

Wissenschaftlicher Bericht

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

Teilvorhaben II e): Wind an Land

Erstellt durch:

Auftragnehmer

Deutsche WindGuard GmbH

Oldenburger Straße 65

26316 Varel

04451 9515 0

info@windguard.de

Anna-Kathrin Wallasch

Silke Lüers

Merle Heyken

Dr. Ing. Knud Rehfeldt

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 2019

Inhaltsverzeichnis

1.	ZUSAMMENFASSUNG.....	1
2.	EINLEITUNG	6
3.	STAND DER MARKTENTWICKLUNG IN DEUTSCHLAND.....	7
3.1.	Entwicklung des Windenergieausbaus bis Ende 2018	8
3.1.1.	Jährlicher Zubau	8
3.1.2.	Regionale Verteilung nach Bundesländern.....	9
3.1.3.	Gesamtbestand	11
3.1.4.	Rückbau	12
3.1.5.	Genehmigungssituation und Realisierungszeiten.....	14
3.2.	Stand der Technologieentwicklung.....	16
3.2.1.	Anlagenkonfiguration.....	16
3.2.2.	Herstelleranteile und führende Anlagentypen	22
3.2.3.	Anlagenlebensdauer	25
3.2.4.	Tendenzen zur zukünftigen Technologieentwicklung.....	26
3.3.	Entwicklung der Stromerzeugung aus Windenergie an Land	28
3.3.1.	Bruttostromerzeugung im Zeitverlauf	28
3.3.2.	Erreichte Volllaststunden	28
3.4.	Ausblick auf den möglichen Zubau bis 2030.....	31
3.5.	Internationale Entwicklung.....	37
4.	STEUERUNGS- BZW. ANREIZMÖGLICHKEITEN	41
4.1.	Regelungen innerhalb des EEG	41
4.1.1.	Übergangssystem	42
4.1.2.	Pilotwindenergieanlagen an Land.....	43
4.1.3.	Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land.....	46
4.1.4.	Gemeinsame Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen	52
4.1.5.	Vermarktungsmöglichkeiten	54
4.2.	Regelungen außerhalb des EEG	59
5.	ÖKONOMISCHE ASPEKTE.....	64
5.1.	Kostensituation der Windenergie an Land 2017 (anlagenbezogene Kosten).....	64
5.1.1.	Überblick Kenntnisstand zur Kostensituation	64
5.1.2.	Datengrundlage.....	66
5.1.3.	Hauptinvestitionskosten.....	70
5.1.4.	Investitionsnebenkosten	74
5.1.5.	Betriebskosten.....	80
5.2.	Ermittlung der Stromgestehungskosten.....	86
5.2.1.	Methodik der Stromgestehungskostenberechnung	86
5.2.2.	Grundlegende Eingangsparameter	90

5.2.3.	Stromgestehungskosten im Übergangssystem (Umsetzung 2017/18).....	93
5.2.4.	Stromgestehungskosten im Ausschreibungssystem (Umsetzung 2019/20).....	94
5.2.5.	Sensitivitätsanalysen.....	96
5.2.6.	Gegenüberstellung Stromgestehungskosten und Erlöse.....	99
5.2.7.	Wirtschaftlichkeit des ungeforderten Anlagenbetriebs.....	103
5.3.	Weitere ökonomische Analysen.....	106
5.3.1.	Einfluss der Gesamthöhe von Windenergieanlagen auf die Wirtschaftlichkeit.....	106
5.3.2.	Höchstwerte in der technologieübergreifenden Ausschreibung.....	106
5.3.3.	Stromgestehungskosten von Hybrid-Kraftwerken aus Windenergie und Solar.....	107
5.3.4.	Kostendruck und Technologieentwicklung.....	108
5.3.5.	Bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung.....	109
6.	AUSSCHREIBUNGEN FÜR WINDENERGIEANLAGEN AN LAND.....	112
6.1.	Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land.....	112
6.1.1.	Wettbewerbsintensität.....	112
6.1.2.	Bietertypen.....	114
6.1.3.	Gebotsgrößen.....	115
6.1.4.	Regionale Verteilung.....	116
6.1.5.	Zuschlagsmenge nach Anlagenherstellern.....	119
6.1.6.	Wirkung des Netzausbaugesbietes.....	120
6.1.7.	Wirkung der Bürgerenergie-Regelungen.....	122
6.1.8.	Wirkung des Referenzertragsmodells.....	124
6.1.9.	Vorläufiges Fazit.....	130
6.2.	Gemeinsame Ausschreibungen für Windenergieanlagen und Solaranlagen.....	132
7.	WESENTLICHE HEMMNISSE FÜR DIE WEITERE ENTWICKLUNG DER WINDENERGIE AN LAND... 135	
7.1.	Innerhalb des EEG.....	135
7.2.	Außerhalb des EEG.....	139
8.	HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN.....	143
9.	LITERATURVERZEICHNIS.....	150
10.	ANHANG.....	166
11.	ANLAGEN.....	171

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Jährlicher Leistungszubau in MW gemäß unterschiedlicher Datenquellen.....	8
Abbildung 2: Leistungs- und Anlagenzubau in Deutschland im Zeitverlauf von 1992 bis 2018.....	9
Abbildung 3: Leistungszubau in den Bundesländern in den Jahren 2016, 2017 und 2018.....	10
Abbildung 4: Dichte des jährlichen Leistungszubaus nach Bundesländern in den Jahren 2016, 2017 und 2018.....	11
Abbildung 5: Kumulierte Leistung und kumulierte Leistungsdichte nach Bundesländern.....	12
Abbildung 6: Stilllegung nach Monaten von August 2014 bis Dezember 2018.....	13
Abbildung 7: Genehmigungsentwicklung 2015–2018.....	14
Abbildung 8: Entwicklung von Nennleistung und spezifischer Flächenleistung im Anlagenzubau in Deutschland zwischen 1997 und 2017.....	17
Abbildung 9: Anteil der Leistungsklassen (links) und der spezifischen Flächenleistungsklassen (rechts) im Anlagenzubau in Deutschland zwischen 1997 und 2018.....	18
Abbildung 10: Bandbreite der spezifischen Flächenleistung im Zubau in den Bundesländern.....	19
Abbildung 11: Entwicklung von Rotordurchmesser, