

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: SP17016A2
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/m² 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/m² sinkt.

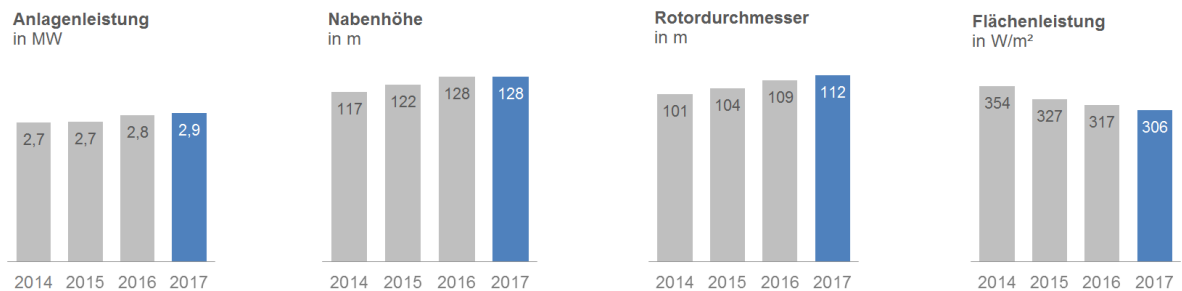


Abbildung 1: Durchschnittliche Anlagenkonfiguration der Neuinstallationen 2014-2017 [ZSW 2017]

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 II B	3.600 kW	140 m	234 W/m ²	163 m	Prototyp installiert, 2 WEA genehmigt
Senvion	3.7M144	IEC II B/III A	3.700 kW	144 m	227 W/m ²	165 m	angekündigt im Sept 2017
Senvion	3.7M148	IEC II A/II B	3.701 kW	148 m	215 W/m ²		angekündigt
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			3.757 kW	137 m	259 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.

