali. 122: Erfolg von Bürgerenergie überzeugt Politik und Branche nicht [online]. 2017. [Zugriff am: 5. Juli 2017]. MBI Energy Daily. Verfügbar unter: http://www.enervis.de/images/stories/enervis/pdf/publikationen/fachpresse/enervis_publikation_2017_06_MBI-Energy-Daily.pdf

- Welt 2017 WeltN24 GmbH: Koalitionsvertrag für NRW steht [online], veröffentlicht am 13.06.2017, zuletzt abgerufen am 31.07.2017, <https://www.welt.de/politik/deutschland/article165515830/Koalitionsvertrag-fuer-NRW-steht.html>
- WestfalenWind 2017 WestfalenWIND Strom GmbH, 2017, Woher kommt unser Strom [online], <https://www.westfalenwind-strom.de/privatkunden/unser-strom/>, zuletzt abgerufen am 12.07.2017
- Zukunftswerkstatt EE 2015 Dr. Holger Höfling, Dr. Marian Klobasa, Michael Haendel, Prof. Dr. Mario Ragwitz (Fraunhofer ISI); Dr. Christoph Maurer, Dr. Bernd Tersteegen, Dr. Alexander Ladermann (Consentec); Dr. Dominik Greinacher, Dr. Reinald Günther, Dr. Jule Martin (Scholtka & Partner Rechtsanwälte); Dr. Frank Musiol, Henning Jachmann (ZSW): ZUKUNFTSWERKSTATT EE – NEGATIVE PREISE – ERSTE ERGEBNISSE, Präsentation im Rahmen der AG₃ Plattform Strommarkt – Berlin, 30.06.2015.

8. Anhang

1. Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Nabelhöhen von Windenergieanlagen
2. Anreizsituation für Hybrid-Parks (Kombination aus Windenergie und PV)
3. Ausgestaltung von Höchstwertregionen in der technologieübergreifenden Ausschreibung
4. Kostendruck und Technologieentwicklung im Zuge der ersten Ausschreibungsrunden für die Windenergie an Land

Wirtschaftlichkeit
unterschiedlicher Nabenhöhen
von Windenergieanlagen

VORBEREITUNG UND BEGLEITUNG BEI DER
ERSTELLUNG EINES ERFAHRUNGSBERICHTS
GEMÄß §97 EEG 2014

Teilvorhaben II e – Windenergie an Land
(Fachlos 6)

Studie im Auftrag des
Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

WIRTSCHAFTLICHKEIT UNTERSCHIEDLICHER NABEN- HÖHEN VON WINDENERGIEANLAGEN

Kurztitel: Wirtschaftlichkeit Nabenhöhen

Autoren: **DEUTSCHE
WINDGUARD**
Anna-Kathrin Wallasch
Silke Lüers
Dr.-Ing. Knud Rehfeldt

Projektnummer (AG): 03MAP344
Projektnummer (AN): VW16165
Berichtsnummer: SP17012A1
Datum: 30.06.2017
© Deutsche WindGuard GmbH

Auftraggeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)
Referat I C 4
Villemombler Straße 76
53123 Bonn
Deutschland

Auftragnehmer

**DEUTSCHE
WINDGUARD**

Deutsche WindGuard GmbH
Oldenburger Straße 65
26316 Varel

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

Unterauftragnehmer



Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg
Industriestraße 6
70565 Stuttgart

Telefon 0711 78 70 0
Fax 0711 78 70 100
E-Mail info@zsw-bw.de
URL <https://www.zsw-bw.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 46 Seiten inklusive Deckblatt.

ZUSAMMENFASSUNG

Die vorliegende Analyse bezieht sich auf die grundlegende Fragestellung, ob planungsrechtliche Begrenzungen der Gesamthöhe von Windenergieanlagen zu nachweisbaren Nachteilen im deutschen Ausschreibungssystem nach EEG 2017 führen. Im Planungsrecht ist die Gesamthöhe von Windenergieanlagen das relevante Kriterium – analytisch ist jedoch zwischen den Parametern Nabenhöhe und Rotordurchmesser zu unterscheiden und der jeweilige Einfluss und das Zusammenwirken beider Parameter zu untersuchen. Es wurde gezeigt, dass sich bei gleicher Steigerung der Gesamthöhe eine Steigerung des Rotordurchmessers noch positiver auf den Ertrag auswirkt als eine Steigerung der Nabenhöhe. Hier liegt also der Hauptanreiz zur Steigerung der Gesamthöhe, der in der Folge häufig mit einer Steigerung der Nabenhöhe einhergeht.

Die Analyse legte dar, dass neben der korrekten Einschätzung der Windbedingungen in Nabenhöhe (d.h. bei modernen Windenergieanlage in der Regel in Schichten oberhalb von 100 m Höhe) das Referenzertragsmodell einen entscheidenden Einflussfaktor für die Beantwortung der Ausgangsfrage der Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit der Anlagenhöhe darstellt. Die Auswertungen zur Wirkungsweise des Referenzstandortes zeigten, dass die Standortgüte von Windenergieanlagen an einem Standort nicht gänzlich technologieunabhängig ist. Eine Anlage kann je nach Stärke der Abweichung des tatsächlichen Windprofils vom Windprofil am Referenzstandort in Abhängigkeit der Nabenhöhe mit einer spürbar unterschiedlichen Standortgüte bewertet werden. Dieser Fakt beeinflusst aus Projektsicht neben den reinen Kostenstrukturen die Wirtschaftlichkeitsbewertung unterschiedlicher Nabenhöhen.

In der Folge wurden drei unterschiedliche windhöfliche Beispielstandorte hinsichtlich relevanter Wirtschaftlichkeitsparameter analysiert. Diese umfassten die Stromgestehungskosten, die Standortgüte und die sich aus beidem ergebenden Gebotsstrukturen. Zusammenfassend führte dies zu folgenden Erkenntnissen:

- Anlagen mit geringer spezifischer Flächenleistung sind im Vergleich zu Technologien mit größerer spezifischer Flächenleistung deutlich bevorteilt im Hinblick auf die potentiellen Gebote.
- Stark eingeschränkte Technologieverfügbarkeit unterhalb von 150 m Gesamthöhe bei geringer spezifischer Flächenleistung: Betrachtet man aktuell verfügbare Anlagentypen im gängigen Leistungsbereich zwischen 2,5 und 4 MW, verfügen Anlagen mit einer spezifischen Flächenleistung von 200-300 W/m² über große bis sehr große Rotordurchmesser (110-140 m). Maximierte Rotordurchmesser bedingen in der Regel große Nabenhöhen. Die verfügbaren Anlagen in diesem Segment beziehen sich entsprechend auf eine Gesamthöhe zwischen 145 und 220 m.
- Der Blick auf aktuelle Marktaktivitäten zeigt für die nähere Zukunft, dass der Trend hin zu großen Rotordurchmessern zügig fortgesetzt wird. Im Offshore-Bereich ist bereits ein Prototyp mit 180 m Rotordurchmesser verfügbar, d.h. ähnliche Entwicklungen sind auch für den Onshore-Bereich denkbar.

- Bei windschwachen Standorten mit Standortgüten unterhalb von 70% führt eine Limitierung der Nabenhöhe unmittelbar zu einer deutlich verschlechterten wirtschaftlichen Situation mit voraussichtlich geringen Zuschlagschancen im Ausschreibungssystem.

Die Analysen belegen somit, dass speziell an windschwächeren Standorten die Wahl einer möglichst optimierten Windenergieanlage (d.h. großer Rotordurchmesser und große Nabenhöhe) unerlässlich für die Erlangung reeller Chancen im Ausschreibungssystem ist. Grundsätzlich gilt zudem an allen Standorten, dass Anlagen mit geringer spezifischer Flächenleistung und damit i.d.R. großen Rotordurchmessern im Ausschreibungssystem im Vorteil sind. Dieser Umstand hängt eng mit dem Bedarf großer Nabenhöhen zusammen. Die am Markt verfügbaren Anlagentypen bestätigen dies, es bestehen im Segment der geringen spezifischen Flächenleistungen stark begrenzte Möglichkeiten, überhaupt noch unterhalb von einer Gesamthöhe von 150 m zu bleiben. Die technische Entwicklung in den nächsten Jahren wird diesen Umstand aller Voraussicht nach weiter verstärken und zunehmend Gesamthöhen von über 200 m eingeführt werden.

INHALTSVERZEICHNIS

ABBILDUNGSVERZEICHNIS	7
TABELLENVERZEICHNIS	8
1 EINFÜHRUNG UND STRUKTUR DER ANALYSE	9
2 HÖHENPROFIL DER WINDGESCHWINDIGKEIT	11
2.1 LOGARITHMISCHES UND EXPONENTIELLES HÖHENPROFIL	11
2.2 HÖHENPROFIL AM REFERENZSTANDORT	13
3 VERTIKALE EXTRAPOLATION AUF ÜBER 100 M HÖHE.....	17
3.1 GRENZEN FÜR DIE ANWENDBARKEIT VON STANDARD-PROFILIEN	17
3.2 TAGESGÄNGE DER WINDGESCHWINDIGKEIT IN GROßER HÖHE	19
3.3 SCHLUSSFOLGERUNGEN	21
4 HÖHENABHÄNGIGES EINSPEISEVERHALTEN VON WINDENERGIEANLAGEN	22
4.1 EINFLUSS DES ROTORDURCHMESSERS AUF DEN ENERGIEERTRAG.....	22
4.2 EINFLUSS DER NABENHÖHE AUF DEN ENERGIEERTRAG	24
4.3 SCHLUSSFOLGERUNGEN	25
5 NÄHERE ANALYSE DES NEUEN REFERENZSTANDORTES.....	26
5.1 STANDORTGÜTE IN ABHÄNGIGKEIT DER WINDGESCHWINDIGKEIT	27
5.2 STANDORTGÜTE IN ABHÄNGIGKEIT DER WINDGESCHWINDIGKEIT UND DEM HELLMANN-EXPONENT	28
5.3 SCHLUSSFOLGERUNGEN	32
6 WIRTSCHAFTLICHKEIT IN ABHÄNGIGKEIT DER GEWÄHLTEN ANLAGENTECHNOLOGIE	33
6.1 BETRACHTUNG DER THEORETISCHEN EFFEKTE AM REFERENZSTANDORT	35
6.2 BETRACHTUNG DER EFFEKTE AN BEISPIEL-STANDORTEN	36
6.2.1 Windbedingungen des Referenzstandortes	36
6.2.2 Windbedingungen an einem windschwächeren Standort.....	37
6.2.3 Windbedingungen an einem windstärkeren Standort.....	39
6.3 TECHNOLOGIEVERFÜGBARKEIT	40
6.4 SCHLUSSFOLGERUNGEN	43
7 LITERATURVERZEICHNIS	46

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1:	Windgeschwindigkeit am Referenzstandort nach EEG 2014 und EEG 2017 in Abhängigkeit von der Nabenhöhe.....	16
Abbildung 2:	Höhenprofile nach EEG 2014 und 2017 sowie mittlere Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe an Anlagenstandorten gemäß Anlagenregister 09-2016.....	16
Abbildung 3:	Abgleich von Messpunkten der Windgeschwindigkeit mit dem logarithmischen Profil sowie dem Hellmann-Profil nach EEG 2017 und dem berechneten Hellmann-Profil [DWG 2017].....	18
Abbildung 4:	Relevanz von Abweichungen zwischen errechneten und gemessenen Profile.....	19
Abbildung 5:	Tagesgänge der Windgeschwindigkeit in Abhängigkeit der Höhe. Daten des 200 m-Messmastes des Fraunhofer IWES, Messdaten für März 2012 – Januar 2013. [IWES 2013]	20
Abbildung 6:	Leistungsdauerlinien bei unterschiedlichen Rotordurchmessern und Windgeschwindigkeiten	23
Abbildung 7:	Steigerung der Volllaststunden mit dem Rotordurchmesser	23
Abbildung 8:	Leistungsdauerlinien bei unterschiedlichen Nabenhöhen und Windbedingungen	24
Abbildung 9:	Volllaststunden bei unterschiedlicher Nabenhöhe und Windbedingungen	25
Abbildung 10:	Standortgüte bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten in 100m Höhe und Hellmann-Exponent von 0,25 für unterschiedliche Anlagentechnologien	27
Abbildung 11:	Standortgüte bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten in 100m Höhe und Hellmann-Exponent von 0,15 für unterschiedliche Anlagentechnologien	29
Abbildung 12:	Standortgüte bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten in 100m Höhe und Hellmann-Exponent von 0,35 für unterschiedliche Anlagentechnologien	30
Abbildung 13:	Einfluss des Hellmann-Exponenten auf die Standortgüte nach Nabenhöhe, exemplarische Darstellung für Anlagentechnologien mit einer spezifischen Flächenleistung von 300-400 W/m ²	31
Abbildung 14:	Im Anlagenregister verzeichnete Standortgüten von Projekten nach Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe	34
Abbildung 15:	Auswertung der Stromgestehungskosten, Standortgüte und Mindestgebote an Standort 2 bei Hellmann-Exponent von 0,25	35

Abbildung 16: Stromgestehungskosten, Standortgüte und potentielle Gebote am Referenzstandort inkl. Berücksichtigung von Ertragsabschlägen37

Abbildung 17: Stromgestehungskosten, Standortgüte und potentielle Gebote am Referenzstandort inkl. Berücksichtigung von Ertragsabschlägen (Hellmann-Exponent 0,25; 5,45 m/s in 100m Höhe)38

Abbildung 18: Stromgestehungskosten, Standortgüte und potentielle Gebote am Referenzstandort inkl. Berücksichtigung von Ertragsabschlägen (Hellmann-Exponent 0,35; 5,45 m/s in 100m Höhe)38

Abbildung 19: Stromgestehungskosten, Standortgüte und potentielle Gebote am Referenzstandort inkl. Berücksichtigung von Ertragsabschlägen (Hellmann-Exponent 0,25; 7,45 m/s in 100m Höhe)39

Abbildung 20: Stromgestehungskosten, Standortgüte und potentielle Gebote am Referenzstandort inkl. Berücksichtigung von Ertragsabschlägen (Hellmann-Exponent 0,25; 7,45 m/s in 100 m Höhe)40

Abbildung 21: Theoretische Mindestgebote für unterschiedliche Nabenhöhen44

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Spannweite der ermittelten Standortgüten für unterschiedliche Nabenhöhen, Hellmann-Exponent 0,2528

Tabelle 2: Spannweite der ermittelten Standortgüten für unterschiedliche Nabenhöhen, Hellmann-Exponent 0,1529

Tabelle 3: Spannweite der ermittelten Standortgüten für unterschiedliche Nabenhöhen, Hellmann-Exponent 0,3530

Tabelle 4: Einfluss des Hellmann-Exponenten auf die Standortgüte nach Nabenhöhe31

Tabelle 5: Verfügbare Anlagenkonfigurationen in Bezug auf die Gesamt-höhe mit spezifischer Flächenleistung von 200-300 W/m² so-wie 300-400 W/m²41

1 EINFÜHRUNG UND STRUKTUR DER ANALYSE

Untersuchungsinhalte der vorliegenden Analyse

Die Deutsche WindGuard ist durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie mit der Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß §97 des EEG 2014 im Teilvorhaben Windenergie an Land (Vorhaben IIe, Fachlos 6) beauftragt.

Der vorliegende Bericht beschäftigt sich mit der Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Nabenhöhen von Windenergieanlagen. In diesem Zusammenhang wird die Zunahme des Ertragspotentials mit der Höhe bezogen auf weiter steigende Nabenhöhen detailliert diskutiert. Die Ergebnisse werden vor dem Hintergrund der Fragestellung nach einer wettbewerbsfähigen Ausschreibungsteilnahme betrachtet.

Umfang Beratungsvorhaben

Das Beratungsvorhaben zur Vorbereitung und Begleitung des BMWi bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß EEG 2014 umfasst die Bearbeitung von drei allgemeine Leistungen sowie fünf spartenspezifischen Arbeitspaketen:

I Allgemeinen Leistungen

1. Stand der Markteinführung in Deutschland,
2. Stromgestehungskosten und
3. Handlungsempfehlungen zum EEG 2014/16 und zusammenhängenden Rechtsnormen

II Spartenspezifische Arbeitspakete

1. Kostensituation der Windenergie in Deutschland,
2. Analyse des Windenergiezubaues,
3. Analyse der ersten Ausschreibungen,
4. Wissenschaftliche Zuarbeit für gesetzliche Berichtspflichten sowie für die Internetseite www.erneuerbare-energien.de und
5. Workshops und Besprechungen.

Einordnung der vorliegenden Analyse

Der vorliegende Bericht bezieht sich vor allem auf AP 1-4 „Standortbedingungen, Ertragsstruktur und Technologiepotentiale“ sowie AP 1-5 „Analyse des Referenzertragsmodells und verschiedener Weiterentwicklungsmöglichkeiten“. Um die Thematik vertieft analysieren zu können, sind Wirtschaftlichkeitsberechnungen unerlässlich, diese lassen sich Punkt zwei der allgemeinen Leistungen (Berechnung von Stromgestehungskosten) sowie AP 1-1 (Datenerhebung und Darstellung

der Kostenstruktur in Deutschland) zuordnen. Es bestehen stets enge Bezüge zwischen allen Arbeitspaketen.

Struktur der vorliegenden Analyse

Die vorliegende Analyse beinhaltet zunächst einige allgemeine Ausführungen zum Höhenprofil der Windgeschwindigkeit und insbesondere zur Windgeschwindigkeitszunahme über 100 m Höhe. Im nächsten Abschnitt geht es um die nähere Analyse des neuen Referenzstandorts nach EEG 2017 mit einem Schwerpunkt auf Fragen der Technologieunabhängigkeit und des Einflusses der gewählten Nabhöhe auf die Standortgüte. Im dritten Teil erfolgt eine Untersuchung des wahrscheinlichen Projekterfolgs durch Analyse der Mindestgebote in Abhängigkeit unterschiedlicher Nabhöhe. Es werden für unterschiedliche Fälle Stromgestehungskosten, Standortgüte und notwendige Mindestgebote berechnet.

2 HÖHENPROFIL DER WINDGESCHWINDIGKEIT

Um ein Verständnis dafür zu entwickeln, welchen Einfluss die Nabenhöhe von Windenergieanlagen auf deren Wirtschaftlichkeit hat, ist zu betrachten, wie sich Höhenprofile der Windgeschwindigkeit darstellen und wie für bestimmte Höhen gemessene Windgeschwindigkeiten auf größere Höhen extrapoliert werden können.

Höhenprofil

Die Windströmung am Boden wird vom sogenannten Geostrophischen Wind angetrieben, der in etwa 1.000 m Höhe wirkt. Zwischen dem Geostrophischen Wind und den bodennahen Schichten findet durch Turbulenz ein Impulstransport statt. In dieser Grenzschicht ist die horizontale Windgeschwindigkeit abhängig von der Höhe, diese Funktion ist das Höhenprofil.

2.1 LOGARITHMISCHES UND EXPONENTIELLES HÖHENPROFIL

Oberflächenschicht und Ekman-Schicht

Das Höhenprofil wird üblicherweise durch zwei Herangehensweisen beschrieben: Das logarithmische Windprofil und das exponentielle Windprofil nach Hellmann. Allerdings bilden beide Herangehensweisen besonders die Oberflächenschicht der Erde bis etwa 100 m gut ab. Der darüber liegende Bereich der so genannten Grenzschicht (bis 1.000 m Höhe) wird als Ekman-Schicht bezeichnet. In dieser Schicht bewirkt die Corioliskraft Windrichtungsveränderungen. Die vertikalen Windgeschwindigkeitsveränderungen stellen sich anders da als in bodennäheren Schichten.

Logarithmisches Windprofil

Die Windgeschwindigkeitszunahme mit der Höhe im Bereich der bodennahen Strömungen lässt sich idealisiert durch das logarithmische Windprofil beschreiben. Die Definition der Rauheitslänge spielt hierbei eine zentrale Rolle, in der Nähe von rauhen Oberflächen nimmt die Windgeschwindigkeit logarithmisch mit der Höhe zu.

$$v(h) = \frac{v_{Ref}}{\ln\left(\frac{h_{Ref}}{z_0}\right)} * \ln\left(\frac{h}{z_0}\right)$$

$v(h)$ = Windgeschwindigkeit in m/s in Höhe h

h = Höhe über dem Boden

z_0 = Bodenrauigkeit

v_{Ref} = Windgeschwindigkeit in m/s in Höhe h_{Ref}

\ln = natürlicher Logarithmus

Exponentielles Windprofil

Das exponentielle Windprofil gilt ebenso im Bereich der bodennahen Schichten und sieht folgenden Zusammenhang zwischen zwei Windgeschwindigkeiten in unterschiedlichen Höhen vor:

$$\frac{v_2}{v_1} = \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^\alpha$$

α = Hellmannscher Höhenexponent

v_1 = Windgeschwindigkeit in m/s in Höhe h_1

v_2 = Windgeschwindigkeit in m/s in Höhe h_2

Insbesondere in für die Windenergie gut nutzbaren Bereichen (neutrale Schichtung und flaches Land) erlaubt das exponentielle Windprofil laut [Emeis 2013] eine gute Abbildung des oberflächennahen Windprofils.

Höhenlinien

Höhenunterschiede im Bereich der betrachteten Windströmung (z.B. Hügel) führen zu Veränderungen des Höhenprofils der Windgeschwindigkeit. Es ergibt sich ein unterschiedliches Profil vor der Erhöhung (z.B. Hügel) und auf der Erhöhung (Geschwindigkeitssteigerung). Allerdings ist die Windgeschwindigkeitssteigerung auf der Hügelkuppe vor allem in einigen zehn Metern Höhe zu beobachten und nimmt in darüber hinaus gehenden Höhen wieder ab. Die Struktur des Geländes wird durch die Bodenrauigkeit beschrieben, die im logarithmischen Höhenprofil als Faktor enthalten ist und beim exponentiellen Höhenprofil innerhalb des Hellmannschen Höhenexponenten berücksichtigt ist (neben der thermischen Schichtung).

Thermische Schichtung

Eine Rolle für das vertikale Windprofil spielt auch die thermische Schichtung der Atmosphäre. Bei einer labilen Schichtung sind bspw. die bodennahen Schichten wärmer als die Luft in großen Höhen, es ergibt sich ein Auftrieb und eine erhöhte Turbulenz, in der Folge steigt die Windgeschwindigkeit am Boden und das vertikale Windprofil wird steiler. Bei der stabilen Schichtung hingegen ist die Luft am Boden kälter, die Turbulenz sinkt und das Windprofil wird flacher. Die thermische Schichtung variiert somit im Tagesgang.

2.2 HÖHENPROFIL AM REFERENZSTANDORT

Seit Einführung des EEG im Jahr 2000 wird für die Windenergie eine standortdifferenzierte Vergütungsstruktur vorgesehen, die durch das Referenzertragsmodell umgesetzt wird. Das Referenzertragsmodell basiert auf der Definition eines Referenzstandortes, zu dem die realen Windenergiestandorte in Vergleich gesetzt werden können. Aus diesem Vergleich ergibt sich die Standortqualität bzw. Standortgüte für die entsprechende Anlage, die wiederum mit einer individuellen Vergütungsstruktur verknüpft wird.

Das Höhenprofil am definierten Referenzstandort bestimmt die Definition der Referenzerträge für verschiedene Windenergieanlagentypen, die, wie oben beschrieben, die Grundlage für die Einordnung von Windenergiestandorten in verschiedene Güteklassen sind. In Abhängigkeit der Güteklassen erfolgt eine standortdifferenzierte Vergütung für Windenergieanlagen, was den Ausbau in sowohl windstarken als auch weniger windstarken Regionen ermöglichen soll.

EEG 2000 bis EEG 2014

Im EEG 2000 bis EEG 2014 war der Referenzstandort definiert als ein Standort mit folgenden Parametern:

- Windgeschwindigkeit von 5,5 m/s in 30 m Höhe
- Anwendung eines logarithmischen Höhenprofils
- Rauigkeitslänge von 0,1

Das Referenzertragsmodell und die zugehörigen Regelungen sollen eine technologieunabhängige Förderung ermöglichen. Jeder Standort wird gemäß seiner Windhöffigkeit im Vergleich zum Referenzstandort klassifiziert, so dass Vergütungsunterschiede allein aufgrund des unterschiedlichen Windpotentials definiert werden sollen.

Mit den Jahren und der voran geschrittenen Technologieentwicklung konnte der Referenzstandort jedoch das Ziel der Technologieunabhängigkeit nicht mehr ausreichend gewährleisten. Die notwendige Extrapolation der Windgeschwindigkeit über relativ große Höhen (aufgrund der großen Differenz zwischen Referenzstandort-Höhe und tatsächlichen modernen Nabenhöhen) führte zu relevanten Ungenauigkeiten. [DWG 2014]

EEG 2017

Mit dem EEG 2017 erfolgte erstmals eine Veränderung des Referenzstandortes. Ziel war hierbei in erster Linie die Schaffung einer größeren Realitätsnähe vor dem Hintergrund der seit Einführung des Referenzstandorts stark gestiegenen Na-

benhöhen und Rotordurchmesser von Windenergieanlagen sowie der Verlagerung des Ausbaus von sehr windstarken Regionen in windschwächere Bereiche. Der Referenzstandort wird demnach nun definiert als ein Standort mit folgenden Parametern. [EEG 2017]

- Windgeschwindigkeit von 6,45 m/s in 100 m Höhe
- Höhenprofil nach Potenzgesetz
- Hellmann-Exponent von 0,25

Weiterhin ist das Hauptziel des Referenzertragsmodells, dass Standorte mit unterschiedlicher Windhöffigkeit wirtschaftlich nutzbar werden, indem eine Klassifizierung von Standorten nach Standortgüte erfolgt. Dadurch kann eine standortabhängige Vergütung definiert werden.

Die Windgeschwindigkeit in 100 m Nabenhöhe wird im Vergleich zum alten Referenzstandort abgesenkt. Rechnerisch hätte sich nach dem logarithmischen Höhenprofil ein Wert von 6,66 m/s ergeben, 6,45 m/s wurden gewählt. Damit wird dem zunehmenden Ausbau an windschwächeren Standorten Rechnung getragen.

Veränderte Bewertungsgrundlage für die Standortgüte

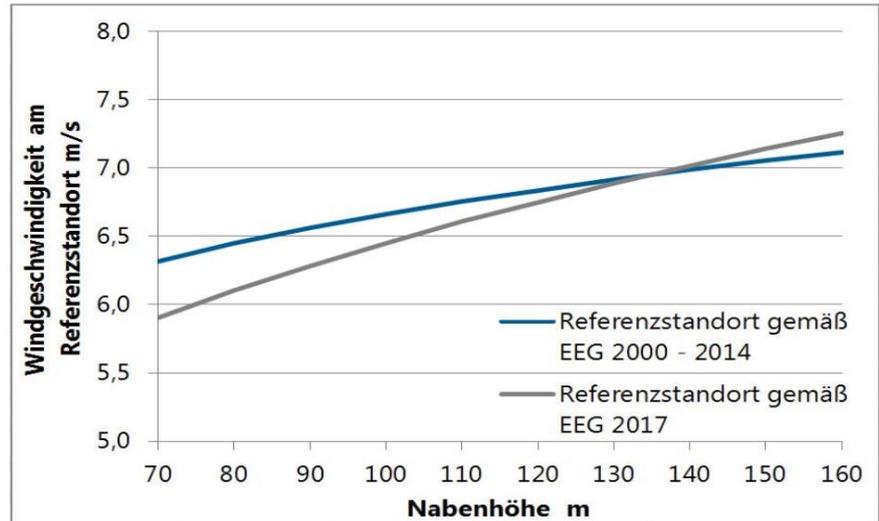
Der neue Referenzstandort wird gleichzeitig aber so gewählt, dass sich die Grundlagen zur Bewertung der Standortgüte spezifischer Windenergieanlagen verändern. Dies ergibt sich durch die Wahl des Hellmann-Faktors von 0,25. Bei einem Faktor von etwa 0,16 wären der Verlauf des Höhenprofils vergleichbar mit dem logarithmischen Profil (EEG 2000-EEG 2014) und die sich ergebenden Standortgüten über alle Höhen gleich. Der Faktor von 0,16 bezieht sich auf flaches, freies Gelände (eher Küstenregionen), der Wert von 0,25 entspricht eher einem Gelände mit größerer Rauigkeit (Binnenland).

Verlauf der Höhenprofile nach EEG 2014 und EEG 2017

Im Ergebnis werden durch den neuen Verlauf des Höhenprofils Anlagen mit großer Nabenhöhe (über 135 m) im Vergleich zu Anlagen mit geringer Nabenhöhe mit einer schlechteren Standortgüte klassifiziert. Den Zusammenhang verdeutlicht

Abbildung 1: . Bei großer Nabenhöhe wird dem Referenzstandort nach EEG 2017 eine höhere Windgeschwindigkeit zugeordnet, damit ergibt sich eine größere Differenz zum tatsächlichen Standortertrag und somit eine geringere Standortgüte als nach EEG 2000-2014, was Vorteile in Bezug auf die Vergütungssituation hat.

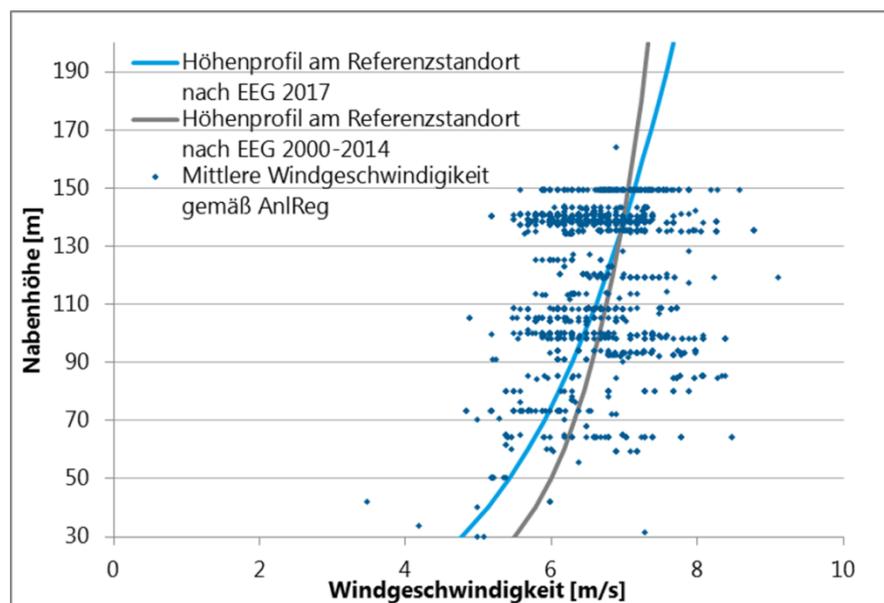
Abbildung 1:
Windgeschwindigkeit
am Referenzstandort
nach EEG 2014 und
EEG 2017 in Abhängig-
keit von der Nabhöhe



Die folgende Abbildung 2 vergleicht die beiden Höhenprofile nach EEG 2014 und EEG 2017 und stellt diesen die im Anlagenregister angegebenen mittleren Windgeschwindigkeiten in Nabhöhe für die verzeichneten Anlagenstandorte gegenüber.

Abbildung 2:
Höhenprofile nach EEG
2014 und 2017 sowie
mittlere Windge-
schwindigkeiten in
Nabhöhe an Anla-
genstandorten gemäß
Anlagenregister 09-
2016

[EGG 2014, EEG 2017,
BNetzA 2016]



Es wird deutlich, dass die Bandbreite an mittleren Windgeschwindigkeiten in allen relevanten Höhen sehr groß ist. Dies lässt keinen unmittelbaren Rückschluss auf den Verlauf der entsprechenden Höhenprofile zu, auch diese variieren jedoch von Standort zu Standort.

3 VERTIKALE EXTRAPOLATION AUF ÜBER 100 M HÖHE

Komplexe Interaktionen zwischen Windenergieanlagen und Atmosphäre

Moderne Windenergieanlagen haben heute bereits Nabenhöhen, die sich oberhalb der Oberflächenschicht bewegen und regelmäßig mit Rotordurchmessern von über 100 m ausgestattet sind. Das heißt, Windbedingungen bis 200 m Höhe und darüber hinaus sind insbesondere für Anlagen im Binnenland relevant. Seit einigen Jahren sind Windmessungen in großen Höhen über LIDAR- und SODAR-Systeme möglich, auch einzelne Messungen über Messmasten stehen zur Verfügung, so dass die Erkenntnisse über die Extrapolation zunehmen.

Bei der Extrapolation der Windgeschwindigkeit in große Höhen ist zu beachten, dass die Windbedingungen bis etwa 100 m grundsätzlich deutlich besser durch die oben genannten exponentiellen und logarithmischen Beschreibungen des Höhenprofils abgebildet werden als jene in größeren Höhen.

Abweichendes vertikales Höhenprofil in der Ekman-Schicht

Bei einer Windenergieanlage mit über 100 m Nabenhöhe operiert die Anlage vollständig oder zum Teil in der Ekman-Schicht, in der sowohl die Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe als auch die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit anders verlaufen als in der Oberflächenschicht.

Im Folgenden werden die zu berücksichtigenden Unterschiede für den Bereich über 100 m näher dargestellt.

3.1 GRENZEN FÜR DIE ANWENDBARKEIT VON STANDARD-PROFILIEN

Der Einfluss der Bodenrauigkeit nimmt mit der Höhe ab, die Turbulenz wird geringer. Dadurch wird der vertikale Windgradient mit der Höhe geringer. Die Rauigkeit beeinflusst die Windgeschwindigkeit in den oberflächennahen Schichten, darüber sind die Effekte nicht mehr vorhanden. So entspricht etwa 60-80 m oberhalb eines komplexen Geländes die Turbulenz nahezu jener in einer ungestörten Strömung. [IWES 2016]

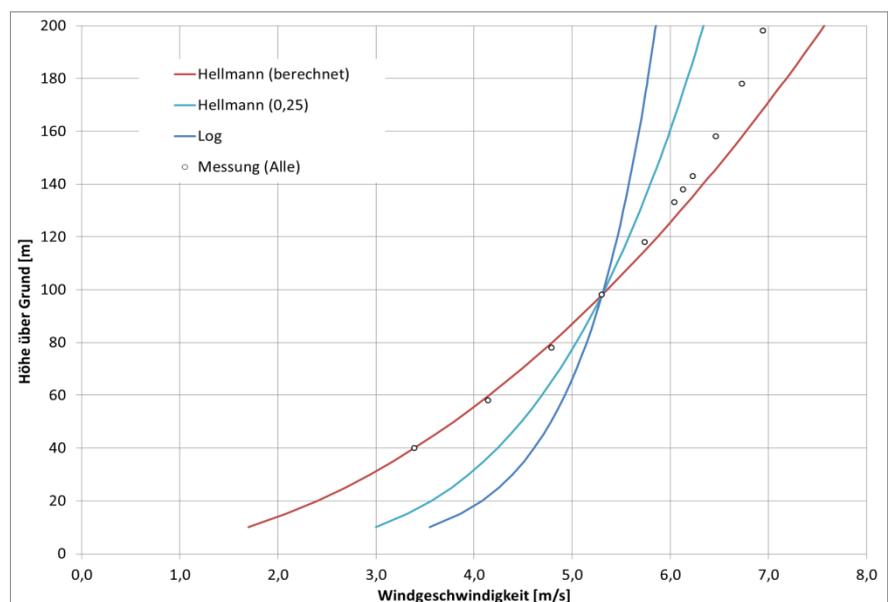
Beispielsweise ist die Windgeschwindigkeitssteigerung auf einer Hügelkuppe vor allem in einigen zehn Metern Höhe zu beobachten und nimmt in darüber hinaus gehenden Höhen wieder ab. Dies ist bei der Extrapolation der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe zu beachten, da diese bei modernen Windenergieanlagen außerhalb des Bereichs mit stark beschleunigter

Geschwindigkeit liegt. Ein Zuwachs an Nabenhöhe an diesen Standorten bewirkt nicht mehr die gleiche Ertragssteigerung wie in unteren Schichten oder über flachem Gelände. [Emeis 2014]

Standard-Höhenprofile bilden Bereich oberhalb von 100 m Höhe unzureichend ab

Die Extrapolation vertikaler Windgeschwindigkeiten über ein logarithmisches oder exponentielles Höhenprofil berücksichtigt zunächst keine Veränderung des vertikalen Windgradienten bei Nabenhöhen über 100 m bzw. im Übergang zwischen Oberflächen- und Ekman-Schicht. Je deutlicher die Nabenhöhe über 100 m liegt, desto relevanter wird dieser Umstand und desto schlechter wird die Realität durch die Profile abgebildet. Dies zeigen bspw. Auswertungen nach [Emeis 2001]. Abbildung 3: zeigt diesen Effekt exemplarisch für eine Messung im tieferen Binnenland. Es wird deutlich, dass in größerer Höhe (ca. über 120 m) der Hellmann-Exponent abnimmt, denn der berechnete Hellmann-Exponent stimmt nur bis zu dieser Höhe relativ gut mit den Messpunkten überein, danach müsste das Profil steiler sein.

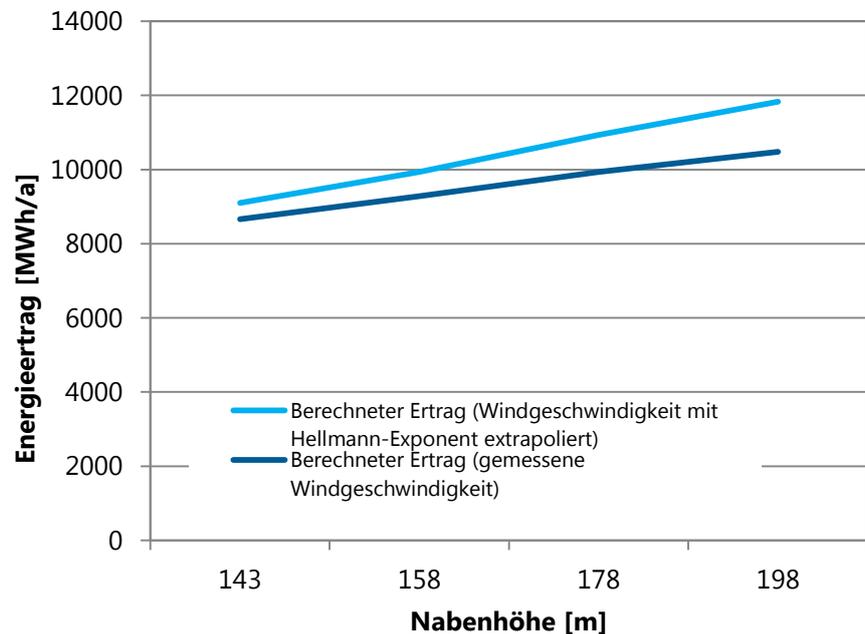
Abbildung 3: Abgleich von Messpunkten der Windgeschwindigkeit mit dem logarithmischen Profil sowie dem Hellmann-Profil nach EEG 2017 und dem berechneten Hellmann-Profil [DWG 2017]



Die Relevanz der Abweichungen zwischen Messpunkten und berechneten Profilen in Bezug auf den Ertrag verdeutlicht die Beispielrechnung für eine 3 MW-Anlage mit spezifischer Flächenleistung von rund 280 W/m^2 , die in Abbildung 4 dargestellt wird. Es werden hierbei die sich aus der Leistungskurve in Verbindung mit der jeweiligen Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe ergebenden berechneten Erträge ohne Berücksichtigung von Abschlägen verglichen. Relevant ist hierbei Vergleich der sich ergebenden Erträge auf Basis des Hellmann-Exponenten, der sich aus den Messpunkten in geringeren Höhen ergibt, sowie dem Ertrag, der sich direkt aus den gemess-

senen Windgeschwindigkeiten ergibt. Die Abweichungen sind deutlich und steigen mit der Höhe.

Abbildung 4:
Relevanz von Abweichungen zwischen errechneten und gemessenen Profile



Grenzen von Standard-Höhenprofilen

Die Ausführungen zeigen, dass die Anwendungsgenauigkeit der Standard-Höhenprofile (logarithmisch oder exponentiell) für Standorte der Windenergienutzung in Zusammenhang mit modernen Windenergieanlagentypen begrenzt ist. Es sind somit Modelle notwendig, die speziell für die Rahmenbedingungen in der Ekman-Schicht geeignet sind. Es gibt unterschiedliche Ansätze, dies zu erreichen. Zum einen wird versucht, die für die Oberflächenschicht genutzte Formel durch eine erweiterte Durchmischungs-Definition auf die Ekman-Schicht auszuweiten, zum anderen werden unterschiedliche Modelle zur Beschreibung der beiden Schichten kombiniert. [Konow 2015]

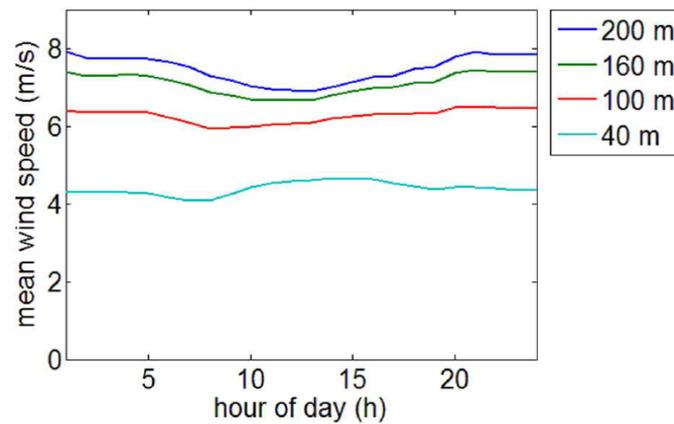
3.2 TAGESGÄNGE DER WINDGESCHWINDIGKEIT IN GROßER HÖHE

Die thermische Schichtung kann in der Oberflächenschicht und der Ekman-Schicht unterschiedlich sein. Die Windgeschwindigkeit reagiert deutlich auf Veränderungen der oberflächennahen thermischen Schichtung, was das Windprofil über die Höhe beeinflusst. [Konow 2015]

Damit zusammenhängend unterscheiden sich die Tagesgänge der Windgeschwindigkeit teilweise deutlich in Abhängigkeit von der Höhe. In oberflächennahen Schichten ist die Windgeschwindigkeit durchschnittlich mittags am höchsten, während sie in großen Höhen während der Nacht am höchsten ist. [I-

WES 2012] [Brümmer et. al. 2012] Dies zeigen Messdaten des Fraunhofer IWES im komplexen Gelände (bei Kassel). Eine entsprechende Auswertung zeigt Abbildung 5:

Abbildung 5:
Tagesgänge der Windgeschwindigkeit in Abhängigkeit der Höhe. Daten des 200 m-Messmastes des Fraunhofer IWES, Messdaten für März 2012 – Januar 2013. [IWES 2013]



In geringen Höhen (hier dargestellt sind 40 m) ist der Tagesgang der Windgeschwindigkeit relativ konstant. In größeren Höhen treten hingegen nachts deutlich höhere Windgeschwindigkeiten auf als tagsüber. Denn nachts bewegen sich die unterschiedlichen Luftschichten weitgehend ungestört voneinander, während tagsüber aufgrund der Sonneneinstrahlung in Bodennähe Auftrieb erzeugt wird, der zu einer stärkeren Kopplung der Luftschichten führt. Dabei werden die unteren Luftschichten beschleunigt, während in großer Höhe die Windgeschwindigkeit sinkt. Dieser Effekt verstärkt sich mit der Höhe, in 200 m Höhe sind die gemessenen Unterschiede zwischen Tag und Nacht noch größer als in 120 m Höhe. [IWES 2014]

Deutliche Jahreszeitliche Unterschiede bei den Tagesgängen

Die Messdaten zeigen zudem, dass es deutliche jahreszeitliche Unterschiede in Bezug auf die Tagesgänge der Windgeschwindigkeit gibt. So ist der dargestellte Effekt des veränderten Tagesgangs in großen Höhen insbesondere im Frühjahr stark zu beobachten, wohingegen im Sommer im Vergleich zu geringen Höhen bereits ein gleichmäßigerer Tagesgang mit der Höhe zu beobachten ist und im Spätherbst bis Winter über alle Höhenbereiche ein gleichmäßigerer Tagesgang eintritt.

3.3 SCHLUSSFOLGERUNGEN

Schlussfolgerungen in Bezug auf die Praxis

Im Bereich der Wind- und Energieertragsprognosen für Windenergieanlagen können die beschriebenen Effekte, die sich für die Ekman-Schicht von der Oberflächenschicht unterscheiden, je nach individuellem Standort berücksichtigt werden. In Kombination mit der Ausweisung von Unsicherheiten wird grundsätzlich eine gute Prognosegenauigkeit gewährleistet.

In Bezug auf die Verwendung eines bestimmten Höhenprofils am Referenzstandort sind die Effekte aber im Sinne einer fundierten Bewertung der Wirkung dieses Standortes zu berücksichtigen. Es sollte ein Bewusstsein darüber bestehen, dass die Verwendung eines solchen Referenzstandortes mit Charakterisierung über ein logarithmisches oder exponentielles Profil für die Anlagentechnologie der Vergangenheit mit unter 100 m Nabenhöhe deutlich besser anwendbar war als es heute mit modernen Windenergieanlagentypen der Fall ist. Heute spielen die Windverhältnisse in der Ekman-Schicht eine relativ große Rolle für die Nutzbarkeit von Windenergiestandorten und nehmen entsprechenden Einfluss auf ihre Bewertung im Vergleich zum Referenzstandort.

Natürlich war es stets der Fall, dass der Referenzstandort nicht repräsentativ für alle Standorte sein kann, der Verlauf des Windprofils wurde jedoch als möglichst durchschnittlich angenommen und mit dem EEG 2017 auch im Sinne dieser Zielsetzung überarbeitet. Eine Veränderung des Höhenprofils im Bereich der Ekman-Schicht (ca. über 100 m) wird jedoch nicht berücksichtigt, was im Hinblick auf die Verwendung und Zielsetzung des Referenzstandortes sowie im Sinne einer nicht zu hohen Komplexität nachvollziehbar ist.

4 HÖHENABHÄNGIGES EINSPEISEVERHALTEN VON WINDENERGIEANLAGEN

Im Folgenden wird das Einspeiseverhalten von Windenergieanlagen in Abhängigkeit der Gesamthöhe der Anlagen näher untersucht. Insbesondere wird analysiert, welche Ertragssteigerungen durch vergrößerte Rotordurchmesser und höhere Nabenhöhen erreichbar sind und welche Anreize hier überwiegen.

4.1 EINFLUSS DES ROTORDURCHMESSERS AUF DEN ENERGIEERTRAG

Tendenz zu weiter steigenden Rotordurchmessern

Im Jahr 2016 betrug der durchschnittliche Rotordurchmesser von Windenergieanlagen an Land in Deutschland 109 m. Die Tendenz zu steigenden Rotordurchmessern besteht auch für die Zukunft, dies wird sowohl in den im Anlagenregister verzeichneten Genehmigungen als auch bei den heutigen Prototypen deutlich.

Upscaling konzentriert sich stark auf Rotordurchmesser

Die Steigerung der Rotordurchmesser ist der entscheidende Anreiz, die Nabenhöhe der Anlagen steigt in der Folge notwendigerweise ebenfalls. Das Upscaling der Anlagen konzentriert sich somit derzeit stark auf die Rotordurchmesser. Die Entwicklungen schreiten in diesem Bereich relativ schnell voran, da im Offshore-Bereich viele Hersteller bereits Anlagentypen mit größeren Rotordurchmessern als im bisherigen Onshore-Portfolio führen. Dadurch bestehen bereits Erfahrungen mit diesen Technologien, so dass die gesteigerten Rotordurchmesser relativ schnell auf den Onshore-Bereich übertragen werden können.

Einschätzung der Auswirkungen auf den Energieertrag

In der folgenden Abbildung 5 wird anhand eines Beispielfalls eine Einschätzung dazu erarbeitet, wie stark sich bei einer Steigerung der Gesamthöhe einer Anlage ein gesteigerter Rotordurchmesser auswirkt. Es werden Leistungsdauerlinien bei Annahme von drei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe für Technologien mit unterschiedlichen Rotordurchmessern bei gleicher Nennleistung ausgewiesen.

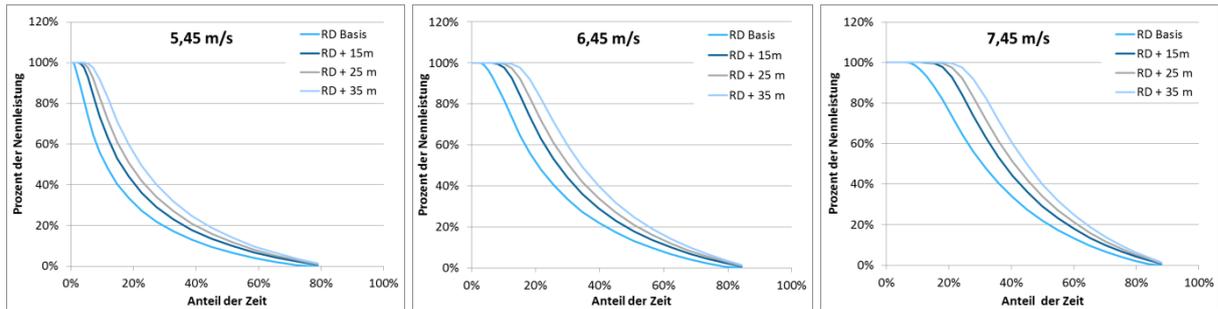
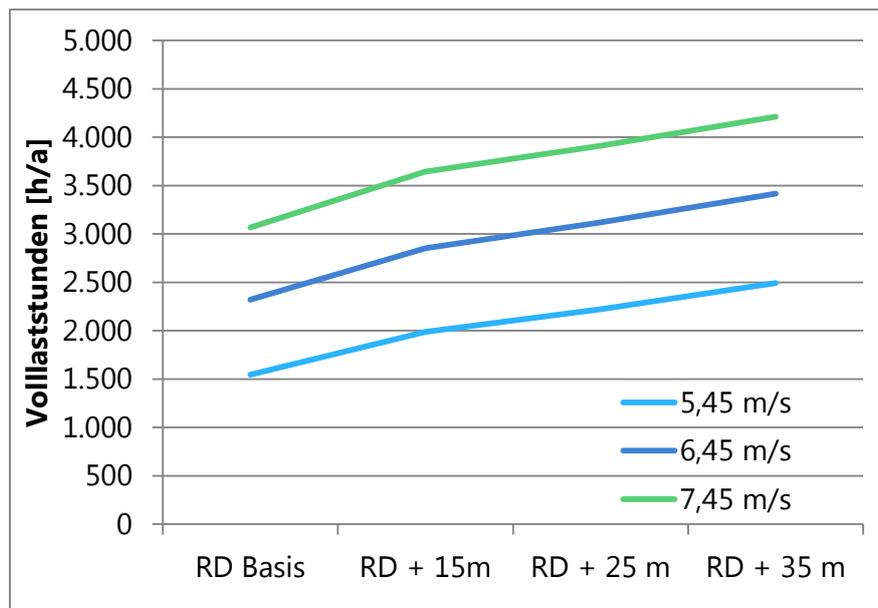


Abbildung 6:
Leistungsdauerlinien bei unterschiedlichen Rotordurchmessern und Windgeschwindigkeiten

Grundsätzlich laufen natürlich alle betrachteten Anlagen über größere Anteile der Zeit mit Nennlast, je höher die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe ist. Zudem wird deutlich, dass durch Steigerung der Rotordurchmesser sich sowohl im Teillast- als auch im Nennlastbereich eine deutlich verbesserte Auslastung erreicht werden kann.

Abbildung 7: bildet ergänzend die Steigerung der Volllaststunden durch den gesteigerten Rotordurchmesser ab.

Abbildung 7:
Steigerung der Volllaststunden mit dem Rotordurchmesser



Die durchschnittliche Steigerung je Meter zusätzlichem Rotordurchmesser beträgt rund 1,1 % am windschwächsten Standort und rund 1,8% am windstärksten betrachteten Standort. Da die Volllaststunden proportional zum Ertrag sind, bedeutet dies entsprechende Steigerungen in Bezug auf den Energieertrag und schlägt sich unmittelbar auf die Einnahmen nieder.

4.2 EINFLUSS DER NABENHÖHE AUF DEN ENERGIEERTRAG

Mit gesteigerter Nabenhöhe können höhere mittlere Windgeschwindigkeiten erreicht werden. Im Folgenden wird näher ausgeführt, wie stark sich hierdurch an unterschiedlichen Standorten die zu erwartenden Jahreserträge steigern lassen.

Betrachtung von Leistungsdauerlinien mit steigender Nabenhöhe

Zunächst wird betrachtet, wie sich die Auslastung der Anlage in Abhängigkeit der Nabenhöhe verändert. Die Windgeschwindigkeitszunahme mit der Nabenhöhe hängt vom Windprofil des jeweiligen Standorts ab. An dieser Stelle wurden exemplarisch Standorte mit drei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe und verschiedenen Hellmann-Exponenten untersucht. Die Beispiele repräsentieren dadurch den Referenzstandort sowie einen im Vergleich windschwächeren und windstärkeren Standort bei Einsatz der gleichen angenommenen Anlagentechnologie. Die Ergebnisse werden in Form von Leistungsdauerlinien in Abhängigkeit der Höhe in Abbildung 8 dargestellt.