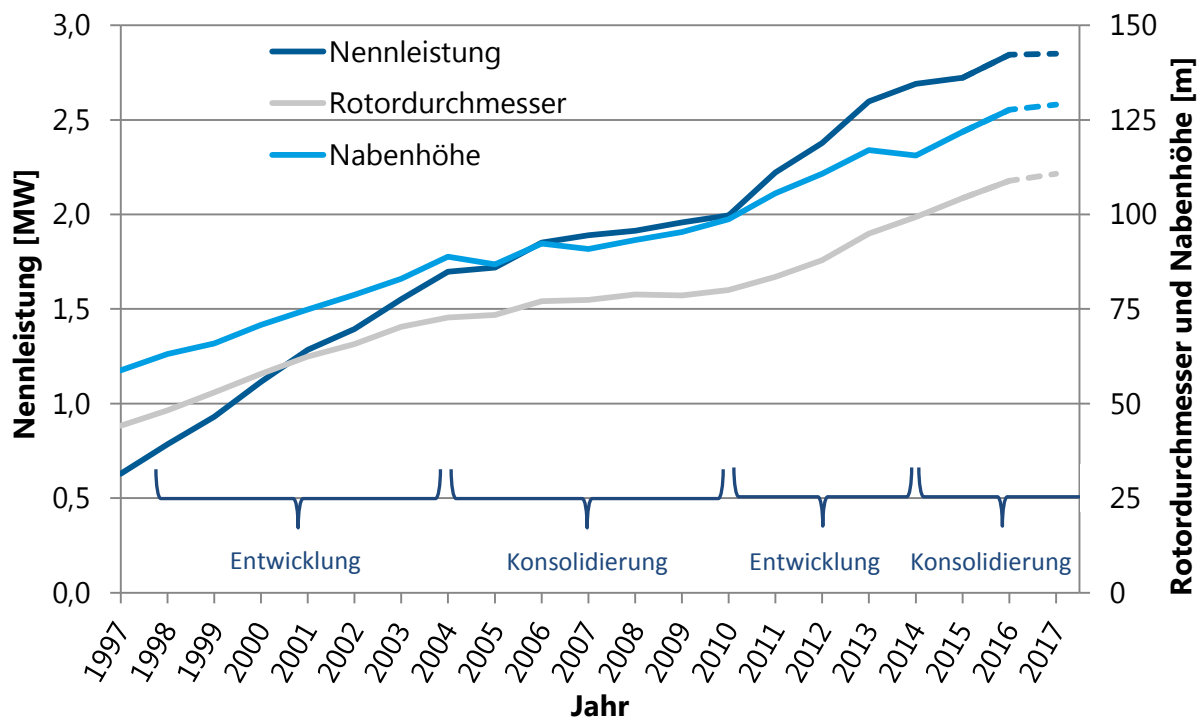


Abbildung 2: Durchschnittliche Anlagenkonfiguration im Zeitverlauf
 Datenbasis: 1996-2011 BDB, 2012-2014 DWG, 2015-2017 BNetzA

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.

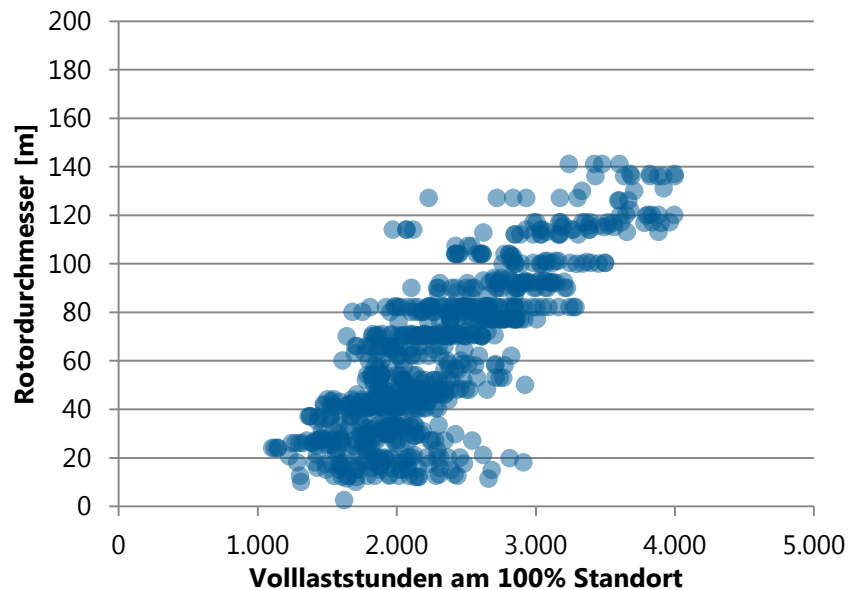
2.4 SPEZIFISCHE ERTRAGSSTEIGERUNG ÜBER DIE TECHNOLOGIE-ENTWICKLUNG

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

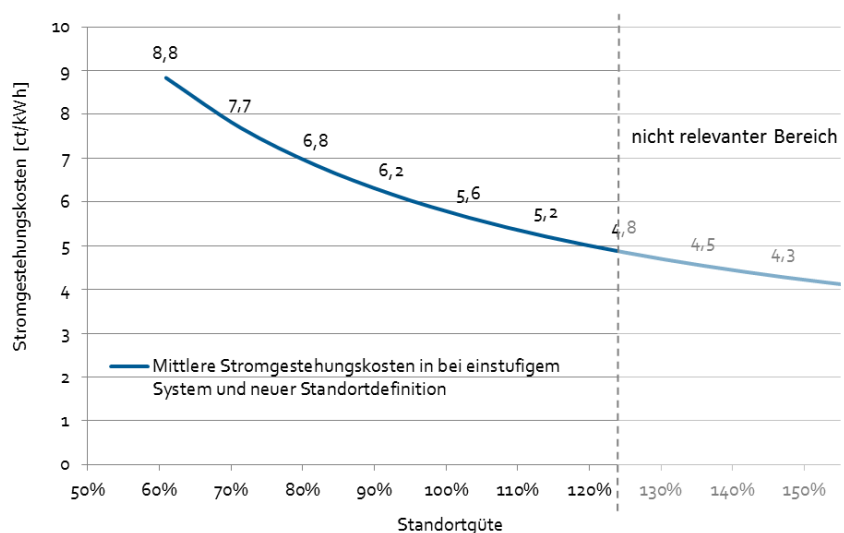
Im Basisfall wurden im Rahmen der Mitte 2017 erstellten Analyse Stromgestehungskosten für ein zweistufiges Vergütungssystem errechnet. Die zugrunde liegenden Daten für die

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.