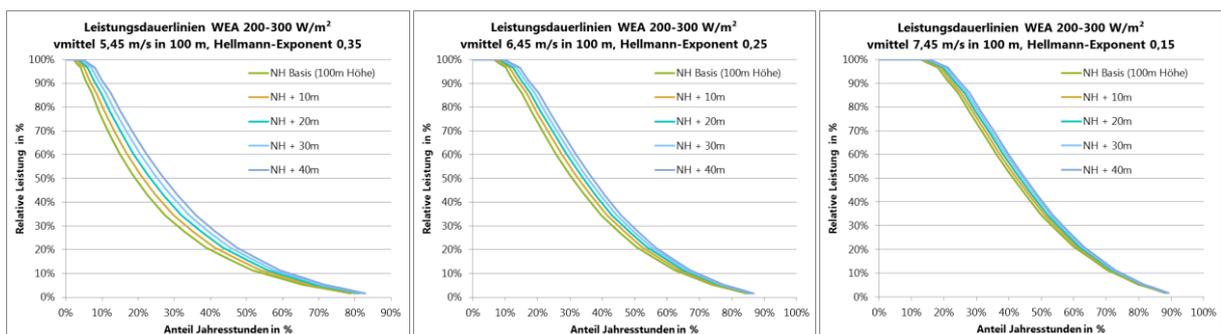
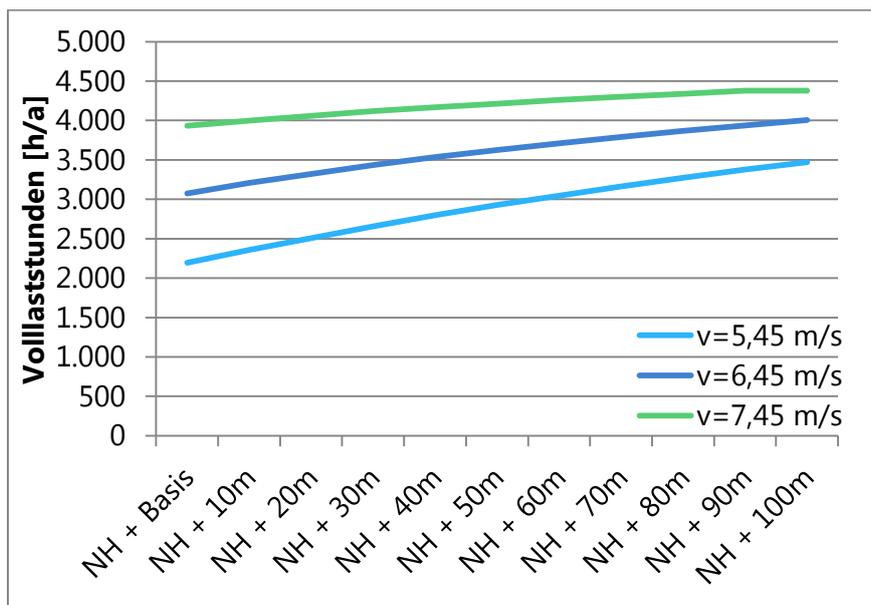


Abbildung 8:
Leistungsdauerlinien
bei unterschiedlichen
Nabenhöhen und
Windbedingungen

Jede je Abbildung gezeigte Leistungsdauerlinie bezieht sich auf eine Windgeschwindigkeitssteigerung, die durch eine um 10 m erhöhte Nabenhöhe erreicht wird. Es wird deutlich, dass sich die Auslastung der Anlage mit steigender Nabenhöhe sowohl im Voll- als auch im Teillastbereich mit der Höhe deutlich verbessert. Am stärksten sind diese Effekte am windschwächsten Standort, da hier die Windgeschwindigkeit mit der Höhe durch das steilere Höhenprofil deutlicher zunimmt.

Abbildung 9 bildet ergänzend die Steigerung der Volllaststunden durch die gesteigerte Nabenhöhe ab.

Abbildung 9:
Volllaststunden bei
unterschiedlicher Na-
benhöhe und Windbe-
dingungen



Die durchschnittliche Steigerung je Meter zusätzlicher Nabenhöhe oberhalb von 100 m beträgt rund 0,6% am windschwächsten Standort und rund 0,9% am windstärksten betrachteten Standort. Erneut gilt, dass die Volllaststunden proportional zum Ertrag sind und sich entsprechend auf die Einnahmen niederschlagen.

4.3 SCHLUSSFOLGERUNGEN

Es konnte gezeigt werden, dass sich sowohl durch gesteigerte Rotordurchmesser als auch durch gesteigerte Nabenhöhen relevante Ertragssteigerungen erreichen lassen. Bei gleicher Steigerung der Gesamthöhe wirkt sich eine Steigerung des Rotordurchmessers auf den Ertrag noch positiver aus als eine Steigerung der Nabenhöhe. Allerdings ist zu beachten, dass eine Steigerung des Rotordurchmessers in der Regel mit einer Steigerung der Nabenhöhe einhergeht, zumindest wenn deutlichere Steigerungen vorgenommen werden.

5 NÄHERE ANALYSE DES NEUEN REFERENZSTANDORTES

Im Folgenden soll der mit dem EEG 2017 definierte neue Referenzstandort näher hinsichtlich seiner Wirkungsweise untersucht werden. Zu prüfende Punkte sind hierbei insbesondere:

- Einfluss der Nabenhöhe auf die Standortqualität bei abweichenden Windgeschwindigkeiten und/oder Windprofilen
- Frage der Technologieunabhängigkeit bei abweichenden Windgeschwindigkeiten und/oder Windprofilen

Standortbewertung bei vom Referenzstandort abweichenden Windprofilen

Denn reale Windenergiestandorte werden in aller Regel hinsichtlich ihres Windprofils (siehe hierzu auch Kapitel 2) und ihrer Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe vom Referenzstandort abweichen. Es gilt nun ein Verständnis darüber zu entwickeln, welche Auswirkungen sich daraus für die spezifische Standortbewertung ergeben. Darauf aufbauend können in einem nächsten Schritt die Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeitsbewertung einzelner Standorte in Kombination mit unterschiedlichen Technologien untersucht werden.

Definition Technologiefälle

Für alle Untersuchungen werden folgende Technologiefälle als Grundlage der Analysen definiert und die Ergebnisse differenziert ausgewiesen:

- Anlagentechnologie mit einer spezifischen Flächenleistung von 200-300 W/m²
- Anlagentechnologie mit einer spezifischen Flächenleistung von 300-400 W/m²
- Anlagentechnologie mit einer spezifischen Flächenleistung von 400-500 W/m²

Im Folgenden werden die Auswirkungen der vom Referenzstandort abweichenden Standortbedingungen hinsichtlich Windgeschwindigkeit und Höhenprofil sowie des Einsatzes der unterschiedlichen Technologien analysiert.

5.1 STANDORTGÜTE IN ABHÄNGIGKEIT DER WINDGESCHWINDIGKEIT

Definition Standortfälle

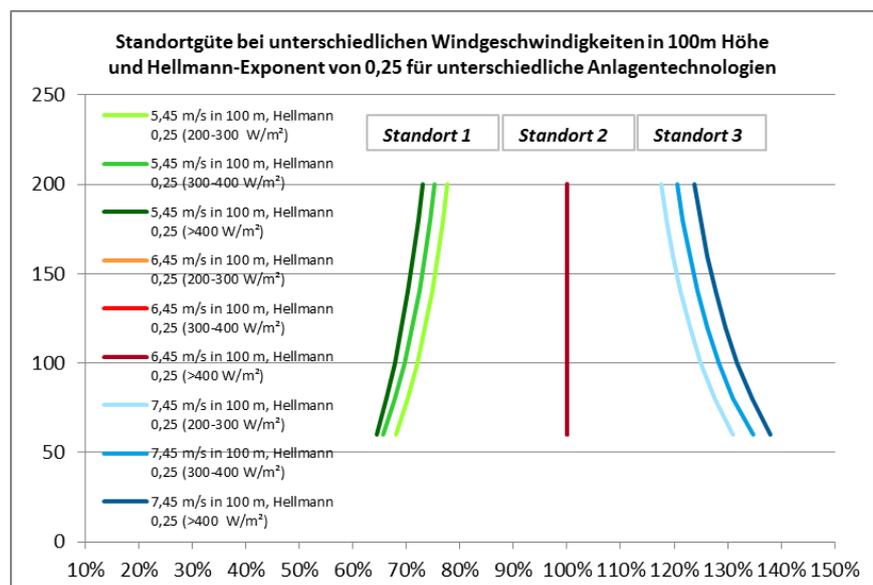
Im Folgenden wird zunächst die Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe variiert und mit einem gegenüber dem Referenzstandort gleichbleibenden Höhenprofil (Hellmann-Exponent von 0,25) hinterlegt. Es werden folgende Standort-Fälle betrachtet:

- Standort 1:
Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe von 5,45 m/s
- Standort 2:
Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe von 6,45m/s (entspricht Referenzstandort)
- Standort 3:
Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe von 7,45 m/s

Standortgüte an Standort 1-3 nach Nabenhöhe

Die drei Standorte werden jeweils mit drei unterschiedlichen Technologieannahmen bestückt und hinsichtlich der Standortgüte für eine Nabenhöhe zwischen 80 und 200 m analysiert. Die folgende Abbildung 10 zeigt die Berechnungsergebnisse.

Abbildung 10:
Standortgüte bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten in 100m Höhe und Hellmann-Exponent von 0,25 für unterschiedliche Anlagentechnologien



Es wird deutlich, dass an Standort 2 (Windgeschwindigkeit von 6,45 m/s in 100 m) über alle Nabenhöhen eine gleichbleibende Standortgüte von 100% gewährleistet ist. An Standort 1 (5,45 m/s in 100 m) und Standort 3 (7,45 m/s in 100 m) variiert die Standortgüte um bis zu rund 14% je nach Nabenhöhe der Anlage und Technologiegruppe. Dies zeigt Tabelle 1.

Tabelle 1:
Spannweite der ermittelten Standortgütern für unterschiedliche Nabenhöhen, Hellmann-Exponent 0,25

Spannweite Standortgüte zwischen unterschiedlichen Nabenhöhen (60-200 m) abhängig von der Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe bei einem Hellmann-Exponent von 0,25									
Bewertung je nach Nabenhöhe	200-300 W/m ²			300-400 W/m ²			>400 W/m ²		
	min	max	Spanne	min	max	Spanne	min	max	Spanne
5,45 m/s	68,0%	77,6%	9,6%	65,7%	75,3%	9,6%	64,3%	73,0%	8,6%
6,45 m/s	100,0%	100,0%	0,0%	100,0%	100,0%	0,0%	100,0%	100,0%	0,0%
7,45 m/s	117,5%	130,9%	13,4%	120,5%	134,8%	14,2%	123,7%	138,1%	14,3%

Weiterhin zeigt sich in Abbildung 10, dass in Abhängigkeit davon, ob die Windgeschwindigkeit am Standort zu einer Standortbewertung von über oder unter 100% führt, unterschiedliche Verschiebungen im Hinblick auf die Standortgütern-Bewertung für verschiedene Technologien erfolgen. So erreicht im Bereich von unter 100% Standortqualität die Anlage mit der geringsten spezifischen Flächenleistung die höchste Standortgüte innerhalb der Vergleichsgruppe. Im Bereich von über 100% Standortqualität erhält die Anlage mit der höchsten spezifischen Flächenleistung die höchste Standortgüte.

Nachfolgend soll untersucht werden, welche Effekte sich auf diese Ergebnisse ergeben, wenn sich zusätzlich zur Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe auch das Höhenprofil (abgebildet durch Variation des Hellmann-Exponenten) ändert.

5.2 STANDORTGÜTE IN ABHÄNGIGKEIT DER WINDGESCHWINDIGKEIT UND DEM HELLMANN-EXPONENT

Im Folgenden wird zusätzlich zur Windgeschwindigkeit auch der Hellmann-Exponent zur Charakterisierung des Höhenprofils verändert.

Variation des Hellmann-Exponenten

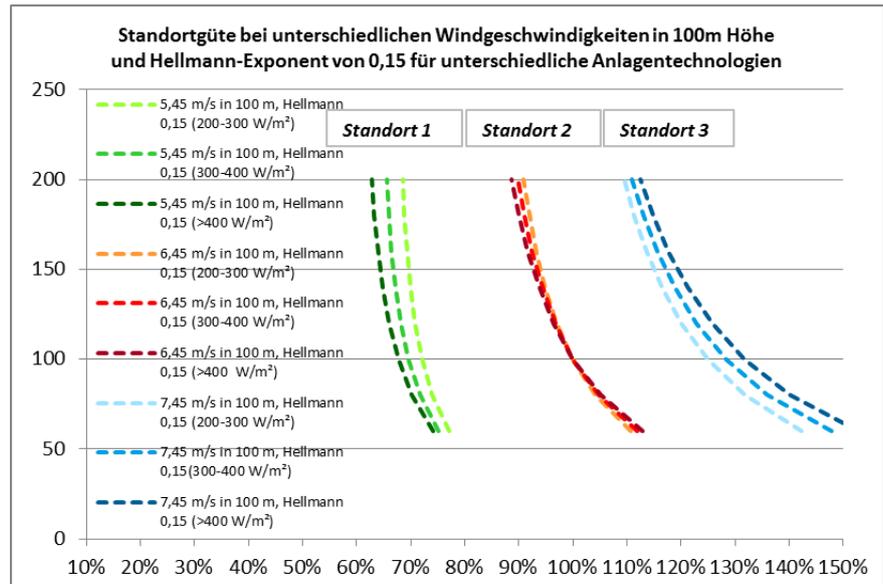
Es werden folgende Standort-Fälle in Verbindung mit den bekannten Technologieannahmen berechnet:

- Hellmann-Exponent 0,15:
Standorte 1-3 (d.h. Windgeschwindigkeiten in 100 m Höhe von 5,45, 6,45 und 7,45 m/s) in Verbindung mit einem Hellmann-Exponent von 0,15
- Hellmann-Exponent 0,35:
Standorte 1-3 (d.h. Windgeschwindigkeiten in 100 m Höhe von 5,45, 6,45 und 7,45 m/s) in Verbindung mit einem Hellmann-Exponent von 0,35

Hellmann-Exponent 0,15

Abbildung 11 zeigt die Ergebnisse für einen Hellmann-Exponent von 0,15, was vereinfacht einem Höhenprofil über flachem Land ohne größere Rauigkeiten entspricht.

Abbildung 11:
Standortgüte bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten in 100m Höhe und Hellmann-Exponent von 0,15 für unterschiedliche Anlagentechnologien



Es wird deutlich, dass die Abweichungen hinsichtlich der Standortgüte über die Nabenhöhe insbesondere für die Standorte mit höherer Windgeschwindigkeit größer werden und nun am windstärksten Standort 3 bis zu rund 40% betragen. Die zusammengefassten Ergebnisse sind in Tabelle 2 ausgewiesen.

Tabelle 2:
Spannweite der ermittelten Standortgüten für unterschiedliche Nabenhöhen, Hellmann-Exponent 0,15

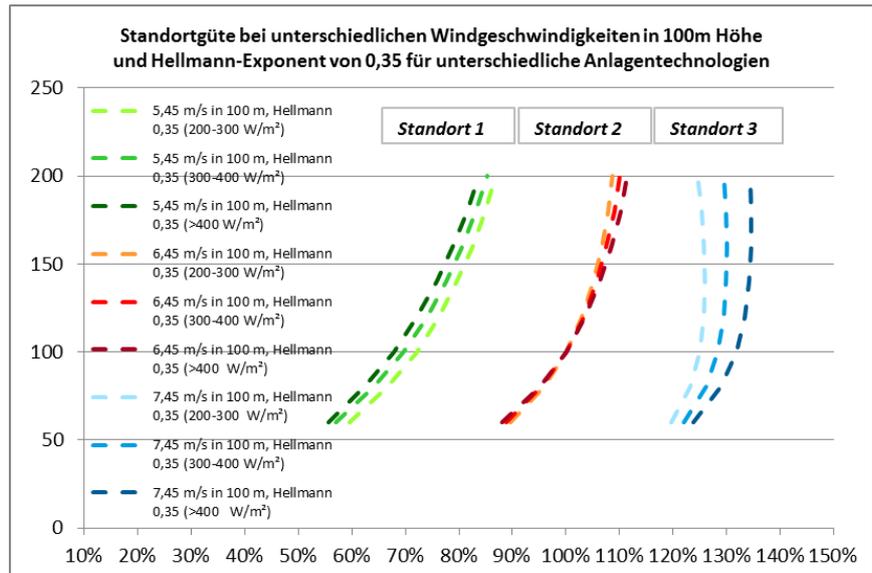
Spannweite Standortgüte zwischen unterschiedlichen Nabenhöhen (60-200 m) abhängig von der Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe bei einem Hellmann-Exponent von 0,15									
Bewertung je nach Nabenhöhe	200-300 W/m²			300-400 W/m²			>400 W/m²		
	min	max	Spanne	min	max	Spanne	min	max	Spanne
5,45 m/s	68,5%	77,1%	8,6%	65,5%	75,2%	9,7%	62,7%	74,1%	11,3%
6,45 m/s	90,9%	110,7%	19,8%	89,8%	111,9%	22,1%	88,6%	112,8%	24,2%
7,45 m/s	109,4%	142,2%	32,8%	110,9%	147,8%	36,9%	112,4%	152,9%	40,4%

Erneut kann zudem beobachtet werden, dass im Bereich von Standortgüten unter 100% der Anlage mit der geringsten spezifischen Flächenleistung die höchste Standortgüte innerhalb der Vergleichsgruppe zugeordnet wird sowie im Bereich von über 100% die Anlage mit der höchsten spezifischen Flächenleistung die höchste Standortgüte erreicht.

Hellmann-Exponent 0,35

Abbildung 12 zeigt die Ergebnisse für einen Hellmann-Exponent von 0,35, was vereinfacht einem Höhenprofil über komplexem Gelände mit verhältnismäßig starker Rauigkeit entspricht.

Abbildung 12: Standortgüte bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten in 100m Höhe und Hellmann-Exponent von 0,35 für unterschiedliche Anlagentechnologien



Hier sind die Abweichungen hinsichtlich der Standortgüte über die Nabenhöhe insbesondere für die Standorte mit niedrigerer Windgeschwindigkeit größer und betragen am windschwächsten Standort 1 bis zu rund 28%, wie Tabelle 3 zeigt.

Tabelle 3: Spannweite der ermittelten Standortgüten für unterschiedliche Nabenhöhen, Hellmann-Exponent 0,35

Spannweite Standortgüte zwischen unterschiedlichen Nabenhöhen (60-200 m) abhängig von der Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe bei einem Hellmann-Exponent von 0,35									
Bewertung je nach Nabenhöhe	200-300 W/m ²			300-400 W/m ²			>400 W/m ²		
	min	max	Spanne	min	max	Spanne	min	max	Spanne
5,45 m/s	59,7%	86,9%	27,2%	57,0%	85,4%	28,4%	55,6%	83,8%	28,2%
6,45 m/s	89,7%	108,8%	19,1%	88,7%	110,1%	21,3%	88,1%	111,5%	23,4%
7,45 m/s	119,7%	125,9%	6,2%	122,0%	130,1%	8,0%	123,9%	134,7%	10,8%

Auch hier lässt sich beobachten, dass in Abhängigkeit davon, ob ein Standort eine Standortgüte von unter oder über 100% erreicht, die Anlage mit der geringsten spezifischen Flächenleistung (bei unter 100%) sowie die Anlage mit der höchsten spezifischen Flächenleistung (bei über 100%) die höchste Standortgüte der Vergleichsgruppe erreicht.

Großer Einfluss des Hellmann-Exponenten

Es kann festgehalten werden, dass die Veränderung des Hellmann-Exponenten einen deutlichen Einfluss auf die Standortbewertung in Nabenhöhe und die Abweichungen zwischen unterschiedlichen Nabenhöhen hat. Aus diesem Grund werden in Abbildung 13 die Ergebnisse für abweichende Hellmann-Exponenten an den verschiedenen Standortbereichen noch einmal zusammengefasst.

Abbildung 13:
Einfluss des Hellmann-Exponenten auf die Standortgüte nach Nabenhöhe, exemplarische Darstellung für Anlagentechnologien mit einer spezifischen Flächenleistung von 300-400 W/m²

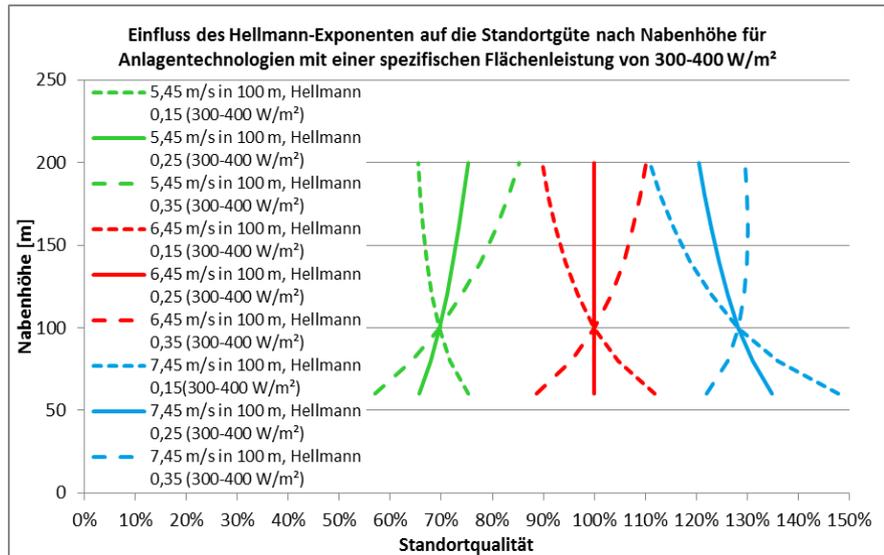


Abbildung 13 bezieht sich auf die Anlagentechnologie mit einer spezifischen Flächenleistung von 300-400 W/m². Für die weiteren Anlagentechnologien findet sich ein sehr ähnliches Bild, allerdings sind die Spannweiten im Hinblick auf die Bewertung unterschiedlicher Nabenhöhen je nach Hellmann-Exponent bei einer geringeren spezifischen Flächenleistung etwas geringer sowie bei einer größeren spezifischen Flächenleistung etwas größer. Die Ergebnisse werden in Tabelle 4 zusammengefasst.

Tabelle 4:
Einfluss des Hellmann-Exponenten auf die Standortgüte nach Nabenhöhe

Spannweite Standortgüte in Nabenhöhe bei Hellmann-Exponenten von 0,15 bis 3,5									
Nabenhöhe	200-300 W/m ²			300-400 W/m ²			>400 W/m ²		
	5,45 m/s in 100 m	6,45 m/s in 100 m	7,45 m/s in 100 m	5,45 m/s in 100 m	6,45 m/s in 100 m	7,45 m/s in 100 m	5,45 m/s in 100 m	6,45 m/s in 100 m	7,45 m/s in 100 m
60 m	-13,3%	-10,7%	-8,6%	-14,5%	-11,9%	-9,7%	-15,1%	-12,8%	-10,7%
80 m	-5,2%	-4,2%	-3,3%	-5,7%	-4,7%	-3,8%	-6,0%	-5,1%	-4,2%
100 m	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
120 m	3,7%	2,9%	2,3%	4,1%	3,3%	2,6%	4,3%	3,6%	2,9%
140 m	6,5%	5,1%	4,0%	7,1%	5,7%	4,5%	7,6%	6,3%	5,1%
160 m	8,6%	6,8%	5,2%	9,5%	7,6%	6,0%	10,2%	8,4%	6,8%
180 m	10,3%	8,1%	6,1%	11,4%	9,0%	7,1%	12,3%	10,0%	8,1%
200 m	11,7%	9,1%	6,9%	12,9%	10,2%	8,0%	14,0%	11,4%	9,1%

Die mittlere, grau hinterlegte Spalte bezieht sich auf die Ergebnisse in Abbildung 13 für die Technologie 300-400 W/m². Es wird deutlich, dass je nach Ausgangswindgeschwindigkeit in 100 m Höhe bspw. bei einer Nabenhöhe von 180 m die errechneten Standortqualitäten zwischen rund 7 und 11% differieren.

5.3 SCHLUSSFOLGERUNGEN

Die Auswertungen zeigen, dass für Standorte, die ein Windprofil aufweisen, dass vom im EEG definierten Windprofil des Referenzstandorts abweicht keine vollständige Technologieunabhängigkeit besteht. Allein eine von der Referenzgeschwindigkeit abweichende Windgeschwindigkeit führt zu einer abweichenden Bewertung der Standortgüte in Abhängigkeit von der gewählten Technologie. Ein abweichender Hellmann-Exponent beeinflusst die Bewertung ebenfalls. Dabei wird deutlich, dass die Abweichung in Abhängigkeit von der Abweichung der Nabhöhe zunimmt.

6 WIRTSCHAFTLICHKEIT IN ABHÄNGIGKEIT DER GEWÄHLTEN ANLAGENTECHNOLOGIE

Erfolgsdefinition im Ausschreibungssystem

Im Folgenden wird untersucht, welchen Einfluss die Nabenhöhe auf die Wirtschaftlichkeit eines Windenergieprojektes im Ausschreibungsregime nach EEG 2017 hat. Die Frage ist, ob der neue Referenzstandort tatsächlich in noch stärkerer Weise höhere Nabenhöhen anreizt als bisher und in welchem Verhältnis zueinander unterschiedliche Anlagentechnologien stehen.

Im Ausschreibungssystem bestimmt sich der Projekterfolg nicht mehr in erster Linie durch die Marge, die sich ergibt, wenn die Stromgestehungskosten unterhalb der Vergütung liegen. Vielmehr hängt der Projekterfolg davon ab, ob das Projekt in einem Ausschreibungssystem ein erfolgreiches Gebot platzieren kann. Aus diesem Grund ist die Untersuchung der potentiellen auf den Referenzstandort bezogenen Gebote für unterschiedliche Nabenhöhen und Technologien Kern der folgenden Analyse.

Grundsätzlich stellt die Nabenhöhe einen wichtigen Einflussfaktor für die wirtschaftliche Projektoptimierung dar und beeinflusst folgende Parameter:

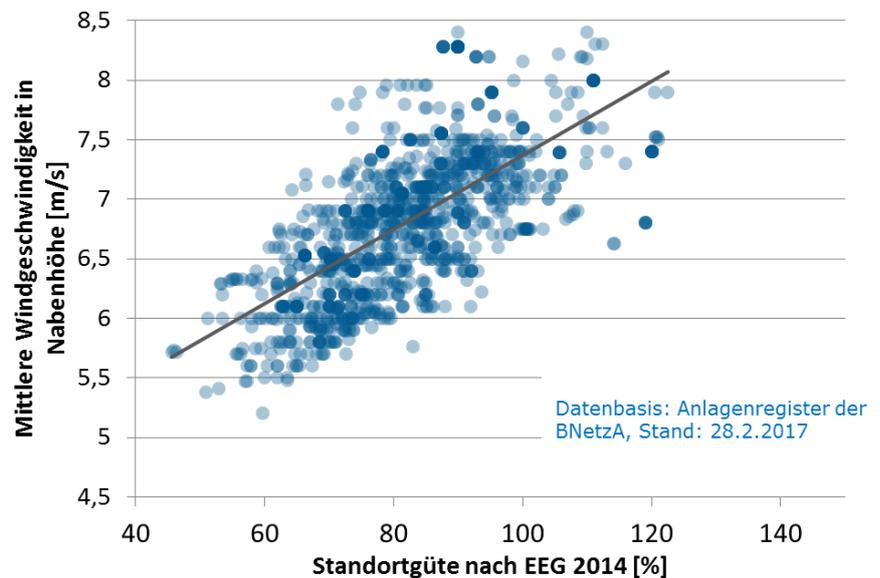
- **Investitionskosten:** Im Bereich der Analyse der Hauptinvestitionskosten konnte gezeigt werden, dass die Nabenhöhe einen klaren Einfluss auf die Höhe der spezifischen Investitionskosten nimmt (steigend mit der Nabenhöhe).
- **Energieerträge:** Eine Steigerung der Nabenhöhe bedeutet die Erreichung einer höheren mittleren Windgeschwindigkeit und damit eine Ertragssteigerung. Dieser Effekt fällt je nach Höhenprofil am Standort (im Folgenden abgebildet durch die Wahl des Hellmann-Exponenten) unterschiedlich stark aus.
- **Standortgüte:** Sobald der konkrete Standort in seinen Eigenschaften (Windgeschwindigkeit und Höhenprofil) nicht dem Referenzstandort entspricht, verändert sich die Standortgüte über die Nabenhöhe.

Es stellt sich die Frage, in welchem Wirkungszusammenhang die bezeichneten Parameter stehen und welche Bewertung unterschiedlicher Nabenhöhen sich im Ausschreibungssystem letztendlich ergibt. Die Bewertung erfolgt hierbei anhand der

Frage, in welchem Verhältnis zueinander die sich bei unterschiedlichen Nabenhöhen an verschiedenen Standorten ergebenden Gebote stehen. Diese werden aus dem Zusammenspiel von Stromgestehungskosten und Standortgüte ermittelt. Hierfür werden drei unterschiedliche Beispiel-Standorte untersucht. Es werden die gleichen Standorte betrachtet, wie bereits im Rahmen der theoretischen Betrachtungen in Kapitel 5.

Es ist darauf hinzuweisen, dass für die Beispielfälle neben dem Referenzstandort zwei hinsichtlich ihres Windpotentials möglichst weit auseinander liegende Standorte gewählt wurden, um die Unterschiede zu untersuchen. Ein Großteil der verfügbaren Standorte wird sich im Bereich zwischen den betrachteten Fällen bewegen. Dies belegt eine Auswertung der im Anlagenregister verzeichneten Standortgüten nach Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe in Abbildung 14.

Abbildung 14:
Im Anlagenregister
verzeichnete Standort-
güten von Projekten
nach Windgeschwin-
digkeit in Nabenhöhe



Die Analysen unterstellen, dass das Gebot vollständig in Abhängigkeit der genannten Parameter kalkuliert wird, hierbei werden die Finanzierungsannahmen nicht zwischen Standortgüten differenziert und auch die Rendite wird auf einen über alle Fälle hinweg gleich definierten Wert festgelegt. Die Anlagenkonfiguration und die damit verbundenen Hauptinvestitionskosten sowie Referenzerträge werden über die Nabenhöhe sowie nach Technologieklassen (nach spezifischer Flächenleistung) anhand von Trendlinien variiert. Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu beachten, dass die Bieter in der Realität Strategien zur Gebotsoptimierung verfolgen werden, in die weitere Aspekte eingehen.

6.1 BETRACHTUNG DER THEORETISCHEN EFFEKTE AM REFERENZSTANDORT

Auf Basis der definierten Bedingungen des Referenzstandorts wird für jede Windenergieanlage ein Referenzertrag berechnet. Dieser Ertrag ist ein theoretischer Wert, der sich rein aus den entsprechenden mittleren Windgeschwindigkeiten ohne weitere Abschläge ergibt, um den tatsächlichen Ertrag einer Anlage zu diesem ins Verhältnis setzen zu können und die Standortgüte zu bestimmen. In Realität existieren keine optimalen Bedingungen, wie sie für den Referenzstandort angenommen werden. D.h. die Anlagen werden nicht völlig frei angeströmt, sondern es ist ein bestimmter Parkwirkungsgrad zu berücksichtigen; zudem gibt es geplante und ungeplante Stillstandszeiten aus technischen Gründen und ggf. genehmigungsrechtliche Auflagen, die zu weiteren Mindererträgen führen.

Untersuchungen für den Referenzstandort unter Anwendung der Referenzerträge

Im Folgenden wird aus diesem Grund einführend der Referenzstandort (6,45 m/s in 100 m Höhe, Hellmann-Exponent 0,25) in Verbindung mit den sich theoretisch ergebenden Erträgen nach Nabenhöhe (entsprechen den Referenzerträgen) betrachtet. Da die Praxisrelevanz dieses Falls begrenzt ist, werden darauf folgend in Kapitel 6.2 der Referenzstandort und zwei weitere Beispielstandorte auf eine realitätsnähere Weise betrachtet; d.h. es werden Annahmen für technische Abschläge berücksichtigt.

Abbildung 15 stellt die theoretischen Ergebnisse für den Referenzstandort zusammen.

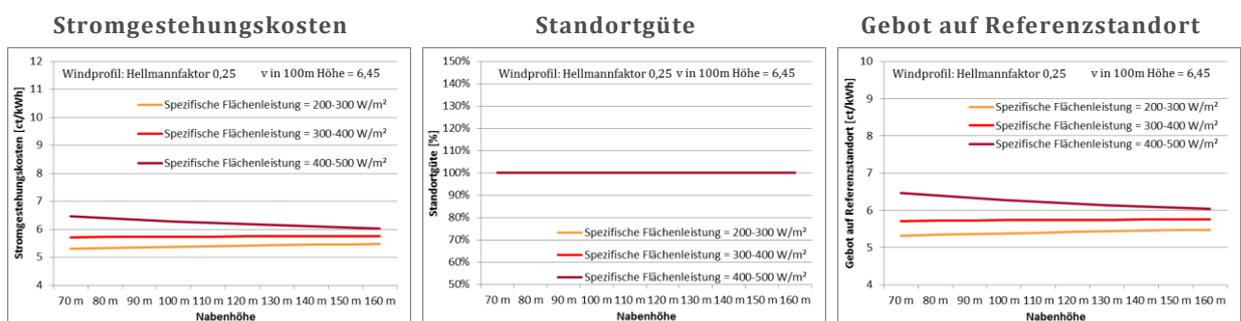


Abbildung 15: Auswertung der Stromgestehungskosten, Standortgüte und Mindestgebote an Standort 2 bei Hellmann-Exponent von 0,25

Standort 2 entspricht dem Referenzstandort gemäß EEG 2017. Die Anlage mit der geringsten spezifischen Flächenleistung verfügt über die geringsten Stromgestehungskosten. Die Stromgestehungskosten über die Nabenhöhe sind bei allen betrachteten Technologien relativ konstant. Die Standortqualität beträgt in allen Fällen 100%. Die sich ergebenden Mindestgebote zeigen, dass die Anlage mit der geringsten spezifischen

Flächenleistung stets das geringste Gebot abgeben kann. Die durchschnittliche Tendenz in allen Technologiefällen besteht in weitgehend konstanten Gebotshöhen je Technologie über die Nabenhöhe.

Technische Abschläge sind zu berücksichtigen

Die Ergebnisse werden als theoretisch bezeichnet. Die hier abgebildete Ertragssituation in der Realität nicht erreicht werden würde, da bestimmte technische Abschläge stets eintreten. Aus diesem Grund wird im Folgenden die Betrachtungsweise dahingehend geändert, dass realitätsorientierte Fälle inklusive einer Annahme für die Höhe von technischen Abschlägen betrachtet werden.

6.2 BETRACHTUNG DER EFFEKTE AN BEISPIEL-STANDORTEN

Für die folgende Analyse wurden jeweils P50-Ertragswerte in Verbindung mit technischen Abschlägen, die in aller Regel mindestens anfallen, verwendet. Folgende Annahmen wurden hierfür getroffen:

- Abschlag Parkwirkungsgrad -8%
- Abschlag für geplante / ungeplante Stillstandszeiten -3%
- Abschlag für elektrische Verluste -2%

Die Auswertungen in den folgenden Kapiteln stellen für die betrachteten Beispielstandorte dar, wie sich aus den Parametern Stromgestehungskosten und Standortgüte theoretische Gebote am Referenzstandort für unterschiedliche Nabenhöhen ergeben. Die Standortgüte-Angabe ist mit einem nach EEG 2017 definierten Korrekturfaktor verbunden, anhand dessen für jede Nabenhöhe die Stromgestehungskosten in ein auf den Referenzstandort bezogenes Gebot umgerechnet werden können.

6.2.1 WINDBEDINGUNGEN DES REFERENZSTANDORTES

Der Referenzstandort stellt bezogen auf die Windverhältnisse in Deutschland einen guten Windstandort dar. Im Folgenden wird untersucht, wie sich die Wettbewerbsfähigkeit unterschiedlicher Nabenhöhen an diesem Standort darstellt, wenn nicht die Referenzerträge der Anlagen, sondern realistische Erträge unter Berücksichtigung der oben aufgeführten Annahmen für technische Abschläge zugrunde gelegt werden. Die Ergebnisse zeigt Abbildung 16.

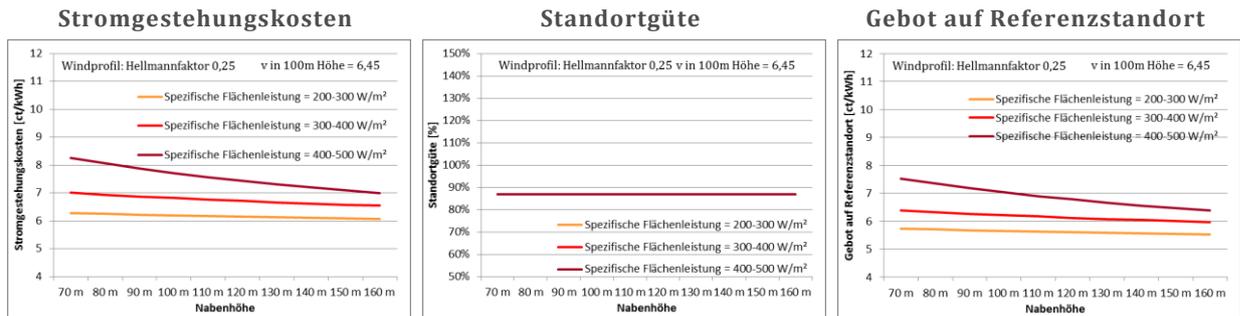


Abbildung 16:
Stromgestehungskosten, Standortgüte und potentielle Gebote am Referenzstandort inkl. Berücksichtigung von Ertragsabschlägen

Die Stromgestehungskosten sinken in allen drei Technologiefällen mit der Nabenhöhe, die Standortgüte am Referenzstandort ist für alle Technologien und Nabenhöhen gleich. Die getroffenen Ertragsabschläge in Höhe von 13% führen dazu, dass der Standort nicht mehr mit einer Standortgüte von 100%, sondern von 87% eingeordnet wird. Bezogen auf die potentiellen Gebote am Referenzstandort wird deutlich, dass diese mit steigender Nabenhöhe sinken.

6.2.2 WINDBEDINGUNGEN AN EINEM WINDSCHWÄCHEREN STANDORT

Im Folgenden wird ein im Vergleich zum Referenzstandort windschwächerer Standort betrachtet. Bezogen auf die bereits in Kapitel 5.1 und 5.2 verwendeten Standortfälle handelt es sich somit um Standort 1. Der Standort wird mit zwei variierten Hellmann-Faktoren betrachtet, wodurch neben der Windgeschwindigkeit auch eine variierte Geländerauigkeit berücksichtigt wird. Im Sinne einer realitätsnahen Betrachtung werden für diesen Standort Hellmann-Exponenten von 0,25 und 0,35 analysiert. Analog zum Vorgehen in Kapitel 6.2.1 werden Ertragsabschläge in Höhe von insgesamt 13% berücksichtigt. Die Ergebnisse für eine mittlere Windgeschwindigkeit von 5,45 m/s in 100 m Höhe und einen Hellmann-Exponent von 0,25 stellt Abbildung 17: dar.

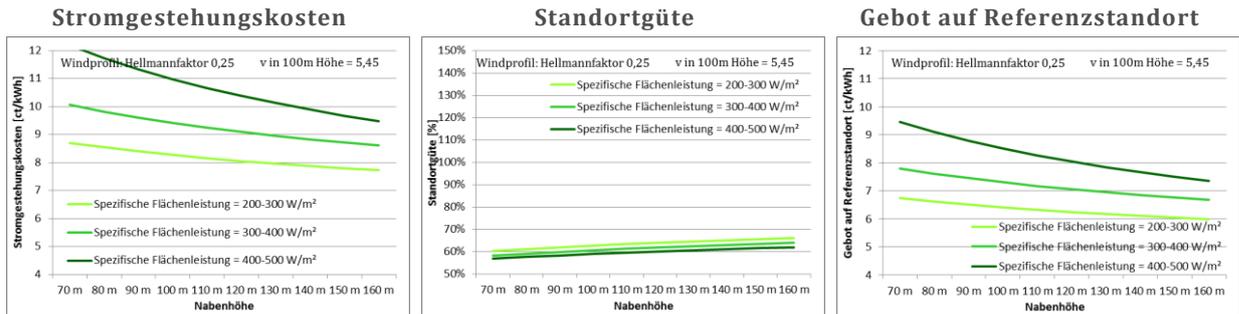


Abbildung 17:
Stromgestehungskosten, Standortgüte und potentielle Gebote am Referenzstandort inkl. Berücksichtigung von Ertragsabschlägen (Hellmann-Exponent 0,25; 5,45 m/s in 100m Höhe)

Auch an diesem Standort sinken die Stromgestehungskosten in allen Technologiefällen sehr deutlich mit steigender Nabenhöhe. Die Technologie mit einer spezifischen Flächenleistung von 200-300 W/m² ist erneut die günstigste Technologie. Die Standortgüte liegt zwischen etwa 57 und 67% und variiert somit relativ stark. Da die Standortgüte in allen Fällen aber unterhalb von 70% liegt, wird allen Nabenhöhen der gleiche Korrekturfaktor nach EEG 2017 zugeordnet. Im Ergebnis sind die größeren Nabenhöhen durch deutlich geringere potentielle Gebote gekennzeichnet, da sich die geringeren Stromgestehungskosten direkt auswirken.

In Abbildung 18: wird zusätzlich die Situation für eine mittlere Windgeschwindigkeit von 5,45 m/s in 100 m Höhe und einen Hellmann-Exponent von 0,35 dargestellt.

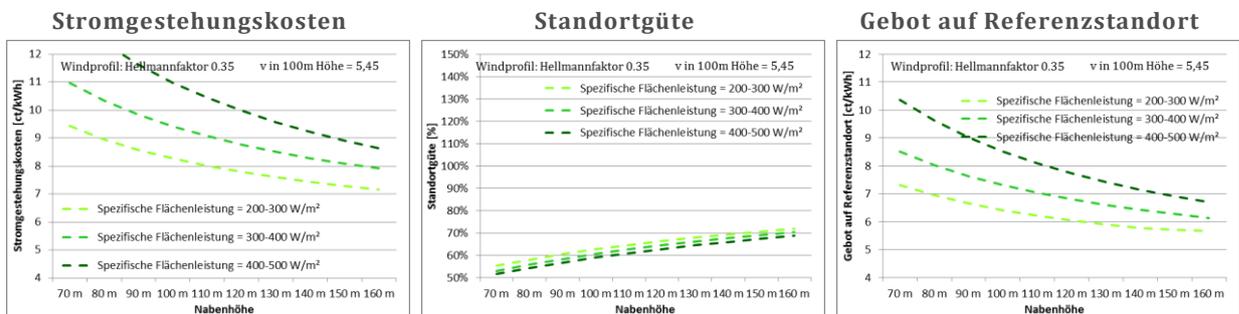


Abbildung 18:
Stromgestehungskosten, Standortgüte und potentielle Gebote am Referenzstandort inkl. Berücksichtigung von Ertragsabschlägen (Hellmann-Exponent 0,35; 5,45 m/s in 100m Höhe)

Auch in diesem Fall fallen für alle betrachteten Technologien die Stromgestehungskosten mit der Nabenhöhe deutlich. Die Standortgüte steigt für alle Technologien mit der Nabenhöhe und variiert noch stärker als am zuvor betrachteten Standort (zwischen rund 51% und 71%). Es ergeben sich mit der Nabenhöhe stark fallende potentielle Gebote auf den Referenzstandort. Da die Standortgüte auch hier in keinem Fall spürbar oberhalb von 70% liegt, wirken sich die Stromgestehungskosten direkt auf die Gebotssituation aus.

6.2.3 WINDBEDINGUNGEN AN EINEM WINDSTÄRKEREN STANDORT

Im Folgenden wird ein im Vergleich zum Referenzstandort windstärkerer Standort betrachtet. Bezogen auf die bereits in Kapitel 5.1 und 5.2 verwendeten Standortfälle handelt es sich somit um Standort 3. Auch dieser Standort wird mit zwei variierten Hellmann-Faktoren betrachtet, wodurch neben der Windgeschwindigkeit auch eine variierte Geländerauigkeit berücksichtigt wird. Im Sinne einer realitätsnahen Betrachtung werden für diesen Standort Hellmann-Exponenten von 0,15 und 0,25 analysiert. Analog zum Vorgehen in den Kapiteln 6.2.1 und 6.2.2 werden Ertragsabschläge in Höhe von insgesamt 13% berücksichtigt.

Die Ergebnisse für eine mittlere Windgeschwindigkeit von 7,45 m/s in 100 m Höhe und einen Hellmann-Exponent von 0,25 stellt Abbildung 19 dar.

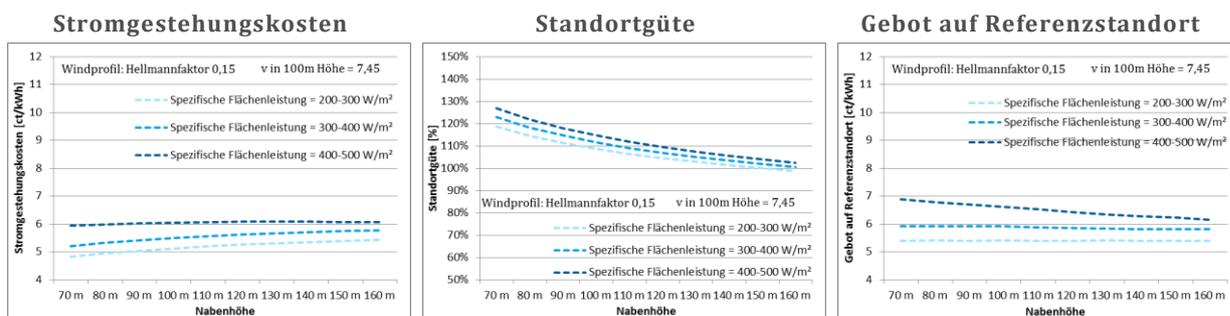


Abbildung 19: Stromgestehungskosten, Standortgüte und potentielle Gebote am Referenzstandort inkl. Berücksichtigung von Ertragsabschlägen (Hellmann-Exponent 0,25; 7,45 m/s in 100m Höhe)

An diesem sehr windstarken Standort verlaufen die Stromgestehungskosten mit der Nabenhöhe leicht steigend. Die Standortgüte sinkt über die Nabenhöhe und liegt zwischen rund 128% in geringer Nabenhöhe und etwa 99% in größerer Nabenhöhe.

Die potentiellen Gebote sinken bezogen auf alle Technologiefälle mit steigender Nabenhöhe. Bei der Technologie mit der geringsten spezifischen Flächenleistung (200-300 W/m²) ist die Tendenz zu sinkenden Geboten mit der Nabenhöhe kaum erkennbar, die Gebotshöhen variieren nur marginal. Allerdings ist bei der Interpretation zu beachten, dass die Technologie mit einer spezifischen Flächenleistung von 200-300 W/m² für diesen Standort bisher nicht zertifiziert ist und somit eine Vervollständigung der theoretischen Betrachtung, aber kein Praxisbeispiel darstellt.

In Abbildung 20: wird die zusätzlich die Situation für eine mittlere Windgeschwindigkeit von 7,45 m/s in 100 m Höhe und einen Hellmann-Exponent von 0,25 dargestellt.

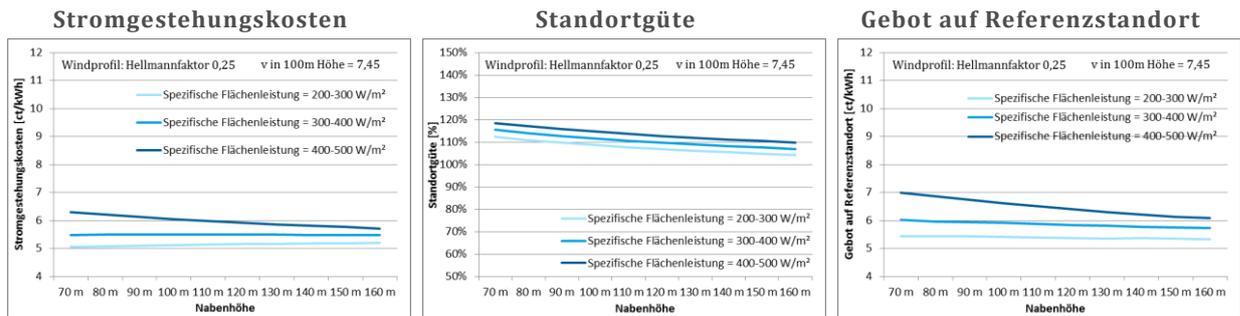


Abbildung 20: Stromgestehungskosten, Standortgüte und potentielle Gebote am Referenzstandort inkl. Berücksichtigung von Ertragsabschlägen (Hellmann-Exponent 0,25; 7,45 m/s in 100 m Höhe)

An diesem sehr windstarken Standort verlaufen die Stromgestehungskosten mit der Nabenhöhe leicht steigend bzw. für den Technologiefall 400-500 W/m² leicht sinkend. Allerdings können für diese abweichende Tendenz in Bezug auf die Technologie mit großer spezifischer Flächenleistung auch Unschärfen in den Daten bzw. nicht ausreichende Datenverfügbarkeit der Grund sein. Die Standortgüte liegt zwischen rund 120% in geringer Nabenhöhe und etwa 104% in größerer Nabenhöhe.

Die potentiellen Gebote sinken mit der Nabenhöhe, am geringsten ist der Effekt auch in diesem Fall für die Technologie mit einer spezifischen Flächenleistung von 200-300 W/m².

6.3 TECHNOLOGIEVERFÜGBARKEIT

In der Realität sind nicht alle Kombinationen von Rotordurchmessern und Nabenhöhen verfügbar. Bei der Raumplanung der Bundesländer spielt zudem der Faktor Gesamthöhe eine wichtige Rolle. Wenn es Gesamthöhenbegrenzungen gibt, müssen Projektentwickler ihre Anlagenauswahl daran orientieren und haben ggf. nur noch eingeschränkte Möglichkeiten, um sich wettbewerbsfähig zu optimieren. Die folgende Tabelle 5 gibt einen Überblick über verfügbare Anlagenkonfigurationen mit spezifischer Flächenleistung von 200-300 W/m² sowie 300-400 W/m².

Gesamthöhe:		≤ 100	≤ 150	≤ 200	≤ 250	nicht auf dem Markt verfügbar									
Klasse	200-300 W/m ²	Nabenhöhe													
Rotordurchmesser	Anlagenleistung	50 m	60 m	70 m	80 m	90 m	100 m	110 m	120 m	130 m	140 m	150 m	160 m	170 m	
60 m	600 - 800 kW	80 m	90 m	100 m	110 m	120 m	130 m	140 m	150 m	160 m	170 m	180 m	190 m	200 m	
70 m	800 - 1200 kW	85 m	95 m	105 m	115 m	125 m	135 m	145 m	155 m	165 m	175 m	185 m	195 m	205 m	
80 m	1000 - 1500 kW	90 m	100 m	110 m	120 m	130 m	140 m	150 m	160 m	170 m	180 m	190 m	200 m	210 m	
90 m	1300 - 1900 kW		105 m	115 m	125 m	135 m	145 m	155 m	165 m	175 m	185 m	195 m	205 m	215 m	
100 m	1600 - 2400 kW		110 m	120 m	130 m	140 m	150 m	160 m	170 m	180 m	190 m	200 m	210 m	220 m	
110 m	1900 - 2900 kW			125 m	135 m	145 m	155 m	165 m	175 m	185 m	195 m	205 m	215 m	225 m	
120 m	2300 - 3400 kW			130 m	140 m	150 m	160 m	170 m	180 m	190 m	200 m	210 m	220 m	230 m	
130 m	2700 - 4000 kW				145 m	155 m	165 m	175 m	185 m	195 m	205 m	215 m	225 m	235 m	
140 m	3100 - 4600 kW				150 m	160 m	170 m	180 m	190 m	200 m	210 m	220 m	230 m	240 m	
150 m	3500 - 5300 kW					165 m	175 m	185 m	195 m	205 m	215 m	225 m	235 m	245 m	

Klasse	300-400 W/m ²	Nabenhöhe													
Rotordurchmesser	Anlagenleistung	50 m	60 m	70 m	80 m	90 m	100 m	110 m	120 m	130 m	140 m	150 m	160 m	170 m	
60 m	800 - 1100 kW	80 m	90 m	100 m	110 m	120 m	130 m	140 m	150 m	160 m	170 m	180 m	190 m	200 m	
70 m	1200 - 1500 kW	85 m	95 m	105 m	115 m	125 m	135 m	145 m	155 m	165 m	175 m	185 m	195 m	205 m	
80 m	1500 - 2000 kW	90 m	100 m	110 m	120 m	130 m	140 m	150 m	160 m	170 m	180 m	190 m	200 m	210 m	
90 m	1900 - 2500 kW		105 m	115 m	125 m	135 m	145 m	155 m	165 m	175 m	185 m	195 m	205 m	215 m	
100 m	2400 - 3100 kW		110 m	120 m	130 m	140 m	150 m	160 m	170 m	180 m	190 m	200 m	210 m	220 m	
110 m	2900 - 3800 kW			125 m	135 m	145 m	155 m	165 m	175 m	185 m	195 m	205 m	215 m	225 m	
120 m	3400 - 4500 kW			130 m	140 m	150 m	160 m	170 m	180 m	190 m	200 m	210 m	220 m	230 m	
130 m	4000 - 5300 kW				145 m	155 m	165 m	175 m	185 m	195 m	205 m	215 m	225 m	235 m	
140 m	4600 - 6200 kW				150 m	160 m	170 m	180 m	190 m	200 m	210 m	220 m	230 m	240 m	
150 m	5300 - 7100 kW					165 m	175 m	185 m	195 m	205 m	215 m	225 m	235 m	245 m	

Tabelle 5:
Verfügbare Anlagenkonfigurationen in Bezug auf die Gesamthöhe mit spezifischer Flächenleistung von 200-300 W/m² so-wie 300-400 W/m²

Die Auswertungen in Kapitel 6.2 haben gezeigt, dass im Ausschreibungssystem grundsätzlich die Anlagen mit einer geringen spezifischen Flächenleistung Vorteile haben. D.h. der Markt wird sich voraussichtlich noch stärker als bisher in Richtung dieser Anlagen orientieren.