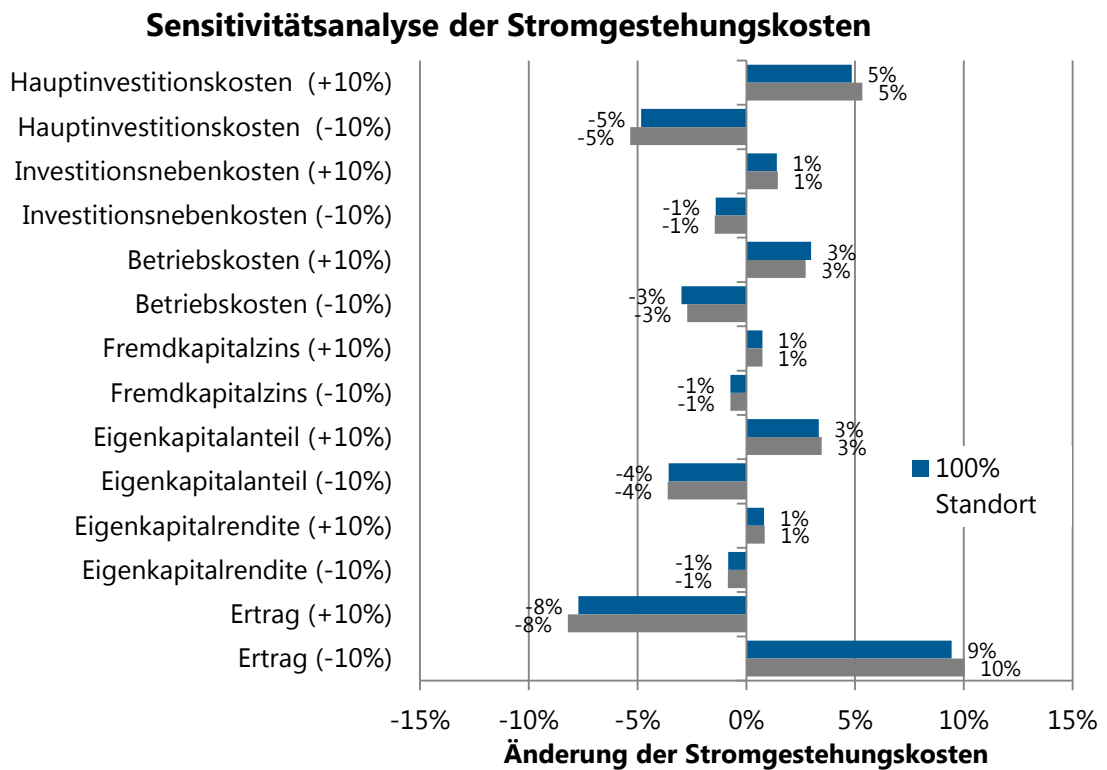


Abbildung 6:

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.

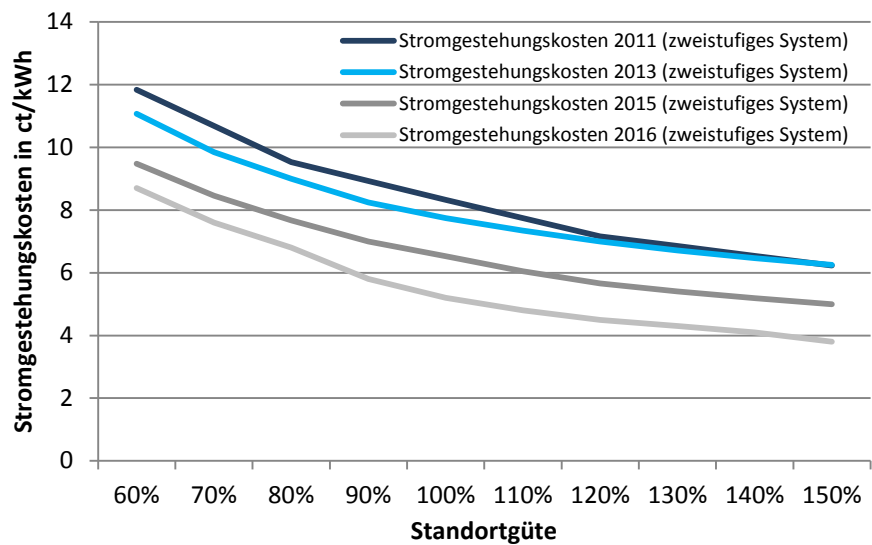
3.1.3 ANALYSE DER STROMGESTEHUNGSKOSTEN-ENTWICKLUNG IM ZEITVERLAUF

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.