Die derzeit installierten Anlagen dieses Segments verfügen zumeist über eine Nennleistung zwischen rund 2,5 und 4 MW. Das bedeutet, dass der Rotordurchmesser 100-140 m beträgt und entsprechend große Nabenhöhen erfordert. Es sind somit in diesem Segment keine Anlagentypen verfügbar, die unterhalb von 100 m Gesamthöhe bleiben sowie nur wenige Typen, die unterhalb von 150 m Gesamthöhe bleiben. Der Großteil bezieht sich auf eine Gesamthöhe bis 200 m.

In der Anlagenklasse 300-400 W/m² sowie bei noch darüber hinaus gehenden spezifischen Flächenleistungen gibt es einige wenige Optionen, unterhalb von 100 m Gesamthöhe zu bleiben, allerdings ist die Nennleistung der betreffenden Anlagentypen vergleichsweise gering. Der Großteil der angebotenen Anlagentypen liegt in den Segmenten bis 150 m Gesamthöhe sowie bis 200 m Gesamthöhe. Wird die Anlagenklasse 300-400 W/m² an Schwachwindstandorten eingesetzt, wird die Wettbewerbsfähigkeit im Ausschreibungssystem deutlich verschlechtert.

Im Fall von Höhenbegrenzungen werden die Wahlmöglichkeiten für Entwickler in Bezug auf die Anlagentechnologie demnach deutlich reduziert. Insbesondere für eine Gesamthöhe von unter 100 m sind kaum Anlagentypen vorhanden, zudem sind diese im Ausschreibungssystem deutlich benachteiligt. Selbst bei einer Gesamthöhenbegrenzung auf 150 m ist voraussichtlich keine Wettbewerbsfähigkeit gegeben.

6.4 SCHLUSSFOLGERUNGEN

Variation von Stromgestehungskosten und Standortgütern nach Nabenhöhe

Die Analysen im Rahmen dieses Kapitels haben gezeigt, dass sowohl die Stromgestehungskosten als auch die Standortgüter zwischen unterschiedlichen Nabenhöhen teilweise deutlich variieren (bei vom Referenzstandort abweichenden Windprofilen). In Bezug auf die potentiellen Gebote am Referenzstandort wurde im Großteil der betrachteten Fälle deutlich, dass diese mit größerer Nabenhöhe sinken, wobei dieser Effekt unterschiedlich stark ausgeprägt war.

Geringe spezifische Flächenleistungen sind im Vorteil

In allen betrachteten Fallbeispielen war die Technologie mit einer spezifischen Flächenleistung von 200-300 W/m² im Vergleich zu Technologien mit größerer spezifischer Flächenleistung deutlich bevorteilt im Hinblick auf die potentiellen Gebote. Die Betrachtung der verfügbaren Anlagentypen in diesem Segment mit einer für den Markt relevanten Nennleistung zwischen rund 2,5 und 4 MW verfügen über Rotordurchmesser im Bereich von 100-140 m. Damit einhergehend werden entsprechend große Nabenhöhen erforderlich, der Großteil der verfügbaren Anlagen in diesem Segment bezieht sich in der Folge auf eine Gesamthöhe bis 200m.

Große Nabenhöhen insbesondere aufgrund der gesteigerten Rotordurchmesser angereizt

Das heißt, die größeren Nabenhöhen sind in der Regel bereits in Bezug auf die sich theoretisch ergebenden Gebote im Vorteil, sie werden aber insbesondere angereizt durch die Entwicklung hin zu großen Rotordurchmessern. Die Vorteilhaftigkeit gesteigerter Rotordurchmesser auf den Ertrag wurde in Kapitel 4 näher begründet und als maßgeblicher Anreiz zur Steigerung der Gesamthöhe von Windenergieanlage identifiziert. Die großen Rotordurchmesser und ihre eindeutige Vorteilhaftigkeit in Bezug auf die Wettbewerbsfähigkeit im Ausschreibungssystem sind damit der zentrale Grund für die Notwendigkeit großer Nabenhöhen.

Trend zu steigenden Rotordurchmesser wird fortgesetzt

Für die nähere Zukunft zeichnet sich bereits ab, dass der Trend hin zu großen Rotordurchmessern zügig fortgesetzt wird. Anlagen mit rund 140 m Rotordurchmesser sind bereits verfügbar, aktuelle Prototypen gehen noch darüber hinaus. Die Entwicklung schreitet auch deshalb sehr zügig voran, da Anlagen mit Rotordurchmessern von 150 m und mehr im Offshore-Bereich bereits verfügbar sind. Dadurch bestehen bereits Erfahrungen mit der Technologie, die sich nun auf den Onshore-Bereich übertragen lassen. Die Einführung des Ausschreibungssystems scheint diese Entwicklungen zu beschleunigen.

Schlussfolgerungen im Hinblick auf das Referenzertragsmodell

Bezogen auf die oben stehenden Analyseergebnisse sind zudem Schlussfolgerungen im Hinblick auf die Einflüsse des Referenzertragsmodells möglich. Um die Ergebnisinterpretation zu erleichtern, werden in Abbildung 21 noch einmal die Beispielfälle eines windstarken und eines windschwachen Standortes zusammenfassend dargestellt. Um die Kurvenanzahl zu reduzieren, erfolgt die Darstellung an dieser Stelle nur für die für den jeweiligen Standort optimierten Technologien (Zertifizierung bestimmter Anlagentypen gilt nur für bestimmte Windklassen). Es werden folgende Fallbeispiele gewählt:

Fall 1: Ein eher windschwacher Standort (5,5 m/s in 100 m, Hellmann 0,35) mit einer Anlagentechnologie von 200-300 W/m² (Schwachwindtechnologie)

Fall 2: Ein windstarker Standort (7,5 m/s in 100 m, Hellmann 0,15) mit einer Anlagentechnologie von 300-400 W/m²

Die folgenden Abbildung 21 stellen für beide Standortfälle dar, wie sich aus Stromgestehungskosten und Standortgüte theoretische Mindestgebote für unterschiedliche Nabenhöhen ergeben. Die Standortgüte-Angabe ist mit einem nach EEG 2017 definierten Korrekturfaktor verbunden, anhand dessen für jede Nabenhöhe die Stromgestehungskosten in ein auf den Referenzstandort bezogenes Gebot umgerechnet werden können.

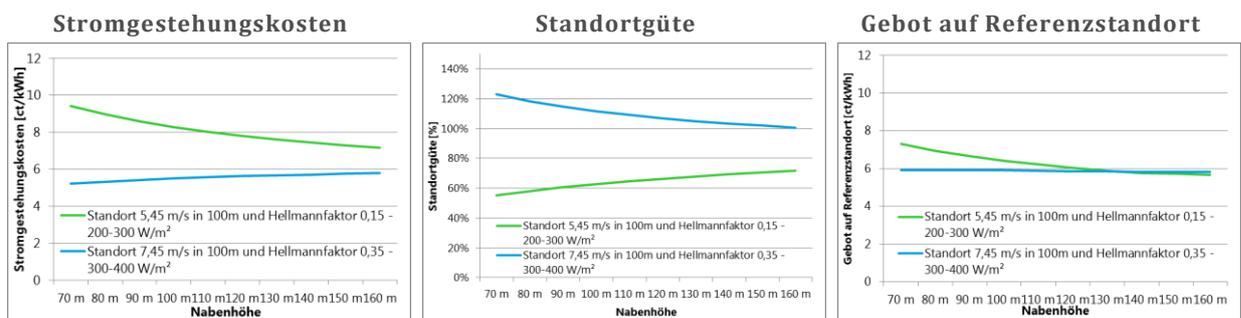


Abbildung 21: Theoretische Mindestgebote für unterschiedliche Nabenhöhen

Größte Potentiale zur Gebotsoptimierung über die Nabenhöhe bei <70%-Standorten

Zusammenfassend kann die Schlussfolgerung getroffen werden, dass die größten Potentiale für eine Gebotsoptimierung mit steigender Nabenhöhe bei Standortgüten unterhalb von 70% festzustellen sind (aufgrund der nicht weiter erfolgenden Differenzierung nach Referenzertragsmodell). Bei sehr großen Nabenhöhen kann der betrachtete Schwachwindstandort wettbewerbsfähig gegen den betrachteten windstarken Standort antreten. Standorte im Bereich von 70% Standortgüte und darunter sind in der Realität weit verbreitet, insbesondere da

zunehmend zusätzliche Ertragsabschläge aufgrund genehmigungsrechtlicher Auflagen zu berücksichtigen sind.

Referenzertragsmodell
bewirkt tendenziell
Ausgleich vorhandener
Kostenunterschiede
zwischen Nabenhöhen

Bei dem sehr windstarken Standort ist die Vorteilhaftigkeit höherer Nabenhöhen in Bezug auf die sich ergebenden Gebote am Referenzstandort nur leicht erkennbar. Hier führen die mit der Nabenhöhe variierende Standortgüte und die damit verknüpften unterschiedliche Korrekturfaktoren dazu, dass in der Tendenz ein Ausgleich vorhandener Kostenunterschiede zwischen Nabenhöhen erfolgt. Dieser Effekt tritt stets ein, sobald die Standortgüte oberhalb von 70% liegt und die Korrekturfaktoren entsprechend wirken. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass sich diese Schlussfolgerung beim Vergleich von Geboten nach Nabenhöhe ziehen lässt, die sich allein aus den berechneten Stromgestehungskosten ergeben. Sobald strategische Gebote erfolgen, die leicht oberhalb der Grenzkosten für die Projekte liegen, sind größere Nabenhöhen bzw. damit verbundene höhere Energieerträge in jedem Fall sehr interessant, da diese unmittelbar zu deutlich höheren absoluten Zusatzgewinnen führen.

Zusammenfassende
Schlussfolgerungen

Abschließend gilt für alle betrachteten Fälle, dass die Technologie mit der geringsten spezifischen Flächenleistung in Bezug auf die Wettbewerbsfähigkeit im Vorteil ist. Systematisch wirken zudem die erläuterten Zusammenhänge in Bezug auf die Korrekturfaktoren (tendenzieller Ausgleich der Effekte der Stromgestehungskosten über die Nabenhöhe bei Standortgüten über 70%). Die Vorteilhaftigkeit der größeren Nabenhöhen ist insbesondere an windschwächeren und mittleren Standorten stets deutlich erkennbar.

7 LITERATURVERZEICHNIS

- [Brümmer et. al. 2012] Brümmer et. al.: Atmospheric boundary layer measurements at the 280 m high Hamburg weather mast 1995.2011: mean annual and diurnal cycles. Meteorologische Zeitschrift, Vol. 21, No. 4, S. 319-335. Mai 2012.
- [DWG 2014] Rehfeldt, Dr. Knud, Rehfeldt, Leif (Deutsche WindGuard): Vergütung von Windenergieanlagen an Land über das Referenzertragsmodell. März 2014.
- [DWG 2017] Deutsche WindGuard Consulting GmbH: Beispielhafte Auswertung anhand von Windmessdaten in komplexem Gelände. April 2017.
- [EEG 2017] Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2017).
- [Emeis 2001] Emeis, Stefan: Vertical variation of frequency distributions of wind speed in and above surface layer observed by sodar. In: Meteorologische Zeitschrift, Vol. 10, No. 2, S. 141-149. April 2001.
- [Emeis 2013] Emeis, Stefan: Wind Energy Meteorology. Springer, Berlin 2013.
- [Emeis 2014] Emeis, Stefan: Current issues in wind energy meteorology. Online-Veröffentlichung am 5 August 2014 in der Wiley Online Library.
- [Seifert 2002] Seifert, Marten: Windenergieanlagen mit großen Nabenhöhen. 2002.
- [Gryning et. al. 2013] Gryning et. al.: A Study on the Effect of Nudging on Long-Term Boundary Layer Profiles of Wind and Weibull Distribution Parameters in a Rural Coastal Area. Mai 2013.
- [Konow 2015] Konow, Heike Marei: Tall Wind Profiles in Heterogeneous Terrain. Dissertation. Hamburg 2015.
- [IWES 2012] Pauscher et. al.: Wind Characteristics Over Complex Forested Terrain: First Months of 200 m Met Mast Measurements. 2012.
- [IWES 2013] Pauscher et. al.: Wind Characteristics Over Complex, Forested Terrain: First Year of Measurement with 200 m Research Mast. 2013.
- [IWES 2016] Kühn, Paul (Fraunhofer IWES Kassel): Im Binnenland hat Windenergie beste Aussichten. Interview des BINE Informationsdienstes vom 15.05.2014.

ANREIZSITUATION FÜR HYBRID- PARKS (KOMBINATION AUS WIND- ENERGIE UND PV)

VORBEREITUNG UND BEGLEITUNG BEI DER
ERSTELLUNG EINES ERFAHRUNGSBERICHTS
GEMÄß §97 EEG 2014

Teilvorhaben II e – Windenergie an Land
(Fachlos 6)

Studie im Auftrag des
Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

ANREIZSITUATION FÜR HYBRID-PARKS (KOMBINATION AUS WIND-ENERGIE UND PV)

Kurztitel: Anreizsituation Hybrid-Parks

Autoren: **DEUTSCHE
WINDGUARD** Unter Verwendung von Infor-
mationen von:
Gerhard Gerdes Henning Jachmann (ZSW)
Anna-Kathrin Wallasch Tobias Kelm (ZSW)
Silke Lüers
Lewin Gerdes

Projektnummer (AG): 03MAP344
Projektnummer (AN): VW16165
Berichtsnummer: SP17013A0
Datum: 30.06.2017
© Deutsche WindGuard GmbH

Auftraggeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)
Referat I C 4
Villemombler Straße 76
53123 Bonn
Deutschland

Auftragnehmer

**DEUTSCHE
WINDGUARD**

Deutsche WindGuard GmbH
Oldenburger Straße 65
26316 Varel

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

Unterauftragnehmer



Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg
Industriestraße 6
70565 Stuttgart

Telefon 0711 78 70 0
Fax 0711 78 70 100
E-Mail info@zsw-bw.de
URL <https://www.zsw-bw.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 30 Seiten inklusive Deckblatt.

INHALTSVERZEICHNIS

1	GRUNDIDEE	1
2	STROMGESTEHUNGSKOSTEN VON HYBRIDPARKS – GRUNDLEGENDE ANALYSE	3
2.1	GRUNDANNAHMEN	3
2.2	STROMGESTEHUNGSKOSTEN UND EFFEKTE VON SYNERGIEN UND NETZANSCHLUSSGEBÜHREN	4
2.3	STANDORT NORD	5
2.3.1	Ertragssituation und Volllaststunden bei unterschiedlichen Fallkonstellationen	5
2.3.2	Stromgestehungskosten	6
2.4	STANDORT SÜD	8
2.4.1	Ertragssituation und Volllaststunden bei unterschiedlichen Fallkonstellationen	8
2.4.2	Stromgestehungskosten	8
2.5	STANDORT MITTE - GLEICHE KOSTENANNAHMEN FÜR WE UND PV	10
2.5.1	Ertragssituation und Volllaststunden bei unterschiedlichen Fallkonstellationen	10
2.5.2	Stromgestehungskosten	11
2.6	AUSWIRKUNGEN EINER VERÄNDERTEN WINDENERGIE- TECHNOLOGIEAUSWAHL	12
2.7	SCHLUSSFOLGERUNGEN AUS DER GRUNDLEGENDEN ANALYSE	14
3	BETRACHTUNG EINES BEISPIELFALLS	16
3.1	VERÄNDERUNG DER STROMGESTEHUNGSKOSTEN BEI ZUSÄTZLICHER INSTALLATION VON PV	17
3.1.1	Kombinations-Fälle	17
3.1.2	Leistungsdauerlinien der Kombinations-Fälle	17
3.1.3	Stromgestehungskosten in den Kombinations-Fällen	19
3.2	VERÄNDERUNG DER STROMGESTEHUNGSKOSTEN BEI OPTIMIERUNG DER NETZANSCHLUSSLEISTUNG	20
3.3	EINFLUSS MÖGLICHER SYNERGIEN	23
3.4	SCHLUSSFOLGERUNGEN AUS DER ANALYSE DES BEISPIELFALLS	24
4	LITERATURVERZEICHNIS	26

1 GRUNDIDEE

Das BMWi untersucht den Ansatz „Optimierte Nutzung der Netzinfrastruktur auf Mittel- und Hochspannungsebene“, der auf dem grundlegenden Fakt beruht, dass die Einspeisungen aus Wind- und Photovoltaik-Anlagen in einer Region bzw. an einem Standort eine geringe Korrelation aufweisen. Bisherige Auswertungen hierzu zeigen, dass es nur vergleichsweise wenige Stunden im Jahr gibt, in denen regionsspezifisch die Einspeiseleistung aus beiden Erzeugungsarten gleichzeitig auf einem hohen Niveau liegt.

Höhere Auslastung der Netzinfrastruktur

Als Grundannahme gilt, dass es durch die Konstellation eines Wind-PV-Hybridparks (Hybrid) bei einem optimierten Verhältnis der installierten Leistung von Wind und PV zueinander zu einer höheren Auslastung der jeweils bestehenden bzw. geplanten Netzinfrastruktur kommt. Dieser Vorteil ergibt sich, wenn die Kapazität des Netzanschlusses auf eine maximal mögliche Leistung dimensioniert ist, die unterhalb der maximal möglichen Summe der Einspeiseleistung aus Windenergie und PV liegt. D.h. in den wenigen Zeiten, in denen beide Technologien mit Volllast einspeisen würden, wird die Einspeiseleistung durch Abregelung der Anlagen (oder Zwischenspeicherung des Stroms) auf die Netzanschlusskapazität begrenzt.

Bisher sind derartige Park-Konstellationen im Markt nicht vertreten. Aufgrund des vorrangigen Netzanschlusses von Erneuerbare Energien-Anlagen existieren keine wirtschaftlichen Anreize für derartige Projekte. Zudem sind PV-Freiflächenanlagen auf Grün- und Ackerflächen laut EEG derzeit nicht förderfähig, allerdings können die Länder von der Öffnungsklausel Gebrauch machen. Sollten sie dies tun, sind Freiflächenanlagen auf landwirtschaftlich genutzten Flächen in sogenannten benachteiligten Gebieten unbegrenzt förderfähig.

Tendenzen zur Wirtschaftlichkeit von Hybriden

Im Folgenden werden anhand der Betrachtung von Beispielstandorten **erste Tendenzen** erarbeitet, wie sich die Wirtschaftlichkeitssituation von Hybriden im Vergleich zu reinen Wind- bzw. Solarparks darstellen könnte. Die Effekte von Synergieeffekten beim Netzanschluss sowie möglichen Netzanschlussgebühren werden untersucht. **Um diese Art der Analyse durchzuführen, sind eine Vielzahl von Annahmen zu treffen, die Unsicherheiten sind hierbei sehr hoch. Aus diesem Grund erheben die absoluten Werte nicht den An-**

spruch, die Realität direkt abzubilden, sondern eher, Hinweise über mögliche Wirkungszusammenhänge zu geben.

Aufbau der Analyse

Die Analyse teilt sich in zwei Blöcke: Zunächst wird grundlegend anhand der Stromgestehungskosten von Windenergie und PV untersucht, welche Kombinationen der Technologien am wirtschaftlichsten wären, und ob diese in Zusammenhang mit Netzanschlussgebühren und Synergieeffekten im Vergleich zu reinen Windenergie- oder PV-Vorhaben interessant sein könnten. Im zweiten Teil wird anhand eines Beispielfalls untersucht, wie sich die Entscheidungsstruktur eines Projektierers verändern könnte, wenn Netzanschlussgebühren eingeführt würden und dieser von einem gleich bleibenden Windpark ausgehend PV hinzu planen würde.

2 STROMGESTEHUNGSKOSTEN VON HYBRIDPARKS – GRUNDLEGENDE ANALYSE

2.1 GRUNDANNAHMEN

Im Folgenden werden Stromgestehungskosten für verschiedene Kombinationsfälle von Windenergie und PV kalkuliert. Als Ausgangsannahme dienen die Zwischenergebnisse im Rahmen des Beratungsvorhabens zum Erfahrungsbericht für das EEG 2014, die sich auf reine Windenergie- [DWG 2017] bzw. reine PV-Freiflächenvorhaben [ZSW 2017] beziehen.

Die Stromgestehungskosten werden standort- und technologiespezifisch berechnet. Es wird ein Beispielstandort im Norden sowie ein Standort im Süden betrachtet. Die Ergebnisse beziehen sich auf eine Windenergieanlagentechnologie mit einer spezifischen Flächenleistung von 300-350 W/m² in Kombination mit der PV-Freiflächenanlage. Die Daten für die Windstromeinspeisung an den unterschiedlichen Standorten werden auf Basis der für diese Standorte vorliegenden Zeitreihen der Windgeschwindigkeit ermittelt. Für die Solareinspeisung liegen gemittelte Einspeisedaten aus den betreffenden Regionen vor.

Die Zusammensetzung der in den Auswertungen jeweils betrachteten Gesamtleistung wird variiert in sechs Kombinationsfällen:

- 100% Windenergie / 0% PV
- 80% Windenergie / 20% PV
- 60% Windenergie / 40% PV
- 40% Windenergie / 60% PV
- 20% Windenergie / 80% PV
- 0% Windenergie / 100% PV

Für alle Kombinationsfälle erfolgt eine Ermittlung der Stromgestehungskosten entsprechend der jeweiligen Technologieanteile. Es wird untersucht, welche Verluste sich durch Kappung des Netzanschlusses in welchem Kombinationsfall ergeben, d.h. bei Kappung auf 90% / 80% / 70% / 60% / 50%.

Die für Windenergie und PV ermittelten Stromgestehungskosten berücksichtigen prozentuale Anteile für Netzanschlusskosten. Es kann angenommen werden, dass sich der Anteil der Netzanschlusskosten reduzieren würde, wenn der Netzanschluss im Vergleich zur installierten Leistung kleiner ausge-

legt werden würde. Um diesen Sachverhalt für die folgenden Untersuchungen zu berücksichtigen, wird die vereinfachte Annahme getroffen, dass die Netzanschlusskosten sich in gleicher Weise reduzieren wie die Netzanschlussleistung und dies über entsprechende prozentuale Abzüge in die Berechnung eingespeist.

Es werden die Standorte Nord und Süd betrachtet und im Folgenden die Ergebnisse ausgewiesen. Die Einfärbungen in den Tabellen zeigen, welche Fälle am wirtschaftlichsten erscheinen (grün) bzw. am teuersten sind (rot), die Zwischenbereiche sind entsprechend farblich schattiert dargestellt. Als Indikator für die Wirtschaftlichkeit dienen im ersten Schritt die Stromgestehungskosten.

2.2 STROMGESTEHUNGSKOSTEN UND EFFEKTE VON SYNERGIEN UND NETZANSCHLUSSGEBÜHREN

Vorgehensweise für die Standorte Nord und Süd:

- **Volllaststunden und Energieerträge:** Vorab wird eine Übersicht gegeben, welche Volllaststunden und welche Energieerträge durch die jeweilige betrachtete Fallkonstellation generiert werden können. Dies ist im Hinblick auf die Interpretation der nachfolgenden Ergebnisse ein wichtiger Hintergrund. Bei den ausgewiesenen Volllaststunden ist zu beachten, dass diese sich stets auf das Verhältnis zwischen Energieertrag und Netzanschlussleistung beziehen (und nicht auf die jeweils installierte Leistung).
- **Ausgangsfall:** Zunächst werden die Stromgestehungskosten für verschiedene Kombinationsfälle ausgewiesen, wenn keine zusätzlichen Synergieannahmen für den gemeinsamen Netzanschluss bei Hybridparks einbezogen werden.
- **Synergien an Anreiz:** Es wird untersucht, wie hoch Synergien (im Sinne von Kosteneinsparungen bei der jeweils teureren Technologie) ausfallen müssten, damit sich die Bewertung in Richtung der Hybriden verschiebt.
- **Netzanschlussgebühren als Anreiz:** Es wird untersucht, wie hoch Netzanschlussgebühren sein müssten, damit ein gegenüber der installierten Leistung redu-

zierter Netzanschluss gewählt wird. Synergien bei den Hybriden werden erst einmal nicht berücksichtigt.

- **Misch-Anreize:** Es werden im Vergleich zu den theoretischen Anreizhöhen eher realitätsnähere Annahmen sowohl für die möglichen Synergien als auch die Netzanschlussgebühren getroffen (wobei auch hier hohe Unsicherheiten bei der Wahl der Werte bestehen). Es werden Werte von 2-3% Kosteneinsparungen und Netzanschlussgebühren von 150 €/kW gewählt.

Zusätzlich wird ein rein theoretischer Fall „Mitte“ gerechnet, an dem die Stromgestehungskosten von Windenergie und PV gleich angenommen werden.

2.3 STANDORT NORD

Im Folgenden werden die Berechnungsergebnisse für den Beispiel-Standort Nord aufgeführt.

2.3.1 ERTRAGSSITUATION UND VOLLASTSTUNDEN BEI UNTERSCHIEDLICHEN FALLKONSTELLATIONEN

Energieerträge als Verhältnis zum Fall 100% Wind bei voller Netzanschlussleistung¹

Standort: Nord, Wind: 300-350 W/m ²						
Ertrag im Verhältnis zum 100% Wind - 100% NA - Fall	100% Wind 0% PV	80% Wind 20% PV	60% Wind 40% PV	40% Wind 60% PV	20% Wind 80% PV	0% Wind 100% PV
NA i.H.v. 100%	100%	88%	76%	63%	51%	39%
NA i.H.v. 90%	98%	88%	76%	63%	51%	39%
NA i.H.v. 80%	94%	87%	76%	63%	51%	39%
NA i.H.v. 70%	90%	85%	75%	63%	51%	38%
NA i.H.v. 60%	84%	81%	74%	63%	50%	36%
NA i.H.v. 50%	77%	75%	71%	61%	48%	34%

Tabelle 1

Die eingespeisten Erträge sind im Fall eines reinen Windparks am höchsten, auch dann, wenn die Netzanschlussleistung reduziert wird.

¹ NA i.H.v. 50% - 100% = Netzanschlusskapazität in Höhe von 50% - 100% der installierten Leistung

Volllaststunden als Verhältnis zwischen Energieertrag und Netzanschlussleistung

Standort: Nord, Wind: 300-350 W/m ²						
Volllaststunden am Netzeinspeisepunkt im Verhältnis zum 100% Wind - 100% NA - Fall	100% Wind 0% PV	80% Wind 20% PV	60% Wind 40% PV	40% Wind 60% PV	20% Wind 80% PV	0% Wind 100% PV
NA i.H.v. 100%	100%	88%	76%	63%	51%	39%
NA i.H.v. 90%	109%	98%	84%	70%	57%	43%
NA i.H.v. 80%	118%	109%	94%	79%	64%	48%
NA i.H.v. 70%	128%	121%	107%	90%	73%	54%
NA i.H.v. 60%	140%	134%	124%	104%	83%	60%
NA i.H.v. 50%	153%	150%	141%	123%	96%	67%

Tabelle 2

Die Volllaststunden steigen mit Reduzierung der Netzanschlussleistung deutlich an und sind bei einem reinen Windpark mit am stärksten reduzierter Netzanschlussleistung am höchsten.

2.3.2 STROMGESTEHUNGSKOSTEN

Ausgangsfall

Standort: Nord, Wind: 300-350 W/m ²						
StGK je eingespeister kWh ohne Netzanbindungskosten	100% Wind 0% PV	80% Wind 20% PV	60% Wind 40% PV	40% Wind 60% PV	20% Wind 80% PV	0% Wind 100% PV
NA i.H.v. 100%	5,99 ct/kWh	6,22 ct/kWh	6,53 ct/kWh	6,95 ct/kWh	7,58 ct/kWh	8,60 ct/kWh
NA i.H.v. 90%	6,10 ct/kWh	6,20 ct/kWh	6,51 ct/kWh	6,93 ct/kWh	7,56 ct/kWh	8,59 ct/kWh
NA i.H.v. 80%	6,30 ct/kWh	6,21 ct/kWh	6,49 ct/kWh	6,91 ct/kWh	7,54 ct/kWh	8,65 ct/kWh
NA i.H.v. 70%	6,60 ct/kWh	6,38 ct/kWh	6,50 ct/kWh	6,91 ct/kWh	7,57 ct/kWh	8,84 ct/kWh
NA i.H.v. 60%	7,03 ct/kWh	6,69 ct/kWh	6,56 ct/kWh	6,95 ct/kWh	7,69 ct/kWh	9,21 ct/kWh
NA i.H.v. 50%	7,69 ct/kWh	7,17 ct/kWh	6,86 ct/kWh	7,08 ct/kWh	7,97 ct/kWh	9,86 ct/kWh

Tabelle 3

Für den Standort Nord ergibt sich, dass der reine Windpark zu den geringsten Stromgestehungskosten umgesetzt werden kann. Unter der Annahme einer Reduzierung der Netzanschlussleistung (hier bei Reduzierung auf 80% und mehr) kommt der Hybridfall mit 80% Windenergie und 20% PV in Frage.

Synergien als Anreiz

Standort: Nord, Wind: 300-350 W/m ²						
StGK je eingespeister kWh ohne Netzanbindungskosten	100% Wind 0% PV	80% Wind 20% PV	60% Wind 40% PV	40% Wind 60% PV	20% Wind 80% PV	0% Wind 100% PV
NA i.H.v. 100%	5,99 ct/kWh	5,99 ct/kWh	6,17 ct/kWh	6,56 ct/kWh	7,25 ct/kWh	8,60 ct/kWh
NA i.H.v. 90%	6,10 ct/kWh	5,97 ct/kWh	6,15 ct/kWh	6,54 ct/kWh	7,23 ct/kWh	8,59 ct/kWh
NA i.H.v. 80%	6,30 ct/kWh	5,98 ct/kWh	6,14 ct/kWh	6,52 ct/kWh	7,21 ct/kWh	8,65 ct/kWh
NA i.H.v. 70%	6,60 ct/kWh	6,15 ct/kWh	6,14 ct/kWh	6,52 ct/kWh	7,23 ct/kWh	8,84 ct/kWh
NA i.H.v. 60%	7,03 ct/kWh	6,44 ct/kWh	6,20 ct/kWh	6,55 ct/kWh	7,35 ct/kWh	9,21 ct/kWh
NA i.H.v. 50%	7,69 ct/kWh	6,91 ct/kWh	6,49 ct/kWh	6,68 ct/kWh	7,62 ct/kWh	9,86 ct/kWh

Tabelle 4

Im Ergebnis müssten die Kosteneinsparungen bei der PV (als hier teurere Technologie) bei 30% im Fall mit 20% PV-Anteil liegen, damit eine Kostengleichheit gegenüber einem reinen Windenergieprojekt erreicht wird.² In diesem Fall wird gleich-

² Für die Fälle mit weiter steigendem PV-Anteil wird angenommen, dass die Kosteneinsparungen durch den höheren PV-Anteil etwas geringer ausfallen würden und die Annahme hierfür stufenweise bis auf 0% im 100%-PV-Fall vermindert.

zeitig eine Reduzierung des Netzanschlusses auf 80-90% interessant. Dieser Wert von 30% bezogen auf die Stromgestehungskosten ist sehr hoch, da zu bedenken ist, dass die erzielbaren Synergien sich in erster Linie bezogen auf die Netzanschlusskosten bzw. -komponenten ergeben müssten, die nur einen kleineren Teil der Gesamtinvestitionskosten darstellen.

Netzanschlussgebühren als Anreiz

Standort: Nord, Wind: 300-350 W/m ²						
StGK je eingespeister kWh bei Erhebung von Netzanbindungskosten in Höhe von 63 €/a	W100/S0	W80/S20	W60/S40	W40/S60	W20/S80	W0/S100
NA i.H.v. 100%	7,45 ct/kWh	7,88 ct/kWh	8,46 ct/kWh	9,26 ct/kWh	10,43 ct/kWh	12,34 ct/kWh
NA i.H.v. 90%	7,45 ct/kWh	7,70 ct/kWh	8,25 ct/kWh	9,00 ct/kWh	10,12 ct/kWh	11,96 ct/kWh
NA i.H.v. 80%	7,54 ct/kWh	7,54 ct/kWh	8,04 ct/kWh	8,76 ct/kWh	9,83 ct/kWh	11,68 ct/kWh
NA i.H.v. 70%	7,73 ct/kWh	7,59 ct/kWh	7,86 ct/kWh	8,53 ct/kWh	9,58 ct/kWh	11,56 ct/kWh
NA i.H.v. 60%	8,07 ct/kWh	7,77 ct/kWh	7,74 ct/kWh	8,35 ct/kWh	9,45 ct/kWh	11,65 ct/kWh
NA i.H.v. 50%	8,64 ct/kWh	8,15 ct/kWh	7,89 ct/kWh	8,27 ct/kWh	9,50 ct/kWh	12,04 ct/kWh

Tabelle 5

Die Netzanschlussgebühren müssten theoretisch bei etwa 1250 €/kW liegen, um eine Bewegung in Richtung einer reduzierten Netzanschlussleistung anzuregen.

Im Folgenden wird die Situation betrachtet, wenn sowohl geringfügige Synergien als auch Netzanschlussgebühren berücksichtigt werden.

Misch-Anreize

Standort: Nord, Wind: 300-350 W/m ²						
StGK je eingespeister kWh bei Erhebung von Netzanbindungskosten in Höhe von 7,5 €/a	W100/S0	W80/S20	W60/S40	W40/S60	W20/S80	W0/S100
NA i.H.v. 100%	6,16 ct/kWh	6,40 ct/kWh	6,72 ct/kWh	7,20 ct/kWh	7,89 ct/kWh	9,05 ct/kWh
NA i.H.v. 90%	6,26 ct/kWh	6,36 ct/kWh	6,68 ct/kWh	7,15 ct/kWh	7,84 ct/kWh	8,99 ct/kWh
NA i.H.v. 80%	6,45 ct/kWh	6,34 ct/kWh	6,64 ct/kWh	7,10 ct/kWh	7,79 ct/kWh	9,01 ct/kWh
NA i.H.v. 70%	6,73 ct/kWh	6,50 ct/kWh	6,63 ct/kWh	7,07 ct/kWh	7,78 ct/kWh	9,17 ct/kWh
NA i.H.v. 60%	7,15 ct/kWh	6,79 ct/kWh	6,66 ct/kWh	7,08 ct/kWh	7,87 ct/kWh	9,50 ct/kWh
NA i.H.v. 50%	7,80 ct/kWh	7,26 ct/kWh	6,95 ct/kWh	7,19 ct/kWh	8,13 ct/kWh	10,12 ct/kWh

Tabelle 6

Mit etwa 3% Einsparungen bei der PV aufgrund von Synergien und Netzanschlussgebühren von 150 €/kW werden keine ausreichenden Anreize gesetzt, um die Bewertungssituation gegenüber dem Ausgangsfall zu verändern.

2.4 STANDORT SÜD

Im Folgenden werden die Berechnungsergebnisse für den Beispiel-Standort Süd aufgeführt.

2.4.1 ERTRAGSSITUATION UND VOLLLASTSTUNDEN BEI UNTERSCHIEDLICHEN FALLKONSTELLATIONEN

Energieerträge als Verhältnis zum Fall 100% Wind bei voller Netzanschlussleistung

Standort: Süd, Wind: 300-350 W/m ²						
Ertrag im Verhältnis zum 100% Wind - 100% NA - Fall	100% Wind 0% PV	80% Wind 20% PV	60% Wind 40% PV	40% Wind 60% PV	20% Wind 80% PV	0% Wind 100% PV
NA i.H.v. 100%	100%	94%	87%	81%	75%	68%
NA i.H.v. 90%	99%	94%	87%	81%	75%	68%
NA i.H.v. 80%	97%	93%	87%	81%	75%	67%
NA i.H.v. 70%	94%	92%	87%	81%	74%	65%
NA i.H.v. 60%	89%	89%	87%	81%	73%	62%
NA i.H.v. 50%	83%	85%	84%	79%	69%	57%

Tabelle 7 Die Energieerträge sind auch hier im Fall eines reinen Windparks am höchsten, auch dann, wenn die Netzanschlussleistung reduziert wird.

Volllaststunden als Verhältnis zwischen Energieertrag und Netzanschlussleistung

Standort: Süd, Wind: 300-350 W/m ²						
Volllaststunden am Netzeinspeisepunkt im Verhältnis zum 100% Wind - 100% NA - Fall	100% Wind 0% PV	80% Wind 20% PV	60% Wind 40% PV	40% Wind 60% PV	20% Wind 80% PV	0% Wind 100% PV
NA i.H.v. 100%	100%	94%	87%	81%	75%	68%
NA i.H.v. 90%	110%	104%	97%	90%	83%	76%
NA i.H.v. 80%	121%	117%	109%	101%	93%	84%
NA i.H.v. 70%	134%	131%	124%	116%	106%	93%
NA i.H.v. 60%	149%	149%	144%	134%	121%	103%
NA i.H.v. 50%	167%	170%	169%	158%	139%	115%

Tabelle 8 Die Volllaststunden steigen mit Reduzierung der Netzanschlussleistung deutlich an und sind in diesem Beispiel bei einem Hybriden mit 80% Windenergie- und 20% PV-Anteil am höchsten.

2.4.2 STROMGESTEHUNGSKOSTEN

Ausgangsfall

Standort: Süd, Wind: 300-350 W/m ²						
StGK je eingespeister kWh ohne Netzanbindungskosten	100% Wind 0% PV	80% Wind 20% PV	60% Wind 40% PV	40% Wind 60% PV	20% Wind 80% PV	0% Wind 100% PV
NA i.H.v. 100%	9,58 ct/kWh	9,25 ct/kWh	8,87 ct/kWh	8,43 ct/kWh	7,91 ct/kWh	7,30 ct/kWh
NA i.H.v. 90%	9,67 ct/kWh	9,22 ct/kWh	8,84 ct/kWh	8,40 ct/kWh	7,88 ct/kWh	7,29 ct/kWh
NA i.H.v. 80%	9,85 ct/kWh	9,20 ct/kWh	8,81 ct/kWh	8,37 ct/kWh	7,86 ct/kWh	7,37 ct/kWh
NA i.H.v. 70%	10,14 ct/kWh	9,32 ct/kWh	8,79 ct/kWh	8,35 ct/kWh	7,88 ct/kWh	7,57 ct/kWh
NA i.H.v. 60%	10,58 ct/kWh	9,57 ct/kWh	8,81 ct/kWh	8,36 ct/kWh	8,03 ct/kWh	7,94 ct/kWh
NA i.H.v. 50%	11,28 ct/kWh	10,00 ct/kWh	9,01 ct/kWh	8,47 ct/kWh	8,38 ct/kWh	8,55 ct/kWh

Tabelle 9 Für den Standort Süd ergibt sich, dass der reine Solarpark mit vollem Netzanschluss zu den geringsten Stromgestehungskosten umgesetzt werden kann.

Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass die eingespeisten Erträge bei der PV deutlich geringer sind als im Falle des Windparks. Sobald strategische Gebote abgegeben werden und somit Zusatzgewinne pro eingespeister kWh kalkuliert werden, steigt die Attraktivität von Alternativen mit höherem Ertrag.

Synergien als Anreiz

Standort: Süd, Wind: 300-350 W/m ²						
StGK je eingespeister kWh ohne Netzanbindungskosten	100% Wind 0% PV	80% Wind 20% PV	60% Wind 40% PV	40% Wind 60% PV	20% Wind 80% PV	0% Wind 100% PV
NA i.H.v. 100%	9,58 ct/kWh	8,81 ct/kWh	8,16 ct/kWh	7,48 ct/kWh	7,30 ct/kWh	7,30 ct/kWh
NA i.H.v. 90%	9,67 ct/kWh	8,78 ct/kWh	8,14 ct/kWh	7,45 ct/kWh	7,27 ct/kWh	7,29 ct/kWh
NA i.H.v. 80%	9,85 ct/kWh	8,76 ct/kWh	8,11 ct/kWh	7,43 ct/kWh	7,25 ct/kWh	7,37 ct/kWh
NA i.H.v. 70%	10,14 ct/kWh	8,88 ct/kWh	8,10 ct/kWh	7,41 ct/kWh	7,27 ct/kWh	7,57 ct/kWh
NA i.H.v. 60%	10,58 ct/kWh	9,12 ct/kWh	8,11 ct/kWh	7,42 ct/kWh	7,41 ct/kWh	7,94 ct/kWh
NA i.H.v. 50%	11,28 ct/kWh	9,52 ct/kWh	8,29 ct/kWh	7,52 ct/kWh	7,73 ct/kWh	8,55 ct/kWh

Tabelle 10

Die Kosteneinsparungen bei der WE (als hier teurere Technologie) müssten bei 24% im Fall mit 20% Windenergie-Anteil liegen, damit eine Kostengleichheit gegenüber einem reinen Solarprojekt erreicht wird.³ Dabei wird auch hier gleichzeitig eine Reduzierung des Netzanschlusses auf 70-90% interessant.

Netzanschlussgebühren als Anreiz

Bereits im Ausgangsfall (siehe Tabelle 9) besteht ein Anreiz, den Netzanschluss der Projekte mit PV-Anteil kleiner auszulegen als die Gesamtleistung des Projekts. Die in den Grundannahmen angesetzten Kostenersparnisse, die erzielt werden können, wenn der Netzanschluss unterdimensioniert ist, sind für die Konfiguration mit PV-Anteil bereits ausreichend, um Verluste durch den verkleinerten Netzanschluss auszugleichen und somit die Unterdimensionierung anzureizen.

Ausschließlich für den 100%-Wind Fall sind Netzanschlussgebühren in Höhe von etwa 500 €/kW nötig, um eine Bewegung in Richtung reduzierter Netzanschlussleistung anzuregen.

Misch-Anreize

Standort: Süd, Wind: 300-350 W/m ²						
StGK je eingespeister kWh bei Erhebung von Netzanbindungskosten in Höhe von 7,5 €/a	W100/S0	W80/S20	W60/S40	W40/S60	W20/S80	W0/S100
NA i.H.v. 100%	9,87 ct/kWh	9,52 ct/kWh	9,13 ct/kWh	8,69 ct/kWh	8,22 ct/kWh	7,72 ct/kWh
NA i.H.v. 90%	9,93 ct/kWh	9,45 ct/kWh	9,07 ct/kWh	8,62 ct/kWh	8,16 ct/kWh	7,67 ct/kWh
NA i.H.v. 80%	10,08 ct/kWh	9,41 ct/kWh	9,01 ct/kWh	8,56 ct/kWh	8,09 ct/kWh	7,71 ct/kWh
NA i.H.v. 70%	10,35 ct/kWh	9,50 ct/kWh	8,96 ct/kWh	8,51 ct/kWh	8,08 ct/kWh	7,88 ct/kWh
NA i.H.v. 60%	10,78 ct/kWh	9,72 ct/kWh	8,94 ct/kWh	8,48 ct/kWh	8,19 ct/kWh	8,22 ct/kWh
NA i.H.v. 50%	11,45 ct/kWh	10,13 ct/kWh	9,11 ct/kWh	8,55 ct/kWh	8,51 ct/kWh	8,81 ct/kWh

Tabelle 11

³ Für den Fall mit 40% WE-Anteil wird angenommen, dass die Kosteneinsparungen durch den höheren Windenergie-Anteil etwas geringer ausfallen würden, und diese wurden bei 16% angesetzt.

Mit 2-3% Einsparungen und Netzanschlusskosten von 150 €/kW werden keine ausreichenden Anreize gesetzt, um die Bewertungssituation gegenüber dem Ausgangsfall zu verändern und Hybriden ausreichend anzureizen.

2.5 STANDORT MITTE - GLEICHE KOSTENANNAHMEN FÜR WE UND PV

Im Folgenden werden die Berechnungsergebnisse für den rein theoretischen Fall „Mitte“ aufgeführt, an dem die Stromgestehungskosten von Windenergie und PV gleich gesetzt wurden.

2.5.1 ERTRAGSSITUATION UND VOLLLASTSTUNDEN BEI UNTERSCHIEDLICHEN FALLKONSTELLATIONEN

Energieerträge als Verhältnis zum Fall 100% Wind bei voller Netzanschlussleistung

Standort: Mitte, Wind: 300-350 W/m ²						
Ertrag im Verhältnis zum 100% Wind - 100% NA - Fall	100% Wind 0% PV	80% Wind 20% PV	60% Wind 40% PV	40% Wind 60% PV	20% Wind 80% PV	0% Wind 100% PV
NA i.H.v. 100%	100%	89%	79%	68%	57%	46%
NA i.H.v. 90%	97%	89%	79%	68%	57%	46%
NA i.H.v. 80%	93%	89%	78%	68%	57%	46%
NA i.H.v. 70%	88%	85%	78%	68%	57%	45%
NA i.H.v. 60%	82%	80%	77%	67%	56%	43%
NA i.H.v. 50%	74%	74%	72%	65%	53%	40%

Tabelle 12

Die Energieerträge sind auch hier im Fall eines reinen Windparks mit voller Netzanschlussleistung am höchsten.

Volllaststunden als Verhältnis zwischen Energieertrag und Netzanschlussleistung

Standort: Mitte, Wind: 300-350 W/m ²						
Volllaststunden am Netzeinspeisepunkt im Verhältnis zum 100% Wind - 100% NA - Fall	100% Wind 0% PV	80% Wind 20% PV	60% Wind 40% PV	40% Wind 60% PV	20% Wind 80% PV	0% Wind 100% PV
NA i.H.v. 100%	100%	89%	79%	68%	57%	46%
NA i.H.v. 90%	108%	99%	87%	75%	64%	52%
NA i.H.v. 80%	116%	111%	98%	85%	71%	57%
NA i.H.v. 70%	125%	121%	111%	96%	81%	64%
NA i.H.v. 60%	136%	134%	128%	111%	93%	71%
NA i.H.v. 50%	149%	148%	144%	130%	106%	79%

Tabelle 13

Die Volllaststunden steigen mit Reduzierung der Netzanschlussleistung deutlich an und sind in diesem Beispiel bei einem Projekt mit 100% Windenergie--Anteil am höchsten.

2.5.2 STROMGESTEHUNGSKOSTEN

Ausgangsfall

Standort: Mitte, Wind: 300-350 W/m ²						
StGK je eingespeister kWh ohne Netzanbindungskosten	100% Wind 0% PV	80% Wind 20% PV	60% Wind 40% PV	40% Wind 60% PV	20% Wind 80% PV	0% Wind 100% PV
NA i.H.v. 100%	6,87 ct/kWh					
NA i.H.v. 90%	7,07 ct/kWh	6,85 ct/kWh	6,84 ct/kWh	6,84 ct/kWh	6,84 ct/kWh	6,85 ct/kWh
NA i.H.v. 80%	7,36 ct/kWh	6,88 ct/kWh	6,83 ct/kWh	6,83 ct/kWh	6,83 ct/kWh	6,89 ct/kWh
NA i.H.v. 70%	7,76 ct/kWh	7,15 ct/kWh	6,85 ct/kWh	6,83 ct/kWh	6,85 ct/kWh	7,06 ct/kWh
NA i.H.v. 60%	8,31 ct/kWh	7,55 ct/kWh	6,95 ct/kWh	6,88 ct/kWh	6,97 ct/kWh	7,38 ct/kWh
NA i.H.v. 50%	9,09 ct/kWh	8,13 ct/kWh	7,35 ct/kWh	7,03 ct/kWh	7,27 ct/kWh	7,93 ct/kWh

Tabelle 14

Durch die Annahme gleicher Stromgestehungskosten bei Windenergie und PV sind die Hybriden in diesem Beispiel vorteilhaft. Auch eine reduzierte Netzananschlussleistung ist hier vorteilhaft. Grund ist, dass bei einem Hybriden durch die Antikorrelation von Wind und PV im Vergleich zu den reinen Wind- und Solarparks geringere Verluste durch die gekappte Netzanbindung entstehen.

Bei der Interpretation zu beachten ist, dass die Hybriden im Vergleich zum reinen Windpark zu geringeren Energieerträgen führen.

Synergien als Anreiz

Mit Berücksichtigung von Synergien und damit Kosteneinsparungen bei Hybriden, sind Hybriden unabhängig von der Höhe der Einsparungen unmittelbar vorteilhafter zu bewerten.

Netzananschlussgebühren als Anreiz

Die Gebühr bewirkt hier, dass die Optionen mit reduzierter Netzananschlussleistung an Attraktivität gewinnen. Dieser Effekt verstärkt sich natürlich bei einer höheren Netzananschlussgebühr.

Zudem führt die Gebühr zu Verschiebungen in Richtung der ertragreicheren Optionen. Dieser Trend verstärkt sich mit der Höhe der Netzananschlussgebühren.

Misch-Anreize

Standort: Mitte, Wind: 300-350 W/m ²						
StGK je eingespeister kWh bei Erhebung von Netzanbindungskosten in Höhe von 7,5 €/a	W100/S0	W80/S20	W60/S40	W40/S60	W20/S80	W0/S100
NA i.H.v. 100%	7,07 ct/kWh	7,09 ct/kWh	7,12 ct/kWh	7,16 ct/kWh	7,22 ct/kWh	7,30 ct/kWh
NA i.H.v. 90%	7,26 ct/kWh	7,05 ct/kWh	7,08 ct/kWh	7,11 ct/kWh	7,16 ct/kWh	7,24 ct/kWh
NA i.H.v. 80%	7,54 ct/kWh	7,06 ct/kWh	7,04 ct/kWh	7,07 ct/kWh	7,11 ct/kWh	7,24 ct/kWh
NA i.H.v. 70%	7,92 ct/kWh	7,31 ct/kWh	7,04 ct/kWh	7,04 ct/kWh	7,10 ct/kWh	7,37 ct/kWh
NA i.H.v. 60%	8,46 ct/kWh	7,70 ct/kWh	7,11 ct/kWh	7,06 ct/kWh	7,19 ct/kWh	7,67 ct/kWh
NA i.H.v. 50%	9,22 ct/kWh	8,27 ct/kWh	7,49 ct/kWh	7,18 ct/kWh	7,46 ct/kWh	8,19 ct/kWh

Tabelle 15

Mit Berücksichtigung von 2-3% Einsparungen und Netzananschlusskosten von 150 €/kW werden die oben beschriebenen Effekte in Kombination deutlich.

2.6 AUSWIRKUNGEN EINER VERÄNDERTEN WINDENERGIE-TECHNOLOGIEAUSWAHL

Die bisher vorgestellten Ergebnisse beziehen sich auf eine Windenergieanlagentechnologie mit einer spezifischen Flächenleistung von 300-350 W/m², die an allen betrachteten Beispielstandorten eingesetzt wurde. Natürlich hat ein Projektentwickler in der Realität die Auswahl zwischen verschiedenen Technologien. Es stellt sich somit auch die Frage, ob sich die Ergebnisse und Schlussfolgerungen in Abhängigkeit der Technologieauswahl verändern. Hierzu wurden die oben gezeigten Fälle ergänzend für eine Schwachwindanlage betrachtet. Diese werden insbesondere im Binnenland seit 2012 vermehrt eingesetzt und zeichnen sich durch eine im Vergleich zur oben betrachteten Anlage geringere spezifische Flächenleistung aus. Im Folgenden wird kurz zusammengefasst, welche Veränderungen gegenüber den bisher vorgestellten Analysen zu beobachten sind, wenn statt der Windenergieanlagen mit einer spezifische Flächenleistung von 300-350 W/m² eine Anlage mit 200-250 W/m² genutzt wird.

Dabei wird davon ausgegangen, dass die Rotorkreisfläche gleich bleibt und die Nennleistung verringert wird, um eine geringere spezifische Flächenleistung zu erhalten. Dieses Vorgehen soll bewirken, dass in einer Beispielfläche für die Windenergienutzung auf diese Weise im Falle beider betrachteten Klassen für die spezifische Flächenleistung die gleiche Anzahl an Anlagen errichtet werden kann. Würde man die Generatorleistung konstant halten und den Rotordurchmesser vergrößern, um zu einer geringeren spezifischen Flächenleistung zu kommen, würde in der Realität häufig der Fall eintreten, dass weniger Anlagen errichtet werden können, womit eine neue Bewertungssituation eintritt. Für die theoretische Betrachtung war somit im ersten Schritt die beschriebene Herangehensweise über die Verkleinerung des Generators praktikabel.

In diesem Beispiel wird somit bei geringerer installierter Leistung zu geringeren Stromgestehungskosten weniger Strom erzeugt. Aufgrund der geringeren Leistung im Verhältnis zum Ertrag werden höhere Vollaststunden erreicht. Am Beispiel des Standorts Nord werden die Veränderungen durch die unterschiedliche gewählte Anlagentechnologie in Bezug auf den Fall des reinen Windenergieprojektes in der folgenden Tabelle aufgezeigt.

Tabelle 16

Anlagentechnologie	300-350 W/m ²	200-250 W/m ²
Installierte Leistung	100%	71%
Erzeugter Strom	100%	90%
Volllaststunden	100%	128%
Stromgestehungskosten (Basisfall)	100%	91%

Die verringerten Stromgestehungskosten im Falle der Anlage mit der geringeren spezifischen Flächenleistung führen zu einem stärkeren Anreiz für die Errichtung eines höheren Windenergieanteils. Für den Fall des Standortes Süd bedeutet dies, dass die Stromgestehungskosten der Windenergie damit näher an den Stromgestehungskosten der PV liegen (im Fall 100% Netzanschluss). Damit werden Hybriden im Vergleich zu der Technologie 300-350 W/m² wahrscheinlicher. Durch zusätzlich auftretende Synergieeffekte wird dies verstärkt.

Am Standort Nord hingegen liegen unter Verwendung der Technologie 200-250 W/m² die Stromgestehungskosten noch deutlicher unter jenen der PV, und Hybriden werden unwahrscheinlicher. Dies kann gleichzeitig so gedeutet werden, dass in der Tendenz durch einen Projektentwickler eher die Option einer geringeren spezifischen Flächenleistung bei den Windenergieanlagen gewählt werden würde, um sich zu optimieren, als die Ausgestaltung als Hybrid. Allerdings spielen in diese Entscheidung mehrere Parameter hinein. Beispielsweise wird im betrachteten Beispiel durch die Verkleinerung des Generators bei gleichem Rotordurchmesser ein geringerer Ertrag erzeugt, der im Verhältnis zu den eingesparten Gebühren bewertet werden muss. Eine weitere Option, um zu einer geringeren spezifischen Flächenleistung zu gelangen, wäre eine Vergrößerung des Rotordurchmessers bei gleicher Leistung. Dann würden die Investitionskosten und Erträge bei gleichbleibenden Gebühren steigen, gleichzeitig ist aber der Umstand zu beachten, dass sich ggf. eine reduzierte auf der Fläche umsetzbare Anlagenanzahl ergibt (je nach Flächenzuschnitt). Auch ist zu bedenken, dass der Rotordurchmesser auf der jeweiligen vorhandenen Fläche in Realität ggf. nicht unbegrenzt skalierbar sein könnte (Höhenbegrenzungen). Bei all diesen Varianten sind also stets die individuellen Verhältnisse zwischen Investitionskosten, erreichbaren Erträgen, evtl. vorhandenen Chancen auf Zusatzgewinne durch strategische Gebote und Höhe der Netzanschlussgebühren abzuwägen. Aus diesem Grund können an dieser Stelle zwar Tendenzen genannt, aber keine allgemein gültigen Schlussfolgerungen gezogen werden.

Die Reduktion des Netzanschlusses wird bei der Nutzung von Schwachwindanlagen unwahrscheinlicher. Durch die ohnehin kleineren Generatoren befinden sich die Anlagen über längere Zeiträume im Vollastbereich. Das bedeutet, dass bei einer Reduzierung des Netzanschlusses zwar, wie auch bei den Anlagen mit großem Generator, Kosten eingespart werden können, aber zugleich höhere Verluste anfallen. Wenn Netzanschlussgebühren genutzt werden sollen, um den Anreiz zur Unterdimensionierung des Netzanschlusses zu erhöhen, sind diese bei der Technologie mit geringer spezifischer Flächenleistung höher anzusetzen, um einen Effekt zu sehen.

Die grundlegenden Effekte im Hinblick auf die Entwicklung der Stromgestehungskosten in verschiedenen Fallkonstellationen, die in der Analyse für die Windenergieanlagen mit einer spezifischen Flächenleistung von 300-350 W/m² beschreiben wurden, ändern sich jedoch nicht, wenn stattdessen eine niedrigere spezifische Flächenleistung eingesetzt wird.

2.7 SCHLUSSFOLGERUNGEN AUS DER GRUNDLEGENDEN ANALYSE

Im Norden ergibt sich grundsätzlich durch die geringeren Stromgestehungskosten bei der Windenergie immer eine Vorteilhaftigkeit für diese.

Im Süden ergibt sich entsprechend eine Vorteilhaftigkeit für die PV. Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass bei gleicher installierter Leistung die eingespeisten Erträge bei der PV deutlich geringer sind als im Falle des Windparks.

Sobald strategische Gebote abgegeben werden und somit Zusatzgewinne pro eingespeister kWh kalkuliert werden, steigt die Attraktivität von reinen Windenergieprojekten (höherer Energieertrag bei gleicher installierter Leistung).

Um Veränderungen dieser Situation zu bewirken, müssen mögliche Synergieeffekte im Sinne von Kosteneinsparungen gegenüber den höheren Kosten der jeweils teureren Technologie überwiegen. Auf Basis der derzeit verfügbaren Daten zu den Stromgestehungskosten von Windenergie und PV führt dies zu extrem hohen Anforderungen an die nötigen Kosteneinsparungen, um als Anreiz zu wirken (25-30% der Stromgestehungskosten von PV bzw. WE).

Die positiven Effekte von Synergien greifen verstärkt, je mehr sich Windenergie und PV hinsichtlich der Stromgestehungs-

kosten annähern. Das kann aus heutiger Sicht an einigen wenigen Standorten ggf. der Fall sein, zukünftige Kostenentwicklungen werden die Häufigkeit solcher Fälle beeinflussen. Bei annähernd gleichen Stromgestehungskosten zwischen Windenergie und PV führen schon relativ geringe Kosteneinsparungen zu Vorteilen bei Hybriden. In Fällen mit ungleichen Stromgestehungskosten zwischen Windenergie und PV sind die Effekte in Richtung von Kostensenkungen bei Hybriden natürlich auch vorhanden, aber unterliegen voraussichtlich gegenüber den Effekten der höheren Stromgestehungskosten der jeweiligen teureren Technologie.

Um eine Anreizsetzung in Richtung eines unterdimensionierten Netzanschlusses zu bewirken, müssten an den Beispielstandorten Nord und Süd potentielle Netzanschlussgebühren unverhältnismäßig hoch angesetzt werden. Generell gilt, je höher die Netzanschlussgebühr gewählt wird, desto mehr verstärkt sich auch der Anreiz für die Technologie mit höherem Ertrag (Windenergie).

Wenn die Stromgestehungskosten von Windenergie und PV näher beieinander liegen, kann über Netzanschlussgebühren unmittelbar ein Anreiz für eine reduzierte Auslegung des Netzanschlusses gesetzt werden. Gleichzeitig führt die Gebühr zu Verschiebungen in Richtung der ertragreicheren Optionen, d.h. zu höheren Anteilen an Windenergie. Dieser Trend verstärkt sich mit der Höhe der Netzanschlussgebühren.

Grundsätzlich ist zu beachten, dass sich die Schlussfolgerungen verändern, wenn beispielhaft Zusatzgewinne berücksichtigt werden. Diese ergeben sich im Falle eines leicht oberhalb der Stromgestehungskosten liegenden Gebots. Die Zusatzgewinne sind aufgrund der höheren Einspeisung stets für die Windenergie höher, d.h. es ergeben sich erhöhte Anreize in diese Richtung.

3 BETRACHTUNG EINES BEISPIELFALLS

In diesem Kapitel soll die oben stehende grundlegende Analyse um die Betrachtung eines konkreten Beispielfalls ergänzt werden. Hierbei wird Bezug auf die Überlegungen einzelner Branchenakteure genommen, die eher in die Richtung gehen, ein Windenergieprojekt um eine PV-Anlage zu ergänzen.

Als Grundvoraussetzung wird für die folgenden Betrachtungen die Annahme getroffen, dass Netzanschlussgebühren in Höhe von 150 €/kW eingeführt werden. Es wird untersucht, wie sich Entscheidungsprozesse in der Projektplanung hierdurch verändern könnten. Dabei erfolgt eine Konzentration auf den Fall, dass ein Projektierer auf einer vorhandenen Windvorrangfläche plant und einen Hybriden in Erwägung zieht.

Ausgangssituation

Die Ausgangssituation wird folgendermaßen definiert:

- Es gibt drei Windvorranggebiete mit je fünf Windenergieanlagenstandorten, ein Vorranggebiet liegt im Norden Deutschlands, eines in der Mitte und eines im Süden. Der Nord-Standort hat nach Referenzertragsmodell-Systematik eine Standortqualität von 96%, der mittlere Standort von 82% und der Süd-Standort von 58%.⁴
- Der Projektentwickler plant derzeit in allen Gebieten einen Windpark mit 17 MW und einer Anlagenklasse, die gut den derzeitigen Zubau abbildet (spezifische Flächenleistung von 300-350 W/m²).
- Die Netzanschlussgebühren belaufen sich bei einer Gebühr von 150 €/kW und einer Windparkleistung von 17 MW auf 2.550.000 Euro. Die StrGK betragen inkl. der Netzanschlussgebühren für das Nordprojekt 6,23 ct/kWh (ohne Gebühren 5,99 ct/kWh), für das Projekt im Binnenland 7,15 ct/kWh (ohne Gebühren 6,87 ct/kWh) und für das Südprojekt 9,99 ct/kWh (ohne Gebühren 9,58 ct/kWh).
- Die Windvorrangfläche hat eine fixe Größe, es ist aber grundsätzlich möglich, zusätzlich eine PV-

⁴ Der südliche Standort stellt damit einen extrem windschwachen Standort dar, der auch in der technologiespezifischen Ausschreibung mit Referenzertragsmodell nichtwettbewerbsfähig wäre. Die Standortauswahl erfolgte in Abhängigkeit der verfügbaren Daten zur Wind- und Solareinspeisung. Trotz des Extremfalls bei dem südlichen Standort können die Ergebnisse die richtigen Tendenzen aufzeigen für einen Fall, bei dem die Stromgestehungskosten für PV günstiger sind als für die Windenergie.

Leistungsdauerlinien an den drei Beispiel- Standorten

Freiflächenanlage zu installieren (aktuell zumeist bestehende gesetzliche Restriktionen wurden in diesem theoretischen Fall ausgeräumt).

Der Projektierer überlegt, ob er mit der zusätzlichen Installation von PV Stromgestehungskosten senken kann.

3.1 VERÄNDERUNG DER STROMGESTEHUNGSKOSTEN BEI ZUSÄTZLICHER INSTALLATION VON PV

Im Folgenden wird untersucht, wie sich die Stromgestehungskosten verändern, wenn die zusätzliche Installation einer PV-Freiflächenanlage vorgesehen wird. Hierbei wird zunächst die Annahme getroffen, dass die Netzanschlussleistung weiterhin der Windparkleistung entspricht.

3.1.1 KOMBINATIONS-FÄLLE

Die folgende Tabelle 17 gibt einen Überblick über die betrachteten Kombinations-Fälle. In der horizontalen Zeilenbeschriftung werden die Fälle dahingehend definiert, wie hoch die zum Windparkhinzu genommene PV-Leistung wäre (ausgedrückt in Prozent der Windpark-Leistung). Zur besseren Übersicht werden darunter noch einmal die Anteile von PV und Windenergie in Prozent vom Gesamtprojekt angegeben.

	Wind + 0% PV	Wind + 5% PV	Wind + 10% PV	Wind + 20% PV	Wind + 30% PV	Wind + 40% PV	Wind + 50% PV
Anteil PV Am Gesamtprojekt	0%	5%	9%	17%	23%	29%	33%
Anteil Wind Am Gesamtprojekt	100%	95%	91%	83%	77%	71%	67%

Tabelle 17

Alle ausgewiesenen Kombinations-Fälle werden an den drei unterschiedlichen Windpark-Standorten berechnet (Nord, Mitte und Süd).

3.1.2 LEISTUNGSDAUERLINIEN DER KOMBINATIONS-FÄLLE

Im Folgenden werden einführend Leistungsdauerlinien gezeigt, die verdeutlichen, wie sich das Einspeiseverhalten (Häufigkeit unterschiedlicher Einspeise-Leistungen) mit zunehmendem PV-Anteil – zunächst einmal unter der Annahme einer gleich bleibender Netzanschlussleistung – verändert. Grundsätzlich wird das Einspeise-Verhalten des Parks im Teillastbereich verbessert. Die volle Einspeiseleistung wird selbst unter Einbindung hoher PV-Anteile extrem selten erreicht. Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die Leistungsdauerlinien des Basis-Projekts (nur Wind) und der Hybriden für die Standorte Nord, Mitte und Süd.

Standort Nord

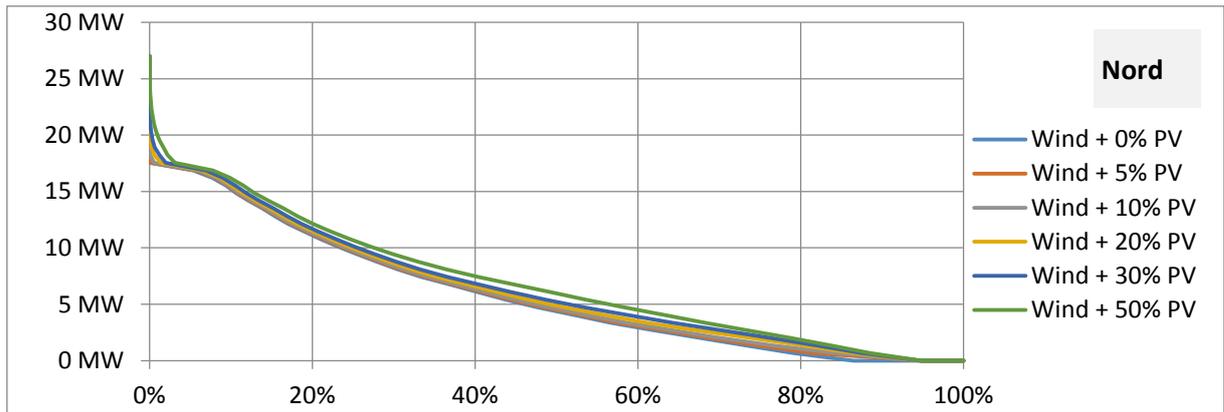


Abbildung 1

Standort Mitte

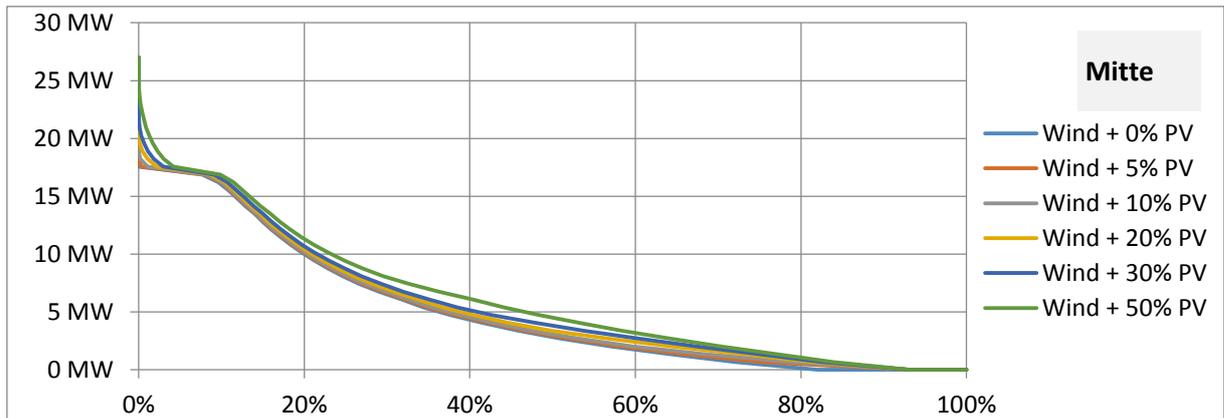


Abbildung 2

Standort Süd

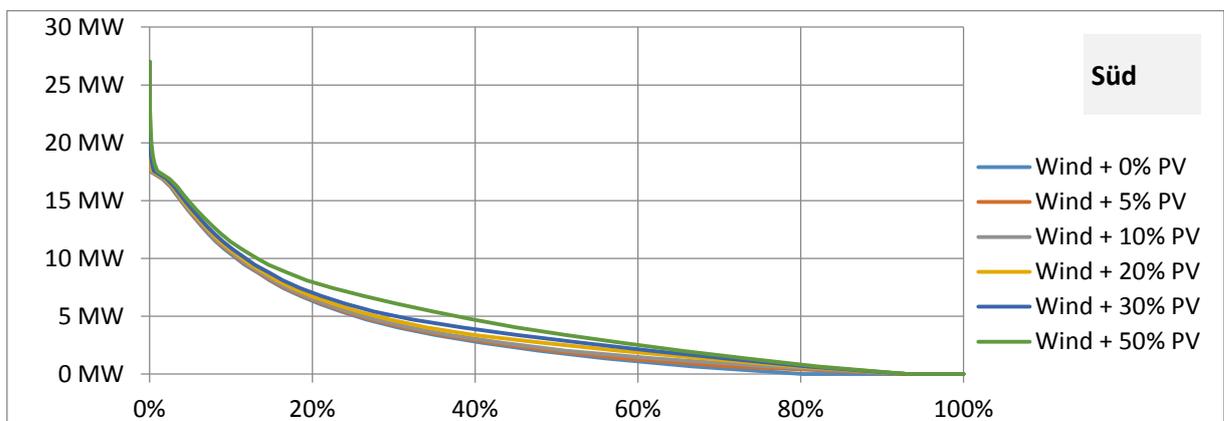


Abbildung 3

3.1.3 STROMGESTEHUNGSKOSTEN IN DEN KOMBINATIONEN-FÄLLEN

In diesem Kapitel werden ausgehend von den Stromgestehungskosten für den reinen Windpark potentielle Stromgestehungskosten für die Hybrid-Fälle mit zunehmender PV-Leistung berechnet. Zunächst wird hierbei davon ausgegangen, dass die Netzanschlussleistung sich nicht verändert und der installierten Leistung des Windparks entspricht.

Es wird die vereinfachende Annahme getroffen, dass durch das Vorhandensein des Netzanschlusses (ohnein geplant für den Windpark) eine Kostenreduktion für den Netzanschluss der PV-Anlage eintritt (insbes. durch den kurzen Weg zum Einspeisepunkt und die Auslegung des Netzanschlusses auf einen Wert unterhalb der gesamt installierten Leistung). Es wird die Annahme gesetzt, dass die dadurch für die PV erreichten Einsparungen bezogen auf die Stromgestehungskosten von PV bei maximal 10% liegen (unabhängig von der PV-Leistung). Darauf aufbauend ergeben sich die folgenden Stromgestehungskosten.

Standort Nord

Standort: Nord, WEA mit 300-350 W/m ²	Stromgestehungskosten für eingespeisten Strom bei Basisnetzanschluss						
	Wind + 0% PV	Wind + 5% PV	Wind + 10% PV	Wind + 20% PV	Wind + 30% PV	Wind + 40% PV	Wind + 50% PV
Netzanschluss							
Basis (Wind)	6,23 ct/kWh	6,27 ct/kWh	6,30 ct/kWh	6,37 ct/kWh	6,43 ct/kWh	6,49 ct/kWh	6,56 ct/kWh

Tabelle 18

Am Standort Nord ist der reine Windpark auch unter Berücksichtigung der Netzanschlussgebühren die attraktivste Option.

Standort Mitte

Standort: Mitte, WEA mit 300-350 W/m ²	Stromgestehungskosten für eingespeisten Strom bei Basisnetzanschluss						
	Wind + 0% PV	Wind + 5% PV	Wind + 10% PV	Wind + 20% PV	Wind + 30% PV	Wind + 40% PV	Wind + 50% PV
Netzanschluss							
Basis (Wind)	7,15 ct/kWh	7,15 ct/kWh	7,16 ct/kWh	7,16 ct/kWh	7,17 ct/kWh	7,19 ct/kWh	7,20 ct/kWh

Tabelle 19

Auch am Standort Mitte hat der reine Windpark Vorteile, aber nicht ganz so eindeutig wie am Standort Nord.

Standort Süd

Standort: Süd, WEA mit 300-350 W/m ²	Stromgestehungskosten für eingespeisten Strom bei Basisnetzanschluss						
	Wind + 0% PV	Wind + 5% PV	Wind + 10% PV	Wind + 20% PV	Wind + 30% PV	Wind + 40% PV	Wind + 50% PV
Netzanschluss							
Basis (Wind)	9,99 ct/kWh	9,88 ct/kWh	9,78 ct/kWh	9,59 ct/kWh	9,43 ct/kWh	9,29 ct/kWh	9,16 ct/kWh

Tabelle 20

Am Standort Süd kehrt sich das Bild um und Windpark mit einem hohen PV-Anteil ist (inklusive Berücksichtigung der Netzanschlussgebühren) die wirtschaftlichste Option.⁵

⁵ Grundsätzlich wäre ein reiner PV-Park an diesem Standort die attraktivste Option bzw. hätte die besten Chancen im Ausschreibungssystem. Der Beispielfall beruht aber auf der Ausgangssituation einer Windparkplanung auf einer vorhandenen Vorrangfläche für die Windenergie. Für

Die unterschiedliche Bewertung der Vorteilhaftigkeit von Hybrid-Konstellationen an den unterschiedlichen Standorten hängt von den Eingangsdaten für die Stromgestehungskosten von Windenergie und PV an diesen Standorten ab. Die Bewertungen ergeben sich für diese betrachteten Verhältnisse von Windenergie- und PV-Kosten zueinander. Ändern sich diese Verhältnisse zueinander (bspw. im Zeitverlauf), würden sich auch die Schlussfolgerungen verschieben.

3.2 VERÄNDERUNG DER STROMGESTEHUNGSKOSTEN BEI OPTIMIERUNG DER NETZANSCHLUSSLEISTUNG

Im nächsten Schritt kann sich der Projektierer die Frage stellen, ob die Schlussfolgerungen sich verändern, wenn er zusätzlich weitere Varianten für die Ausgestaltung der Netzanschlussleistung einbezieht. Es wird somit im Folgenden untersucht, wie sich die Fall-Bewertungen verändern, wenn die Netzanschlussleistung im Vergleich zur reinen Windpark-Leistung bei Hinzunahme von PV erhöht wird.⁶

Die Annahme für Kostenreduktion bei der PV-Anlage, die sich aus dem Vorhandensein des Netzanschlusses für den Windpark ergibt, wird bei Vergrößerung der Netzanschlussleistung stufenweise zurück genommen, da in diesen Fällen quasi ein „anteiliger Netzanschluss“ vorgesehen werden muss.

Im Folgenden werden die Stromgestehungskosten der Fallkonstellationen für alle drei Beispiel-Standorte dargestellt.

diesen Fall sollen die Stromgestehungskosten ggf. durch eine Ausgestaltung als Hybrid gesenkt und damit die Wettbewerbschancen verbessert werden. Deshalb werden nur die entsprechenden Fälle in den Tabellen ausgewiesen.

⁶ Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird an dieser Stelle auf eine (ebenfalls mögliche) Reduzierung der Netzanschlussleistung im Vergleich zur Windparkleistung nicht dargestellt. Diese Überlegung könnte für den reinen Windpark natürlich auch getroffen werden. Untersuchungen dazu zeigten aber, dass dies keine attraktive Option wäre, weil die dadurch bewirkten Ertragsverluste zu groß sind (es wäre erst bei vielfach höheren Netzanschlussgebühren eine Option).

Standort Nord

Standort: Nord, WEA mit 300-350 W/m ²	Stromgestehungskosten für eingespeisten Strom bei Basisnetzanschluss bei unterschiedlichen Netzanschlusskapazitäten						
Netzanschluss	Wind + 0% PV	Wind + 5% PV	Wind + 10% PV	Wind + 20% PV	Wind + 30% PV	Wind + 40% PV	Wind + 50% PV
Basis + 0%	6,23 ct/kWh	6,27 ct/kWh	6,30 ct/kWh	6,37 ct/kWh	6,43 ct/kWh	6,49 ct/kWh	6,56 ct/kWh
Basis + 5%		6,29 ct/kWh	6,32 ct/kWh	6,38 ct/kWh	6,44 ct/kWh	6,49 ct/kWh	6,55 ct/kWh
Basis + 10%			6,35 ct/kWh	6,40 ct/kWh	6,45 ct/kWh	6,51 ct/kWh	6,56 ct/kWh
Basis + 20%				6,45 ct/kWh	6,50 ct/kWh	6,54 ct/kWh	6,59 ct/kWh
Basis + 30%					6,55 ct/kWh	6,59 ct/kWh	6,63 ct/kWh
Basis + 40%						6,64 ct/kWh	6,68 ct/kWh
Basis + 50%							6,72 ct/kWh

Tabelle 21

Am Standort Nord würde sich die Entscheidung hin zu einem reinen Windpark mit entsprechendem Netzanschluss nicht verändern, eine Erweiterung der Netzanschlusskapazität macht die Hybriden nicht attraktiver.

Standort Mitte

Standort: Mitte, WEA mit 300-350 W/m ²	Stromgestehungskosten für eingespeisten Strom bei Basisnetzanschluss bei unterschiedlichen Netzanschlusskapazitäten						
Netzanschluss	Wind + 0% PV	Wind + 5% PV	Wind + 10% PV	Wind + 20% PV	Wind + 30% PV	Wind + 40% PV	Wind + 50% PV
Basis + 0%	7,15 ct/kWh	7,15 ct/kWh	7,16 ct/kWh	7,16 ct/kWh	7,17 ct/kWh	7,19 ct/kWh	7,20 ct/kWh
Basis + 5%		7,17 ct/kWh	7,17 ct/kWh	7,16 ct/kWh	7,17 ct/kWh	7,17 ct/kWh	7,19 ct/kWh
Basis + 10%			7,20 ct/kWh	7,18 ct/kWh	7,18 ct/kWh	7,18 ct/kWh	7,18 ct/kWh
Basis + 20%				7,23 ct/kWh	7,22 ct/kWh	7,21 ct/kWh	7,20 ct/kWh
Basis + 30%					7,27 ct/kWh	7,25 ct/kWh	7,24 ct/kWh
Basis + 40%						7,30 ct/kWh	7,28 ct/kWh
Basis + 50%							7,33 ct/kWh

Tabelle 22

Am Standort Mitte gilt die gleiche Schlussfolgerung, allerdings liegen hier die Stromgestehungskosten sehr nah beieinander, und zwar sowohl in Richtung einer Hybrid-Variante als auch in Richtung eines möglicherweise etwas größer ausgelegten Netzanschlusses.

Standort Süd

Standort: Süd, WEA mit 300-350 W/m ²	Stromgestehungskosten für eingespeisten Strom bei Basisnetzanschluss bei unterschiedlichen Netzanschlusskapazitäten						
Netzanschluss	Wind + 0% PV	Wind + 5% PV	Wind + 10% PV	Wind + 20% PV	Wind + 30% PV	Wind + 40% PV	Wind + 50% PV
Basis + 0%	9,99 ct/kWh	9,88 ct/kWh	9,78 ct/kWh	9,59 ct/kWh	9,43 ct/kWh	9,29 ct/kWh	9,16 ct/kWh
Basis + 5%		9,92 ct/kWh	9,81 ct/kWh	9,62 ct/kWh	9,46 ct/kWh	9,31 ct/kWh	9,18 ct/kWh
Basis + 10%			9,86 ct/kWh	9,66 ct/kWh	9,49 ct/kWh	9,34 ct/kWh	9,20 ct/kWh
Basis + 20%				9,74 ct/kWh	9,56 ct/kWh	9,40 ct/kWh	9,26 ct/kWh
Basis + 30%					9,63 ct/kWh	9,47 ct/kWh	9,32 ct/kWh
Basis + 40%						9,54 ct/kWh	9,39 ct/kWh
Basis + 50%							9,46 ct/kWh

Tabelle 23

Am Standort Süd geht die Tendenz unverändert in Richtung eines Windparks mit möglichst großem PV-Anteil. Auch hier macht eine Erweiterung der Netzanschlusskapazität die Hybriden nicht attraktiver.

Energieerträge

Wichtig für die Interpretation der Ergebnisse ist auch die Verteilung der Energieerträge für die verschiedenen Varianten. Diese steigen stets mit der zusätzlichen Integration von PV.

Die zusätzliche Erhöhung der Netzanschlussleistung hingegen führt zu vergleichsweise geringen Ertragserhöhungen, da nur die aufgrund der Antikorrelation von Wind und Sonne ohnehin geringen Verluste vermieden werden. Im Folgenden wird am Beispiel des Standorts Mitte eine Verteilung abgebildet, die generellen Effekte und daraus zu ziehenden Schlussfolgerungen unterscheiden sich nicht wesentlich zwischen den drei Standorten.

Standort: Mitte, WEA mit 300-350 W/m ²	Energieertrag am Netzeinspeisepunkt im Verhältnis zum reinen Windpark						
	Wind + 0% PV	Wind + 5% PV	Wind + 10% PV	Wind + 20% PV	Wind + 30% PV	Wind + 40% PV	Wind + 50% PV
Netzanschluss							
Basis + 0%	100%	102%	104%	109%	113%	117%	121%
Basis + 5%		102%	105%	109%	113%	118%	122%
Basis + 10%			105%	109%	114%	118%	122%
Basis + 20%				109%	114%	118%	123%
Basis + 30%					114%	119%	123%
Basis + 40%						119%	123%
Basis + 50%							123%

Tabelle 24

Volllaststunden

Analog zu den Energieerträgen sind auch die Volllaststunden bei gleich bleibendem Netzanschluss natürlich am größten, wenn hohe Anteile PV in den Windpark integriert werden. Bei Erhöhung der Netzanschlussleistung geht die Anzahl der Volllaststunden am Netzanschlusspunkt spürbar zurück. Dieser Effekt fällt stärker aus, je mehr PV im System ist, da PV in allen angenommenen Fällen geringere Volllaststunden erzielt als Wind.

Standort: Mitte, WEA mit 300-350 W/m ²	Volllaststunden am Netzeinspeisepunkt						
	Wind + 0% PV	Wind + 5% PV	Wind + 10% PV	Wind + 20% PV	Wind + 30% PV	Wind + 40% PV	Wind + 50% PV
Netzanschluss							
Basis + 0%	100%	102%	104%	109%	113%	117%	121%
Basis + 5%		97%	100%	104%	108%	112%	116%
Basis + 10%			95%	99%	103%	107%	111%
Basis + 20%				91%	95%	99%	102%
Basis + 30%					88%	91%	95%
Basis + 40%						85%	88%
Basis + 50%							82%

Tabelle 25

Unter dem Ziel einer möglichst guten Auslastung eines Netzanschlusspunktes wären die Hybridvarianten demnach als vorteilhaft zu bewerten, wenn die Netzanschlussleistung unter der Gesamtleistung von PV und Windpark liegt. Am positivsten fallen die Fälle aus, in denen die Netzanschlussleistung in Höhe der Windparkleistung belassen oder nur leicht erhöht wird und ein möglichst hoher Anteil PV zugebaut wird.

3.3 EINFLUSS MÖGLICHER SYNERGIEN

Die oben stehenden Ausführungen führen erst einmal zu der Schlussfolgerung, dass im Norden und in der Mitte die reinen Windenergieprojekte eher im Vorteil wären. Deshalb soll im Folgenden die Frage beantwortet werden, wieviel günstiger PV am jeweiligen Standort sein müsste, damit sich diese Schlussfolgerung verändert. Es werden somit Richtwerte ermittelt, wie hoch Kosteneinsparungen bei den Stromgestehungskosten der PV sein müssten, um Hybriden interessant zu machen. Die Kosteneinsparungen können sich entweder durch weiter voran schreitende Lernkurveneffekte oder durch die Erschließung von Synergien in Bezug auf den Netzanschluss ergeben.

Die gleichen Effekte würden sich auch ergeben, wenn ein Windstandort teurer wäre als es in den Stromgestehungskosten-Annahmen wiedergespiegelt ist. Entscheidend ist das Verhältnis zwischen den Stromgestehungskosten der Windenergie und der PV. Um an dieser Stelle eine greifbare Aussage zu ermitteln, wird aber hier die vereinfachende Herangehensweise über die nötigen Kostenreduktionen bei der PV gewählt. Die folgenden Tabellen geben eine Übersicht der Ergebnisse.

Standort Nord

Standort: Nord, WEA mit 300-350 W/m ²	Stromgestehungskosten für eingespeisten Strom bei Basisnetzanschluss bei unterschiedlichen Netzanschlusskapazitäten						
Netzanschluss	Wind + 0% PV	Wind + 5% PV	Wind + 10% PV	Wind + 20% PV	Wind + 30% PV	Wind + 40% PV	Wind + 50% PV
Basis + 0%	6,23 ct/kWh	6,23 ct/kWh	6,23 ct/kWh	6,24 ct/kWh	6,24 ct/kWh	6,25 ct/kWh	6,26 ct/kWh
Basis + 5%		6,25 ct/kWh	6,25 ct/kWh	6,25 ct/kWh	6,25 ct/kWh	6,25 ct/kWh	6,26 ct/kWh
Basis + 10%			6,27 ct/kWh	6,26 ct/kWh	6,26 ct/kWh	6,26 ct/kWh	6,26 ct/kWh
Basis + 20%				6,31 ct/kWh	6,30 ct/kWh	6,29 ct/kWh	6,28 ct/kWh
Basis + 30%					6,34 ct/kWh	6,33 ct/kWh	6,32 ct/kWh
Basis + 40%						6,37 ct/kWh	6,36 ct/kWh
Basis + 50%							6,40 ct/kWh

Tabelle 26

Am Standort Nord verschiebt sich bei der Annahme von Kosteneinsparungen bei den Stromgestehungskosten der PV in Höhe von 23% das wirtschaftliche Optimum in Richtung der Hybriden. Die Option einer im Vergleich zur reinen Windparkleistung leicht erhöhten Netzanschlussleistung (um 5%) ist hier ebenfalls eine Option.

Der Wert für die nötigen Kosteneinsparungen ist an diesem Standort demnach sehr hoch. Dieser kann eher nicht allein aufgrund von Synergieeffekten bei der Ausgestaltung des Netzanschlusses erreicht werden. Vielmehr müssten sich die Stromgestehungskosten von Windenergieanlagen und PV an diesem Standort zunächst weiter annähern, damit die Hybrid-Optionen wahrscheinlicher werden.

Standort Mitte

Standort: Mitte, WEA m 300-350 W/m ²	Stromgestehungskosten für eingespeisten Strom bei Basisnetzanschluss bei unterschiedlichen Netzanschlusskapazität						
Netzanschluss	Wind + 0% PV	Wind + 5% PV	Wind + 10% PV	Wind + 20% PV	Wind + 30% PV	Wind + 40% PV	Wind + 50% PV
Basis + 0%	7,15 ct/kWh	7,15 ct/kWh	7,15 ct/kWh	7,15 ct/kWh	7,15 ct/kWh	7,16 ct/kWh	7,17 ct/kWh
Basis + 5%		7,17 ct/kWh	7,16 ct/kWh	7,14 ct/kWh	7,14 ct/kWh	7,14 ct/kWh	7,15 ct/kWh
Basis + 10%			7,19 ct/kWh	7,16 ct/kWh	7,15 ct/kWh	7,14 ct/kWh	7,14 ct/kWh
Basis + 20%				7,22 ct/kWh	7,19 ct/kWh	7,17 ct/kWh	7,16 ct/kWh
Basis + 30%					7,24 ct/kWh	7,22 ct/kWh	7,20 ct/kWh
Basis + 40%						7,27 ct/kWh	7,24 ct/kWh
Basis + 50%							7,29 ct/kWh

Tabelle 27

Am Standort Mitte, an dem die Stromgestehungskosten von Windenergieanlagen und PV-Anlage nicht so weit auseinander liegen, führen bereits 3% Einsparungen bei der PV zu einer Entscheidung in Richtung der Hybriden. Hierbei wird noch klarer als am Standort Nord auch eine Tendenz zu einer Verschiebung des Optimums hin zu einer leichten Erhöhung der Netzanschlussleistung (um 5-10%) sichtbar.

Grund hierfür ist, dass die Windeinspeisung an diesem Standort vergleichsweise hoch ist (gute Windhöffigkeit) und auch die PV-Einspeisung in relevanter Höhe anfällt. Dadurch ergeben sich etwas höhere Verluste in der Kombination als am Standort Nord, an dem die PV-Einspeisung im Vergleich geringer ist. Und auch im Vergleich zum Standort Süd (siehe unten) sind die Verluste geringer, da dort die Windenspeisung seltener im Nennleistungsbereich erfolgt. Deshalb wird eine vergrößerte Auslegung des Netzanschlusses im Beispielfall Mitte schneller interessant.

Standort Süd

Am Standort Süd ist die Hybrid-Variante mit hohem PV-Anteil bereits in der Ausgangsannahme zu geringeren Stromgestehungskosten umsetzbar als der reine Windpark und die Integration von einer möglichst großen PV-Leistung führt zu geringeren Stromgestehungskosten. An diesem Ergebnis ändern auch weitere Einsparungen bei der PV nichts, diese bestärken die Tendenz weiter und führen zu insgesamt niedrigeren Kosten, aber keiner Neuordnung der Vorteilhaftigkeit (auch nicht im Hinblick auf die Auslegung des Netzanschlusses).

3.4 SCHLUSSFOLGERUNGEN AUS DER ANALYSE DES BEISPIELFALLS

Insgesamt zeigen die oben stehenden Ausführungen, dass im Falle der Einführung von Netzanschlussgebühren Hybrid-Parks aus Sicht eines Windpark-Projektierers zumindest an einigen Standorten in Deutschland bereits heute bzw. unter der Eintrittsvoraussetzung vergleichsweise geringfügiger Sy-

nergieeffekte eine Option zur Verbesserung der Wettbewerbschancen in der Auktion sein können. Dies gilt für die Fälle, in denen die Stromgestehungskosten von PV unter denen für die Windenergie liegen – hier der Beispielfall Süden.⁷

Voraussetzung dafür ist, dass sich die Projekte in einem Ausschreibungssystem bewegen, dass kein Referenzertragsmodell für die Windenergie beinhaltet und dass administrative Hürden ausgeräumt werden, vor denen derartige Projekte heute voraussichtlich stehen würden (dies betrifft bspw. die – zumindest zumeist – eingeschränkte Umsetzbarkeit von PV auf Ackerflächen sowie die Bereitschaft der Netzbetreiber derartige Lösungen umzusetzen).

An Standorten in der Region Nord müssten die erzielbaren Synergien aus heutiger Sicht immens sein, damit ein Hybrid im Vergleich zu einem reinen Windpark Vorteile erlangt. Diese Einschätzung könnte sich aber mit der zukünftigen Entwicklung der Stromgestehungskosten für die Windenergie und die PV (Stromgestehungskosten der PV sinken möglicherweise schneller) verändern und auch an diesen Standorten Hybriden eine Option werden.

In der vorliegenden Betrachtung (Kapitel 0) wurden nur die Kosten der Beispielprojekte berücksichtigt. Demnach ist das Projekt mit den geringsten Stromgestehungskosten am vorteilhaftesten, weil theoretisch das niedrigste Gebot abgegeben werden kann. Die Verhältnisse ändern sich zugunsten von Hybriden mit einem größeren PV-Anteil, wenn die Stromgestehungskosten von PV im Verhältnis zu den Wind-Stromgestehungskosten sinken.

Weiterhin muss berücksichtigt werden, dass in Fällen, in denen eine strategische Gebotsabgabe oberhalb der tatsächlichen Kosten (incl. Basisrenditen) dazu führen würde dass sich der Anreiz zur Errichtung von Hybriden vergrößert. Das Optimum hängt von der tatsächlich möglichen Gebotshöhe ab.

⁷ Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass ein reines PV-Projekt in diesem Beispielfall grundsätzlich noch geringere Stromgestehungskosten hätte. Hierbei ist jedoch darauf hinzuweisen, dass bei gleicher installierter Leistung die eingespeisten Erträge einer reinen PV-Anlage deutlich geringer sind als im Falle eines Windparks bzw. von Hybriden mit Windenergie-Anteilen. Sobald strategische Gebote abgegeben werden und somit Zusatzgewinne pro eingespeister kWh kalkuliert werden, steigt die Attraktivität von Optionen mit höheren Energieerträgen und die Bewertung verschiebt sich erneut.

4 LITERATURVERZEICHNIS

- [DWG 2017] Deutsche WindGuard GmbH: Stromgestehungskosten der Windenergie an Land. Zwischenergebnisse im Rahmen des Beratungsvorhabens zum EEG-Erfahrungsbericht. Januar 2017.
- [ZSW 2017] Kelm, Tobias (ZSW), Email vom 26.01.2017, Aussage zu aktuellen Stromgestehungskosten bei PV-Freiflächenanlagen an drei Beispielstandorten.

AUSGESTALTUNG VON
HÖCHSTWERTREGIONEN IN DER
TECHNOLOGIEÜBERGREIFENDEN
AUSSCHREIBUNG

VORBEREITUNG UND BEGLEITUNG BEI DER
ERSTELLUNG EINES ERFAHRUNGSBERICHTS
GEMÄß §97 EEG 2014

Teilvorhaben II e – Windenergie an Land
(Fachlos 6)

Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

AUSGESTALTUNG VON HÖCHSTWERTREGIONEN IN DER TECHNOLOGIEÜBERGREIFENDEN AUSSCHREIBUNG

Kurztitel: Höchstwertregionen

Autoren: Auftragnehmer
**DEUTSCHE
WINDGUARD**
Anna-Kathrin Wallasch
Silke Lüers

Projektnummer (AG): 03MAP344
Projektnummer (AN): VW16165
Berichtsnummer: SP17011A1
Datum: 30.06.2017
© Deutsche WindGuard GmbH

Auftraggeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)
Referat I C 4
Villemombler Straße 76
53123 Bonn
Deutschland

Auftragnehmer

**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/>

Unterauftragnehmer



Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg
Industriestraße 6
70565 Stuttgart

Telefon 0711 78 70 0
Fax: 0711 78 70 100
E-Mail: info@zsw-bw.de
URL <https://www.zsw-bw.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 47 Seiten inklusive Deckblatt.

INHALTSVERZEICHNIS

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	V
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	VI
TABELLENVERZEICHNIS	VI
1 HINTERGRUND.....	1
2 STRUKTUR DER ANALYSE.....	1
3 BASISPARAMETER ZUR FESTLEGUNG VON HÖCHSTWERTREGIONEN.....	4
3.1 FESTLEGUNG ANHAND VON LANDKREISGRENZEN	4
3.2 RELEVANTE REFERENZHÖHE	6
3.3 RELEVANTE WINDGESCHWINDIGKEITSBEREICHE IN 140 M HÖHE	9
3.4 FESTLEGUNG DER DIFFERENZIERUNGSWERTE FÜR DIE EINZELNEN HÖCHSTWERT-REGIONEN	10
4 DARSTELLUNG DER HÖCHSTWERTREGIONEN.....	13
4.1 KARTENDARSTELLUNG DER HÖCHSTWERTREGIONEN.....	13
4.2 VERIFIZIERUNG ANHAND VON WINDDATEN FÜR 120 M HÖHE	14
4.3 LANDKREISE IN DEN GRENZREGIONEN.....	15
4.4 CHARAKTERISIERUNG DER WINDBEDINGUNGEN IN DEN HÖCHSTWERTREGIONEN	17
5 ABLEITUNG GEEIGNETER HÖCHSTWERTEN.....	21
5.1 ERTRAGSANNAHMEN	22
5.2 ERGEBNISSE ZUR STANDORTGÜTE-VERTEILUNG IN DEN HÖCHSTWERTREGIONEN	25
5.3 EMPFEHLUNGEN ZUR FESTLEGUNG VON HÖCHSTWERTEN	27
5.4 ABSCHÄTZUNG DER KOSTENSITUATION IN DEN EINZELNEN HÖCHSTWERTREGIONEN	28
5.5 SCHLÜSSELFAKTOREN FÜR DIE INTERPRETATION	29
6 FAZIT.....	32
LITERATURVERZEICHNIS.....	35
ANHANG	36

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

anemos	anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
DWG	Deutsche WindGuard
GK	Geländeklasse
HWR	Höchstwertregion
MW	Megawatt
m/s	Meter pro Sekunde
m	Meter
m ²	Quadratmeter
N	Stichprobengröße
W	Watt
WEA	Windenergieanlagen
%	Prozent

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Effekte von verschiedenen Einflussfaktoren auf die Stromgestehungskosten bei Standorten mit mittleren Windgeschwindigkeit von 7,5 bzw. 7,25 m/s.....	6
Abbildung 2: Median, Quartile sowie Minima, Maxima und Mittelwert (Raute) der Nabenhöhen nach Inbetriebnahmejahr	7
Abbildung 3: Mittlere Windgeschwindigkeit in Deutschland in 120 m und 140 m Höhe über Grund	8
Abbildung 4: Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe gemäß Betreiberangaben im Anlagenregister der BNetzA Stand 28.2.2017.....	9
Abbildung 5: Windzonen nach DIBt in Deutschland.....	11
Abbildung 6: Kartendarstellung der Höchstwertregionen.....	13
Abbildung 7: Verteilung (Median, 25%- und 75%-Quantil, Minimum und Maximum) der mittleren Windgeschwindigkeit je Landkreis in einer Höhe von 140 m und 120 m über Grund.....	15
Abbildung 8: Flächenverteilung nach mittlerer Windgeschwindigkeit in 140 m - Höchstwertregion I.....	18
Abbildung 9: Flächenverteilung nach mittlerer Windgeschwindigkeit in 140 m - Höchstwertregion II.....	18
Abbildung 10: Flächenverteilung nach mittlerer Windgeschwindigkeit in 140 m - Höchstwertregion III.....	19
Abbildung 11: Flächenverteilung nach mittlerer Windgeschwindigkeit in 140 m nach Höchstwertregionen in Bezug auf die Fläche Deutschlands.....	20
Abbildung 12: Mittlere Standortgüte nach Höchstwertregionen bei einem Ertragsabschlag von 13% bezogen auf den P50-Ertrag.....	26
Abbildung 13: Mittlere Standortgüte nach Höchstwertregionen bei einem Ertragsabschlag von 19% bezogen auf den P50-Ertrag.....	26
Abbildung 14: Bandbreite der Stromgestehungskosten in den einzelnen Höchstwertregionen	29

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Technologieannahmen nach Höchstwertregionen.....	23
---	----

1 HINTERGRUND

Die Deutsche WindGuard ist durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie mit der Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß §97 des EEG 2014 im Teilvorhaben Windenergie an Land (Vorhaben I-Ie, Fachlos 6) beauftragt. Unterauftragnehmer ist das Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoffforschung (ZSW). Im Rahmen des Vorhabens werden unter anderem die Kosten der Windenergie an Land erhoben und analysiert, weiterhin werden Handlungsempfehlungen zur Weiterentwicklung des EEG und den damit zusammenhängenden Rechtsnormen ausgesprochen.

Die Deutsche WindGuard ist im Rahmen des Vorhabens unter anderem für die Arbeitspakete zu den Kosten der Windenergienutzung verantwortlich. In diesen Bereich ist die vorliegende Analyse einzuordnen und wurde entsprechend durch die Deutsche WindGuard erstellt. Die Diskussion um die technologieübergreifenden Ausschreibungen führten zum Ergebnis, dass neben einer geplanten Verteilernetzkomponente der Ansatz für die Bildung von Höchstwertregionen vielversprechend gewertet wird. Somit liegt das Ziel der vorliegenden Analyse darin, die Optionen zur Festlegung von differenzierten Höchstwerten für die gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen gemäß § 39i EEG 2017 näher zu untersuchen und Vorschläge zur konkreten Ausgestaltung zu erarbeiten.

2 STRUKTUR DER ANALYSE

Die Untersuchungen bauen auf die im Rahmen der Diskussion um die Ausgestaltung der ab 2018 geplanten technologieübergreifenden Ausschreibungen auf. Das Pilotvorhaben zur gemeinsamen Ausschreibung von Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen (>750 kW) soll dazu dienen, die Funktionsweise und Wirkungen von technologieübergreifenden Ausschreibungen zu erproben und die Ergebnisse, auch im Vergleich zur technologiespezifischen Ausschreibung, zu evaluieren. Pro Jahr sollen von 2018 bis 2020 jeweils 400 MW verteilt auf zwei Gebotstermine ausgeschrieben werden. Dabei soll für Windenergieanlagen keine Standortdifferenzierung durch das Referenzertragsmodell vorgenommen werden. Netz- und Systemintegrationskosten sollen über eine Verteilernetzkompo-

nente berücksichtigt werden. Zudem sollen ab 2019 differenzierte Höchstpreise verhindern, dass Standorte mit sehr guten Windbedingungen deutlich höhere Zuschlagswerte erzielen, als für einen wirtschaftlichen Betrieb erforderlich und so extreme Renditen erzielen können. Welcher Höchstwert für ein Projekt gilt, soll über eine Zuordnung jedes Landkreises in eine Höchstwertklasse auf Basis von vorhandenen objektiven Winddaten erfolgen. Die folgende Analyse vertieft die bereits vorliegenden Vorschläge und erarbeitet auf dieser Basis die mögliche nähere Ausgestaltung der Höchstwertregionen.

In einem ersten Schritt ist der Zuschnitt der Höchstwertregionen zu definieren. Im weiteren Verlauf der Analyse sollen Kenntnisse dazu erlangt werden, wie sich die Wettbewerbssituation in den einzelnen Höchstwertregionen sowie insgesamt voraussichtlich gestaltet. Um dies zu untersuchen, ist die Definition der Untersuchungsregionen vorab unerlässlich.

Die Einteilung der Regionen erfolgt anhand des in der Windkarte des Unternehmens anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH (anemos) ausgewiesenen Windpotentials. Die verwendete Karte beinhaltet Angaben zur durchschnittlichen Windgeschwindigkeit je Verwaltungsregion (Landkreise bzw. kreisfreie Städte). [Anemos 2016 und Anemos 2017] Es wird ein mehrstufiges Vorgehen gewählt, bei dem zunächst relevante Referenzhöhen für den aktuellen Anlagenzubau ermittelt werden. Daraufhin wird das relevante Spektrum an Windgeschwindigkeiten in dieser Höhe bestimmt, für die differenzierte Höchstwertregionen zu bilden sind. Auf dieser Basis kann eine begründete Herleitung verschiedener Höchstwertregionen erfolgen.

Daraufhin werden Empfehlungen erarbeitet, welche Höchstwerte vor dem Hintergrund der Renditebegrenzung für die definierten Höchstwertregionen als geeignet erscheinen. Da die technologieübergreifenden Ausschreibungen erst ab 2019 mit Höchstwerten arbeiten sollen, ist zu erwarten, dass sich die Kostensituation der Windenergie bis dahin in relevanter Weise weiterentwickelt. Es wird deshalb angestrebt, die Höchstwerte auf einem automatischen Anpassungsmechanismus zu gründen: Die Werte sollen in Prozent vom Höchstwert der technologiespezifischen Ausschreibung für die Windenergie ausgedrückt werden (dieser wird zukünftig regelmäßig anhand der Ausschreibungsergebnisse angepasst). Die entsprechende Festlegung der Regionen-spezifischen Höchstwerte wird somit möglich durch die Analyse der Standortgüten in den einzelnen Höchstwertregionen.

Abschließend werden für die einzelnen Regionen ergänzend die Stromgestehungskosten aus heutiger Sicht betrachtet. Ziel hierbei ist es, die Bandbreite der Höhe der Stromgestehungskosten je Region zu analysieren. Dies kann unterstützende Hinweise zur voraussichtlichen Wirkung der Höchstwerte geben.