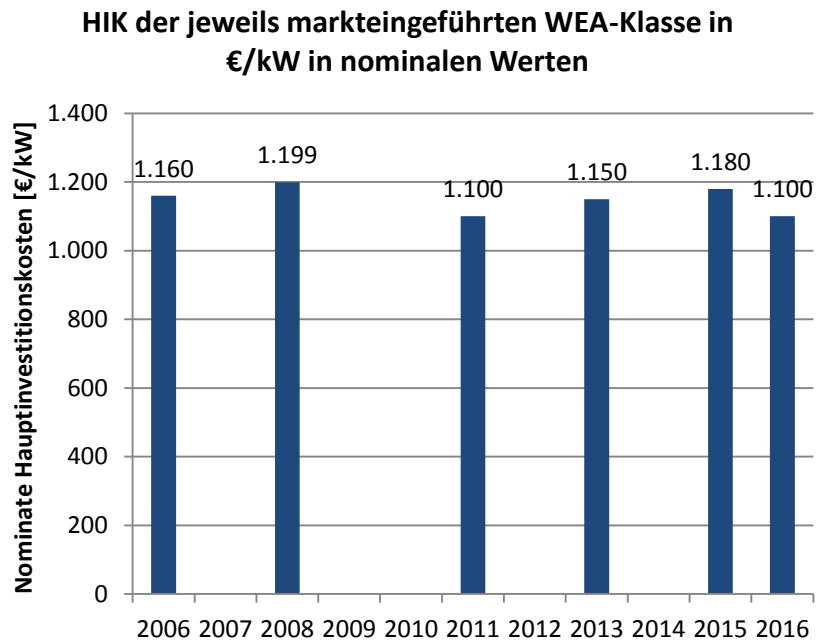
Eine gängige Möglichkeit zur Herleitung ist die Analyse der bisherigen Kostenentwicklung im Zeitverlauf. Hierfür wird an dieser Stelle ein etwas anderer Ansatz als in bisherigen Analysen zur durchschnittlichen Kostenentwicklung gewählt.

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 Größensteigerungen bedingten Mehraufwendungen sowie die Inflationsbedingten Kostensteigerungen aufgefangen.

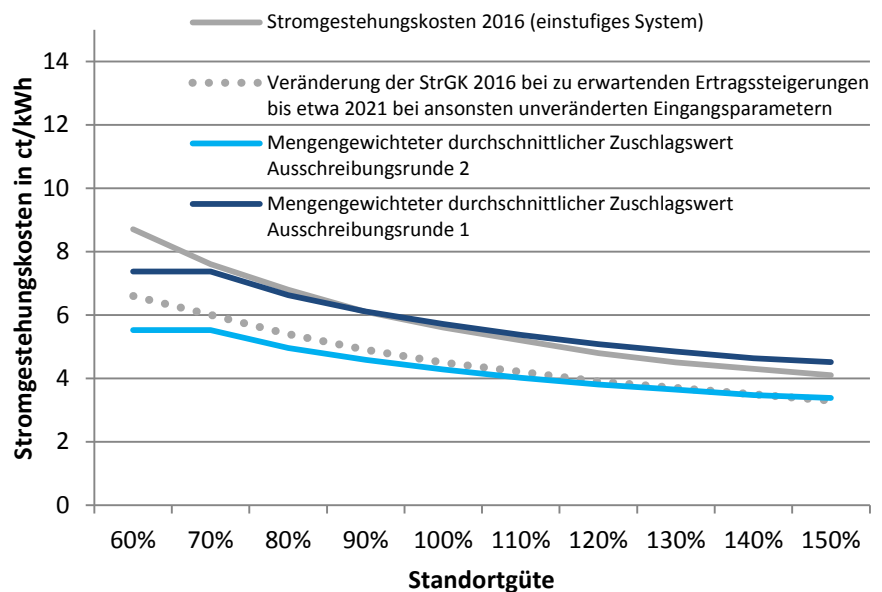
Auf dieser Basis kann vermutet werden, dass sich ein ähnlicher Effekt auch ergeben wird, wenn die derzeit auf den Markt kommende 4 MW-Klasse zur marktrelevantesten Technologie wird.