Die Analyse gliedert sich in folgende Teile: In Kapitel 3 werden Basisparameter zur Festlegung von Höchstwertregionen definiert, anhand derer die Regionen schrittweise konkretisiert werden. In Kapitel 4 werden die sich auf dieser Basis ergebenden Höchstwertregionen für die technologieübergreifende Ausschreibung näher charakterisiert und verifiziert. In Kapitel 4 werden Empfehlungen zur Festlegung der entsprechenden Regionen-spezifischen Höchstwerte erarbeitet. In Kapitel 5 erfolgt ein zusammenfassendes Fazit.

3 BASISPARAMETER ZUR FESTLEGUNG VON HÖCHSTWERTREGIONEN

Im Folgenden wird ein Vorschlag für den Zuschnitt der Höchstwertregionen entwickelt. Die Einordnung von Landkreisen in die Höchstwertregionen soll anhand ihres Windpotentials auf Basis der von anemos erstellten Windkarte erfolgen. [anemos 2017]

Zunächst werden die relevanten Rahmenparameter zur Entwicklung der Höchstwertregionen definiert, das heißt die relevante Referenzhöhe bestimmt sowie die relevanten, zu differenzierenden Windgeschwindigkeitsbereiche untersucht. Auf dieser Basis kann ein begründeter Vorschlag für die Regionenabgrenzung entwickelt werden. Nachfolgend werden die vorgeschlagenen Regionen verifiziert und näher charakterisiert.

3.1 FESTLEGUNG ANHAND VON LANDKREISGRENZEN

Es wird vorgesehen zur Entwicklung von Regionenspezifischen Höchstwerten zunächst die Lage der Regionen entlang von Landkreisgrenzen festzulegen. Die Landkreise bzw. kreisfreien Städte sollen in einer Verordnung den einzelnen Höchstwertregionen zugeordnet werden. Dies entspricht einem etablierten, administrativ gut umsetzbaren Vorgehen (ebenfalls angewendet wurde dies bspw. beim Netzausbaubereich). Zudem wird eine begrenzte Anzahl an Regionen anvisiert. [BMWi 2017]

Die Zielsetzung der Einführung von Höchstwerten ist die Renditeabschöpfung. Ohne das Referenzertragsmodell ist dies notwendig, um an sehr windstarken Standorten extreme Renditen zu vermeiden. An windschwächeren Standorten ist dies weniger notwendig, da hier der Wettbewerbsdruck dafür sorgt, dass die Projekte ohnehin zu ihren Grenzkosten bieten müssen bzw. häufig auch per se keine Chance auf einen Zuschlag haben.

Das bedeutet, dass nur so viele Abstufungen an Höchstwerten (d.h. Regionen) gebildet müssen, wie es notwendig ist, damit extreme Renditen tatsächlich vermieden werden. Eine noch tiefere Differenzierung hätte eher erhöhte Unsicherheiten bei der ohnehin schwierigen Höchstwertfestlegung zur Folge. Wenn es wenige Höchstwerte gibt und diese zudem erst einmal wenig ambitioniert ausgestaltet werden, bedeutet dies

wenig Einfluss auf die Gebotsreihung und auf die Möglichkeiten der Projekte, sich an den Ausschreibungen zu beteiligen. Sehr gute Standorte werden lediglich davon abgehalten, zu stark oberhalb ihrer Kosten anzubieten, der Rest der Projekte orientiert sich bei seinem Gebot weiterhin vordergründig an der Einschätzung der Wettbewerbsstärke, der Höchstwert spielt eine untergeordnete Rolle.

Vor diesem Hintergrund erscheint auch die Regionenbildung auf Basis von Landkreisgrenzen durchaus gerechtfertigt. Naturgemäß sind gewisse Unschärfen zu erwarten, wenn Flächenanteile von Kreisen über ein besseres oder schlechteres Windpotential verfügen, als es der Durchschnittswert wiedergibt. Bei relativ großen Regionen ist es aber so, dass ein nicht zu enges Spektrum an Windgeschwindigkeiten in einer Region zusammengefasst wird, so dass große Teile der Varianz in den einzelnen Landkreisen dennoch zu einer Einordnung in die entsprechend gleiche Region führen.

In Bezug auf die Wirkungsweise der Höchstwerte, die eingangs bereits beschrieben wurde, werden zudem nicht allein die Windgeschwindigkeiten von Bedeutung sein. Die Kostenstrukturen von Windenergieprojekten differieren stark, auch aufgrund nicht von der Windgeschwindigkeit abhängiger Faktoren. Hinzu kommen andere Einflussfaktoren auf den Ertrag, wie die derzeit vermehrt auftretenden genehmigungsrechtlichen Auflagen, die zu relevanten Ertragsminderungen führen.

Den Einfluss von geringfügig unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten an verschiedenen Standorten im Vergleich zu der Wirkung weiterer Einflussfaktoren zeigt Abbildung 1. Dargestellt sind zwei Basisstandorte mit einer mittleren Windgeschwindigkeit 7,5 bzw. 7,25 m/s. Im beispielhaften Basisfall ist deutlich, dass bei gleicher Technologieauswahl, gleichen Kosten und Genehmigungsstrukturen der windstärkere Standort wie zu erwarten ein günstigeres Gebot abgeben kann, da die Stromgestehungskosten niedriger sind. Hinsichtlich der genehmigungsrechtlichen Auflagen sowie der Kostenstrukturen werden im Folgenden abweichend von den Basisannahmen für den windstarken Standort im Vergleich unvorteilhafte und für den windschwächeren Standort vorteilhafte Annahmen getroffen. Die Annahmen für die variierten Kostenstrukturen sind an die jeweiligen Standardabweichungen in der vorhandenen Kostendatenbasis angelehnt. [DWG 2017] Die Veränderung der entsprechenden Eingangparameter beeinflussen die Stromgestehungskosten so stark, dass der windschwächere Standort, der in der Basisannahme bei einem beispielhaften Maximal-

Zuschlagswert (angenommen wurde hierfür der Mittelwert zwischen den beiden Basisfällen) keinen Zuschlag erhalten hätte, unter günstigeren Ertrags- oder Kostenstrukturen in allen vier betrachtenden Beispielen aber einen Zuschlag erhalten würde. Hingegen würde der windstärkere Standort in drei der vier Variationsfälle aufgrund der ungünstigen Ertrags- und Kostenstrukturen keinen Zuschlag erhalten. Es wird deutlich, dass neben der Windgeschwindigkeit viele weitere Aspekte in relevanter Weise auf die Wettbewerbschancen einwirken.

Abbildung 1:
Effekte von verschiedenen Einflussfaktoren auf die Stromgestehungskosten bei Standorten mit mittleren Windgeschwindigkeit von 7,5 bzw. 7,25 m/s

	Stromgestehungskosten	Zuschlag
7,5 m/s	Basisbeispiel (P50 mit 13% Abschlag auf Energieertrag)	✓
	Erhöhter Abschlag auf Energieertrag (19%)	✗
	Erhöhte Hauptinvestitionskosten (+8%)	✗
	Erhöhte Investitionsnebenkosten (+21%)	✓
	Erhöhte Betriebskosten (+37%)	✗
7,25 m/s	Basisbeispiel (P50 mit 13% Abschlag auf Energieertrag)	✗
	Verringerter Abschlag auf Energieertrag (10%)	✓
	Verringerte Hauptinvestitionskosten (-8%)	✓
	Verringerte Investitionsnebenkosten (-21%)	✓
	Verringerte Betriebskosten (-37%)	✓

Variation angelehnt an beobachtete Standardabweichung Beispiel für höchsten Zuschlagswert

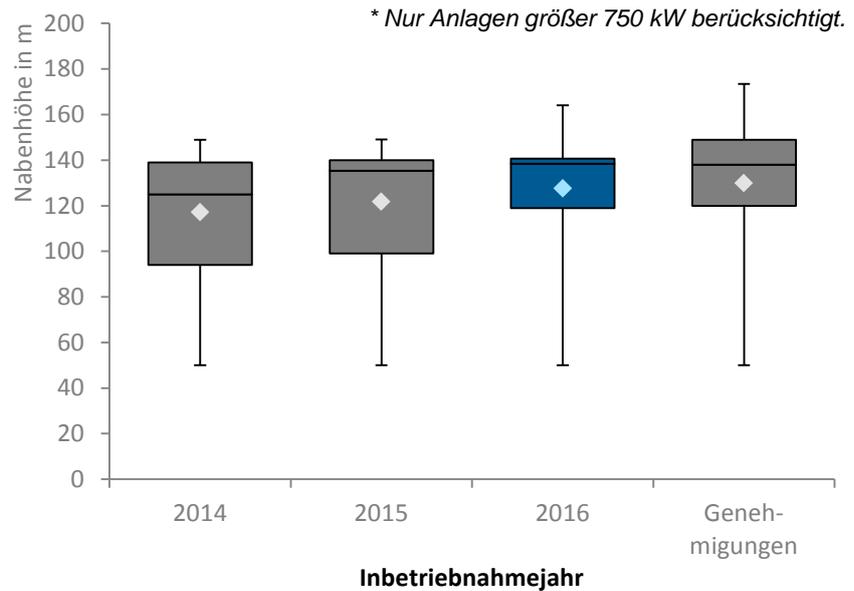
Aus diesen Gründen erscheint es nicht angebracht, bei der Regionenfestlegung ein stark komplexes Verfahren zu verfolgen. Es sollte vielmehr ein praktisch umsetzbarer Weg eingeschlagen werden und bei der darauf aufbauenden Höchstwertfestlegung gesichert werden, dass diese nicht zu ambitioniert festgelegt werden. Dadurch haben leichte Unschärfen bei der Landkreis-orientierten Regionenfestlegung später im Grund nur noch eine untergeordnete Bedeutung.

3.2 RELEVANTE REFERENZHÖHE

Die durchschnittliche Nabenhöhe im Jahr 2016 installierter Anlagen betrug 128 m. In den letzten Jahren war zudem sehr deutlich der allgemeine Trend hin zu immer größeren Nabenhöhen und vor allem einer stärkeren Konzentration des Zubaus auf den Bereich von 120-140 m Nabenhöhe zu beobachten (siehe Abbildung 2).

Abbildung 2:
Median, Quartile sowie
Minima, Maxima und
Mittelwert (Raute)
der Nabenhöhen nach In-
betriebnahmejahr

Datenbasis: Anlagenre-
gister der BNetzA
Stand 28.2.2017
[BNetzA 2017]



Im Jahr 2016 verfügten rund 75% der Windenergieanlagen über eine Nabenhöhe von 120 m und darüber, knapp 50% lagen bei einer Nabenhöhe von 140 m und höher. Die Betrachtung der Ende 2016 genehmigten Anlagen zeigt zudem einen weiteren Anstieg der durchschnittlichen Nabenhöhe auf 130 m, weiterhin haben knapp 50% der Windenergieanlagen eine Höhe von 140 m und mehr.

Markt legt Orientierung
an mittleren Windge-
schwindigkeiten in
120 m und 140 m nahe

Aufgrund dieser recht eindeutigen Tendenzen in Bezug auf die Nabenhöhenentwicklung werden Windpotenzialkarten für 120 und 140 m Höhe über Grund als Grundlage der nachfolgenden Analyse genutzt. Zur Entwicklung eines Vorschlags für die zu definierenden Höchstwertregionen werden die durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten in den einzelnen Verwaltungsregionen in 140 m Höhe genutzt. Die verwendeten Windkarten werden in Abbildung 3 dargestellt.

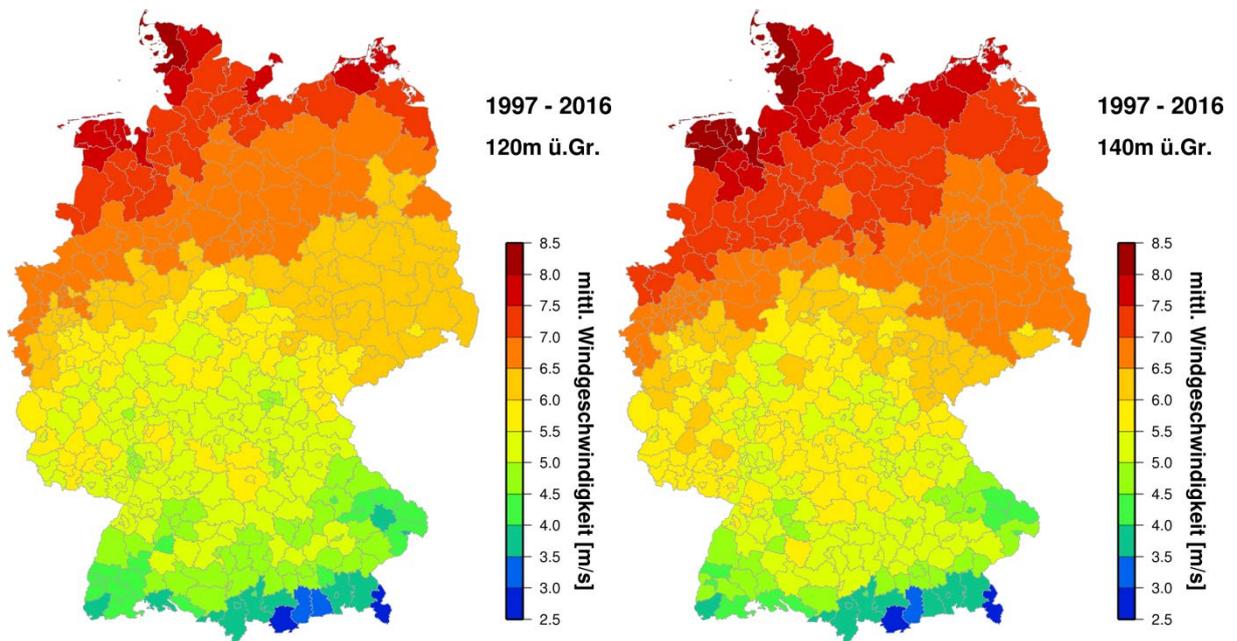


Abbildung 3:
Mittlere Windgeschwindigkeit in Deutschland in 120 m und 140 m Höhe über Grund
[anemos 2017]

Die Auswertung soll für Ausschreibungen in den Jahren 2019 und 2020 verwendet werden, so dass den voraussichtlich weiter steigenden Nabenhöhen hierdurch Rechnung getragen wird. Zudem werden gerade im komplexen Gelände größere Nabenhöhen gewählt, um die höhere Bodenrauigkeit als Einflussfaktor zu minimieren. Für diese Standorte beschreiben die Windgeschwindigkeiten in 140 m Höhe deshalb in geeigneter Weise die Situation. An den windstärkeren Standorten im flachen Gelände kann davon ausgegangen werden, dass die Windgeschwindigkeitsveränderungen mit der Höhe im Vergleich weniger signifikant sind (steileres Höhenprofil).

Zonierung erfolgt auf
Basis der Windkarte für
140 m Höhe über
Grund

Aus diesem Grund erscheint es gerechtfertigt, die Zonierung auf Basis der mittleren Windgeschwindigkeiten in 140 m Höhe zu treffen. Der Vorschlag zur Einteilung der Höchstwertregionen wird anhand der ebenfalls vorhandenen Windkarte für eine Höhe von 120 m validiert.

3.3 RELEVANTE WINDGESCHWINDIGKEITSBEREICHE IN 140 M HÖHE

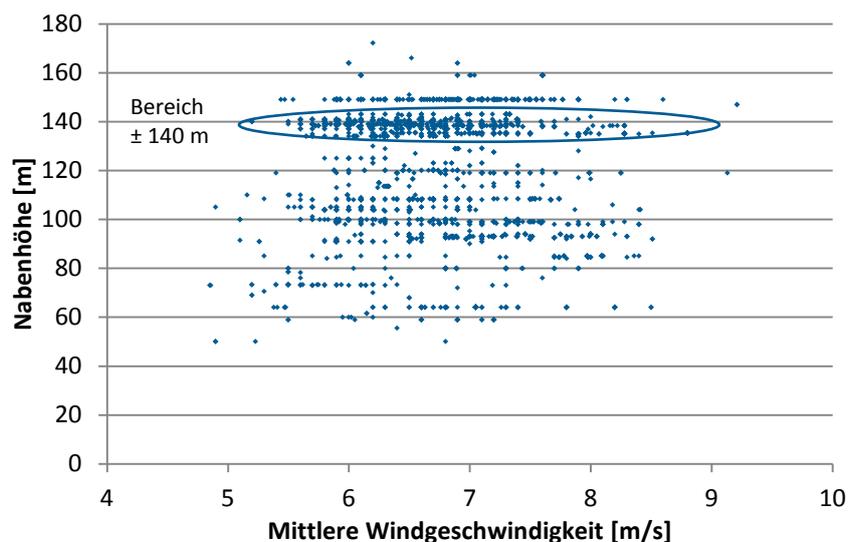
Als ersten Schritt zur Regionenfestlegung ist zu prüfen, welche mittleren Windgeschwindigkeiten in 140 m Höhe eine zentrale Rolle für die Planung von Windenergieprojekten einnehmen. Denn nur in diesen Windgeschwindigkeitsbereichen ist es sinnvoll, über Zonierungen nachzudenken.

Deshalb wird zunächst geprüft, über welche mittleren Windgeschwindigkeiten aktuelle Projekte in den relevanten Planungshöhen – zumindest aus heutiger Sicht – minimal verfügen. Hierbei geht es nicht darum, Standorte mit mittleren Windgeschwindigkeiten unterhalb dieses Minimalwertes auszuschließen, sondern nur um die Schlussfolgerung, dass unterhalb dieser Minimalwindgeschwindigkeit keine weitere Zonierung in Bezug auf die Höchstwertfestlegung sinnvoll wäre (die Anzahl an Projekten wäre hier voraussichtlich sehr gering und ohnehin nicht vom Problem möglicher extremer Renditen betroffen).

Um eine solche Größe der Minimalwindgeschwindigkeit in Bezug auf die Höchstwertregionen-Festlegung zu ermitteln, werden die im Anlagenregister verzeichneten Projektdaten hinsichtlich verzeichneter mittlerer Windgeschwindigkeiten in 140 m Nabenhöhe betrachtet. Abbildung 4 gibt hierzu einen Eindruck.

Abbildung 4:
Windgeschwindigkeit
in Nabenhöhe gemäß
Betreiberangaben im
Anlagenregister der
BNetzA Stand
28.2.2017

Datenbasis: Anlagenre-
gister der BNetzA
Stand 28.2.2017
[BNetzA 2017]



*Nur Anlagen größer 750 kW berücksichtigt.

Standorte mit einer Windgeschwindigkeit von unter 5 m/s in 140 m Höhe sollten in keine tiefere Zonierung fallen

Es wird deutlich, dass Projektplanungen an Standorten mit Windgeschwindigkeiten unterhalb von 5 m/s in beiden betrachteten Höhen in den Planungen nicht vorkommen. Aus diesem Grund besteht die erste Schlussfolgerung darin, dass Standorte mit einer Windgeschwindigkeit von unter 5 m/s in 140 m Höhe in keine tiefere Zonierung fallen und der windschwächsten zu definierenden Höchstwertregion zugeordnet werden sollten.

Zonierung für Windgeschwindigkeitsspektrum von 5-8,5 m/s in 140 m Höhe über Grund

Die Auswertungen des Unternehmens anemos für das Windpotential in Deutschland in 140 m Höhe differenzieren die unterschiedlichen vorkommenden mittleren Windgeschwindigkeiten anhand einer Skala von 2,5 bis 8,5 m/s (siehe Abbildung 3). Bleiben die Windgeschwindigkeiten unterhalb von 5 m/s aus den oben beschriebenen Gründen bei der Zonierung unberücksichtigt, ergibt sich ein Spektrum von 5 bis 8,5 m/s, anhand dessen Höchstwertregionen zu bilden sind.

3.4 FESTLEGUNG DER DIFFERENZIERUNGSWERTE FÜR DIE EINZELNEN HÖCHSTWERT-REGIONEN

Windpotentialeinordnung nach IEC und DIBt als Referenz zur Festlegung der Differenzierungswerte

Es ist nun festzulegen, in welcher Schrittweite sich die Festlegung von Höchstwertregionen bewegen soll. Hierbei wird angestrebt, etablierte Bewertungsverfahren für die Windbedingungen an unterschiedlichen Standorten bei der Entwicklung der Festlegungssystematik zu berücksichtigen.

Im Hinblick auf die Charakterisierung und Einordnung von Standorten nach Windpotential bieten sich hierbei die Windklassen nach IEC sowie nach DIBt an. Diese werden genutzt, um die Anlagenauslegung auf bestimmte Windverhältnisse bzw. die Anforderungen an die Auslegung von Windenergieanlagen an verschiedenen Standorten zu beschreiben.

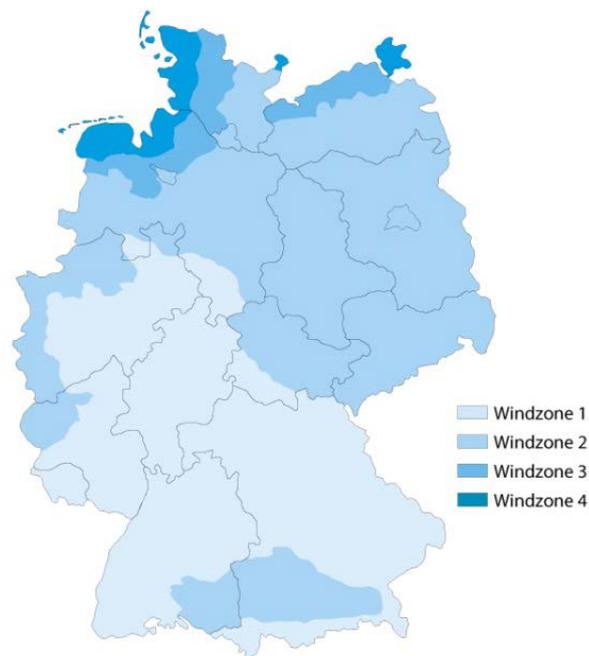
Die IEC-Windklassen beruhen unter anderem auf definierten mittleren Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe. Die Anlagenhersteller ordnen diese jedem Anlagentyp zu, um jeweils die mögliche Bandbreite an Standorten zu definieren, für die dieser konstruiert wurde. Die IEC-Klassen benennen folgende Auslegungswerte für die zu berücksichtigenden maximalen mittleren Windgeschwindigkeiten je nach Klasse:

- IEC Windklasse I: 10 m/s
- IEC Windklasse II: 8,5 m/s
- IEC Windklasse III: 7,5 m/s

Für Windenergie an Land in Deutschland sind im Prinzip nur Klasse II und III von Relevanz, da die IEC-Klassen weltweit verwendet werden und eher auf höhere Windgeschwindigkeiten referieren. Deshalb liegt der Rückschluss nahe, dass für Deutschland bzw. für das vorliegende Untersuchungsziel die Windzonen nach DIBt eine bessere Orientierung bieten könnten. Diese und differenzieren zusätzlich Windgeschwindigkeitsbereiche unter 7,5 m/s näher. Die Zonen werden im Gegensatz zu den IEC-Klassen aufsteigend nach Windgeschwindigkeit geordnet

Bei der Eignungsprüfung von Windenergieanlagen für einen Standort in Deutschland ist zunächst zu prüfen, in welche Windzone nach DIBt der jeweilige Standort fällt sowie welche Rahmenbedingungen hinsichtlich der Bodenrauigkeit zugrunde zu legen sind. Daraus ergeben sich die relevanten Auslegungsparameter nach DIBt. Die folgende Kartendarstellung verdeutlicht die Geltungsbereiche der Windzonen nach DIBt.

Abbildung 5:
Windzonen nach DIBt
in Deutschland
[nach DIN 2011, eigene Darstellung]



Die mittleren Windgeschwindigkeiten, die für die einzelnen Zonen im Einzelfall anzusetzen sind, lassen sich, wie oben beschrieben, nur in Verbindung mit einer Annahme für die Rauigkeit der jeweiligen Standorte ausweisen. Eine entsprechende Annahme für die Geländeklassen (GK) nach DIN EN 191,1-4/NA wird hier näherungsweise getroffen, so dass sich die fol-

genden mittleren Windgeschwindigkeiten für 140 m Nabenhöhe ermitteln lassen:

- Windzone 1: GK II = 6,18 m/s
- Windzone 2: GK II = 6,86 m/s
- Windzone 3: GK II = 7,55 m/s
- Windzone 4: Mittel GK I+II= 8,55 m/s

Der niedrigste Rechenwert für die mittlere Windgeschwindigkeit (d.h. bei sehr rauem Gelände bzw. GK IV) für Windzone 1 und 140 m Höhe beträgt 5,01 m/s. Dies ist ein weiterer Hinweis darauf, dass noch niedrigere mittlere Windgeschwindigkeiten in Bezug auf das vorliegende Untersuchungsziel vernachlässigbar sind.

Vorschlag von Rahmenwerten zur Definition von Höchstwertregionen

Bei der Festlegung von Rahmenwerten zur Definition von Höchstwertregionen wird empfohlen, in Bezug auf die Wahl der Schrittweiten sichtbar dem Umstand Rechnung zu tragen, dass keine vollumfängliche Genauigkeit hinsichtlich der Möglichkeiten zur Bestimmung des Windpotentials nach Landkreisen in einer Windkarte vorhanden ist. Die Rahmenwerte sollten deshalb in gerundeten 0,5 m/s-Werten definiert werden. Unter Einbeziehung der Rahmenparameter der Windzonen nach DIBt wird folgende Einteilung bezogen auf die mittlere Windgeschwindigkeit in 140 m Höhe vorgeschlagen:

- **Höchstwertregion I: 7,5 bis 8,5 m/s**
Begründung: Dieser Windgeschwindigkeitsbereich wurde in Anlehnung an die DIBt-Windzonen 3 und 4 bzw. die IEC-Klasse II gewählt.
- **Höchstwertregion II: 6,5 bis < 7,5 m/s**
Begründung: Dieser Windgeschwindigkeitsbereich wurde in Anlehnung an DIBt-Windzone 2 gewählt, wobei mit 6,5 m/s der Rahmen etwas weiter gefasst wird, um gleichmäßige Schrittweiten zu erhalten. Zudem trägt dies dem Umstand Rechnung, dass auch Standorte in der nördlichen Hälfte Deutschlands teilweise der Windzone 1 zuzuordnen sind, wo wiederum niedrigere Windgeschwindigkeiten anzusetzen sind. Bezogen auf die IEC-Klassen fällt dieser Bereich in IEC-Klasse III.
- **Höchstwertregion III: <6,5 m/s**
Begründung: Die Region orientiert sich an DIBt-Windzone 1 und fasst alle niedrigeren Windgeschwindigkeiten zusammen. Für Windgeschwindigkeiten unterhalb von 5 m/s wird keine weitere Differenzierung als sinnvoll erachtet. Bezogen auf die IEC-Klassen fällt auch dieser Bereich in IEC-Klasse III.

Die angegebenen mittleren Windgeschwindigkeiten zur Entwicklung der Höchstwertregionen gelten für 140 m Höhe. Für geringere Höhen sind diese entsprechend geringer anzusetzen.

4 DARSTELLUNG DER HÖCHSTWERTREGIONEN

Die in Kapitel 2 definierten Basisparameter werden im Folgenden auf die anemos-Windkarte für mittlere Windgeschwindigkeiten je Verwaltungsregion in 140 m Höhe angewendet.

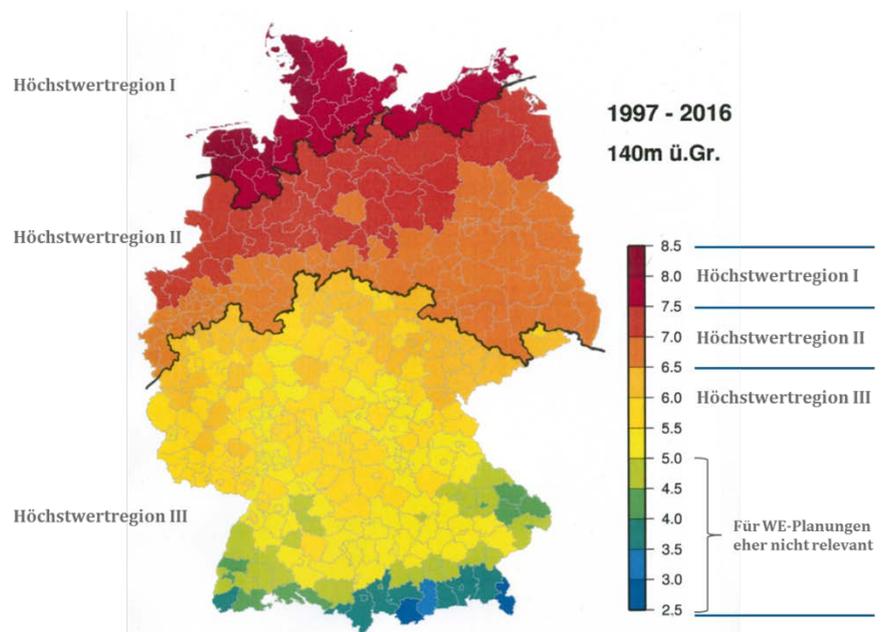
4.1 KARTENDARSTELLUNG DER HÖCHSTWERTREGIONEN

Die definierten Schrittweiten zur Festlegung der Höchstwertregionen nach mittlerer Windgeschwindigkeit in 140 m Höhe werden im Folgenden grafisch dargestellt. Auf diese Weise wird deutlich, welche Regionen in Deutschland den jeweiligen Höchstwertregionen zugeteilt werden.

Die vorgeschlagene Definition der Höchstwertregionen führt zu den in Abbildung 6 dargestellten Grenzziehungen.

Abbildung 6:
Kartendarstellung der
Höchstwertregionen

Auf Basis von
[anemos 2017]



Bei Anwendung der oben beschriebenen Herangehensweise auf die vorliegenden Windpotentialdaten in 140 m Höhe ergeben sich weitgehend zusammenhängende Höchstwertregionen. Eine Liste der Landkreise und kreisfreien Städte, die in die jeweiligen Höchstwertregionen fallen, findet sich im Anhang dieses Berichts.

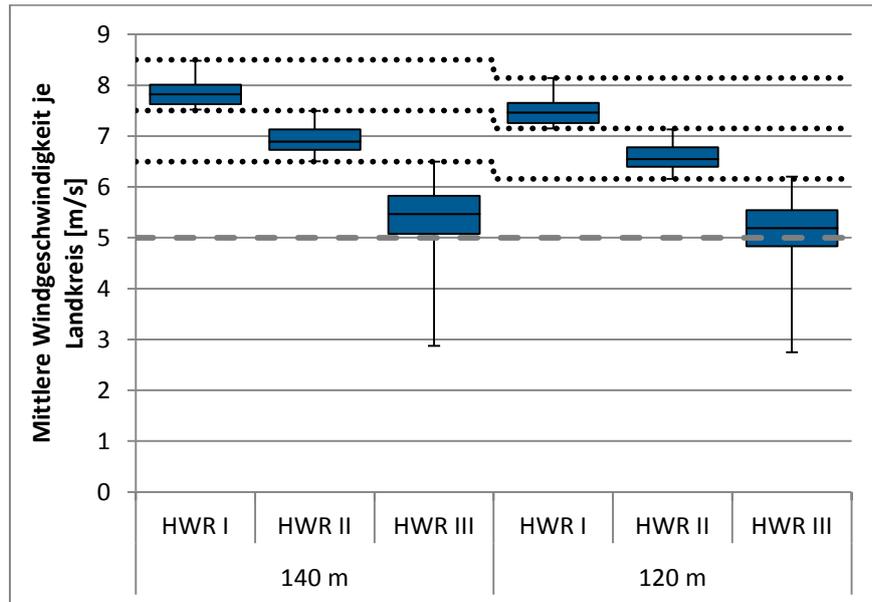
4.2 VERIFIZIERUNG ANHAND VON WINDDATEN FÜR 120 M HÖHE

Die Höchstwertregionen sollen im weiteren Verfahrensverlauf anhand der Verwaltungsgrenzen definiert und festgeschrieben werden. D.h. diese gelten dann für alle Projekte und Nabenhöhen-Klassen. Um festzustellen, ob die Nabenhöhe einen Einflussfaktor für die Zonierung an sich darstellt (und nicht nur für die wirtschaftliche Bewertung der Projekte in der jeweiligen Zone) wurden die Differenzierungswerte zur Charakterisierung der einzelnen Höchstwertregionen anhand der Daten von anemos anhand einer Referenzhöhe von 120 m überprüft. Hierbei wurden die mittleren Windgeschwindigkeiten in 120 m für alle Landkreise differenziert nach den oben beschriebenen Zonen ausgewertet.

Einen Abgleich der Ergebnisse für 120 und 140 m Höhe zeigt Abbildung 7. Per Definition liegen die mittleren Windgeschwindigkeiten der Landkreise in 140 m Höhe innerhalb der Zonierungsgrenzen (7,5 bzw. 6,5 m/s). Betrachtet man die Verteilung der Windgeschwindigkeiten in 120 m Höhe wird deutlich, dass diese wie zu erwarten absolut niedriger liegen, sich jedoch ebenfalls gut zu drei Regionen zusammenfassen lassen. Es ergeben sich für einige wenige Landkreise sehr geringfügige Abweichungen, die bei Definition der Regionen in 120 m Nabenhöhe theoretisch zu einer Zuordnung zu einer anderen Region führen würden. Diese Abweichungen liegen für die einzelnen Landkreise jedoch im zweistelligen Nachkommabereich der Windgeschwindigkeit und sind gegenüber der Unsicherheit des Windatlas sowie der ohnehin in einzelnen Landkreisen vorliegenden Häufigkeitsverteilung der mittleren Windgeschwindigkeiten zu vernachlässigen.

Abbildung 7:
Verteilung (Median, 25%- und 75%-Quantil, Minimum und Maximum) der mittleren Windgeschwindigkeit je Landkreis in einer Höhe von 140 m und 120 m über Grund

Datenbasis: anemos
2017



Es ist davon auszugehen, dass bei Betrachtung noch niedrigerer Höhen die unterschiedliche Rauigkeit verschiedener Gebiete in Deutschland deutlicher sichtbar wird. D.h. in Bereichen mit größerer Rauigkeit würden die erfassten mittleren Windgeschwindigkeiten mit sinkender Höhe stärker abnehmen als in flachen Regionen. Dies wäre aber eher für die windschwächeren Standorte ggf. relevant für die Einordnung. An diesen Standorten haben sich jedoch bereits heute – auch im Vergleich zu windstarken Standorten – große Nabenhöhen sehr stark etabliert, so dass die beschriebenen Effekte in Bezug auf die Zonierung vernachlässigbar sind.

4.3 LANDKREISE IN DEN GRENZREGIONEN

Jegliche Art der Grenzziehung bedeutet, dass in den Grenzregionen Landkreise oder kreisfreie Städte, die mindestens in Bezug auf einen Teil ihrer Fläche über ähnliche Windbedingungen verfügen, in unterschiedliche Regionen eingeordnet werden. Erfolgt die Einordnung in die windschwächere Höchstwertregion mit entsprechend höherem Höchstwert, zieht dies im Grunde keinen Nachteil nach sich. Erfolgt eine Einteilung in die Region mit dem ambitionierteren Wert, könnte dies aber dazu führen, dass einzelne Flächen aufgrund ihrer Stromgestehungskosten nicht mit einem Gebot unterhalb dieses Wertes an der Ausschreibung teilnehmen können.

Im Folgenden wird betrachtet, wie viele Landkreise in den Grenzregionen liegen und für wie viele Landkreise die Zuord-

Anzahl der Landkreise
in den Grenzregionen

nung in eine Region mit einem im Vergleich ambitionierteren Höchstwert einhergeht.

- **Höchstwertregion I:**

Insgesamt 33 Landkreise / Verwaltungsregionen

An der Grenze hinsichtlich der mittleren Windgeschwindigkeit zu Höchstwertregion II liegen sechs Landkreise. Diese werden im Vergleich zu Landkreisen in Region II mit einem ambitionierteren Höchstwert versehen.

- **Höchstwertregion II:**

Insgesamt 114 Landkreise / Verwaltungsregionen

An der Grenze zur mittleren Windgeschwindigkeit in Höchstwertregion I liegen neun Landkreise. Dies ist unproblematisch, da diese mit einem weniger ambitionierten Höchstwert versehen werden als es in Region I der Fall wäre.

An der Grenze zur Höchstwertregion III liegen sieben Landkreise. Diese unterliegen einem im Vergleich zur Region III ambitionierteren Höchstwert. Es ist jedoch davon auszugehen, dass dies keine allzu großen Effekte auf die Situation der Projekte haben wird, da diese bereits in einem deutlichen Wettbewerb zu den Projekten in windhöffigeren Gebieten stehen und aus diesem Grund ohnehin ein Gebot abgeben müssen, das gegen die übrigen Gebote aus Region I und II bestehen kann, um in den Ausschreibungen zum Zuge zu kommen.

- **Höchstwertregion III:**

Insgesamt 256 Landkreise / Verwaltungsregionen

An der Grenze zur Höchstwertregion II liegen sieben Landkreise. Dies ist unproblematisch, da die Landkreise einen im Vergleich weniger ambitionierten Höchstwert erhalten. Zudem ist die Bedeutung des Höchstwertes in Region III im Vergleich zur Bedeutung der Wettbewerbssituation deutlich geringer.

In Bezug auf die Grenzregionen könnte somit insbesondere die Situation der sechs Landkreise, die Höchstwertregion I zugeordnet werden, aber an der Grenze zu Region II liegen, näher diskutiert werden. Teilflächen dieser Landkreise könnten über Kostenstrukturen verfügen, die jenen der Flächen in Region II entsprechen. Die Kostenstrukturen von Windenergieprojekten sind allerdings ohnehin durch eine hohe Standardabweichung zwischen den einzelnen Projekten gekennzeichnet (auch bei

gleichem Windpotential). Hierdurch ergeben sich voraussichtlich die entscheidenderen Gründe für Unterschiede in den Wettbewerbschancen von Projekten (siehe hierzu Erläuterungen in Kapitel 3.1).

4.4 CHARAKTERISIERUNG DER WINDBEDINGUNGEN IN DEN HÖCHSTWERTREGIONEN

Datenbasis

Für jeden in der grafischen Darstellung in Abbildung 3 ausgewiesenen Landkreis bzw. kreisfreie Stadt wurden Datensätze für 3x3km-Bereiche ausgewertet und nach Verwaltungsgrenzen zusammengefasst. [anemos 2017] Damit liegen für jeden in der grafischen Darstellung ausgewiesenen Landkreis bzw. kreisfreie Stadt folgende Daten in Bezug auf das Windpotential vor:

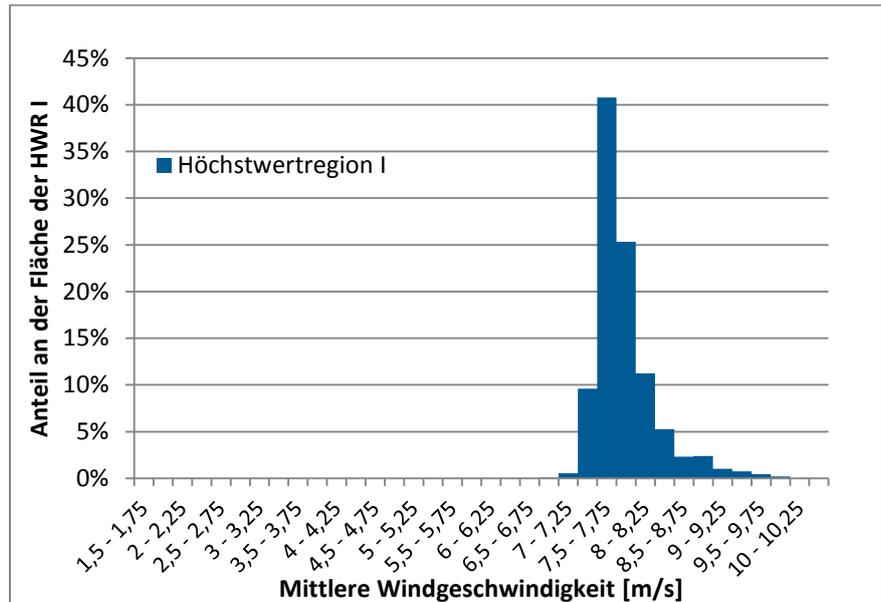
- Mittelwert der Windgeschwindigkeit
- Median der Windgeschwindigkeit
- Standardabweichung
- Minimale Windgeschwindigkeit
- Maximale Windgeschwindigkeit
- 25%-Quantil bis 75%-Quantil
- Durchschnittliche Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit (Formparameter A und k)
- Standortverteilung je Verwaltungsbezirk nach Häufigkeit je Windgeschwindigkeit

Windbedingungen in den vorgeschlagenen Höchstwertregionen

Aus den genannten Datensätzen kann eine Charakterisierung der Windbedingungen in den vorgeschlagenen Höchstwertregionen vorgenommen werden. Es gelten die in Abbildung 8 bis Abbildung 10 dargestellten Flächenverteilungen für die einzelnen Höchstwertregionen nach Häufigkeit je mittlerer Windgeschwindigkeit. Die Verteilungen wurden durch eine Zusammenführung der Landkreis- bzw. Stadt-spezifischen Flächenverteilungen generiert. Dieses Vorgehen ermöglicht eine größere Detailtiefe als die Herangehensweise allein auf Basis der mittleren Windgeschwindigkeiten je Verwaltungsregion. Aufgrund dieses Vorgehens wird für jede Höchstwertregion ein leicht größerer Windgeschwindigkeitsbereich abgebildet als die zur Definition der jeweiligen Region gesetzten Rahmenwerte der mittleren Windgeschwindigkeit.

Abbildung 8:
Flächenverteilung nach
mittlerer Windge-
schwindigkeit in 140 m
- Höchstwertregion I

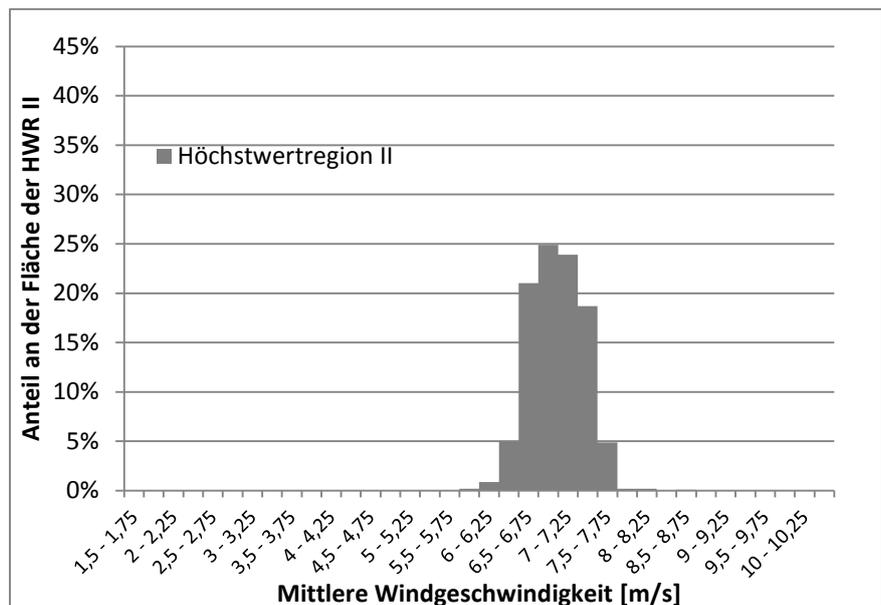
Datenbasis: [anemos
2017]



In Höchstwertregion I liegen über 40% der Fläche in einem Bereich mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von 7,5 m/s bis 7,75 m/s in 140 m Höhe, hier ist ein eindeutiger Schwerpunkt festzustellen.

Abbildung 9:
Flächenverteilung nach
mittlerer Windge-
schwindigkeit in 140 m
- Höchstwertregion II

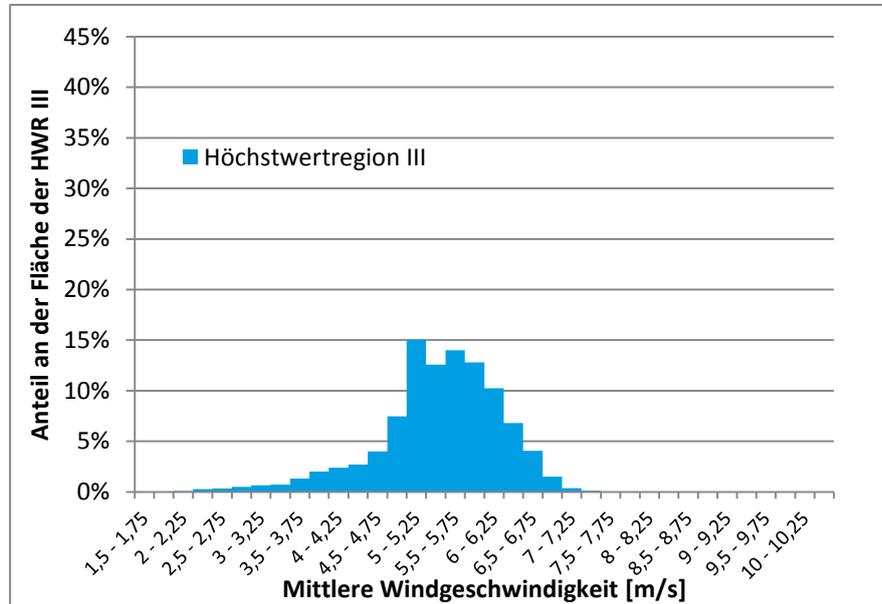
Datenbasis: [anemos
2017]



In Höchstwertregion II liegen die Anteile der Standorte mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von 6,5, 6,75, 7 und 7,25 m/s relativ nah beieinander (jeweils ca. 18-25%). In diesem Bereich konzentriert sich damit ein Großteil der Standorte in Höchstwertregion II.

Abbildung 10:
Flächenverteilung nach
mittlerer Windge-
schwindigkeit in 140 m
- Höchstwertregion III

Datenbasis: [anemos
2017]



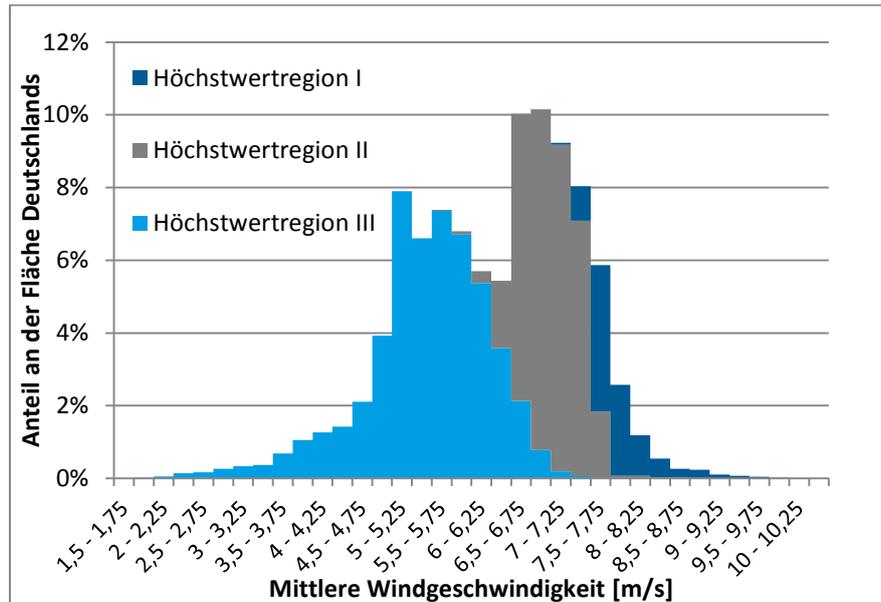
In Höchstwertregion III ist die breiteste Verteilung hinsichtlich der Windhöffigkeit der vorhandenen Standorte zu beobachten, da in diese Region auch alle Standorte fallen, die eine mittlere Windgeschwindigkeit unterhalb von 5 m/s in 140 m Höhe aufweisen. Dies betrifft etwa 23% der Standorte in dieser Region. Die Anteile der Standorte mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von 5, 5,25, 5,5, 5,75 und 6 m/s liegen relativ nah beieinander (jeweils ca. 10-15%) und bilden den Schwerpunkt der Standorte in dieser Region.

Leichte Überschneidungen vorhanden

Die Darstellung der Häufigkeitsverteilungen der mittleren Windgeschwindigkeiten aller drei Höchstwertregionen in Abbildung 11 macht deutlich, dass die maßgeblichen Flächenanteile stets im Definitionsbereich der jeweiligen Zone liegen.

Abbildung 11:
Flächenverteilung nach
mittlerer Windge-
schwindigkeit in 140 m
nach Höchstwertregio-
nen in Bezug auf die
Fläche Deutschlands

Datenbasis: [anemos
2017]



5 ABLEITUNG GEEIGNETER HÖCHSTWERTEN

Höchstwertfestlegung in Abhängigkeit der Windhöffigkeit zur Eindämmung von extremen Renditen

Vordergründiges Ziel der Einführung von Höchstwerten ist, extreme Renditen durch strategische Gebote zu vermeiden. Die Herausforderung besteht darin, gleichzeitig keine zu große Anzahl an Projekten in vergleichsweise windhöffigen Gebieten durch zu ambitioniert gesetzte Höchstwerte vom Wettbewerb auszuschließen.

Die differenzierten Höchstwerte für jede der drei Regionen sollen in Abhängigkeit der Windhöffigkeit festgelegt werden, um den unterschiedlichen Kostenstrukturen der Windenergieprojekte in den jeweiligen Regionen Rechnung zu tragen. Hierbei muss allerdings stets mitgedacht werden, dass die Kostenstrukturen von Windenergieprojekten nicht ausschließlich vom Windpotential abhängen, sondern auch von den weiteren Rahmenbedingungen am Standort (bspw. Verfahrensabläufe im Genehmigungsprozess, Bodenverhältnisse, Zugänglichkeit, Entfernung zum Netzanschlusspunkt etc.) sowie den Verhandlungsoptionen des Entwicklers (bessere Verhandlungsbasis bei großen Projekten oder mehreren Projekten pro Jahr). Zudem spielt die Höhe ggf. bestehender genehmigungsrechtlichen Auflagen eine Rolle, da diese teils zu relevanten Ertragsminderungen führen.

Wechselwirkungen zwischen technologieübergreifenden und technologiespezifischen Ausschreibungen

Die technologieübergreifenden Ausschreibungen laufen parallel zu den technologiespezifischen Ausschreibungen und umfassen im Vergleich ein deutlich geringeres Ausschreibungsvolumen von insgesamt 400 MW pro Jahr verteilt auf zwei Ausschreibungstermine. Aus diesem Grund werden stets Wechselwirkungen zwischen den beiden parallel laufenden Systemen bestehen. Diese lassen sich nicht in Gänze vorab abschätzen. Es scheint jedoch angebracht, in Bezug auf die Preissetzung den mit zunehmenden Ausschreibungsrunden im technologiespezifischen Bereich wachsenden Erkenntnisstand auch für die technologieneutralen Ausschreibungen zu nutzen. Weiterhin könnten Projektentwickler bei im Vergleich zur technologiespezifischen Ausschreibung zu niedrig angesetzten Höchstwerten systematisch auf die Teilnahme an der gemeinsamen Ausschreibung verzichten. Dies würde die Bewertung und Interpretation der gemeinsamen Ausschreibung erschweren.

Kopplung der regions-spezifischen Höchst-werte in den jeweiligen Höchstwert in der technologiespezifischen Ausschreibung

Aus diesem Grund erscheint es sinnvoll, die regions-spezifischen Höchstwerte an den jeweiligen Höchstwert in der technologiespezifischen Ausschreibung zu koppeln. Auf diese Weise werden aktuelle Preisentwicklungen stets direkt berücksichtigt, zumindest unter der Voraussetzung, dass die Ausschreibungsergebnisse diese korrekt widerspiegeln. Zudem kann aus heutiger Sicht schwerlich prognostiziert werden, welcher Höchstwert bei Einführung der Höchstwerte in der technologie-neutralen Ausschreibungen in 2019 angebracht sein wird, hier werden die realen technologiespezifischen Ausschreibungsergebnisse deutliche Wissenszuwächse ergeben.

Bezüglich des Verhältnisses der regions-spezifischen Höchstwerte zueinander muss, wie oben bereits beschrieben, eine Orientierung an der unterschiedlichen Windhöffigkeit der Regionen erfolgen. In Deutschland bestehen langjährige Erfahrungen bezüglich der Bewertung und Einordnung der Windhöffigkeit unterschiedlich windstarker Standorte über das Referenzertragsmodell. Diese Erfahrungen sollten genutzt werden, um die Höchstwerte für die ersten technologie-neutralen Ausschreibungsrunden festzulegen.

Es wird somit angestrebt, die Höchstwerte der technologie-neutralen Ausschreibung über einen Prozentsatz an den jeweils aktuellen Höchstwert der technologiespezifischen Ausschreibung auszudrücken. Um geeignete Prozentwerte für alle drei Höchstwertregionen in Abhängigkeit ihres Windpotentials festlegen zu können, werden die Standortverteilungen nach mittleren Windgeschwindigkeiten in den einzelnen Regionen genutzt, um die Häufigkeit unterschiedlicher Standortgüten (d.h. Einordnung nach Referenzertragsmodell) zu analysieren.

5.1 ERTRAGSANNAHMEN

Für die entsprechende Analyse der unterschiedlich windhöffigen Flächen in den einzelnen Regionen müssen zunächst Annahmen darüber getroffen werden, welche Energieerträge bei welchen Windgeschwindigkeiten zu erwarten sind. Hierfür werden realistische Anlagentechnologien auf ihr Ertragsverhalten in den jeweils für diese Technologie relevanten Windgeschwindigkeitsbereichen untersucht. Zwar ist die Standortgüte weitgehend technologieunabhängig, leichte Abweichungen zwischen unterschiedlichen Technologien können sich aber ergeben. Die leichte Unschärfe, die sich aufgrund unterschiedlicher Technologien ergibt, wird durch die realistische Technologieauswahl reduziert und liegt damit im Hinblick auf

die Zielsetzung der vorliegenden Analyse in einem vernachlässigbaren Bereich.

Die untersuchte Anlagentechnologie wurde in Abhängigkeit ihrer spezifischen Flächenleistung definiert. Im komplexen Gelände mit eher schwächeren Windverhältnissen werden grundsätzlich geringere und dementsprechend in windstarken Regionen im Verhältnis größere spezifische Flächenleistungen installiert.

Technologieannahmen

Anhand der spezifischen Flächenleistung in Verbindung mit der Nabenhöhe von 140 m konnten auf Basis der gewählten Anlagentechnologien Erträge nach unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten berechnet werden. Insgesamt wird die spezifische Flächenleistung über die unterschiedlichen mittleren Windgeschwindigkeit von gut 200 W/m^2 bis knapp 400 W/m^2 variiert. Für die einzelnen Höchstwertregionen bewertet ergeben sich entsprechend abgeleitet von der Häufigkeit einzelner mittlerer Windgeschwindigkeiten die in Tabelle 1 dargestellten Technologieannahmen.

Tabelle 1:
Technologieannahmen nach Höchstwertregionen

	Höchstwertregion I	Höchstwertregion II	Höchstwertregion III
Spezifische Flächenleistung	Ca. 320 W/m^2	Ca. 290 W/m^2	Ca. 240 W/m^2
Untersuchte Nabenhöhen	140 m	140 m	140 m

Die auf Basis der mittleren Windgeschwindigkeit und der mittleren Weibullverteilung gemäß der anemos-Daten berechneten Erträge sind mit verschiedenen Abschlägen zu versehen, um realen Windenergieplanungen möglichst nahe zu kommen. Es werden solche Abschläge berücksichtigt, die im Prinzip bei allen Windenergieprojekten auftreten. Die Höhe dieser Abschläge variiert von Projekt zu Projekt. Im Rahmen der Annahmen werden Werte gewählt, die in Realität für die meisten Projekte zutreffen, sehr häufig kommen aber noch zusätzliche Abschläge hinzu.

Technische Abschläge

Basisannahmen

Zusammenfassend werden folgende Abschläge und Annahmen berücksichtigt:

- Parkwirkungsgrad -8%

Aufgrund der Konzentration von Windenergieanlagen in Vorranggebieten werden in Deutschland in aller Regel zusammenhängende Windparks gebaut. Da die Windenergieanlagen sich je nach Größe der Fläche, Windparklayout und mittlerer Windgeschwindigkeit

unterschiedlich beeinflussen, variieren die Werte für den Parkwirkungsgrad in der Praxis relativ stark. Zur Setzung der Annahme wurde von einer Windparkgröße von sieben Anlagen (entsprechend dem Hauptteil der deutschen Projekte in 2016 ohne Berücksichtigung von Einzelanlagen) ausgegangen und für den Parkwirkungsgrad mit 92% ein eher moderater Wert gewählt.

- Technische Defekte, Reparatur- und Wartungszeiten: -3%

Die Festlegung des Wertes erfolgt in Anlehnung an marktübliche Größenordnungen. Die Hersteller garantieren ihren Kunden in der Regel bestimmte technische Verfügbarkeiten zwischen 97% und 98%, hierbei werden allerdings Wartungszeiten nicht einberechnet. An dieser Stelle ist allerdings eine Annahme inkl. aller Wartungszeiten nötig.

- Elektrische Verluste: -2%

Der Wert entspricht einer marktüblichen Durchschnittsannahme.

Zusatzannahmen

Heute kommen bei vielen Windenergieprojekten neben den bereits aufgeführten Verlusten im Bereich des Parkwirkungsgrad, verminderter Verfügbarkeit sowie elektrischer Verluste zudem Verluste aufgrund genehmigungsrechtlicher Auflagen hinzu. Diese sind allerdings stark einzelfallabhängig.

Aus diesem Grund wird bezüglich der genehmigungsrechtlichen Auflagen keine Grundannahme getroffen, sondern auf Basis einer Sensitivitätsanalyse die potentielle Auswirkung auf die Berechnungsergebnisse dargestellt. Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse werden folgende Annahmen hinsichtlich potentieller Ertragseinbußen gesetzt:

- Bspw. Abschaltungen Fledermäuse: -3%
- Bspw. Abschaltungen Schall: -2%
- Bspw. Abschaltungen Eisabwurf: -1%
- **Gesamtannahme:** -6%

Die Werte entsprechen Themen, Größenordnungen und Verhältnissen zueinander, die im Markt relativ häufig vorkommen. In den letzten Jahren ist die Anzahl der Auflagen allerdings deutlich gestiegen und es sind eine Vielzahl weiterer Gründe

möglich, warum Abschaltungen zu treffen sind. Zwar werden in der Realität nicht immer alle Auflagen gleichzeitig eintreten, in sehr vielen Fällen werden aber mehrere Auflagen getroffen. Auf dieser Basis und entsprechenden Erfahrungswerten wurde die Gesamtannahme getroffen.

Nachdem für die einzelnen Regionen betrachtet wurde, welche Energieerträge bei welchen Windgeschwindigkeiten zu erwarten sind, kann anhand dieser Daten eine Bewertung des Vorkommens unterschiedlicher Standortgütern in den einzelnen Regionen vorgenommen werden. Hierzu werden die errechneten Erträge ins Verhältnis zum jeweiligen Referenzertrag gesetzt und mittlere Standortgütern in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeitsdefinition generiert.

5.2 ERGEBNISSE ZUR STANDORTGÜTE-VERTEILUNG IN DEN HÖCHSTWERTREGIONEN

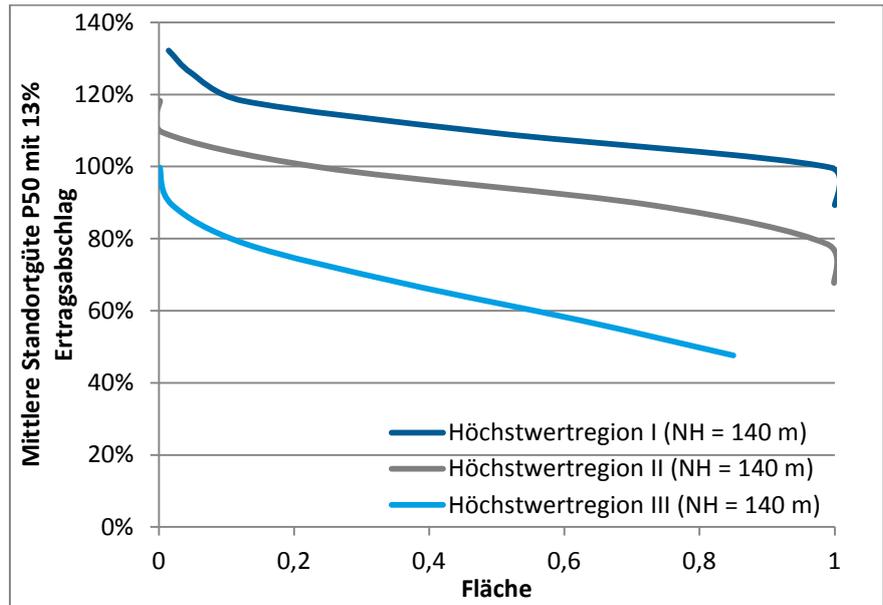
Im Folgenden werden auf Basis der oben stehenden Erläuterungen Auswertungen zur Regionen-spezifischen Standortgüte-Verteilung erstellt. Hierbei werden stets ein Basisfall sowie ein Variationsfall (mit zusätzlichen Ertragsabschlägen) dargestellt.

Basisfall

Es erfolgt eine Ertragsabschätzung auf Basis realistischer Beispielanlagen für die jeweilige Höchstwertregion nach mittlerer Windgeschwindigkeit. Die Ergebnisse werden auf die Flächenverteilung nach mittlerer Windgeschwindigkeit in der jeweiligen Region angewendet. Es werden die in den Basisannahmen verzeichneten Ertragsabschläge, die in aller Regel mindestens eintreten, berücksichtigt. Dies entspricht der Annahme eines P50-Wertes minus 13% Ertragsabschlag durch technische Reduzierungen.

Für den Basisfall ergeben sich die in Abbildung 12 dargestellten mittleren Standortgütern je Höchstwertregion.

Abbildung 12:
Mittlere Standortgüte nach Höchstwertregionen bei einem Ertragsabschlag von 13% bezogen auf den P50-Ertrag

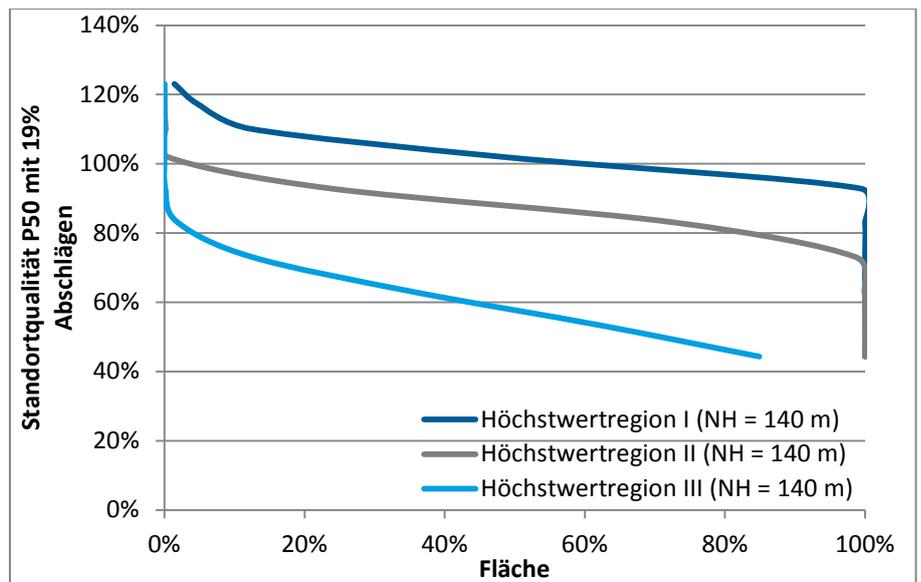


Variationsfall

Die Ertragsabschätzung im Basisfall inklusive der berücksichtigten, in den Basisannahmen verzeichneten Ertragsabschläge wird zusätzlich reduziert um den in den Variationsannahmen getroffenen zusätzlichen Abschlag von 6%. Dies entspricht der Annahme eines P50-Wertes minus 19% Ertragsabschlag durch technische und genehmigungsrechtliche Reduzierungen.

Es ergeben sich die in Abbildung 13 dargestellten mittleren Standortgüten je Höchstwertregion für den Variationsfall.

Abbildung 13:
Mittlere Standortgüte nach Höchstwertregionen bei einem Ertragsabschlag von 19% bezogen auf den P50-Ertrag



5.3 EMPFEHLUNGEN ZUR FESTLEGUNG VON HÖCHSTWERTEN

Empfehlungen zur Festlegung der Höchstwerte

Auf Basis der Auswertungen zu den Regionen-spezifischen Standortgüte-Verteilungen werden die folgenden Empfehlungen zur Festlegung der Höchstwerte gegeben:

- **Höchstwertregion I:** Die Festlegung sollte orientiert am Wert für 100%-Standorte erfolgen. Dies bedeutet eine Entsprechung mit dem Höchstwert am Referenzstandort in der technologiespezifischen Ausschreibung.
- **Höchstwertregion II:** Die Festlegung sollte orientiert am Wert für 80%-Standorte erfolgen. Gemäß der im EEG 2017 definierten Korrekturfaktoren nach Standortgüte beträgt dieser 116% des Höchstwertes in der technologiespezifischen Ausschreibung.
- **Höchstwertregion III:** Die Festlegung sollte orientiert am Wert für 70%-Standorte erfolgen. Gemäß den im EEG 2017 definierten Korrekturfaktoren nach Standortgüte beträgt dieser 129% des Höchstwertes in der technologiespezifischen Ausschreibung und entspricht damit dem maximal geförderten Wert.

Wirkung der Höchstwerte im Basisfall

In Region I könnten im vorgestellten Basisfall theoretisch alle Flächen dieser Region unterhalb des vorgeschlagenen Höchstwertes anbieten. In Region II würden etwa 95% der Flächen unterhalb des Regionen-spezifischen Höchstwertes agieren können. In Region III würden rund 30% der Flächen unterhalb des spezifischen Höchstwertes kalkulieren können; allerdings ist in dieser Region der Höchstwert von vergleichsweise geringerer Bedeutung, da der allgemeine Wettbewerb und die Konkurrenz mit Flächen in Region I und II den weitaus größeren Kostendruck erzeugen.

Wirkung der Höchstwerte im Variationsfall

Im Variationsfall sind die ausgewiesenen Standortgüten je Höchstwertregion aufgrund der größeren Abschläge geringer. Wenn bspw. in Region I der Höchstwert dennoch dem Wert am 100%-Standort in der technologiespezifischen Ausschreibung entspricht, bedeutet dies, dass die Wahrscheinlichkeit steigt, dass einzelne Flächen nicht mehr unterhalb des Höchstwertes wirtschaftlich bieten können (zumindest unter der Voraussetzung, dass der Höchstwert in der technologiespezifischen Ausschreibung die tatsächlichen Kosten relativ gut widerspiegelt).

Im beispielhaften Variationsfall würden theoretisch nur noch 60% der Flächen über eine Standortgüte von 100% und mehr verfügen, auf die der Höchstwert zugeschnitten wurde. Wenn

aus diesem Grund Flächen aus Region I aufgrund des ambitionierteren Wirkens des Höchstwertes nicht mehr anbieten würden, würde dies bedeuten, dass die weitere Zuschlagsmenge durch Flächen in Region II ergänzt werden würde. Auf diese Weise kann eine leichte Verschiebung des Ausbaus bewirkt werden.

Die gleiche Systematik gilt in Bezug auf mögliche Verschiebungen zwischen Region II und III, zumindest wenn die Ausschreibungsmenge sehr groß ist und Zuschläge in windschwächeren Bereichen überhaupt denkbar werden. Hier gilt für den beispielhaften Variationsfall, dass theoretisch nur noch ca. 80% der Flächen über eine Standortgüte von 80% und mehr verfügen, auf die der Höchstwert zugeschnitten wurde.

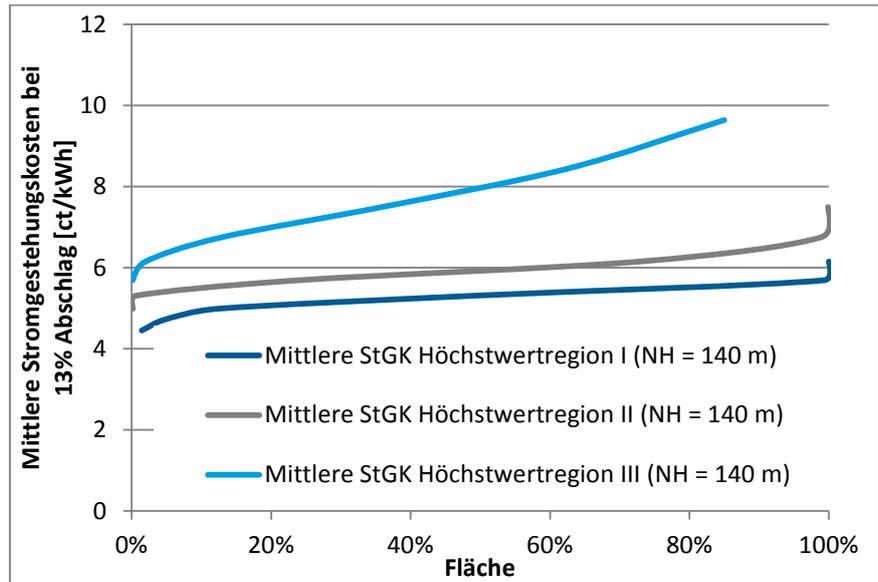
5.4 ABSCHÄTZUNG DER KOSTENSITUATION IN DEN EINZELNEN HÖCHSTWERTREGIONEN

Analyse der Varianz der Stromgestehungskosten je Region

Ergänzend zu den oben stehenden Ausführungen erfolgt eine Auswertung zur Varianz der Stromgestehungskosten in den einzelnen Höchstwertregionen. Die Stromgestehungskosten werden in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit unter Zugrundelegung einer realitätsnahen Anlagentechnologie berechnet, die Nabenhöhe beträgt in allen Fällen 140 m. Grundlage für die Wahl der Eingangsparameter ist die Datenerhebung der Deutschen WindGuard zur Kostensituation aus dem Jahr 2016. [DWG 2017] Da die technologieübergreifenden Ausschreibungen erst 2019 die Anwendung von Höchstwerten vorsehen, ist die Aussagekraft der heutigen Kenntnisse zur Kostensituation in den drei Regionen naturgemäß begrenzt. Von Interesse sind deshalb weniger die Höhe der Stromgestehungskosten, sondern vielmehr deren Bandbreite je Region.

Die folgende Abbildung 14 stellt die Stromgestehungskosten für den bereits oben eingeführten Basisfall dar.

Abbildung 14:
Bandbreite der Strom-
gestehungskosten in
den einzelnen Höchst-
wertregionen



Flacher Verlauf der Stromgestehungskos- ten-Kurven in Region I und II

Die Stromgestehungskosten-Kurven in den Regionen I und II verlaufen relativ flach. Das bedeutet, dass voraussichtlich nur wenige Projekte den jeweiligen Höchstwert ihrer Region massiv unterbieten und somit extreme Renditen mitnehmen können. Der Regionen-Zuschnitt erscheint somit ausreichend differenziert, um größere Renditen zu vermeiden. Eine weitere Aufteilung der Regionen wird nicht empfohlen. Denn bereits jetzt bedeuten die relativ flachen Kurvenverläufe auch ein Risiko für die korrekte Höchstwert-Festlegung. Wird dieser zu ambitioniert ausgestaltet, könnten schnell große Anteile der Potentiale in Region I oder II von einer Ausschreibungsteilnahme absehen, weil ihnen ein Gebot unterhalb des Höchstwertes nicht möglich ist. In Region III ist die Stromgestehungskostenkurve steiler. Dies ist auf die größere Bandbreite von Windgeschwindigkeiten in der Region sowie den die grundsätzlich größere Empfindlichkeit der Stromgestehungskosten bei niedrigeren Windgeschwindigkeiten zurückzuführen.

5.5 SCHLÜSSELFAKTOREN FÜR DIE INTERPRETATION

Zielsetzung der Vermeidung extremer Renditen

Vordergründiges Ziel der Einführung von Höchstwerten ist die Vermeidung extremer Renditen durch strategische Gebote an sehr windhöffigen Standorten. Dies können geeignete Höchstwerte erreichen, allerdings besteht die Herausforderung darin, keine allzu große Anzahl an Projekten in vergleichsweise windhöffigen Gebieten durch zu ambitioniert gesetzte Höchstwerte vom Wettbewerb auszuschließen.

Wechselwirkungen mit den technologiespezifischen Ausschreibungen führen zu nicht-repräsentativen Ergebnissen

Eine Besonderheit in Bezug auf die Festlegung von Höchstwerten in der technologieübergreifenden Ausschreibung ist zudem, dass starke Wechselwirkungen mit den parallel laufenden technologiespezifischen Ausschreibungen vorhanden sind. Es ist somit nicht zu erwarten, dass sich bei der Ausschreibung repräsentative Ergebnisse ergeben, sondern dass es für einzelne Projektkonfigurationen wirtschaftlich interessant sein kann, in die technologieübergreifende Ausschreibung zu gehen, für andere ist dies keine Option. In der Folge wird nicht das ganze Spektrum an Projekten und somit nicht die reale Situation in den Ausschreibungsergebnissen abgebildet werden. Dieser Aspekt wurde bei den vorhergehenden Analysen zur Herleitung geeigneter Höchstwerte notwendigerweise außer Acht gelassen, da diese nur auf einer fachlichen Basis entwickelt werden können und Abschätzungen zum Ausmaß der Wechselwirkungen nicht fundiert möglich sind.

Begrenzte Möglichkeiten zur Abschätzung von Auswirkungen bestimmter Höchstwerte auf die Wettbewerbssituation

Um die Auswirkungen bestimmter Höchstwerte auf die Wettbewerbssituation abschätzen zu können, sind detaillierte Kenntnisse über die Kostenstrukturen von Windenergieprojekten notwendig. Hierbei müssen insbesondere regionale Unterschiede abgebildet werden. Dies ist mit der vorhandenen, begrenzten Datenbasis zur aktuellen Kostensituation von Windenergieprojekten nur sehr eingeschränkt möglich. Zudem ist die Standardabweichung der Projektkosten sehr hoch, so dass die gezeigten Auswertungen immer auf mittleren Kosten repräsentieren, was eine exakte Parametrisierung bzw. vollumfängliche Abschätzung der Wirkungen bestimmter Höchstwerte nur begrenzt ermöglicht.

Eine Festlegung der Höchstwerte auf Basis der heutigen Kenntnisse zu den durchschnittlichen Stromgestehungskosten wurde im Rahmen der Analyse deshalb als nicht sinnvoll erachtet, da die Höchstwerte erst ab 2019 greifen sollen. Aus diesem Grund wurde von Beginn an die Herangehensweise gewählt, dass sich die zukünftigen Höchstwerte in Abhängigkeit des Höchstwertes in der technologiespezifischen Ausschreibung ergeben. In Bezug auf den Höchstwert der technologiespezifischen Ausschreibung sind die folgenden Sachverhalte zu berücksichtigen.

Höchstwert der technologiespezifischen Ausschreibung als Referenzpunkt

Der Höchstwert in der technologiespezifischen Ausschreibung unterliegt einem automatischen Anpassungsmechanismus. Demnach beträgt dieser ab 01.01.2018 dem um 8% erhöhten Durchschnittswert der Höchstgebote der jeweiligen letzten drei Ausschreibungsrunden. [EEG 2017] Für die Verwendung dieses Wertes in der technologieübergreifenden Ausschrei-

bung ist entscheidend, dass dieser Wert die tatsächlichen Projektkosten in geeigneter Weise widerspiegelt. Es wirken aber unterschiedliche Effekte, die dem ggf. entgegen sprechen:

- Ausschreibungssysteme sind immer mit strategischem Bieten verbunden, besonders kostengünstige Projekte werden voraussichtlich nicht zu ihren Grenzkosten anbieten. Gleichzeitig bieten ggf. auch Projekte mit Werten, die nicht ganz kostendeckend kalkuliert, sondern unter dem Eindruck des Wettbewerbsdrucks konzipiert sind. Beide Effekte lassen sich später nur schwer aufschlüsseln bzw. analysieren.
- Der durchschnittliche Höchstwert in der technologie-spezifischen Ausschreibung basiert auf den Mechanismen des Referenzertragsmodells. Das bedeutet, die Bieter rechnen mit Hilfe der Korrekturfaktoren ihre Kostenstrukturen auf ein Gebot am 100%-Standort um. Dieses Gebot wird in der Ausschreibung sichtbar. Die Frage ist aber, welchen Einfluss die Korrekturfaktoren hier haben, d.h. wie gut diese tatsächlich das Kostenverhältnis zwischen einem konkreten Standort und dem 100%-Standort wiedergeben. Dies könnte ggf. verfälschende Effekte haben, dabei kann auch die Standortzusammensetzung der bezuschlagten Projekte relevant sein.

Rolle der Korrekturfaktoren

Auch in der technologieübergreifenden Ausschreibung selbst ist von Relevanz, wie gut die Korrekturfaktoren die Realität abbilden. Denn diese werden erneut heran gezogen, um den Durchschnittswert für den 100%-Standort auf die Regionen umzurechnen. Bildet der Korrekturfaktor nicht in geeigneter Weise das Kostenverhältnis zwischen bspw. einem 100%- und einem 80%-Standort (Unterschied zwischen Höchstwertregion I und II) ab, bedeutet dies unmittelbar eine nicht optimale Festlegung des Höchstwertes für die Regionen.

In diesem Zusammenhang muss auch erwähnt werden, dass allein die Umstellung auf Ausschreibungen an sich voraussichtlich relevante Auswirkungen auf die Kostenstrukturen von Windenergieprojekten haben wird. Das bedeutet auch, dass sich Rahmenparameter verändern werden, die möglicherweise die Steigung der Kostenkurve über die Standortgüten verändern werden. Dies hätte wiederum Auswirkungen auf die Wirkung und Eignung der Korrekturfaktoren.

6 FAZIT

Definition der Höchstwertregionen

Basierend auf den zuvor vom BMWi festgelegten Grundsätzen [BMWi 2017] wurden im Rahmen der Analyse drei Höchstwertregionen vorgeschlagen und charakterisiert. Dies wird dem Ansatz gerecht, nur so viele Abstufungen an Höchstwerten (d.h. Regionen) einzuführen, wie es notwendig ist, damit extreme Renditen vermieden werden. Eine weitere Differenzierung würde erhöhte Unsicherheiten bei der ohnehin schwierigen Höchstwertfestlegung zur Folge haben.

Durch die Bildung weniger Regionen kann erreicht werden, den Einfluss der Höchstwerte auf die Gebotsreihung und auf die Möglichkeiten der Projekte, sich an den Ausschreibungen zu beteiligen, erst einmal möglichst gering zu halten. Extreme Renditen an sehr guten Standorte werden begrenzt, die restlichen Projekte orientieren sich bei ihrem Gebot weiterhin vordergründig an der Einschätzung der Wettbewerbsstärke, der Höchstwert spielt eine untergeordnete Rolle.

Definition nach Verwaltungsgrenzen

Vor diesem Hintergrund erscheint auch die Regionen-Definition auf Basis von Verwaltungsgrenzen (Landkreise und kreisfreie Städte) als ein geeignetes und ausreichend differenziertes Vorgehen. Naturgemäß sind gewisse Unschärfen zu erwarten, wenn Flächenanteile von Verwaltungsregionen über ein leicht besseres oder schlechteres Windpotential verfügen, als es der Durchschnittswert wiedergibt. Zu beachten ist aber, dass bei Bildung relativ großer Regionen wird per Definition ein nicht zu enges Spektrum an Windgeschwindigkeiten in einer Region zusammengefasst wird, so dass große Teile der Varianz in den einzelnen Landkreisen dennoch zu einer Einordnung in die entsprechend gleiche Region führen.

Weitere Parameter neben der Windgeschwindigkeit beeinflussen die Wettbewerbschancen stark

Es konnte gezeigt werden, dass in Bezug auf die Wirkungsweise der Höchstwerte neben der Windgeschwindigkeit am jeweiligen Standort weitere Parameter einen starken bis teils überwiegenden Einfluss haben. Dazu zählen die stark differierenden Kostenstrukturen von Windenergieprojekten sowie andere ertragsmindernde Einflussfaktoren, wie die derzeit vermehrt auftretenden genehmigungsrechtlichen Auflagen. Auch dies ist bei der Bewertung der Regionenbildung und der Höchstwertfestlegung stets als relativierender Faktor zu berücksichtigen.

Festlegung der Höchstwerte über die Standortgüte als bester Weg aus heutiger Sicht

Weiterhin ist grundsätzlich die Schlussfolgerung zu ziehen, dass die Festlegung geeigneter Höchstwerte für einen Zeitraum ab 2019 extrem schwierig ist. Auch der Weg über die im Zeitverlauf anzupassenden Höchstwerte der technologiespezifischen Ausschreibungen scheint mit Unsicherheiten behaftet. Dennoch erscheint die Herangehensweise über die Analyse der Standortgüten in den einzelnen Regionen aus heutiger Sicht als der beste Weg, um geeignete Werte vorzusehen.

Varianz der Standortgüten bzw. Stromgestehungskosten in Region I und II gering

Die Höchstwertregionen I und II sind durch sehr flache Kurvenverläufe in Bezug auf die untersuchten Parameter Standortgüte und aktuelle durchschnittliche Stromgestehungskosten gekennzeichnet. Das bedeutet, dass die verbleibenden Renditen selbst bei Festlegung des Höchstwertes anhand der kostenintensivsten Flächenbereiche einer Region in einem moderaten Bereich verbleiben. Gleichzeitig bedeutet es auch, dass eine nicht-optimale Höchstwertfestlegung unmittelbar starke Folgen für die Zuschlagszusammensetzung hat und ggf. eine große Anzahl an Projekten ausschließt.

Vorschlag für regionenspezifische Höchstwerte

Die beschriebenen Effekte ziehen die Empfehlung nach sich, dass die Höchstwerte anhand der theoretischen Daten erst einmal möglichst wenig ambitioniert gestaltet werden sollten. Auf Basis der Analyse der vorhandenen Standortgüten in den drei Höchstwertregionen führt dies zu folgenden Empfehlungen:

- Höchstwertregion I: Orientierung an 100%-Standort Höchstwert am Referenzstandort in der technologiespezifischen Ausschreibung (TechSpezifA)
- Höchstwertregion II: Orientierung an 80%-Standort Gemäß der Korrekturfaktoren nach Standortgüte 116% des Höchstwertes der TechSpezifA
- Höchstwertregion III: Orientierung an 70%-Standort Gemäß der Korrekturfaktoren nach Standortgüte 129% des Höchstwertes der TechSpezifA (= max. Förderwert)

Möglichkeit zur Verschiebung von Zubau in nächst-windschwächere Regionen besteht

In der Praxis bewirken dann von der Stichprobe an Kostendaten oder vom Durchschnitt abweichende Kostenstrukturen sowie einzelfallabhängige zusätzliche Ertragsminderungen voraussichtlich dennoch, dass für einige Projekte in der Region der Höchstwert durchaus ambitioniert wirkt bzw. diese nicht darunter anbieten können. Sobald dies eintritt, erfolgt eine Verschiebung des Zubaus in die nächst-windschwächere Region. Dieser Effekt wird erst einmal nicht als per se negativer Effekt bewertet, sondern kann zu einer leichten Standort-

verlagerung ins Binnenland beitragen, die ansonsten ohne das Referenzertragsmodell eher nicht mehr erfolgen würde.

Evaluierung empfohlen

Abschließend wird empfohlen, die Ausschreibungsergebnisse in der technologieübergreifenden Ausschreibung detailliert zu analysieren und bei Bedarf die Höchstwertgestaltung kurzfristig zu überarbeiten.

LITERATURVERZEICHNIS

- [anemos 2016] anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH: Windatlas-Vorhaben im Auftrag des BMWi. Bericht: Windenergie an Land – Erarbeitung einer Roadmap zur Erstellung eines Windatlanten. November 2016.
- [anemos 2017] anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH: Windatlas-Vorhaben im Auftrag des BMWi. Zusätzliche Potentialkarten für die mittlere Windgeschwindigkeit sowie die gekappte Leistungsdichte in Deutschland in 120m und 140m Höhe sowie zugehörige Datensätze. März 2017.
- [BMWi 2017] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Eckpunktepapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie: Gemeinsame Ausschreibungen für Windenergieanlagen und Solaranlagen, vom 03.03.2017, Berlin.
- [BNetzA 2017] Anlagenregister, BNetzA: Veröffentlichung der im Anlagenregister registrierten Daten, Bundesnetzagentur, online verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Anlagenregister/VOeFF_Anlagenregister/2017_01_Veroeff_AnlReg.xlsx;jsessionid=22D017FF0A9E7634FF880AB5949EC4BB?__blob=publicationFile besucht am 28.2.2017.
- [DWG 2017] Deutsche WindGuard GmbH: Kostensituation der Windenergie an Land 2016. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. 2017.
- [EEG 2017] Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist.

ANHANG

Übersicht über die Zuordnung der Landkreise nach Bundesländern zu den jeweiligen Höchstwertregionen entsprechend des auf die Daten von anemos [anemos 2017] gestützten Vorschlags

Anzahl der Kreise je Bundesland in der jeweiligen Höchstwertregion			
Bundesland	Höchstwertregion I	Höchstwertregion II	Höchstwertregion III
Baden-Württemberg			44
Bayern			96
Berlin		1	
Brandenburg		18	
Bremen	1	1	
Hamburg		1	
Hessen			26
Mecklenburg-Vorpommern	4	4	
Niedersachsen	14	29	3
Nordrhein-Westfalen		40	13
Rheinland-Pfalz			37
Saarland			6
Sachsen		7	6
Sachsen-Anhalt		11	3
Schleswig-Holstein	13	2	
Thüringen			23

Vollständig einer Höchstwertregion zugeordnete Bundesländer

Höchstwertregion I: keine

Höchstwertregion II: Berlin, Brandenburg, Hamburg

Höchstwertregion III: Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Rheinland-Pfalz, Saarland, Thüringen

Mindestens zwei Höchstwertregionen zugeordnete Bundesländer

Bremen, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Sachsen, Sachsen-Anhalt, Schleswig-Holstein

Vollständige Liste der Landkreise in den jeweiligen Höchstwertregionen entsprechend des auf die Daten von anemos [anemos 2017] gestützten Vorschlags:

Höchstwertregion I	Höchstwertregion II	Höchstwertregion III
Bremen	Berlin	Baden-Württemberg
Bremerhaven	Berlin	Alb-Donau-Kreis
Mecklenburg-Vorpommern	Brandenburg	Baden-Baden
Landkreis Nordwestmecklenburg	Brandenburg an der Havel	Bodenseekreis
Landkreis Rostock	Cottbus	Enzkreis
Landkreis Vorpommern-Rügen	Frankfurt (Oder)	Freiburg im Breisgau
Rostock	Landkreis Barnim	Heidelberg
Niedersachsen	Landkreis Dahme-Spreewald	Heilbronn
Emden	Landkreis Elbe-Elster	Hohenlohekreis
Landkreis Ammerland	Landkreis Havelland	Karlsruhe
Landkreis Aurich	Landkreis Märkisch-Oderland	Landkreis Biberach
Landkreis Cloppenburg	Landkreis Oberhavel	Landkreis Böblingen
Landkreis Cuxhaven	Landkreis Oberspreewald-Lausitz	Landkreis Breisgau- Hochschwarzwald
Landkreis Friesland	Landkreis Oder-Spree	Landkreis Calw
Landkreis Leer	Landkreis Ostprignitz-Ruppin	Landkreis Emmendingen
Landkreis Oldenburg	Landkreis Potsdam-Mittelmark	Landkreis Esslingen
Landkreis Osterholz	Landkreis Prignitz	Landkreis Freudenstadt
Landkreis Stade	Landkreis Spree-Neiße	Landkreis Göppingen
Landkreis Wesermarsch	Landkreis Teltow-Fläming	Landkreis Heidenheim
Landkreis Wittmund	Landkreis Uckermark	Landkreis Heilbronn
Oldenburg	Potsdam	Landkreis Karlsruhe
Wilhelmshaven	Bremen	Landkreis Konstanz
Schleswig-Holstein	Bremen	Landkreis Lörrach
Flensburg	Hamburg	Landkreis Ludwigsburg
Kiel	Hamburg	Landkreis Rastatt
Kreis Dithmarschen	Mecklenburg-Vorpommern	Landkreis Ravensburg
Kreis Nordfriesland	Landkreis Ludwigslust-Parchim	Landkreis Reutlingen
Kreis Ostholstein	Landkreis Mecklenburgische Seenplatte	Landkreis Rottweil
Kreis Pinneberg	Landkreis Vorpommern-Greifswald	Landkreis Schwäbisch Hall
Kreis Plön	Schwerin	Landkreis Sigmaringen
Kreis Rendsburg-Eckernförde	Niedersachsen	Landkreis Tübingen
Kreis Schleswig-Flensburg	Braunschweig	Landkreis Tuttlingen
Kreis Segeberg	Delmenhorst	Landkreis Waldshut
Kreis Steinburg	Landkreis Celle	Main-Tauber-Kreis
Kreis Stormarn	Landkreis Diepholz	Mannheim
Neumünster	Landkreis Emsland	Neckar-Odenwald-Kreis
	Landkreis Gifhorn	Ortenaukreis
	Landkreis Goslar	Ostalbkreis
	Landkreis Graftschaft Bentheim	Pforzheim
	Landkreis Hameln-Pyrmont	Rems-Murr-Kreis
	Landkreis Harburg	Rhein-Neckar-Kreis
	Landkreis Heidekreis	Schwarzwald-Baar-Kreis
	Landkreis Helmstedt	Stuttgart
	Landkreis Hildesheim	Ulm
	Landkreis Holzminden	Zollernalbkreis
	Landkreis Lüchow-Dannenberg	Bayern
	Landkreis Lüneburg	Amberg
	Landkreis Nienburg/Weser	Ansbach
	Landkreis Osnabrück	Aschaffenburg
	Landkreis Peine	Augsburg
	Landkreis Rotenburg (Wümme)	Bamberg
	Landkreis Schaumburg	Bayreuth
	Landkreis Uelzen	Coburg
	Landkreis Vechta	Erlangen
	Landkreis Verden	Fürth
	Landkreis Wolfenbüttel	Hof

Höchstwertregion I	Höchstwertregion II	Höchstwertregion III
	Osnabrück	Ingolstadt
	Region Hannover	Kaufbeuren
	Salzgitter	Kempten (Allgäu)
	Wolfsburg	Landkreis Aichach-Friedberg
	Nordrhein-Westfalen	Landkreis Altötting
	Bielefeld	Landkreis Amberg-Weilheim
	Bochum	Landkreis Ansbach
	Bottrop	Landkreis Aschaffenburg
	Dortmund	Landkreis Augsburg
	Duisburg	Landkreis Bad Kissingen
	Düsseldorf	Landkreis Bad Tölz-Wolfratshausen
	Ennepe-Ruhr-Kreis	Landkreis Bamberg
	Essen	Landkreis Bayreuth
	Gelsenkirchen	Landkreis Berchtesgadener Land
	Hagen	Landkreis Cham
	Hamm	Landkreis Coburg
	Herne	Landkreis Dachau
	Hochsauerlandkreis	Landkreis Deggendorf
	Krefeld	Landkreis Dillingen an der Donau
	Kreis Borken	Landkreis Dingolfing-Landau
	Kreis Coesfeld	Landkreis Donau-Ries
	Kreis Düren	Landkreis Ebersberg
	Kreis Gütersloh	Landkreis Eichstätt
	Kreis Heinsberg	Landkreis Erding
	Kreis Herford	Landkreis Erlangen-Höchststadt
	Kreis Kleve	Landkreis Forchheim
	Kreis Lippe	Landkreis Freising
	Kreis Mettmann	Landkreis Freyung-Grafenau
	Kreis Minden-Lübbecke	Landkreis Fürstentumbruck
	Kreis Paderborn	Landkreis Fürth
	Kreis Recklinghausen	Landkreis Garmisch-Partenkirchen
	Kreis Soest	Landkreis Günzburg
	Kreis Steinfurt	Landkreis Haßberge
	Kreis Unna	Landkreis Hof
	Kreis Viersen	Landkreis Kelheim
	Kreis Warendorf	Landkreis Kitzingen
	Kreis Wesel	Landkreis Kronach
	Mönchengladbach	Landkreis Kulmbach
	Mülheim an der Ruhr	Landkreis Landsberg am Lech
	Münster	Landkreis Landshut
	Oberhausen	Landkreis Lichtenfels
	Remscheid	Landkreis Lindau
	Rhein-Kreis Neuss	Landkreis Main-Spessart
	Städteregion Aachen	Landkreis Miesbach
	Wuppertal	Landkreis Miltenberg
	Sachsen	Landkreis Mühldorf am Inn
	Landkreis Bautzen	Landkreis München
	Landkreis Görlitz	Landkreis Neuburg-Schrobenhausen
	Landkreis Leipzig	Landkreis Neumarkt in der Oberpfalz
	Landkreis Meißen	Landkreis Neustadt an der Aisch-Bad Windsheim
	Landkreis Mittelsachsen	Landkreis Neustadt an der Waldnaab
	Landkreis Nordsachsen	Landkreis Neu-Ulm
	Leipzig	Landkreis Nürnberger Land
	Sachsen-Anhalt	Landkreis Oberallgäu
	Altmarkkreis Salzwedel	Landkreis Ostallgäu
	Dessau-Roßlau	Landkreis Passau

Höchstwertregion I	Höchstwertregion II	Höchstwertregion III
	Landkreis Anhalt-Bitterfeld	Landkreis Pfaffenhofen an der Ilm
	Landkreis Börde	Landkreis Regen
	Landkreis Harz	Landkreis Regensburg
	Landkreis Jerichower Land	Landkreis Rhön-Grabfeld
	Landkreis Stendal	Landkreis Rosenheim
	Landkreis Wittenberg	Landkreis Roth
	Magdeburg	Landkreis Rottal-Inn
	Saalekreis	Landkreis Schwandorf
	Salzlandkreis	Landkreis Schweinfurt
	Schleswig-Holstein	Landkreis Starnberg
	Kreis Herzogtum Lauenburg	Landkreis Straubing-Bogen
	Lübeck	Landkreis Tirschenreuth
		Landkreis Traunstein
		Landkreis Unterallgäu
		Landkreis Weilheim-Schongau
		Landkreis Weißenburg-Gunzenhausen
		Landkreis Wunsiedel im Fichtelgebirge
		Landkreis Würzburg
		Landshut
		Memmingen
		München
		Nürnberg
		Passau
		Regensburg
		Rosenheim
		Schwabach
		Schweinfurt
		Straubing
		Weiden in der Oberpfalz
		Würzburg
		Hessen
		Darmstadt
		Frankfurt am Main
		Hochtaunuskreis
		Kassel
		Kreis Bergstraße
		Kreis Groß-Gerau
		Lahn-Dill-Kreis
		Landkreis Darmstadt-Dieburg
		Landkreis Fulda
		Landkreis Gießen
		Landkreis Hersfeld-Rotenburg
		Landkreis Kassel
		Landkreis Limburg-Weilburg
		Landkreis Marburg-Biedenkopf
		Landkreis Offenbach
		Landkreis Waldeck-Frankenberg
		Main-Kinzig-Kreis
		Main-Taunus-Kreis
		Odenwaldkreis
		Offenbach am Main
		Rheingau-Taunus-Kreis
		Schwalm-Eder-Kreis
		Vogelsbergkreis
		Werra-Meißner-Kreis
		Wetteraukreis
		Wiesbaden
		Niedersachsen
		Landkreis Göttingen
		Landkreis Northeim

Höchstwertregion I	Höchstwertregion II	Höchstwertregion III
		Landkreis Osterode am Harz
		Nordrhein-Westfalen
		Bonn
		Köln
		Kreis Euskirchen
		Kreis Höxter
		Kreis Olpe
		Kreis Siegen-Wittgenstein
		Leverkusen
		Märkischer Kreis
		Oberbergischer Kreis
		Rhein-Erft-Kreis
		Rheinisch-Bergischer Kreis
		Rhein-Sieg-Kreis
		Solingen
		Rheinland-Pfalz
		Condominium Luxembourg-Deutschland
		Donnersbergkreis
		Eifelkreis Bitburg-Prüm
		Frankenthal (Pfalz)
		Kaiserslautern
		Koblenz
		Landau in der Pfalz
		Landkreis Ahrweiler
		Landkreis Altenkirchen
		Landkreis Alzey-Worms
		Landkreis Bad Dürkheim
		Landkreis Bad Kreuznach
		Landkreis Bernkastel-Wittlich
		Landkreis Birkenfeld
		Landkreis Cochem-Zell
		Landkreis Germersheim
		Landkreis Kaiserslautern
		Landkreis Kusel
		Landkreis Mainz-Bingen
		Landkreis Mayen-Koblenz
		Landkreis Neuwied
		Landkreis Südliche Weinstraße
		Landkreis Südwestpfalz
		Landkreis Trier-Saarburg
		Landkreis Vulkaneifel
		Ludwigshafen am Rhein
		Mainz
		Neustadt an der Weinstraße
		Pirmasens
		Rhein-Hunsrück-Kreis
		Rhein-Lahn-Kreis
		Rhein-Pfalz-Kreis
		Speyer
		Trier
		Westerwaldkreis
		Worms
		Zweibrücken
		Saarland
		Landkreis Merzig-Wadern
		Landkreis Neunkirchen
		Landkreis Saarlouis
		Landkreis St. Wendel
		Regionalverband Saarbrücken
		Saarpfalz-Kreis
		Sachsen

Höchstwertregion I	Höchstwertregion II	Höchstwertregion III
		Chemnitz
		Dresden
		Erzgebirgskreis
		Landkreis Sächsische Schweiz-Osterzgebirge
		Landkreis Zwickau
		Vogtlandkreis
		Sachsen-Anhalt
		Burgenlandkreis
		Halle (Saale)
		Landkreis Mansfeld-Südharz
		Thüringen
		Eisenach
		Erfurt
		Gera
		Ilm-Kreis
		Jena
		Kyffhäuserkreis
		Landkreis Altenburger Land
		Landkreis Eichsfeld
		Landkreis Gotha
		Landkreis Greiz
		Landkreis Hildburghausen
		Landkreis Nordhausen
		Landkreis Saalfeld-Rudolstadt
		Landkreis Schmalkalden-Meiningen
		Landkreis Sömmerda
		Landkreis Sonneberg
		Landkreis Weimarer Land
		Saale-Holzland-Kreis
		Saale-Orla-Kreis
		Suhl
		Unstrut-Hainich-Kreis
		Wartburgkreis
		Weimar

KOSTENDRUCK UND
TECHNOLOGIEENTWICKLUNG
IM ZUGE DER ERSTEN
AUSSCHREIBUNGSRUNDEN FÜR
DIE WINDENERGIE AN LAND

VORBEREITUNG UND BEGLEITUNG BEI DER
ERSTELLUNG EINES ERFAHRUNGSBERICHTS
GEMÄß §97 EEG 2014

Teilvorhaben II e – Windenergie an Land
(Fachlos 6)

Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

KOSTENDRUCK UND TECHNOLOGIEENTWICKLUNG IM ZUGE DER ERSTEN AUSSCHREIBUNGSRUNDEN FÜR DIE WINDENERGIE AN LAND

Kurztitel: Kostendruck und Technologieentwicklung

Autoren: **DEUTSCHE
WINDGUARD**
Anna-Kathrin Wallasch
Silke Lüers
Dr.-Ing. Knud Rehfeldt
.

Projektnummer (AG): 03MAP344
Projektnummer (AN): VW16165
Berichtsnummer: SP17016A4
Datum: 28.09.2017
© Deutsche WindGuard GmbH

Auftraggeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)
Referat I C 4
Villemombler Straße 76
53123 Bonn
Deutschland

Auftragnehmer

**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/>

Unterauftragnehmer



Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg
Industriestraße 6
70565 Stuttgart

Telefon 0711 78 70 0
Fax: 0711 78 70 100
E-Mail: info@zsw-bw.de
URL <https://www.zsw-bw.de>

Der vorliegende Bericht wurde durch die Deutsche WindGuard GmbH verfasst.

Das Vorhaben VORBEREITUNG UND BEGLEITUNG BEI DER ERSTELLUNG EINES ERFAHRUNGSBERICHTS GEMÄß §97 EEG 2014, Teilvorhaben II e – Windenergie an Land (Fachlos 6) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie wird geleitet durch die Deutsche WindGuard GmbH. Unterauftragnehmer, insbesondere für Inhalte im Bereich Zubau-Monitoring und Ausschreibungsdesign, ist das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW).

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 44 Seiten inklusive Deckblatt.

INHALTSVERZEICHNIS

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	V
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	VI
TABELLENVERZEICHNIS	VI
1 HINTERGRUND.....	1
2 TECHNOLOGIEENTWICKLUNG	2
2.1 TOP 5 ANLAGENTYPEN IN 2014-2017	2
2.2 NÄCHSTE ANLAGENGENERATION	3
2.3 MARKTREIFEPHASEN UNTERSCHIEDLICHER TECHNOLOGIEN	5
2.4 SPEZIFISCHE ERTRAGSSTEIGERUNG ÜBER DIE TECHNOLOGIE- ENTWICKLUNG	7
3 ABSCHÄTZUNG MÖGLICHER KOSTENSENKUNGEN.....	9
3.1 HINWEISE AUS DER KOSTENANALYSE 2017	9
3.1.1 Stromgestehungskosten in einem einstufigen Vergütungssystem	9
3.1.2 Ergebnisse Sensitivitäten	11
3.1.3 Analyse der Stromgestehungskosten-entwicklung im Zeitverlauf.....	13
3.2 ANALYSE DER POTENTIELLEN SITUATION FÜR GENEHMIGTE PROJEKTE IN DEN AUSSCHREIBUNGSRUNDEN 2018.....	14
3.3 ANALYSE DER KOSTENENTWICKLUNG ZUR EINSCHÄTZUNG DER BÜRGERENERGIEPROJEKTE	19
4 SITUATION DER WINDENERGIEBRANCHE IN DEUTSCHLAND.....	23
4.1 HERSTELLER.....	23
4.1.1 Enercon	26
4.1.2 Senvion.....	27
4.1.3 Nordex Acciona.....	28
4.1.4 Siemens - Gamesa.....	29
4.1.5 GE.....	31
4.1.6 Vestas	33
4.2 ZULIEFERER.....	33
4.3 SITUATION DER DEUTSCHEN UNTERNEHMEN	34
LITERATURVERZEICHNIS.....	36

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

BEP	Bürgerenergieprojekte
BNetzA	Bundesnetzagentur
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EPK	Enercon-Partnervertrag
HIK	Hauptinvestitionskosten
IB	Inbetriebnahme
Spez.	spezifische
WEA	Windenergieanlage

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1:	Durchschnittliche Anlagenkonfiguration der Neuinstallationen 2014-2017 [ZSW 2017].....	3
Abbildung 2:	Durchschnittliche Anlagenkonfiguration im Zeitverlauf.....	5
Abbildung 3:	Spezifische Ertragssteigerung von Windenergieanlagen am Referenzstandort (nach EEG 2000 -14) bei voran schreitendem Upscaling, dargestellt nach Rotordurchmesser bei Berücksichtigung der jeweils verfügbaren Nabenhöhen	8
Abbildung 4:	Technologie- und Kostenannahmen der Kostenanalyse 2016, der Wert für die Hauptinvestitionskosten bezieht sich auf Inbetriebnahmen 2017/2018 [DWG 2017].....	9
Abbildung 5:	Stromgestehungskostenkurve aus der Kostenanalyse 2016 für ein einstufiges Vergütungssystem (für Inbetriebnahmen 2017/18)	10
Abbildung 6:	Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten im einstufigen Vergütungssystem {basierend auf DWG 2017}	12
Abbildung 7:	Stromgestehungskostenkurven für die Windenergie an Land im Zeitverlauf.....	14
Abbildung 8:	Hauptinvestitionskosten (HIK) der jeweils markteingeführten WEA-Klasse in €/kW in nominalen Werten sowie zugehörige Anlagenkonfiguration.....	20
Abbildung 9:	Vereinfachte Abschätzung der möglichen Kostensenkungspotentiale auf Basis von Ertragssteigerungen bis ca. 2021	21
Abbildung 10:	Entwicklung der Marktanteile der maßgeblichen Hersteller am deutschen Windenergiemarkt.....	24
Abbildung 11:	Weltmarktanteile der Top 10 Hersteller von Windenergieanlagen an Land im Jahr 2016	24

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1:	Übersicht neuer Anlagentypen auf dem deutschen Markt vertretener Anlagenhersteller	2
Tabelle 2:	Übersicht neuer Anlagentypen auf dem deutschen Markt vertretener Anlagenhersteller (Grau-Färbungen in der letzten Spalte zum Status werden dunkler, je weiter die Entwicklung fortgeschritten ist)	3
Tabelle 3:	Top 5 Anlagentypen unter den 2017 genehmigten und gemeldeten Anlagen [AnlReg 7/17]	17
Tabelle 4:	Marktanteile der maßgeblichen Hersteller am deutschen Markt	23

1 HINTERGRUND

Hohe Zuschlagsanteile für die Bürgerenergieprojekte in den ersten Ausschreibungsrunden

Mit der Einführung von Ausschreibungen für die Windenergie an Land befindet sich die Branche aktuell in einer Umbruchphase. Die ersten beiden Ausschreibungsrunden im Jahr 2017 führten zu verhältnismäßig niedrigen durchschnittlichen Zuschlagspreisen, dies hängt nicht zuletzt zusammen mit den sehr großen Zuschlagsanteilen (ca. 95%) im Bereich der Bürgerenergieprojekte (BEP). Die ersten beiden Ausschreibungen in 2018 werden ohne die bisherige Ausnahmeregel für die BEP stattfinden und somit eine Genehmigung der teilnehmenden Projekte voraussetzen.