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

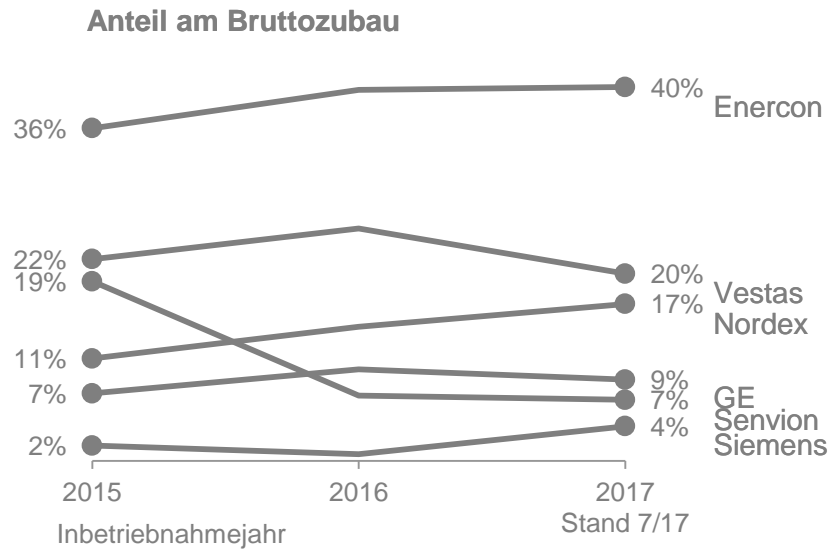
DWG 2012-17, ZSW 2017

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.

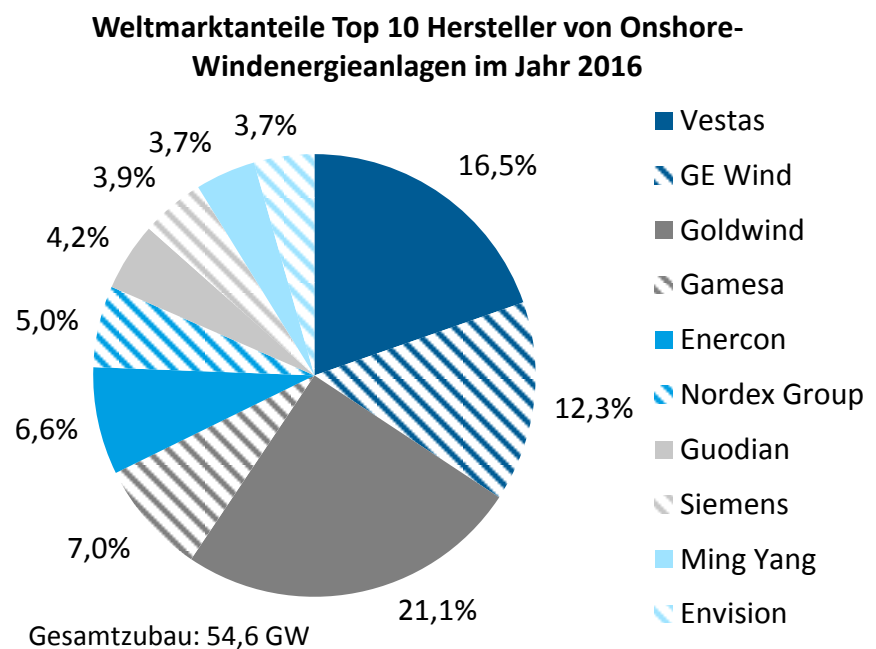
Abbildung 10:
Entwicklung der
Marktanteile der maß-
geblichen Hersteller
am deutschen Wind-
energiemarkt

[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.