Situation und Umsetzungswahrscheinlichkeit von Windenergieprojekten

Im Hinblick auf die beobachteten Zuschlagspreise stellt sich die Frage, inwiefern die Gebotshöhen verlässlich kalkuliert und die Projekte tatsächlich umgesetzt werden sowie welche Mechanismen und Kalküle dabei greifen. Gesondert zu behandeln sind zudem die beiden geplanten Ausschreibungsrunden in 2018 mit Genehmigungsvoraussetzung. Deren zulässiger Höchstwert ergibt sich aus den drei Ausschreibungsrunden 2017, die (vorausgesetzt die dritte Runde führt zu ähnlichen Ergebnissen) durch verhältnismäßig niedrige durchschnittliche Zuschlagspreise gekennzeichnet sind. Es ist somit zu prüfen, inwiefern der sich ergebende Höchstwert eine angemessene Größe für die gänzlich anders strukturierten Ausschreibungen für genehmigte Projekte in 2018 darstellen wird.

Einflussfaktor Technologieentwicklung

Alle aufgeworfenen Fragen lassen sich nur beantworten, indem ein vertiefter Blick auf die aktuelle Technologieentwicklung im Bereich der Windenergie geworfen wird (Kapitel 2). Auf dieser Basis werden in Kapitel 3 Schlussfolgerungen zur Einschätzung der Gebotswerte und der Situation der Windenergieprojekte in den folgenden Ausschreibungsrunden gezogen. Abschließend erfolgt in Kapitel 4 ein Blick auf die unterschiedlichen Akteure der Branche im Bereich der Windenergieanlagenproduktion (Hersteller und Zulieferer).

Struktur der Analyse

Da ein Ausschreibungssystem stets einen spekulativen Anteil in den Teilnehmerstrategien und sehr unterschiedlich getriebenes Verhalten beinhaltet, ist es nicht möglich, allgemein gültige, abschließende Schlussfolgerungen zu treffen. Dennoch können einige Hinweise abgeleitet werden, um die zukünftigen Ausschreibungen und Rahmenbedingungen fundiert einschätzen und damit planen zu können.

2 TECHNOLOGIEENTWICKLUNG

Im Folgenden wird die aktuelle Technologieentwicklung pointiert hinsichtlich zentraler und kostenrelevanter Tendenzen untersucht. Statt einer vollumfänglichen Darstellung der historischen Technologieentwicklung werden zielgerichtet einzelne Elemente heran gezogen, um die in Kapitel 1 aufgeworfenen Fragestellungen angemessen beantworten zu können.

2.1 TOP 5 ANLAGENTYPEN IN 2014-2017

Die Technologieentwicklung der letzten Jahre war geprägt durch die Entwicklungen im Bereich der Schwachwindanlagen. Das heißt, es wurden zunehmend Anlagen mit größeren Rotordurchmessern und verhältnismäßig geringen spezifischen Flächenleistungen installiert. Die Nennleistung der Anlagen lag in der Regel zwischen 2 und 3 MW. Tabelle 1 zeigt anhand der jeweils häufigsten fünf installierten Anlagentypen in den Jahren 2014-2017, wie sich die Auslegung der Anlagen in den letzten Jahren entwickelte.

Tabelle 1:
Übersicht neuer Anlagentypen auf dem deutschen Markt ver-
tretener Anlagenher-
steller

DWG 2012-17, ZSW
2017, AnlReg 7/17

Hersteller	Typ	Anlagen- anzahl	Leistung	Rotor- durch- messer	Spezifische Flächenlei- stung
Top 5 im Jahr 2014					
Enercon	E-101	201	3.050 kW	101 m	381 W/m ²
Vestas	V112	155	3.000 kW	112 m	305 W/m ²
Enercon	E-70	143	2.300 kW	70 m	369 W/m ²
Nordex	N117	116	2.400 kW	117 m	223 W/m ²
Enercon	E-82	90	2.300 kW	82 m	436 W/m ²
Top 5 im Jahr 2015					
Enercon	E-101	156	3.050 kW	101 m	381 W/m ²
Senvion	3.2M114	151	3.200 kW	114 m	314 W/m ²
Nordex	N117	144	2.400 kW	117 m	223 W/m ²
Enercon	E-82	119	2.300 kW	82 m	436 W/m ²
Vestas	V112	111	3.300 kW	112 m	335 W/m ²
Top 5 im Jahr 2016					
Enercon	E-115	253	3.000 kW	115 m	289 W/m ²
Nordex	N117	155	2.400 kW	117 m	223 W/m ²
Enercon	E-101	145	3.050 kW	101 m	381 W/m ²
Vestas	V112	141	3.300 kW	112 m	335 W/m ²
GE	GE-120 2.75	111	2.750 kW	120 m	243 W/m ²
Top 5 im Jahr 2017 (Jan - Aug)					
Enercon	E-115	190	3.000 kW	115 m	289 W/m ²
Nordex	N117	119	2.400 kW	117 m	223 W/m ²
Vestas	V112	61	3.300 kW	112 m	335 W/m ²
GE	GE-120 2.75	60	2.750 kW	120 m	243 W/m ²
Enercon	E-82	49	2.300 kW	82 m	436 W/m ²

Die Auswertung der Top 5 Anlagen macht weiterhin deutlich, dass sich im Bereich der durchschnittlichen Nennleistung in diesem Zeitraum keine Sprünge ergeben haben, es handelt sich durchgängig um Anlagen zwischen 2,3 und 3,3 MW. Die Ten-

denz hin zur Wahl größerer Rotordurchmesser wird in 2016 und 2017 deutlich, wodurch die spezifische Flächenleistung der Top 5 Anlagen auf etwa 300 W/m^2 sinkt.

Auch der in Abbildung 1 gezeigte Gesamtdurchschnitt der Neuinstallationen zeigt diese Tendenzen auf: Die Anlagenleistung bleibt seit 2014 relativ konstant bzw. steigt nur leicht an, während die Rotordurchmesser stetig zunehmen und die spezifische Flächenleistung auf einen Wert von 306 W/m^2 sinkt.

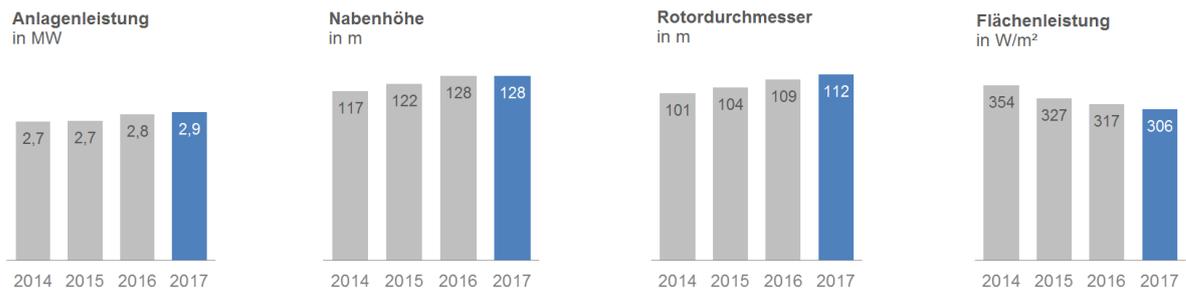


Abbildung 1:
Durchschnittliche Anlagenkonfiguration der Neuinstallationen 2014-2017 [ZSW 2017]

2.2 NÄCHSTE ANLAGENGENERATION

Eine Auswertung aktuell auf den Markt kommender Anlagentypen zeigt, dass der breite Einstieg in die 4 MW-Klasse ansteht. Der Trend zu immer größeren Rotordurchmessern ist weiterhin deutlich, diese erreichen einen Durchmesser von bis zu 158 m.

Tabelle 2:

Übersicht neuer Anlagentypen auf dem deutschen Markt vertretener Anlagenhersteller (Graufärbungen in der letzten Spalte zum Status werden dunkler, je weiter die Entwicklung fortgeschritten ist)

Hersteller	Typ	IEC-Klasse	Leistung	Rotordurchmesser	Spezifische Flächenleistung	Max. Nabenhöhe	Status mit Hinweisen
Enercon	E-126 EP4	IIA	4.200 kW	126 m	337 W/m^2		im Markt, erste IB Sep. 2016, 8 WEA in Betrieb, 97 WEA genehmigt
Enercon	E-141 EP4	IIIA	4.200 kW	141 m	269 W/m^2	159 m	im Markt, erste IB Feb. 2017, 7 WEA in Betrieb, 93 WEA genehmigt
Enercon	E-126 EP3	IIA	3.500 kW	126 m	281 W/m^2		angekündigt im Aug. 2017, Prototyp geplant Q3 2018, Serie geplant Ende 2018
Enercon	E-138 EP3	IIIA	3.500 kW	138 m	234 W/m^2		angekündigt im Aug. 2017
Gamesa	G132-3.3MW	IIA	3.300 kW	132 m	241 W/m^2	134 m	Prototyp installiert
GE	3.2-130	IIIA	3.200 kW	130 m	241 W/m^2	155 m	im Markt, erste IB im Mrz. 2017, 12 WEA in Betrieb, 32 WEA genehmigt

Hersteller	Typ	IEC-Klasse	Leistung	Rotordurchmesser	Spezifische Flächenleistung	Max. Nabenhöhe	Status mit Hinweisen
GE	3.6-137	IIIB	3.600 kW	137 m	244 W/m ²		angekündigt im Sept 2017, 2 WEA genehmigt
GE	4.8-158	IEC S	4.800 kW	158 m	245 W/m ²	161 m	angekündigt im Sept 2017
Nordex	N131/3600	IEC-S	3.600 kW	131 m	267 W/m ²	112 m	Prototyp installiert
Nordex	N117/3600	IEC-2	3.600 kW	117 m	335 W/m ²	141 m	Prototyp installiert, 4 WEA genehmigt
Nordex	N149/4500	IEC S	4.500 kW	149 m	258 W/m ²	164 m	angekündigt im Sept 2017
Senvion	3.4M140 EBC	IIIA	3.400 kW	140 m	221 W/m ²	130 m	Prototyp installiert, 4 WEA genehmigt
Senvion	3.6M140	IEC IIB	3.600 kW	140 m	234 W/m ²	163 m	Prototyp installiert, 2 WEA genehmigt
Senvion	3.7M144	IEC II/III A	3.700 kW	144 m	227 W/m ²	165 m	angekündigt im Sept 2017
Senvion	3.6M118	IIA	3.600 kW	118 m	329 W/m ²		angekündigt im Sept 2017
Siemens	SWT-3.3-130		3.300 kW	130 m	249 W/m ²	130 m	im Markt, erste IB im Dez. 2016, 7 WEA in Betrieb, 6 WEA genehmigt
Siemens	SWT-3.15-142	IIIA	3.150 kW	142 m	199 W/m ²	165 m	angekündigt im Mrz. 2017
Siemens	SWT-DD-142	IIIA	3.900 kW	142 m	246 W/m ²	165 m	angekündigt im Sept 2017
Siemens	SWT-DD-130	IIIA	4.200 kW	130 m	316 W/m ²		angekündigt im Sept. 2017
Vestas	V136-3.45 MW	IIIA	3.450 kW	136 m	237 W/m ²	166 m	Prototyp installiert, 58 WEA genehmigt
Vestas	V136-4.2 MW	IEC II/III	4.200 kW	136 m	289 W/m ²		angekündigt im Sept 2017
Vestas	V150-4.2 MW	IEC III	4.200 kW	150 m	238 W/m ²		angekündigt im Sept 2017
Mittelwerte			3.759 kW	136 m	261 W/m²	151 m	

Zeitraum bis zur Marktdurchdringung

Grundsätzlich stellt sich die Frage, wie schnell die aufgeführten Anlagentypen den Markt durchdringen werden. Größtenteils handelt es sich um Anlagentypen, die noch nicht oder kaum im Markt vertreten sind. Es ist zu beobachten, dass die Hersteller neue Anlagentypen sehr früh ankündigen. Häufig werden die zugehörigen Prototypen erst im nächsten Jahr erwartet, mit der Verfügbarkeit auf dem Markt ist somit erst ab 2019 zu rechnen, so dass ab 2020/21 größere Stückzahlen zu erwarten sind. Wenn bereits ein Prototyp installiert wurde, kann ab 2018 mit der Anlage im Markt gerechnet werden, zunächst in kleineren Stückzahlen.

Einige der gelisteten Typen sind seit kurzer Zeit am Markt verfügbar. Unter diesen verfügt Enercon mit der E-141 über die Anlage mit dem bisher größten Rotordurchmesser und der größten Nennleistung (4,2 MW). Verfügbar sind weiterhin Anlagen mit 130 m Rotordurchmesser von GE und Siemens mit einer Nennleistung von 3,2 bzw. 3,3 MW.

Angekündigte Typen mit Rotordurchmessern bis zu 158 m

Unter den angekündigten Anlagentypen sticht insbesondere die GE-Anlage mit 158 m Rotordurchmesser und einer Nennleistung von 4,8 MW heraus. Die nächstgrößeren Rotordurchmesser haben Vestas (150 m) und Nordex (149 m) sowie Senvion (148 m) angekündigt.

Eine zu beobachtende Tendenz ist auch, dass Anlagen, die originär Schwachwindeigenschaften aufweisen, zunehmend auch für mittlere bis starke Windverhältnisse ausgelegt werden. Auch an diesen Standorten besteht somit ein Trend hin zur weiteren Vergrößerung der Rotordurchmesser.

2.3 MARKTREIFEPHASEN UNTERSCHIEDLICHER TECHNOLOGIEN

Im Folgenden wird die Entwicklung der grundlegenden durchschnittlichen Anlagenparameter Nennleistung, Rotordurchmesser und Nabenhöhe bei den Neuinstallationen im Zeitverlauf betrachtet, um daraus Rückschlüsse auf mögliche zukünftige Entwicklungen zu ziehen.

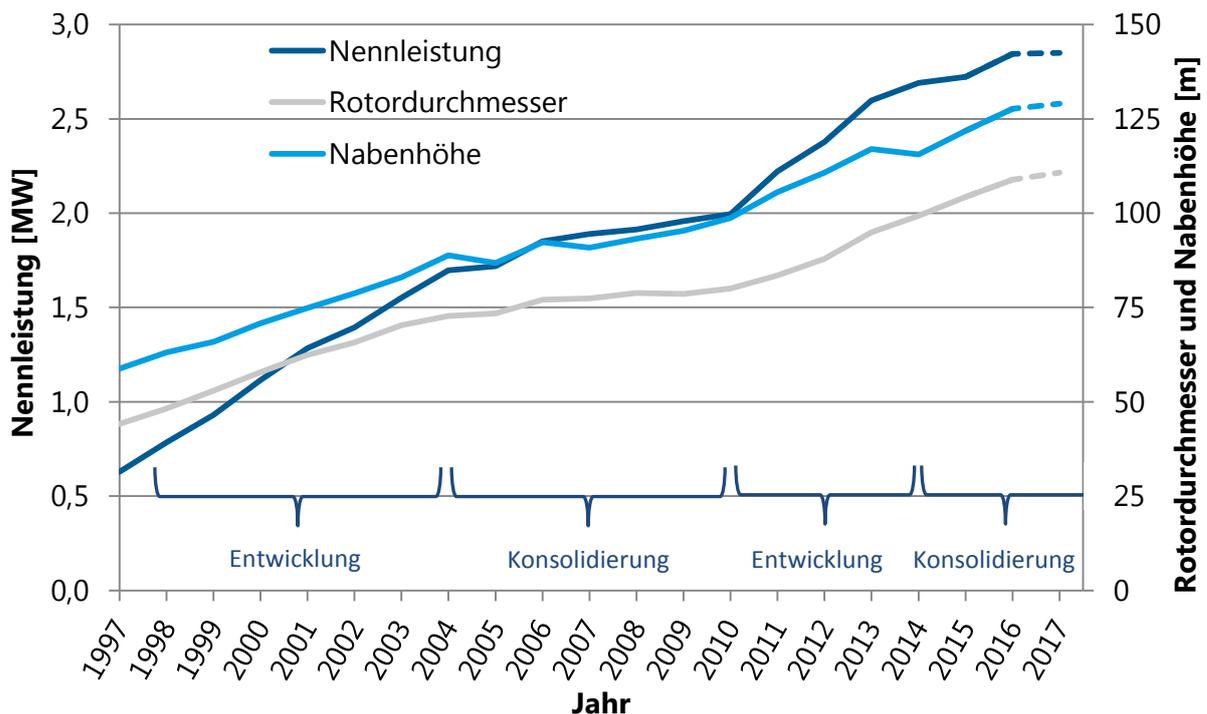


Abbildung 2:

Durchschnittliche Anlagenkonfiguration im Zeitverlauf

Datenbasis: 1996-2011 BDB, 2012-2014 DWG, 2015-2017 BNetzA

Entwicklungs- und Konsolidierungsphasen in der Technologieentwicklung

Die Betrachtung der durchschnittlichen Nennleistung installierter Windenergieanlagen legt nahe, dass abwechselnd Entwicklungs- und Konsolidierungsphasen eintreten. Dies ergibt sich u.a. aufgrund des Plattformen-Gedankens in der Entwicklung von Windenergieanlagentypen: Es werden Plattformen geschaffen (in Abhängigkeit der Anlagenleistung und des technologischen Konzepts) und diese dann mit unterschiedlichen Merkmalen (bei Rotordurchmesser und Nabenhöhe) versehen, um unterschiedlichen Marktsegmenten gerecht zu werden. Auf diese Weise können bspw. schrittweise größere Rotordurchmesser an bestehenden Plattformen installiert werden. Dadurch ergibt sich auch, dass der durchschnittliche Rotordurchmesser in den letzten Jahren vergleichsweise stetig steigt und eine Konsolidierungsphase nicht klar absehbar ist (anders als bei der Nennleistung).

In Entwicklungsphasen treten zunehmend Anlagen einer neuen Anlagenklasse in den Markt ein und dominieren diesen in Bezug auf die durchschnittliche Anlagenleistung immer stärker, so dass die jährlich beobachteten Durchschnittskennwerte vergleichsweise stark ansteigen. Wenn eine Anlagenklasse eingeführt ist, prägt sie für einige Jahre relativ stark den Markt und somit die durchschnittlichen Neuinstallationswerte (Konsolidierungsphase).

Aktuell Konsolidierungsphase bei der Nennleistung, konstant steigende Rotordurchmesser

Der Kurvenverlauf der durchschnittlichen Nennleistung zeigen, dass der Markt sich aktuell noch in einer Konsolidierungsphase befindet, die in den letzten Jahren verfügbaren Plattformen der 2-3 MW-Klasse dominieren den Markt. Die durchschnittliche Anlagenleistung neu installierter Windenergieanlagen betrug Mitte 2017 rund 2.900 kW. Die Frage ist, ob die aktuelle Konsolidierungsphase ebenso lang ausfallen wird wie jene, die zwischen 2004 und 2010 zu beobachten war. Die relativ schnelle Entwicklungsphase 2010-2014 legt die These beschleunigter Prozesse nahe. Bei Nabenhöhen und Rotordurchmessern ist in den letzten Jahren eine stetige Steigerung zu beobachten und im Prinzip keine Abflachung der Kurvenverläufe zu erwarten.

Neu am Markt angebotene Anlagen entsprechen nach ca. vier Jahren dem Durchschnitt der Neuinstallationen

Zusätzliche Analysen zum zeitlichen Versatz zwischen am Markt angebotenen und durchschnittlich installierten Anlagenklassen zeigen, dass es etwa vier Jahre dauert, bis die nächste Anlagengeneration sich so stark im Markt niederschlägt, dass der Durchschnitt der Neuinstallationen die entsprechenden Leistungskennwerte erreicht. Bei den Rotordurchmessern ist der zeitliche Versatz etwas geringer, bei den Nabenhöhen ergibt sich kaum Zeitverzug – sobald größere Hö-

Entwicklung von Plattformen

hen technisch machbar werden, werden diese somit auch installiert.

Erklärt werden kann dies wiederum durch das Plattform-Denken der Hersteller. Eine Plattform wird im Wesentlichen durch den Nennleistungsbereich und die technologische Ausgestaltung der Anlage gekennzeichnet. Mit weiterer Entwicklung wachsen die verfügbaren Varianten im Bereich der gesteigerten Rotordurchmesser. Wenn dann eine neue Plattform aufgesetzt wird, kann diese direkt mit dem Status der Größensteigerung im Bereich der Rotordurchmesser ausgestattet werden (gleiches gilt für die Nabenhöhe), und die Entwicklung wird entsprechend fortgesetzt.

Heute angekündigte Plattformen prägen voraussichtlich in etwa vier Jahren die durchschnittlichen Neuinstallationen

Wenn sich heute also eine neue Plattform ankündigt (4 MW-Klasse) ist eine Entwicklungsphase mit im Vergleich zu den letzten Jahren stärker steigenden durchschnittlichen Leistungen bei den Neuinstallationen zu erwarten. Laut bisheriger Erfahrungen wären diese Anlagen in etwa vier Jahren, also ab 2021 so stark im Markt vertreten, dass die durchschnittlichen Neuinstallationen dieser Charakteristik entsprechen. Aufgrund des erhöhten Kostendrucks und des sich wandelnden Marktes im Ausschreibungssystem könnte sich dieser Zeitraum ggf. noch leicht verkürzen.

Bei den 2017 bezuschlagten BEP mit einer Umsetzungsfrist von 4,5 Jahren ist demnach grundsätzlich die Möglichkeit gegeben, dass diese mit dieser Anlagenklasse planen können (für die angekündigten Typen sind in der Regel die nötigen Unterlagen zur Genehmigungsbeantragung bereits vorhanden) und dies einen realistischen Zeitraum bis zur umfänglichen Markteinführung der 4 MW-Klasse darstellt. Inwiefern hier die Tendenz zu entsprechenden Projektplanungen mit Ausreizung der Umsetzungsfrist besteht bzw. in welcher Stärke, wird in Kapitel 3 anhand von Kostenanalysen näher untersucht.

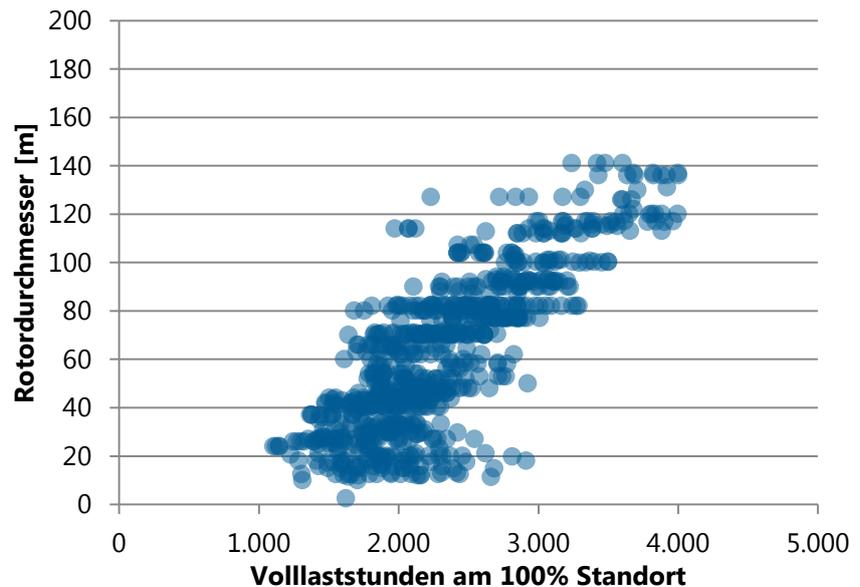
2.4 SPEZIFISCHE ERTRAGSSTEIGERUNG ÜBER DIE TECHNOLOGIE-ENTWICKLUNG

In der Vergangenheit wurde ein stetiges Upscaling von Windenergieanlagen vorgenommen, wobei sich in den letzten Jahren das Upscaling besonders stark auf die Rotordurchmesser (und damit verbunden auch die Nabenhöhen) konzentriert hat. Diese Entwicklung führte zu einer starken Steigerung der erreichbaren Volllaststunden.

Ertragssteigerung von Windenergieanlagen im Zuge des voran schreitenden Upscalings

Abbildung 3 zeigt eine Auswertung der Ertragssteigerung von Windenergieanlagen im Zuge des voran schreitenden Upscalings. Die dargestellten Daten beziehen sich auf den Referenzstandort (nach EEG 2000 -2014) und wurden in Abhängigkeit des Rotordurchmessers aufbereitet. Die Steigerung der Rotordurchmesser (in Verbindung mit gesteigerten Nabenhöhen) führte somit in etwa zu einer Verdopplung der Referenz-Volllaststunden am 100%-Standort.¹

Abbildung 3:
Spezifische Ertragssteigerung von Windenergieanlagen am Referenzstandort (nach EEG 2000 -14) bei voran schreitendem Upscaling, dargestellt nach Rotordurchmesser bei Berücksichtigung der jeweils verfügbaren Nabenhöhen



Es ist zudem darauf hinzuweisen, dass die Ertragssteigerungen je m Rotordurchmesser bei den heute erreichten Dimensionen von Rotordurchmessern noch deutlicher ausfallen, als es bei früheren Generationen der Fall war. Dies ergibt sich aufgrund der mit jedem Meter erreichten, immer erheblicheren Steigerung der Rotorkreisfläche. Gleichzeitig steigen die Herausforderungen an die Technologieentwicklung aufgrund der sich ergebenden Lasten.

Vertiefte Analysen hierzu haben bestätigt, dass Windenergieanlagen mit möglichst geringer spezifischer Flächenleistung in aller Regel deutliche Vorteile im Ausschreibungssystem haben. Dies weist auf die bestehenden deutlichen Anreize zur weiteren Steigerung der Rotordurchmesser hin. [DWG 2017b]

¹ Es geht an dieser Stelle um eine Darstellung der Größenordnung von Ertragssteigerungen und nicht um die Analyse absoluter Erträge bzw. Volllaststunden. Es wurden Referenzerträge zur Ermittlung der theoretischen Volllaststunden verwendet, diese werden in der Realität nicht durch die Anlagen erreicht, da unterschiedliche Abschläge auf den Energieertrag zu berücksichtigen sind (bspw. techn. Verfügbarkeit, Parkwirkungsgrad, Netzverluste etc.).

3 ABSCHÄTZUNG MÖGLICHER KOSTENSENKUNGEN

Die Kenntnisse über die anzulegende Technologie in Bezug auf die bisher bezuschlagten Projekte (in erster Linie BEP) sind, wie oben aufgeführt, relativ konkret. Somit können Technologie-Annahmen getroffen werden. Es stellt sich nun die Frage, zu welchen Kosten diese Technologien voraussichtlich umgesetzt werden können. Des Weiteren müssen neben der Anlagentechnologie auch alle weiteren Kostenpositionen (Investitionsnebenkosten und Betriebskosten) auf Kostensenkungspotential untersucht werden, um zu fundierten Einschätzungen bzgl. der BEP zu kommen.

3.1 HINWEISE AUS DER KOSTENANALYSE 2017

Im Rahmen der Kostenanalyse aus dem Jahr 2017 [DWG 2017] wurden Anlagentechnologien mit einer Leistung von 2,5 bis 3,4 MW je nach Standortgüte zugrunde gelegt. Die Auswahl wurde abgeleitet aus den im Anlagenregister verzeichneten Neuinstallationen zwischen 2014 und 2016. Im Überblick wurden die in Abbildung 4 dargestellten Technologie- und Kostenannahmen getroffen.

Abbildung 4:
Technologie- und Kostenannahmen der Kostenanalyse 2016, der Wert für die Hauptinvestitionskosten bezieht sich auf Inbetriebnahmen 2017/2018 [DWG 2017]

	60%	Standortgüte	150%
Mittlere Anlagenkonfiguration nach AnlReg:			
Nennleistung:	2,5 MW		3,4 MW
Nabenhöhe:	133 m		98 m
Rotordurchmesser:	104 m		104 m
<small>Über 1.200 AnlReg-Datensätze, IB 08/2014–12/2016</small>			
Trendlinien-Ableitung Kosten und Volllaststunden:			
Hauptinvestition:	1.180 €/kW		1.020 €/kW
Volllaststunden:	2.010 h/a		4.320 h/a

Im Folgenden werden einige zentrale Ergebnisse aus der Analyse [DWG 2017] vorgestellt, die als Grundlage für die weiteren, auf die beiden ersten Ausschreibungsrunden sowie zukünftige Rahmenbedingungen bezogenen Analysen dienen.

3.1.1 STROMGESTEHUNGSKOSTEN IN EINEM EINSTUFIGEN VERGÜTUNGSSYSTEM

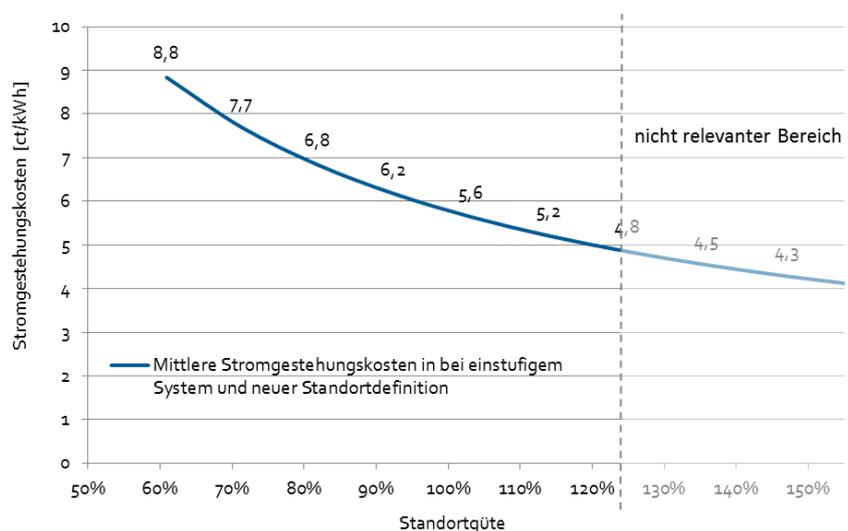
Im Basisfall wurden im Rahmen der Mitte 2017 erstellten Analyse Stromgestehungskosten für ein zweistufiges Vergütungssystem errechnet. Die zugrunde liegenden Daten für die

Hauptinvestitionskosten wurden im Herbst 2016 durch die Hersteller gemeldet und werden mit etwas zeitlicher Verzögerung für den Markt gelten. In Bezug auf die weiteren Kostenpositionen, sind die kurzfristigen Veränderungen sowie deren Einfluss geringer. Damit sind die Ergebnisse grundsätzliche auf die bis Ende 2018 zu installierenden Übergangsanlagen anwendbar.

Zur Abbildung des Einflusses einer Systemumstellung auf einstufige Sätze wurde im Rahmen der Analyse bereits zusätzlich eine Stromgestehungskostenkurve für ein einstufiges System bei neuem Referenzstandort errechnet (ohne Einbeziehung weiterer Ausschreibungs-Spezifika). Es ergaben sich die in Abbildung 5 dargestellten Werte.

Abbildung 5:
Stromgestehungskostenkurve aus der Kostenanalyse 2016 für ein einstufiges Vergütungssystem (für Inbetriebnahmen 2017/18)

[DWG 2017]



Der durchschnittliche Zuschlagswert in der ersten Ausschreibungsrunde für die Windenergie an Land betrug 5,71 ct/kWh und stimmt weitgehend mit der Stromgestehungskostenanalyse für Projekte 2017/18 überein

Der mengengewichtete durchschnittliche Zuschlagswert in der ersten Ausschreibungsrunde für die Windenergie an Land betrug 5,71 ct/kWh. Dies stimmt somit weitgehend mit den sich aus der Stromgestehungskostenanalyse ergebenden Durchschnittswerten für Projekte im Zeithorizont 2017/18 überein.

Es ist allerdings bei der Interpretation zu beachten, dass die Zuschläge in der ersten Ausschreibungsrunde zu ca. 95% an BEP gingen und somit für den Großteil der bezuschlagten Projekte keine Genehmigungen vorliegen, womit der Realisierungsumfang und -zeitpunkt (die Umsetzungsfrist beträgt 54 Monate anstatt 30 Monate) aus heutiger Sicht unklar ist. Laut einer Analyse der Deutschen WindGuard zur ersten Ausschreibungsrunde 2017 finden sich bezogen auf 63% der bezuschlagten Windenergieanlagen keine Informationen hinsichtlich eines Genehmigungsverfahrens, bei 7% der Anlagen ist das Genehmigungsverfahren zumindest in konkreter Vorbereitung, bei 18% läuft das Verfahren bereits. Der Großteil

der Projekte befindet sich in raumplanerisch für die Windenergienutzung vorgesehen Gebieten, was eine Genehmigungsfähigkeit zumindest nicht unwahrscheinlich macht. [DWG 2017a]

Ebenfalls aufgrund der hohen Zuschlagsraten für die BEP ergibt sich der oben genannte durchschnittliche Zuschlagswert der ersten Ausschreibungsrunde aus vergleichsweise wenigen Geboten. Denn die BEP werden mit dem höchsten bezuschlagten Gebotswert bewertet und gehen in dieser Weise in den Durchschnitt ein (obwohl ihre tatsächlichen Gebote geringer waren).

Genehmigte Projekte werden sich auf die ersten beiden Ausschreibungsrunden in 2018 konzentrieren

Der erhebliche Teil der nicht bezuschlagten genehmigten Projekte war dementsprechend im Vergleich zum bezuschlagten Durchschnitt durch höhere Gebote gekennzeichnet und konnte sich in beiden bisherigen Ausschreibungsrunden nicht durchsetzen. Diese Projekte werden sich nun auf die ersten beiden Ausschreibungen für genehmigte Projekte (ohne Bürgerenergie-Ausnahmen) in 2018 konzentrieren. Es ist also zu untersuchen, inwiefern der sich voraussichtlich rechnerisch ergebende Höchstwert für diese beiden Ausschreibungsrunden eine angemessene Größe darstellt (siehe hierzu Kapitel 3.2).

In der zweiten Ausschreibungsrunde lagen die Gebote noch einmal deutlich niedriger, der mengengewichtete durchschnittliche Zuschlagswert betrug 4,28 ct/kWh. Es stellt sich folglich insbesondere für die zweite Runde die Frage, inwiefern diese Kosten gehalten werden können und auch in entsprechende Projektumsetzungen münden. Letzteres hat natürlich neben den Kosten mit der Genehmigungsfrage zu tun, die im Folgenden nicht weiter vertieft wird.

3.1.2 ERGEBNISSE SENSITIVITÄTEN

Zunächst scheint ein Blick auf die Sensitivitätsanalysen, die ebenfalls im Zuge der Kostenanalyse aus 2017 durchgeführt wurden. Diese wurden im Folgenden noch einmal für ein einstufiges Vergütungssystem und mit gleichmäßigem Variationswert für alle Parameter (+/-10%) durchgeführt.

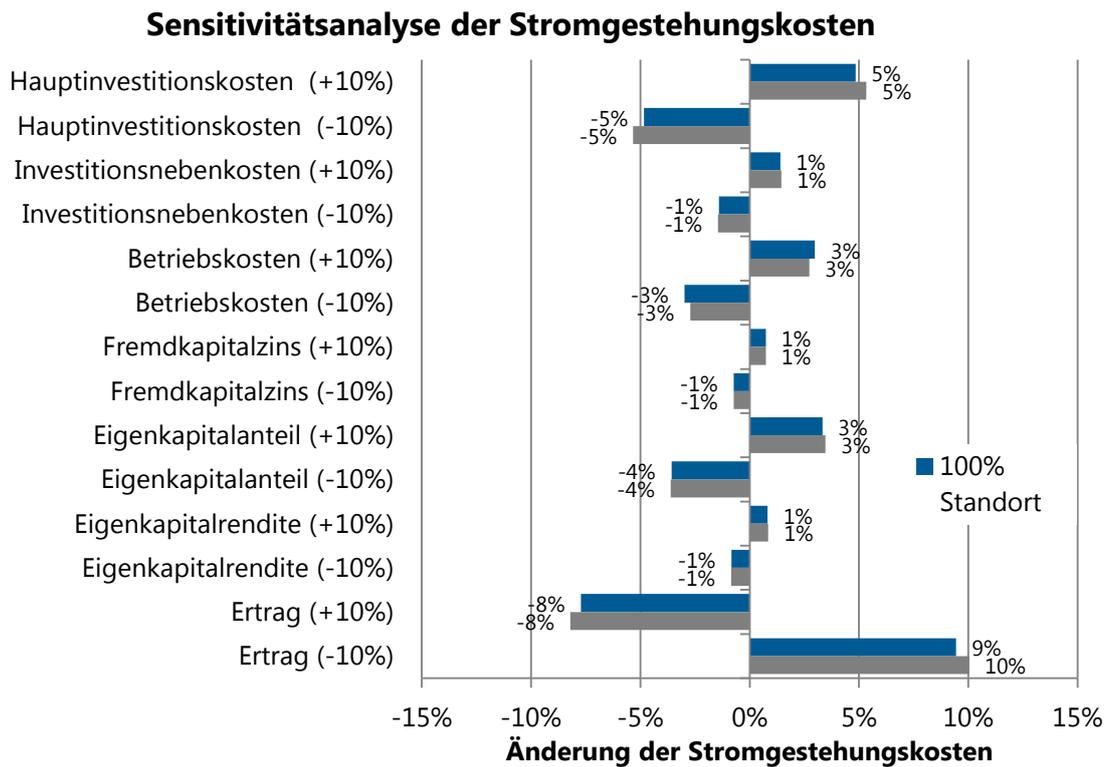


Abbildung 6:

Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten im einstufigen Vergütungssystem
[basierend auf DWG 2017]

Demnach bewirkt eine Kostenreduktion der Hauptinvestitionskosten um rund 10% eine Reduktion der Stromgestehungskosten um rund 5%. Die Investitionsnebenkosten nehmen vergleichsweise geringen Einfluss auf mögliche Stromgestehungskostenveränderungen. Die Betriebskosten nehmen relevanten Einfluss, aber bei gleicher Variationsstärke in deutlich geringerer Weise als die Hauptinvestitionskosten.

Einfluss von Pachtsenkungen

In der politischen Diskussion spielen potentielle Kostensenkungen im Bereich der Flächenpachten von Windenergieprojekten eine Rolle. In diesem Bereich wurden in der Vergangenheit teils sehr hohe Preise durch die Flächeneigentümer verlangt. Es ist aber zu beachten, dass Extrementwicklungen nicht in den jeweiligen Stromgestehungskostenberechnungen berücksichtigt wurden. Die den Berechnungen zugrunde liegenden Pachten liegen in einem Bereich von 25% der Gesamtbetriebskosten. Im Ausschreibungssystem ist grundsätzlich zu erwarten, dass sich das Pachtniveau senken wird – in welchem Umfang lässt sich schwerlich abschätzen. Nimmt man an, dass die im Rahmen der Sensitivitätsanalysen betrachtete Absenkung der Betriebskosten um 10% allein durch die Pachten bewirkt wird, müssten diese um 40% sinken.

Zinsveränderungen und geänderte Finanzierungsbedingungen können die Kosten spürbar erhöhen

Hinzuweisen ist weiterhin auf die durch eine Zinsänderung beim Fremdkapital bewirkten Veränderungen. Eine Zinssteigerung um 10% (entspricht in der Sensitivitätsanalyse zum Fremdkapitalzinssatz 0,21 % Zinsaufschlag) hat hier bereits Kostensteigerungen um 1% zur Folge. Je nachdem, wie die Zinsentwicklung sich in den nächsten vier Jahren darstellt, kann auch dies zum relevanten Einflussfaktor werden. Hierbei sind eher steigende Tendenzen zu erwarten. Diese wirken sich dann zusätzlich zu den ohnehin vermutlich durch das Ausschreibungs- und einstufige System gestiegenen Finanzierungskosten aus.

Steigende Eigenkapital-Anteile im Ausschreibungssystem

Eine wichtige Rolle spielen auch die Eigenkapitalanteile, die im Ausschreibungssystem voraussichtlich deutlich ansteigen werden. Die im Rahmen der Sensitivitätsanalyse berechnete Erhöhung von z.B. rund 17% auf 27% bzw. Verringerung auf 7% am Referenzstandort (die Eigenkapitalanteile sind nach Standortgütern variiert festgelegt) führt zu einer Veränderung der Stromgestehungskosten um rund 3% nach oben und unten.

Energieertrag als maßgeblicher Einflussfaktor

Ergänzend wurde dargestellt, dass die weitaus größte Stell-schraube natürlich der Energieertrag ist: Steigt dieser um 10%, lassen sich Kostenreduzierungen von rund 8% erreichen. Gleichzeitig steigen die Kosten um 9-10%, falls der Ertrag um diesen Wert unterschritten wird – dies macht die große Relevanz des Ertragsrisikos bei der Kostenkalkulation deutlich.

Optimierte Anlagentechnologie führt laut Sensitivitätsanalyse zu Kostensenkungen im Bereich von 8%

Weiterhin wurde im Rahmen der Sensitivitätsanalysen untersucht, welche Kosten sich ergeben, wenn eine optimierte Technologie gewählt wird. Hierbei wurden die Anlagentypen berücksichtigt, für die Kostendaten vorlagen, dies umfasste noch keine Anlagen der nächsten Generation. Hierbei wurden Kostensenkungsmöglichkeiten in Bezug auf die Stromgestehungskosten von rund 8% ausgemacht.

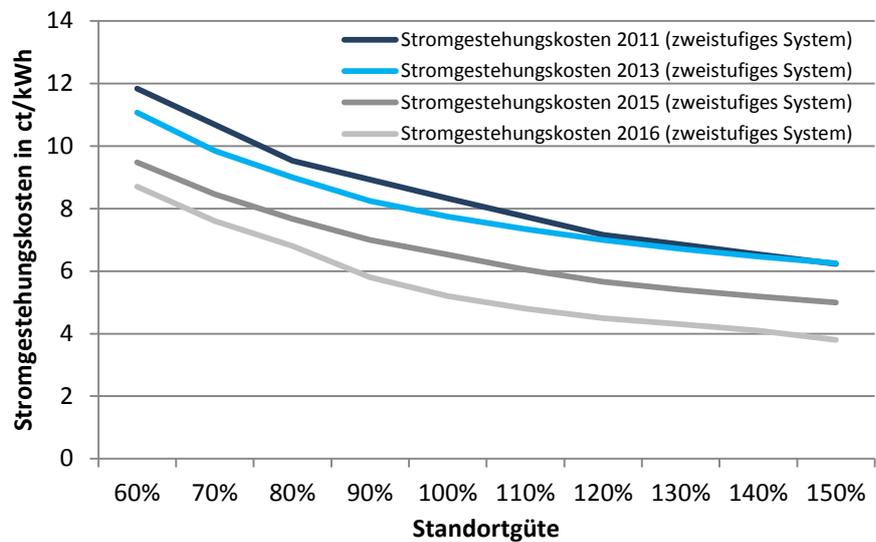
3.1.3 ANALYSE DER STROMGESTEHUNGSKOSTEN-ENTWICKLUNG IM ZEITVERLAUF

Die Deutsche WindGuard hat in den letzten Jahren wiederholt detaillierte Analysen zur Kostensituation der Windenergie an Land durchgeführt. In diesem Zusammenhang wurden stets Stromgestehungskosten (für ein zweistufiges Vergütungssystem) berechnet, die in Abbildung 7 dargestellt werden. Im Folgenden werden die errechneten Stromgestehungskosten der

letzten Jahre (seit 2011) hinsichtlich der erreichten Kostensenkungen kurz dargestellt.

Abbildung 7:
Stromgestehungskostenkurven für die Windenergie an Land im Zeitverlauf

[DWG 2011, DWG 2013, DWG 2015, DWG 2017]



Bei der Interpretation ist zu beachten, dass die gezeigten Stromgestehungskostenkurven aufgrund unterschiedlicher geltender Rahmenbedingungen, erfolgter Modelländerungen und Veränderungen der Berechnungsgrundlage im Detail nicht vollständig vergleichbar sind.

Dennoch sind grundsätzliche Tendenzen gut ersichtlich. Die Kostensenkungen ergeben sich hierbei in erster Linie durch den gestiegenen Energieertrag aufgrund der erfolgten Technologieentwicklung (insbesondere gestiegene Rotordurchmesser) und den damit verbundenen geringeren Betriebskosten pro Kilowattstunde, daneben spielen die im betrachteten Zeitraum beobachteten Zinssenkungen in Bezug auf das Fremdkapital eine Rolle.

3.2 ANALYSE DER POTENTIELLEN SITUATION FÜR GENEHMIGTE PROJEKTE IN DEN AUSSCHREIBUNGSRUNDEN 2018

Mehrheit der teilnahmeberechtigten genehmigten Projekte hat noch keinen Zuschlag

An den ersten beiden Ausschreibungsrunden in 2018 dürfen ausschließlich genehmigte Windenergieprojekte teilnehmen. In den bisherigen beiden Ausschreibungsrunden wurden zu rund 95% BEP bezuschlagt, in der dritten Runde in 2017 wird das Ergebnis voraussichtlich ebenso ausfallen. Das heißt, die Mehrheit der bisher teilnehmenden genehmigten Projekte hat noch keinen Zuschlag und wird an den ersten beiden Ausschreibungsrunden in 2018 teilnehmen, so dass trotz Wegfall der Projekte ohne Genehmigung von einem hohen Wettbewerbsdruck auszugehen ist.

475 MW aus dem Übergangssystem nehmen freiwillig an Ausschreibungen teil

Bei der Analyse ist zu berücksichtigen, dass ein relevanter Anteil der teilnahmeberechtigten Projekte aus freiwillig ins Ausschreibungssystem gegangenen Übergangsanlagen besteht. Diese Projekte verfügen also über eine Genehmigung, die bereits im Zeitraum bis Ende 2016 erteilt wurde. Insgesamt haben sich rund 475 MW an Projekten für die freiwillige Teilnahme entschieden.

Hinzu kommen bisher (Stand Aug. 2017) 723 MW an Genehmigungen aus 2017

Daneben sind im Anlagenregister mit Stand August 2017 insgesamt 227 Anlagen mit 732 MW aus genehmigten Projekten in 2017 verzeichnet, die nicht dem Übergangssystem zuzuordnen sind. Das tatsächliche Volumen lässt sich nicht abschließend einschätzen, da davon auszugehen ist, dass einige Projekte ihre Genehmigung erst so spät wie möglich melden werden.

Eine wichtige Frage in Bezug auf Einschätzungen zu diesen beiden Ausschreibungsrunden stellt sich in Bezug auf den zu erwartenden Höchstwert. Dieser wird laut §36b EEG 2017 „aus dem um 8 Prozent erhöhten Durchschnitt aus den Gebotswerten des jeweils höchsten bezuschlagten Gebots der letzten drei Gebotstermine“ gebildet. [EEG 2017]

Festlegungskompetenz der BNetzA zum Höchstwert

Bei der Ausgestaltung des Mechanismus zur Festlegung des Höchstwertes auf der Grundlage der jeweils letzten drei Ausschreibungsrunden wurde von einem kontinuierlichen Ausschreibungsprozess und gleichbleibenden Ausschreibungsbedingungen ausgegangen. Der Gesetzgeber hat aber im Rahmen des Mieterstromgesetzes im Sommer 2017 die Ausschreibungsbedingungen für die ersten Ausschreibungen im Jahr 2018 erheblich verändert.

Im Gegensatz zu den Ausschreibungen im Jahr 2017 dürfen in den ersten Ausschreibungen im Jahr 2018 keine Gebote mehr ohne Genehmigung abgegeben werden und die Realisierungsfrist ist einheitlich auf 30 Monate festgelegt worden. Über 95 Prozent der Zuschläge in den Ausschreibungsrunden im Jahr 2017 wurden jedoch ohne Genehmigung mit einer Realisierungsfrist von 54 Monaten bezuschlagt. Durch diese Veränderungen der Zugangsbedingungen für die ersten beiden Ausschreibungsrunden (Teilnahme nur mit Genehmigung) ist insb. aufgrund der unterschiedlichen Realisierungsfristen (30 Monate mit Genehmigung, 54 Monate BEP) eine Vergleichbarkeit der Ausschreibungsrunden nicht mehr gegeben.

Laut §85a EEG 2017 wurde der BNetzA eingeräumt, den „Höchstwert für die Ausschreibungen mit einem Gebotstermin in dem jeweils darauffolgenden Kalenderjahr neu (zu) be-

stimmen“, hierbei darf eine abweichende Festlegung „um nicht mehr als 10 Prozent“ erfolgen. Diese Neubestimmung müsste zum 1. Dezember für das Folgejahr getroffen werden. [EEG 2017]

Bisher ist noch offen, ob die BNetzA an dieser Stelle von ihrer Festlegungskompetenz Gebrauch machen wird. Somit ist im Zuge der weiteren Analyse erst einmal von einer Fortführung der geltenden Rahmenbedingungen auszugehen und auf deren mögliche Auswirkungen hinzuweisen. Grundsätzlich müssen Projekte, die an den beiden ersten Ausschreibungsrunden 2018 teilnehmen, auf der Grundlage der genehmigten Anlagenklasse ihre Gebote kalkulieren. Entsprechend der dargestellten Technologieentwicklung dürfte dies ganz überwiegend eine Anlagenklasse sein, die im Rahmen der bisherigen Ausschreibungen überwiegend keinen Zuschlag erhalten hat.

Für eine nähere Einschätzung sind die zu erwartenden Höchstwerte in den ersten beiden Ausschreibungsrunden 2018 abzuschätzen. Es ist somit zunächst eine Annahme zu treffen, wie sich das höchste bezuschlagte Gebot in der dritten Ausschreibungsrunde 2017 darstellen könnte.

Abschätzung des möglichen Höchstwerts 2018

Der Trend eines sehr großen Anteils am Zuschlagsvolumen bei den BEP wird sich aller Voraussicht nach auch in der dritten Ausschreibungsrunde 2017 fortsetzen. Es kann angenommen werden, dass die Preise hierbei noch weiter sinken werden. Eine fundierte Prognose ist aufgrund der spekulativen Entscheidungsanteile schwerlich möglich. In der ersten Ausschreibungsrunde lag der höchste bezuschlagte Gebotswert bei 5,78 ct/kWh und in der zweiten Ausschreibungsrunde bei 4,29 ct/kWh. Damit ist der Wert des höchsten bezuschlagten Gebots um 26% im Vergleich zur ersten Runde gesunken.

Allerdings wurden die Ergebnisse der zweiten Ausschreibungsrunde stark durch einen einzelnen Akteur bestimmt. Die näheren Analysen der potentiellen Kostensenkungen auf Basis der ab 2020/21 anzulegenden Anlagentechnologie (4MW-Klasse) im nachfolgenden Kapitel 3.3. legen den Schluss nahe, dass weitere wesentliche Reduzierungen der Gebotswerte für diese Runde nicht unbedingt wahrscheinlich erscheinen. Wird der Wert im Bereich der zweiten Runde angenommen, ergibt sich ein zu erwartender Höchstwert für die erste Ausschreibungsrunde in 2018 von 5,17 ct/kWh. Würde sich in der dritten Runde 2017 allerdings erneut eine Senkung der Gebotswerte in dieser Größenordnung (26%) ergeben, läge der

Höchstwert für die erste Ausschreibungsrunde 2018 nur noch bei 4,77 ct/kWh.

Letztlich lassen sich die Ausschreibungsergebnisse aufgrund der vielfältigen Einflussfaktoren schwerlich prognostizieren. Aus diesem Grund beziehen sich die folgenden Analysen vereinfachend auf einen sich aus der aufgezeigten Spannbreite ergebenden mittleren Wert von rund 5 ct/kWh als Annahme für den Höchstwert in der ersten Ausschreibungsrunde 2018.

Mit rund 5 ct/kWh würde der sich ergebende Höchstwert für die erste Runde im Jahr 2018 spürbar unterhalb der im Jahr 2016 ermittelten Stromgestehungskosten liegen (ermittelt wurden 5,6 ct/kWh für das einstufige System, wobei noch keine ausschreibungsspezifische Eingangsannahmen verändert wurden, wie bspw. die höheren Eigenkapitalforderungen im Ausschreibungssystem).

Um zu klären, inwiefern der potentielle Höchstwert von rund 5 ct/kWh durch die teilnahmeberechtigten genehmigten Projekte voraussichtlich eingehalten werden kann, wird im Folgenden das Anlagenregister hinsichtlich der durch die betreffenden Projekte geplanten Technologien ausgewertet (soweit bereits Daten gemeldet wurden). Es ergeben sich folgende Top 5 Anlagentypen bei den 2017 genehmigten und gemeldeten Anlagen (die Auswertung umfasst insgesamt 227 Anlagen mit 732 MW).

Tabelle 3:
Top 5 Anlagentypen
unter den 2017 genehmigten und gemeldeten Anlagen [AnlReg 7/17]

ZSW 2017, AnlReg 7/17

Hersteller	Typ	Anlagenanzahl	Leistung	Rotordurchmesser	Spezifische Flächenleistung
Top 5 erfasste 2017 genehmigte Typen					
Vestas	V126	29	3.300 kW	126 m	265 W/m ²
Enercon	E-126 EP4	23	4.200 kW	126 m	337 W/m ²
Enercon	E-92	20	2.350 kW	92 m	354 W/m ²
Enercon	E-141 EP4	14	4.200 kW	141 m	269 W/m ²
Vestas	V136	14	3.450 kW	136 m	237 W/m ²
MITTELWERT			3.500 kW	124 m	292 W/m²
MITTELWERT ALLE 2017 GENEHMIGTEN TYPEN			3.220 kW	118 m	302 W/m²

Es wird ersichtlich, dass die 4 MW-Klasse Einzug in die Top 5-Anlagen hält. Abgesehen von der E-92 verfügen alle Top 5-Anlagen über verhältnismäßig große Rotordurchmesser (126-136 m). Die mittlere spezifische Flächenleistung der Top 5-Anlagen sinkt auf knapp unter 300 W/m² - betrachtet man den Gesamtbestand der 2017 genehmigten Anlagen sind Leistung und Rotordurchmesser etwas geringer, die spezifische Flächenleistung ist jedoch in der gleichen Größenordnung.

Eine parallele Analyse der freiwillig am Ausschreibungssystem teilnehmenden Übergangsanlagen hat ergeben, dass die durchschnittliche Nennleistung sowie die durchschnittliche spezifische Flächenleistung etwas geringer sind als bei den 2017 genehmigten Anlagen. Es zeigt sich die Tendenz, dass sich bei den vor 2017 genehmigten Anlagen offenbar jene für die freiwillige Teilnahme entschieden haben, die über eine vergleichsweise geringe spezifische Flächenleistung verfügen. Gleichzeitig werden diese Projekte ihre Verträge zu einem früheren Zeitpunkt und damit tendenziell höheren Kosten verhandelt haben als die 2017 genehmigten Anlagen. Insgesamt erscheint es gerechtfertigt, im Rahmen der weiteren Analyse nicht näher zwischen den beiden in den ersten beiden Ausschreibungsrunden 2018 Teilnahmeberechtigten Gruppen zu unterscheiden.

Ableitung von Kostentendenzen für das Jahr 2019

Im Rahmen der Sensitivitätsanalysen der Kostenanalysen der Deutschen WindGuard im Jahr 2016 wurde durch Einsatz von Anlagen mit geringeren spezifischen Flächenleistungen im Vergleich zum Basisfall bereits ein Kostensenkungspotential von etwa acht Prozent identifiziert, das bezogen auf das einstufige System zu einem Stromgestehungskostenwert von 5,2 ct/kWh am 100%-Standort führt. Die zur Verfügung stehende Datenbasis zu den Anlagenkosten deckt die oben stehenden Top 5-Typen der 2017 genehmigten Projekte größtenteils nicht ab, dennoch lassen sich Tendenzen ableiten, inwiefern sich eine gesunkene spezifische Flächenleistung voraussichtlich auf die Kosten auswirkt.

Ein Blick auf die durchschnittlich erreichten Stromgestehungskostensenkungen in den letzten Jahren führt zu ähnlichen Schlussfolgerungen: Legt man die durchschnittlichen Kostensenkungen im Zeitraum 2011-2016 zugrunde (wobei die 2016 ermittelten Stromgestehungskosten tendenziell für Anlagen bis etwa 2018 gelten), ergibt sich für das Jahr 2019 ein Wert von rund 5,2 ct/kWh. Ermittelt man die durchschnittlichen Kostensenkungen anhand der Jahre 2013-2016 und wendet diese an, ergibt sich ein etwas geringerer Wert von rund 4,9 ct/kWh. Da sich die Fremdkapitalzinsen noch auf einem vergleichbar niedrigen Niveau bewegen wie in den letzten Jahren, erscheint die Herangehensweise an dieser Stelle gerechtfertigt.

Höhere Eigenkapital-Anforderungen mit kostensteigerndem Effekt

Kostensteigernde Effekte im Vergleich zur Kostendatenerhebung 2016 sind allerdings auch zu berücksichtigen – Durch die Ausschreibungssituation steigen die Anforderungen im Bereich der Finanzierung der Projekte, es sind insbesondere hö-

In der ersten Runde 2018 bei Eintreten der getroffenen Annahmen Höchstwert vermutlich noch kein breites Ausschlusskriterium

here Eigenkapital-Anteile notwendig.

Insgesamt deuten die genannten Werte darauf hin, dass es nicht unwahrscheinlich ist, dass zumindest in der ersten Ausschreibungsrunde 2018 Projekte vorhanden sein werden, die unterhalb des Höchstwertes von 5 ct/kWh anbieten können. Allerdings wird dies voraussichtlich eher der Teil der Projekte sein, der unterhalb des allgemeinen Kostendurchschnitts liegt sowie eher jene Projekte, die über neuere Genehmigungen verfügen.

Spätestens in der zweiten Runde 2018 wird der Höchstwert voraussichtlich zu restriktiv

Durch einen Zuschlagswert von unter 5 ct/kWh in der ersten Ausschreibung 2018 und die Fortschreibung der Anpassungsregelung ist es sehr wahrscheinlich, dass der Höchstwert in der zweiten Ausschreibungsrunde des Jahres 2018 bereits deutlich unter 5 ct/kWh fallen wird. Erwartet wird ein Höchstwert von maximal 4,7 ct/kWh.

Insbesondere für Projekte mit älteren Genehmigungen und damit älteren Anlagentechnologien, die sich aufgrund der bisherigen Dominanz der BEP seit Januar 2017 aufstauen, kann ein Höchstwert in dieser Größenordnung unter Umständen den Ausschluss bedeuten. Es ist somit zu erwarten, dass spätestens an dieser Stelle der Höchstwert zu restriktiv ausfallen könnte, was den Wettbewerb deutlich einschränken würde.

3.3 ANALYSE DER KOSTENENTWICKLUNG ZUR EINSCHÄTZUNG DER BÜRGERENERGIEPROJEKTE

Die oben stehenden Auswertungen zur Technologieentwicklung haben gezeigt, dass im relevanten Umsetzungszeitraum der BEP mit einer umfänglichen Umsetzung von Anlagen der 4 MW-Klasse mit einem Rotordurchmesser von bis zu 158 Metern zu rechnen ist.

Es stellt sich die Frage, mit welchen spezifischen Kosten pro Kilowatt installierter Leistung bei einer Windenergieanlage der 4 MW-Klasse zu rechnen ist. Fundierte Daten aus Abfragen bei Herstellern hierzu liegen derzeit noch nicht vor.

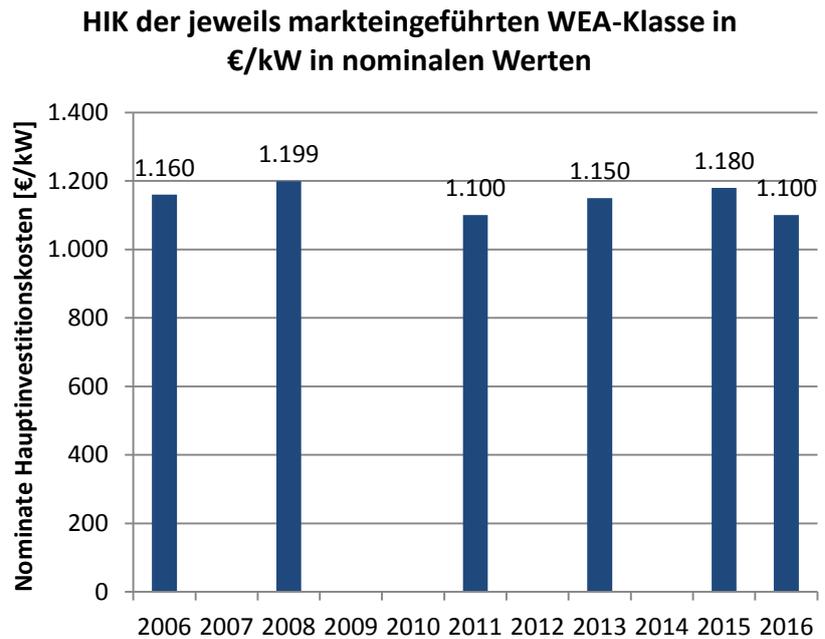
Eine gängige Möglichkeit zur Herleitung ist die Analyse der bisherigen Kostenentwicklung im Zeitverlauf. Hierfür wird an dieser Stelle ein etwas anderer Ansatz als in bisherigen Analysen zur durchschnittlichen Kostenentwicklung gewählt.

Nominale Kostendaten marktrelevanter Anlagen

Die Deutsche WindGuard hat in den vergangenen Jahren wiederholt die Kostensituation der Windenergie an Land detailliert untersucht. Im Folgenden werden auszugsweise nur jene Kos-

tendaten für die im jeweiligen Erhebungsjahr marktrelevante Anlagenklasse ausgewertet und hinsichtlich der nominalen Kostenwerte verglichen. Die Tabelle unten gibt für das jeweilige Jahr mit vorhandenen Daten an, auf welche Technologie sich die Annahme bezieht. Für die Interpretation ist noch wichtig, dass auch in den Jahren 2015 und 2016 der Großteil der Anlagen in dieser Klasse über eine Leistung von bis zu 3,5 MW (und noch nicht 4 MW) verfügte.

Abbildung 8:
Hauptinvestitionskosten (HIK) der jeweils markteingeführten WEA-Klasse in € /kW in nominalen Werten sowie zugehörige Anlagenkonfiguration



	2006	2008	2011	2013	2015	2016
Anlagenklasse	2-3 MW	2-3 MW	2-3 MW	2-3,5 MW	>3-4 MW	3-<4 MW
Nabenhöhe	>= 100 m	>= 100 m	100-<120 m	100-<120 m	120-<140 m	110-130

Es wird deutlich, dass die Kosten für die jeweils marktrelevanteste Anlagentechnologie sich hinsichtlich der nominalen Werte im Zeitverlauf kaum verändern, obwohl durch diese Kosten deutlich größere Anlagen repräsentiert werden. Das heißt, die Branche hat durch Kostensenkungen die durch die Größenerhöhungen bedingten Mehraufwendungen sowie die Inflationsbedingten Kostensteigerungen aufgefangen.

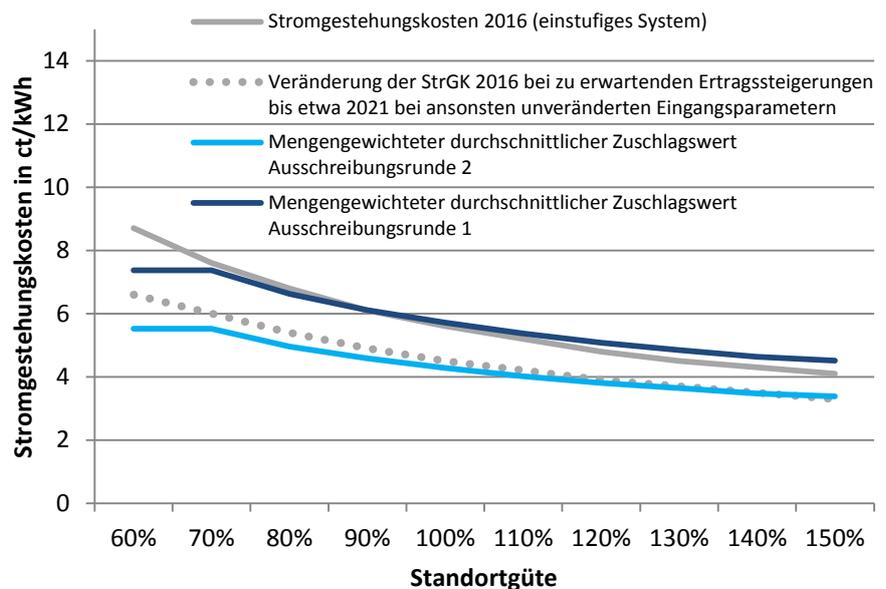
Auf dieser Basis kann vermutet werden, dass sich ein ähnlicher Effekt auch ergeben wird, wenn die derzeit auf den Markt kommende 4 MW-Klasse zur marktrelevantesten Technologie wird.

Gleichzeitig wurden im Zeitverlauf relevante Ertragssteigerungen auf Basis der neuen Technologien erzielt (siehe Kapitel 2.4). Die Technologieentwicklung spielte somit eine wichtige Rolle bei der Senkung der Stromgestehungskosten, die Kapitel 2.3.1 dargestellt wurde.

Die deutliche Größensteigerung der Anlagen bei weitgehend konstanten nominalen Kosten pro kW führte zur beobachteten Senkung der Stromgestehungskosten.

Wird nun als Schlussfolgerung aus den oben stehenden Erläuterungen die vereinfachende Annahme getroffen, dass die Anlagen der 4 MW-Klasse tatsächlich zu vergleichbaren realen Kosten pro Kilowatt installierter Leistung errichtet werden können wie die im Basisfall 2017 berücksichtigte 2,5-3,5 MW-Klasse, kann eine Berechnung der Stromgestehungskosten für diese Anlagenklasse vorgenommen werden. Zur Berücksichtigung geeigneter Ertragswerte für diese Technologien werden die Ergebnisse der Trendlinienanalyse für unterschiedliche Anlagenklassen (unterschieden nach spezifischer Flächenleistung), die die Deutsche WindGuard im Zuge der Stromgestehungskostenanalyse 2017 durchgeführt hat, fortgesetzt. Auch dies stellt eine vereinfachte Betrachtungsweise ohne Berücksichtigung der tatsächlichen Anlagendaten und -leistungskurven dar. Die Berechnung erfolgt aufgrund der größeren Nähe zum jetzigen Marktgeschehen für ein einstufiges Vergütungssystem.

Abbildung 9:
Vereinfachte Abschätzung der möglichen Kostensenkungspotentiale auf Basis von Ertragssteigerungen bis ca. 2021



Schlussfolgerungen in Bezug auf die ersten beiden Ausschreibungsrunden 2017

In Bezug auf die erste Ausschreibungsrunde für die Windenergie an Land ergibt sich, dass die durchschnittlichen Zuschlagswerte bereits durch die im Rahmen der Kostenanalyse 2017 für Projekte in 2017/18 ausgewiesenen Kostendaten gedeckt wären. Das heißt, hier wird kein Problem in Bezug auf die Umsetzungsmöglichkeiten aus Kostensicht vermutet. Damit könnten diese Projekte aller Wahrscheinlichkeit nach auch ohne Ausreizung der Umsetzungsfrist wirtschaftlich umgesetzt werden. Bei einem Abwarten auf neue Anlagentechnologien wären aber in jeden Fall die Renditeaussichten attraktiver.

In Bezug auf die zweite Ausschreibungsrunde wird deutlich, dass unter den getroffenen vereinfachten Annahmen für mög-

liche weitere Kostenreduktionen die Umsetzung dieser Projekte tendenziell möglich erscheint. Allerdings müssen Fragen im Bereich der in diesem Zuge stattfindenden Markt- und Akteursveränderungen und Folgen für die Windenergiebranche in Deutschland näher behandelt werden.

4 SITUATION DER WINDENERGIEBRANCHE IN DEUTSCHLAND

Die Einführung von Ausschreibungen für die Windenergie an Land führt zu einer weiteren Steigerung des Kostendrucks in Bezug auf Hersteller und Zulieferer. Im Folgenden wird die Situation dieser Akteure sowie die jeweilige Abhängigkeit vom deutschen Markt näher betrachtet.

4.1 HERSTELLER

Die am deutschen Markt vertretenen maßgeblichen Anlagenhersteller sind Enercon, Vestas, Nordex, GE, Senvion und Siemens. Die folgende Tabelle 4 gibt einen Überblick über die Entwicklung der jährlichen Installationsmengen der genannten Hersteller in den letzten Jahren. Unter „Weitere“ sind Hersteller mit kleinerem Marktanteil zusammengefasst, so unter anderem Vensys und eno energy mit einem durchschnittlichen Marktanteil von 1-2%, sowie mehrere weitere Hersteller (Gamesa, Schütz, FWT, u.a.) mit Anteilen unter 1% am deutschen Markt.

Tabelle 4:
Marktanteile der maßgeblichen Hersteller am deutschen Markt

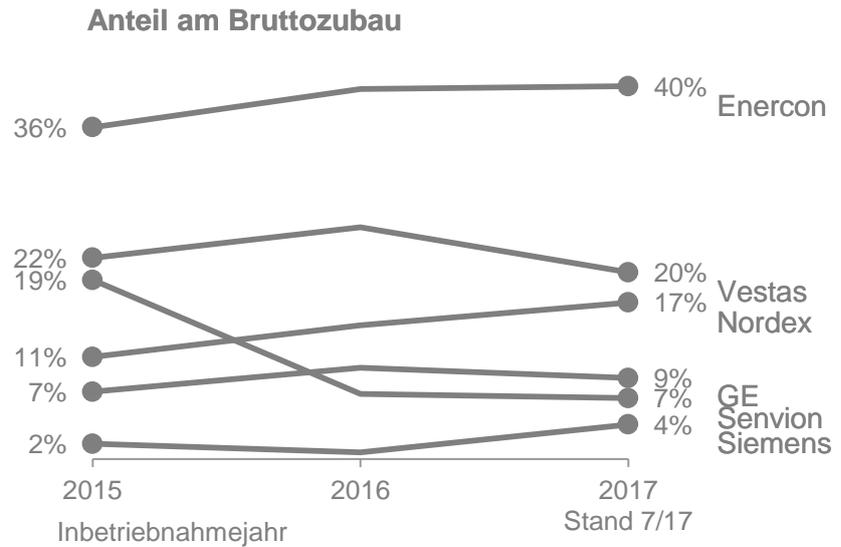
DWG 2012-17, ZSW
2017

Hersteller	2017 (Jan - Jul)	2016	2015	2014	2013	2012
Enercon	1.077 MW	1.785 MW	1.366 MW	2.046 MW	1.495 MW	1.317 MW
Vestas	539 MW	1.118 MW	828 MW	1.124 MW	600 MW	565 MW
Senvion (REpower)	176 MW	314 MW	737 MW	703 MW	486 MW	258 MW
Nordex	452 MW	645 MW	420 MW	412 MW	251 MW	86 MW
GE	234 MW	441 MW	277 MW	232 MW	34 MW	0 MW
Siemens	100 MW	33 MW	63 MW	112 MW	40 MW	3 MW
Weitere	81 MW	107 MW	99 MW	122 MW	92 MW	95 MW

Die Entwicklung der Marktanteile zwischen 2015 und 2017 wird in der folgenden Abbildung 10 noch einmal anschaulich aufbereitet.

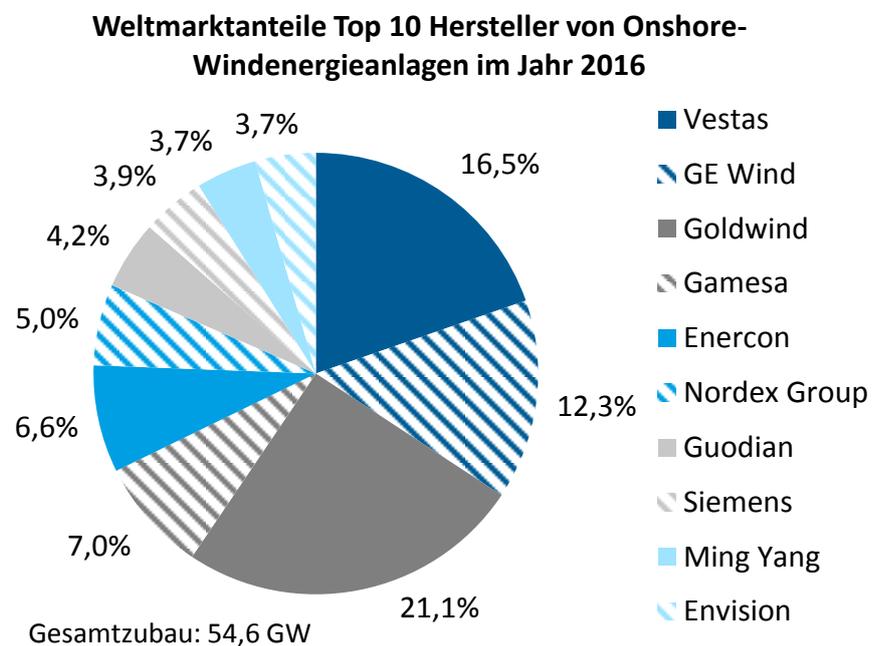
Abbildung 10:
Entwicklung der
Marktanteile der maß-
geblichen Hersteller
am deutschen Wind-
energiemarkt

[ZSW 2017]



Zur Einschätzung der Situation der genannten Hersteller ist auch das Weltmarktgeschäft von Interesse sowie die Frage, welche Relevanz der deutsche Windenergiemarkt für den jeweiligen Hersteller hat. Alle sechs für den deutschen Markt relevanten Hersteller sind auch am Weltmarkt vertreten. Die Anteile am Weltmarkt im Jahr 2016 zeigt Abbildung 5.

Abbildung 11:
Weltmarktanteile der
Top 10 Hersteller von
Windenergieanlagen an
Land im Jahr 2016



Der stärkste Zubau fand 2016, wie bereits in den Vorjahren, in China statt. Hierdurch begründen sich die großen Weltmarktanteile chinesischer Hersteller (Goldwind, Guodian, Ming Yang, Envision). Diese installieren im Prinzip ausschließlich auf dem Heimatmarkt. Da dieser aber sehr groß ist, gelangen die chinesischen Hersteller direkt zu großen Anteilen, ohne am weiteren Weltmarkt präsent zu sein.

Die GWEC erwartet für die nächsten Jahre steigende Neuinstallationen für die Windenergie, allerdings ist für die Einschätzung der Situation der deutschen Hersteller u.a. die Frage entscheidend, wo diese Neuinstallationen stattfinden werden. Grundsätzlich konnten deutsche Hersteller bisher im Rahmen ihrer Export- und Offshore-Anteile Schwankungen zwischen unterschiedlichen Märkten häufig ausgleichen. Allerdings war hierbei in der Vergangenheit der deutsche Heimatmarkt durch eine große Stabilität gekennzeichnet, wo einige deutsche Hersteller relevante Teile ihres Absatzes sicher verorten konnten. Die Marktperspektive für den deutschen Markt ist ab 2018 deutlich reduziert, weshalb im Folgenden u.a. der Grad der Abhängigkeit vom deutschen Markt für die betroffenen Hersteller näher untersucht wird.

Die einzelnen Hersteller werden im Folgenden hinsichtlich ihrer Strukturen vorab kurz eingeordnet:

Hersteller mit deutschem Hauptsitz:

- Enercon (Stiftungsgeführt, hohe vertikale Integration / Produktionstiefe)
- Senvion (Börsennotiert, Finanzinvestoren im Hintergrund, weitgehend horizontale Integration, Komponentenbezug von Zulieferern, Tochterunternehmen im Bereich Rotorblätter)
- Nordex (Börsennotiert, weitgehend horizontale Integration, Komponentenbezug von Zulieferern, Tochterunternehmen im Bereich Rotorblätter)

Hersteller mit ausländischem Hauptsitz:

- Vestas (Börsennotiert, Weltmarktführer, weitgehend horizontale Integration, Komponentenbezug von Zulieferern, Tochterunternehmen im Bereich Rotorblätter)
- GE (Börsennotiert, Teil des GE-Konzerns, weitgehend horizontale Integration, Komponentenbezug von Zulieferern, teils aus internationalen Produktionen, bspw. China, Tochterunternehmen im Bereich Rotorblätter)
- Siemens – Gamesa (Börsennotiert, Teil des Siemens-Konzerns, weitgehend horizontale Integration, Komponentenbezug von Zulieferern, Tochterunternehmen im Bereich Rotorblätter)

Im Folgenden werden einige nähere Informationen zu den Herstellern gegeben, da die jeweiligen Strukturen und Situationen sehr unterschiedlich sind.

4.1.1 ENERCON

Das Unternehmen wurde bereits Anfang der 90er Jahre gegründet und ist seitdem Familien- bzw. Stiftungs-geführt. Bisher ist Enercon nicht im Offshore-Geschäft aktiv. In Deutschland hält Enercon konstant die größten Marktanteile am Zubau. Die Anlagen sind getriebelos, der Kaufpreis ist im oberen Segment anzusiedeln, es werden umfassende Wartungspakete (Enercon-Partnervertrag - EPK) angeboten, die der größte der Teil der Kunden in Anspruch nimmt.

Standorte in Deutschland, insbesondere:

- Aurich (Hauptsitz, Produktion)
- Magdeburg (Produktion)
- Emden (Produktion)
- Haren (Produktion)
- Südbrookmerland (Produktion)
- Soest (Vertrieb und Project & Logistics Management)
- Düsseldorf (Energievermarktung)
- Paderborn (Trainingscenter, ab ca. 2017)
- + viele dezentrale Servicestationen

Relevanz des deutschen Marktes:

- 47% der 2016 abgesetzten Leistung entfiel auf Deutschland
- 37% der 2016 abgesetzten Leistung entfiel auf die europäischen Kernmärkte Frankreich, Großbritannien, Belgien, Niederlande und Luxemburg, Türkei und Österreich
- Hinzu kommen kleinere Anteile in weiteren EU-Ländern sowie internationale Aktivitäten, vor allem in Südamerika und Kanada.

Aktuelle Situation:

Im Jahr 2016 installierte Enercon weltweit 3,8 GW, 2017 werden 4 GW angestrebt. Das Unternehmen gibt an, einen vergleichbaren Wert auch für 2018 erreichen zu wollen, weitere Steigerungen werden erst einmal nicht erwartet. Für den deutschen Markt erwartet der Hersteller zwischenzeitlich geringere Marktanteile und gibt an, ggf. abwarten zu müssen, bis sich die Preise nach ein bis zwei Jahren wieder normalisiert hätten. 2016 hatte Enercon erstmals einen Rückgang hinsichtlich sei-

ner Bilanzsumme vermeldet, 2017 soll sich diese wieder auf dem bisherigen Höchstniveau von 2015 einpendeln. Enercon will auf anderen Märkten stärker werden. [Erneuerbare Energien 2017] In Costa Rica eröffnete der Hersteller eine Vertriebsniederlassung, um seine Aktivitäten in Südamerika auszuweiten.

Im Dezember 2017 will Enercon sein Rotorblatt-Werk in Magdeburg schließen, 300 Arbeitsplätze werden im Zuge dessen weg fallen.

4.1.2 SENVION

Der Hamburger Hersteller Senvion wurde Anfang des Jahres 2015 durch die Investmentfirmen Centerbridge Partners und die von Arpwood Partners beratenen Fonds übernommen. Im Jahr 2016 brachen die Marktanteile von Senvion im deutschen Markt ein und gingen von 18% auf 8% zurück. Der Hersteller ist auch im Offshore-Bereich aktiv.

Standorte in Deutschland, insbesondere:

- Hamburg (Hauptsitz)
- Bremerhaven (Produktion)
- Osterrönfeld, Schleswig-Holstein (Globales TechCenter)

Relevanz des deutschen Marktes:

Der Anteil der Onshore-Installation in Deutschland an weltweiter Installation von Senvion beträgt im ersten Halbjahr 2017 rund 27%. Im ersten Halbjahr 2016 betrug dieser Wert nur 20% und 2015 waren es 38%.

Neben dem deutschen Onshore-Markt sind weitere europäische Kernmärkte von Senvion Großbritannien und Frankreich. Einen relevanten Anteil an den jährlichen Installationen stellt zudem das Offshore-Geschäft, zuletzt (1. Halbjahr 2017) mit vergleichbaren Anteilen wie das deutsche Onshore-Geschäft.

Betrachtet man allein das Onshore-Geschäft von Senvion, liegt der Anteil der Installationen in Deutschland an der weltweiten Onshore-Installation im ersten Halbjahr 2017 bei 39,4%; in 2016 betrug dieser Wert 24,4%, 2015 48,5%. Das Jahr 2016 war das Jahr des klaren Rückgangs hinsichtlich des Marktanteils in Deutschland, dieser Rückgang wurde aber durch Anstiege in anderen Märkten (Großbritannien, Frankreich, Offshore) damals weitgehend kompensiert, so dass die Gesamtin-

stallationen von Senvion 2016 vergleichbar zum Jahr 2015 waren, eine Steigerung konnte aber nicht erzielt werden.

Insgesamt besteht somit eine sehr starke Abhängigkeit des Herstellers vom deutschen Onshore-Markt mit Anteilen von durchschnittlich rund 40% am gesamten Onshore-Geschäft des Herstellers.

Aktuelle Situation:

Nachdem Senvion im Jahr 2007 von Suzlon übernommen wurde, begannen einige schwierige Jahre, da Suzlons wirtschaftliche Situation sich stark verschlechterte. Die Übernahme durch die Investmentfirmen Centerbridge Partners und die von Arpwood Partners im Jahr 2015 sollte neues Kapital zur Sanierung des Herstellers bringen. Im Jahr 2016 brachen die Marktanteile ein. Auch das Offshore-Geschäft machte dem Hersteller zwischenzeitlich Probleme, als sich am deutschen Markt Projekte verzögerten.

Als Folge der beschriebenen Zusammenhänge entschied das Management, die Rotorblattproduktion in Bremerhaven zu schließen und die Produktion in das Rotorblattwerk in Portugal zu verlagern. Zudem wurden die Produktionen in Husum und Trampe geschlossen. Dadurch fielen bereits ca. 730 Arbeitsplätze in Deutschland weg. Das Management gibt an, aus Kostengründen diese Teile der Produktion ins Ausland zu verlagern. [SHZ 2017]

4.1.3 NORDEX ACCIONA

Im Jahr 2015 fusionierte der Hersteller Nordex mit dem spanischen Hersteller Acciona. Die Technologien von Nordex und Acciona werden nebeneinander vermarktet, die unterschiedlichen Onshore-Märkte werden zwischen diesen aufgeteilt.

Der Hersteller Nordex hat sich in den letzten Jahren vor allem im Schwachwindsegment des deutschen Marktes positioniert, die Marktanteile stiegen in den vergangenen Jahren stetig auf zuletzt 17% mit Stand Ende Juni 2017. Weltweit hat Nordex rund 21 GW installiert.

Standorte in Deutschland, insbesondere:

- Rostock (Hauptsitz Nordex SE, Produktion)
- Hamburg (Hauptsitz Nordex Energy GmbH)

Weitere Produktionsstätten befinden sich in Spanien, Brasilien und Indien.

Relevanz des deutschen Marktes:

Bezogen auf die Nordex-Technologie gilt, dass der Anteil der in Deutschland installierten Nordex-Anlagen (in MW) an der weltweit errichteten Nordex-Technologie 2015 31,5% und 2016 bereits 39,5% betrug.

Es besteht somit eine sehr starke Abhängigkeit der Nordex-Technologie vom deutschen Markt.

Aktuelle Situation:

Die Entwicklung der weltweiten Installationszahlen des Herstellers Nordex ist in den letzten Jahren positiv. Im deutschen Markt stiegen die Marktanteile von 7% in 2015 auf 17% im ersten Halbjahr 2017 an.

Durch den Zusammenschluss von Nordex und Acciona wurde das Umsatzwachstum um 40% auf nunmehr 3,4 Mrd. Euro gesteigert. Allerdings gab es auch etliche Projektverzögerungen und der Aktienkurs hat sich seit Mitte 2016 etwa halbiert. [Investor Magazin 2017]

Der Kurs der Nordex Aktie ist somit mit Status 4.9.2017 auf unter 11€ je Aktie gesunken. Die Deutsche Bank hat das Kursziel von 14 € auf 12 € gesenkt und die Einstufung auf "Hold" belassen. Eine Analystin der Deutschen Bank sieht einige Herausforderungen für Nordex bis 2020. Sie verweist auf einen hohen Preisdruck und auf Auftragsverzögerungen. Anleger verloren seit 2007 insgesamt -60,1% ihres investierten Kapitals. [Finanzen 2017]

Dem Umstand der Kursentwicklung in Verbindung mit dem gestiegenen Kostendruck am Markt ist es wohl auch geschuldet, dass Nordex nach Handlungsoptionen zur Kostenoptimierung sucht. In der Presse wurde angekündigt, 500 der insgesamt 2.500 Stellen in Deutschland zu streichen. Weltweit beschäftigt Nordex bisher rund 5.200 Mitarbeiter. [NDR 2017]

Um die Fertigungstiefe zu erhöhen und um Kosten zu senken, baute Nordex in der Vergangenheit den Bereich der Rotorblattfertigung im Stammwerk in Rostock weiter aus und übernahm zusätzlich im Jahr 2017 den dänischen Rotorblattentwickler SSP Technology.

4.1.4 SIEMENS - GAMESA

Im April 2017 fusionierte Siemens mit Gamesa bzw. übernahm den spanischen Hersteller. Siemens hält 59 Prozent der Anteile, 8 Prozent hält Iberdrola, der Rest sind freie Anteile. Der

globale Hauptsitz des Unternehmens sowie der Hauptsitz des Onshore-Geschäftes ist Spanien, die beiden Offshore-Hauptsitze sind in Hamburg und Vejle in Dänemark. Die beiden Hersteller Siemens und Gamesa ergänzen sich hinsichtlich ihrer Schwerpunktmärkte (USA und Offshore bei Siemens und Asien und Südamerika bei Gamesa) und bilden damit nun einen der größten Player im Weltmarkt (Aktivitäten in über 90 Ländern, Gesamtinstallation von 75 GW). Beide Technologien werden parallel vermarktet.

Im Offshore-Geschäft ist Siemens der stärkste Player und hält auch bezogen auf den deutschen Offshore-Markt mit Abstand die größten Marktanteile. Durch den multinationalen Großkonzern im Hintergrund hat Siemens insbesondere im Offshore-Markt mit großen Investitionsvolumina und komplexen Finanzierungsstrukturen Vorteile.

Standorte in Deutschland:

- Hamburg (bisher Hauptverwaltung für Siemens weltweites Windgeschäft, nach der Fusion mit Gamesa soll der Hauptsitz und somit die Verwaltung nach Spanien gehen, wie Siemens 2016 angekündigt)
- Cuxhaven (Produktion, ab 20xx, weltweit größte Produktionsstätte für Offshore-Windenergieanlagen)

Relevanz des deutschen Marktes:

Mit Marktanteilen von in der Regel deutlich unter 5% von Siemens Gamesa am deutschen Onshore-Markt spielt dieser für die Gesamtsituation des Konzerns eine vergleichsweise geringe Rolle. In 2017 stiegen die Onshore-Marktanteile von 1% in 2016 auf 4% im 1. Halbjahr 2017 (nur Siemens) an, so dass zumindest steigende Tendenzen erkennbar sind, die Siemens offenbar auch durch Bereitstellung geeigneter Technologien für den deutschen Markt weiter unterstützt.

Insgesamt ist die Relevanz des deutschen Marktes für das Unternehmen als eher gering zu bewerten.

Dennoch hatte Siemens Deutschland als Standort für seinen Hauptsitz im Bereich des Windenergiebereichs gewählt und steuerte von hier aus das weltweite Geschäft. In Hamburg arbeiteten im Jahr rund 800 Mitarbeiter in der Siemens-Verwaltung. Der Standort bleibt erhalten [Hamburger Abendblatt 2016], bisher sind keine größeren Streichungen erfolgt.

Parallel hat Siemens aber in Cuxhaven ein neues Werk für Offshore-Windenergieanlagen errichtet, das insgesamt auf

dem Gelände rund 1.000 neue Arbeitsplätze schafft und seit Juni 2017 produziert. Es soll jährlich eine dreistellige Zahl von Windkraftwerken endmontiert werden. Siemens ist Marktführer im Bereich der Offshore-Windenergie und hat die Standortauswahl für das Werk in einem mehrere Jahre dauernden Abstimmungsprozess getroffen. [Welt 2017]

Aktuelle Situation:

Die weltweiten Umsätze gingen in 2017 bisher leicht zurück, was der Konzern mit den Einbrüchen im indischen Markt begründet. Bleibt der Einfluss des indischen Marktes unberücksichtigt, steigen die Umsätze laut Siemens Gamesa an. [Siemens Gamesa 2017]

Allerdings gibt es aktuelle Berichte, dass Siemens Gamesa angesichts rückläufiger Geschäfte 600 Arbeitsplätze in Dänemark streichen wird (Werk Aalborg). Damit sollen laut dem Konzern Kosten gesenkt und die Wettbewerbsfähigkeit erhalten werden. Die nach der Fusion mit Gamesa geplanten Einsparungen von 230 Millionen Euro sollen nun in drei statt in vier Jahren verwirklicht werden, um wettbewerbsfähig zu bleiben. [Handelsblatt 2017]

Siemens Gamesa selbst gibt an, weiter positive Entwicklungen im globalen Windmarkt zu erwarten, wobei Schwellenländer und weitere Ausschreibungen in entwickelten Märkten in Südeuropa sowie neue Märkte wie Argentinien und Russland als Schwerpunkte genannt werden.

Einschätzung bzgl. der Situation im Ausschreibungssystem:

Da der deutsche Onshore-Markt bisher kaum von Relevanz für Siemens Gamesa ist, sind die Auswirkungen des Ausschreibungssystems gering. Prinzipiell kommt das System internationalen Großkonzernen eher entgegen.

4.1.5 GE

GE trat durch Übernahme des Herstellers Enron, der zuvor Tacke gekauft hatte, in den deutschen Markt ein. Die GE Wind Energy GmbH mit Sitz in Salzbergen bezeichnet die europäische Windenergiesparte des GE-Konzerns. Der internationale Bereich GE Renewable Energy ist der größte amerikanische Hersteller von Windenergieanlagen. Im Jahr 2015 übernahm GE Alstoms Erneuerbare Energien-Sparte, wodurch Marktanteile in Europa und Brasilien ausgebaut wurden.

Die Marktanteile der GE-Anlagen am deutschen Markt (nach Einstellung der Tacke-Baureihen) waren über lange Zeiträume vergleichsweise klein. Seit 2014 konnte sich GE insbesondere im Schwachwind-Segment positionieren und verzeichnet seitdem relevante Marktanteile im Bereich von zurzeit rund 8%.

Standorte in Deutschland:

- Salzbergen (Produktion, Hauptsitz der europäischen Windenergiesparte)

Der Standort Salzbergen bedient mit seiner Produktion die Regionen Europa, Mittlerer Osten und Afrika. Im Jahr 2015 wurden etwa 500 Anlagen gefertigt. [WID 2015] Davon wurden rund 100 Anlagen in Deutschland errichtet.

GE produziert in weiteren Ländern, u.a. den USA und China.

Relevanz des deutschen Marktes:

Der Hersteller GE verfügt insgesamt über 50 GW installierter Kapazität in 35 Ländern, die GW-Marke überschreitet GE in den USA, Brasilien, Kanada, China, Deutschland und Spanien. Die USA stellen den größten Anteil an der gesamtinstallierten Leistung von GE, aber in den letzten Jahren wuchsen die Anteile auch in Europa, Asien und Lateinamerika. [GE 2016]

Aktuelle Situation:

GE erwartet für die nächsten Jahre einen Rückgang der Anteile des europäischen Marktes am Absatz, dafür werden steigende Werte im globalen Markt, insbesondere für Asien und Lateinamerika erwartet. So will GE seinen Gesamtabsatz weiter steigern. Die Kostensenkungsmöglichkeiten bis 2019 schätzt GE auf 30% im Vergleich zu heutigen Stromgestehungskosten ein. [GE 2017] Der Hersteller setzt generell auf starke Kostenreduktionen im Rahmen der Optimierung von Komponenten- und Prozesskosten und bezieht bereits heute auch Hauptkomponenten aus China.

Um die Fertigungstiefe zu erhöhen und Kosten zu senken, übernahm GE Anfang des Jahres den Rotorblatthersteller LM. LM hatte zuvor bereits jedes fünfte Blatt der an GE-Anlagen verbauten Blätter gefertigt. Der Blattproduzent soll aber weiter auch für andere Anlagenhersteller tätig werden. [GE 2017a]

4.1.6 VESTAS

Der dänische Hersteller Vestas ist Weltmarktführer und steht im deutschen Markt konstant an zweiter Stelle. Zuletzt (Juni 2017) betrug der Marktanteil in Deutschland rund 20%. Vestas ist auch im Offshore-Bereich aktiv.

Standorte in Deutschland:

- Hamburg (Hauptsitz)
- Travemünde (Produktion)
- Lauchhammer (Produktion)
- Dortmund (Forschung und Entwicklung)
- + sechs weitere Vertriebs- und Servicestandorte
- + viele weitere dezentrale Servicestationen

Relevanz des deutschen Marktes:

Vestas ist seit 1986 im deutschen Markt tätig und hat seither über 7.600 Windenergieanlagen in Deutschland installiert. Dies entspricht einer Leistung von über 12,1 GW. [Vestas 2017] Der deutsche Markt war auch 2016 wieder Vestas absatzstärkster Markt in Nordeuropa. Insgesamt lieferte Vestas Anlagen mit einer Leistung von ca. 1,1 GW an den deutschen Markt. Einen höheren Wert konnte das Unternehmen nur in den USA (3,9 GW) mehr Absatz erreichen. Weltweit setzte das Unternehmen 2016 insgesamt rund 9,7 GW ab. [Vestas 2016] Damit stellte der deutsche Markt immerhin einen Anteil von rund 11% an den Gesamtinstallationen von Vestas im Jahr 2016.

Aktuelle Situation:

Mit der Erfahrung von 82 GW installierter Leistung in 76 Ländern sieht sich Vestas als Weltmarktführer gut gerüstet für die Zukunft. Die Veränderungen durch die Umstellung auf Ausschreibungssysteme in vielen Ländern sieht das Unternehmen nicht als Nachteil. Auch Vestas sieht die voran schreitende Kostensenkung als zentrales Zukunftsziel. [Vestas 2016]

4.2 ZULIEFERER

Die bestehenden Produktionsstandorte der Anlagenhersteller in Deutschland erfolgt zwar überwiegend im Norden, die Zulieferindustrie hingegen verteilt sich auf alle Bundesländer mit den Schwerpunkten Nordrhein-Westfalen, Baden-

Württemberg und Bayern. Windpark-Betreiber und Onshore-Servicefirmen verteilen sich über ganz Deutschland.

Enercon ist der einzige Hersteller, der über eine sehr hohe Produktionstiefe verfügt und die meisten Komponenten selbst fertigt. Alle anderen Hersteller setzen eher auf Zuliefer-Strategien, bei denen die Komponenten durch Zulieferer gefertigt und dann endmontiert werden. Den Kostendruck geben die Hersteller natürlich an ihre Zulieferer weiter. Teils werden bereits heute auch Komponenten aus dem Ausland (bspw. China) eingekauft. Dies könnte sich aufgrund des Kostendrucks in den nächsten Jahren weiter verstärken.

Zudem haben die Zulieferer heute bereits Probleme aufgrund der zu erwartenden Zubau-schwachen Jahre 2019 und 2020. Da die Zulieferer weiter vorn in der Wertschöpfungskette angesiedelt sind, haben sie bereits heute entsprechende Auftragsrückgänge zu verzeichnen.

4.3 SITUATION DER DEUTSCHEN UNTERNEHMEN

In den letzten Jahren wurde eine stetige Konsolidierung auf dem Herstellermarkt der Windenergiebranche beobachtet. Diese könnte in den nächsten Jahren aufgrund des hohen Kostendrucks weiter fortschreiten.

Große Abhängigkeit vom deutschen Markt bei Enercon, Nordex und Senvion

Die Hersteller Enercon, Nordex und Senvion verfügen alle über eine große Abhängigkeit vom deutschen Markt (dieser Markt stellte zuletzt jeweils 40-50% ihres jeweiligen jährlichen Gesamt-Absatzes Onshore). Die international auf Spitzenplätzen agierenden Konzerne Vestas (Weltmarktführer), GE und Siemens Gamesa verfügen heute bereits über mehr Möglichkeiten, Absatzrisiken zu streuen sowie über umfangreiche Erfahrungen mit Ausschreibungssystemen, so dass diese möglicherweise schneller auf die neuen Herausforderungen und Anforderungen reagieren können und ihre bisher zum Teil verhältnismäßig geringen Marktanteile (GE, Siemens Gamesa) steigern können.

Bis Ende 2017 fallen rund 1.850 Arbeitsplätze weg

Alle auf dem deutschen Markt aktiven Hersteller spüren den deutlichen Kostendruck bereits heute und begegnen diesem zum einen mit Anstrengungen im Bereich der Technologieentwicklung sowie mit Stellenabbau und Produktionsverlagerung ins Ausland (Senkung der Lohnkosten). Allein bei den aufgeführten sechs Herstellern von Windenergieanlagen und einem größeren Zulieferer fallen bis Ende 2017 insgesamt rund 1.850 Arbeitsplätze weg. Es ist zu vermuten, dass hierzu

einige weitere hundert Arbeitsplätze in der Zuliefererindustrie kommen. Für die Zukunft ist davon auszugehen, dass weitere Produktionsverlagerungen stattfinden werden. Laut einer Umfrage zur Beschäftigungsentwicklung der IG Metall gehen derzeit 27% der 29 befragten Betriebe von einem Personalabbau aus, im Jahr 2016 hatte dies noch keiner dieser Betriebe angegeben. Rund 38% der befragten Betriebe gehen von einer abnehmenden Auftragslage für die kommenden Jahre aus, dies sind fast doppelt so viele wie im Jahr 2016. [IG Metall 2017]

Hohe vertikale Integration erschwert zügige Kostensenkung

Hersteller mit hoher vertikaler Integration (große Produktionstiefe) haben es tendenziell schwerer, zügig Kostensenkungen zu erreichen, da diese den Kostendruck nicht an ihre Zulieferer weitergeben können, bspw. durch Neuausschreibung von Gewerken oder Verlagerung auf Lieferanten im Ausland (niedrigere Lohnkosten). Die Strategie der hohen vertikalen Integration ist vorteilhaft zur Erreichung eines hohen Qualitätsanspruchs und zur Entwicklung hoch optimierter Windenergieanlagen. Letzteres ist aber in Verbindung mit einem Ausschreibungssystem nicht mehr das entscheidende Argument beim Kauf von Windenergieanlagen.

Rotordurchmesser als entscheidender Erfolgsfaktor

Bezogen auf die Technologie hat sich heraus kristallisiert, dass die Größe des angebotenen Rotordurchmessers ein entscheidender Wettbewerbsfaktor sein wird. [DWG 2017b] Den größten Rotordurchmesser der bisher angekündigten Anlagen der 4 MW-Klasse stellt bisher der internationale Hersteller GE (158 m). Rotordurchmesser um 150 m haben die international starken Hersteller Siemens Gamesa und Vestas sowie mit Senvion auch ein deutscher Hersteller angekündigt. Enercon geht zunächst den Schritt, ein kostengünstigeres Design für seine Anlagen zu entwickeln; bisher liegt der maximale Rotordurchmesser dieses Herstellers bei 141 m, das neue Design wird bisher mit 126 und 138 m Rotordurchmesser geplant.

LITERATURVERZEICHNIS

- AnlReg 7/17 Bundesnetzagentur: Einschätzung der weiteren Betriebskostenbestandteile – Anlagenstammdaten: Veröffentlichung der Registerdaten - August 2014 bis Juli 2017, zuletzt abgerufen am 5. September 2017
- BNetzA 2017a Bundesnetzagentur: Hintergrundpapier - Ergebnisse der Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land 1. Mai 2017
- BNetzA 2017b Bundesnetzagentur: Hintergrundpapier - Ergebnisse der Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land 1. August 2017, September 2017
- DWG 2011 Rehfeldt, K.; Wallasch, A.; Wallasch, J., 2011. Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG – Vorhaben IIe Windenergie.
- DWG 2012-17 Wallasch, A.-K.; Lüers, S., et al.: Status des Windenergieausbaus an Land, Statistik in Auftrag des VDMA Power Systems und des BWE, halbjährliche Veröffentlichung seit 2012.
- DWG 2013 Wallasch, A.-K.; Lüers, S.; Rehfeldt, Dr.-Ing. K. et al. (Deutsche WindGuard), 2013. Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland. Beauftragt durch BWE und VDMA Power Systems. Varel.
- DWG 2015 Wallasch, A.-K.; Lüers, S.; Rehfeldt, Dr.-Ing. K. (Deutsche WindGuard), 2015. Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland - Update. Beauftragt durch BWE und VDMA Power Systems. Varel.
- DWG 2017 Deutsche WindGuard, A.-K. Wallasch, S. Lüers, Dr. K. Rehfeldt, K. Vogelsang: Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz, Teilvorhaben II e): Wind an Land. Wissenschaftlicher Bericht. August 2017.
- DWG 2017a Deutsche WindGuard, A.-K. Wallasch, S. Lüers: Analyse der Ergebnisse der 1. Ausschreibungsrunde für die Windenergie an Land. 20.06.2017.
- DWG 2017b Deutsche WindGuard, A.-K. Wallasch, S. Lüers: Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit der Anlagenhöhe. 2017.
- EEG 2017 Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist.
- Erneuerbare Energien 2017 Zeitschrift Erneuerbare Energien: Enercon will wieder internationaler werden. Artikel vom 4.5.2017. Online verfügbar

- bar unter: <https://www.erneuerbareenergien.de/enercon-will-wieder-internationaler-werden/150/434/102171/>
- Finanzen 2017 Finanzen.net: Nordex Hold (Deutsche Bank AG), online verfügbar unter: http://www.finanzen.net/analyse/Nordex_Hold-Deutsche_Bank_AG_621073
- GE 2016 GE: GE Reaches Milestone with 50,000 MW of Global Wind Installations. Pressemitteilung vom 26.4.2016. Online verfügbar unter: <http://www.genewsroom.com/press-releases/ge-reaches-milestone-50000-mw-global-wind-installations-282863>
- GE 2017 GE, Peter E. McCabe, CEO: GE Renewable Energy, Onshore Wind. Vortrag Deutsche Bank Summit am 7.6.2017. Online verfügbar unter: https://www.ge.com/investor-relations/sites/default/files/Presentation_Deutsche%20Bank%20Global%20Industrials%20and%20Materials%20Summit_060717_0.pdf
- GE 2017a GE Reports: Renewables Catching More Wind: GE Acquires World's Largest Turbine Blade Maker. Artikel vom 20. April 2017. Online verfügbar unter: <https://www.ge.com/reports/catching-wind-ge-acquires-worlds-largest-turbine-blade-maker/>
- Hamburger Abendblatt 2016 Hamburger Abendblatt: Hamburg verliert Windzentrale von Siemens. Artikel vom 18.06.2016. Online verfügbar unter: <https://www.abendblatt.de/hamburg/article207699565/Hamburg-verliert-Windzentrale-von-Siemens.html>
- Handelsblatt 2017 Handelsblatt: Windradbauer streicht 600 Jobs in Dänemark. Artikel vom 18.08.2017. Online verfügbar unter: <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/siemens-gamesa-windradbauer-streicht-600-jobs-in-daenemark/20209542.html>
- IG Metall IG Metall: Ergebnisse der dritten Umfrage der IG Metall. September 2017.
- Investor Magazin 2017 Siemens, Nordex, Vestas & Co: Die größten Windkraftkonzerne der Welt! Artikel vom 5.4.2017. Online verfügbar unter: <http://investor-magazin.de/0507siemens-nordex-vestas-co-die-groessten-windkraftkonzerne-der-welt/>
- NDR 2017 ndr.de: Flaute bei Nordex: Bis zu 500 Stellen fallen weg. Artikel vom 6.9.2017.
- SHZ 2017 SHZ/Husumer Nachrichten: Senvion streicht 150 Arbeitsplätze in SH – IG Metall warnt vor „Kahlschlag“. Artikel vom 13. März 2017. Online verfügbar unter:

- <https://www.shz.de/lokales/husumer-nachrichten/senvion-streicht-150-arbeitsplaetze-in-sh-ig-metall-warnt-vor-kahlschlag-id16337241.html>
- Siemens Gamesa 2017 Pressemitteilungen des Konzerns aus dem Jahr 2017.
- Vestas 2016 Pressemitteilungen des Konzerns aus dem Jahr 2016.
- Vestas 2017 Pressemitteilungen des Konzerns aus dem Jahr 2017.
- Welt 2017 Wie es Cuxhaven dank Siemens an die Weltspitze schafft. Artikel vom 05.06.2017. Online verfügbar unter: <https://www.welt.de/regionales/hamburg/article165241917/Wie-es-Cuxhaven-dank-Siemens-an-die-Weltspitze-schafft.html>.
- WID 2017 Windindustrie in Deutschland (WID): Andreas von Bobart, Geschäftsführer GE Deutschland: "Wir haben vor, dieses Jahr knapp 500 Anlagen zu bauen". Interview, Betrieb, Technik, Planung vom 03.07.2015.
- ZSW 2017 Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung (ZSW), Henning Jachmann: Monatsauswertung Windenergie anhand des Anlagenregisters. August 2017.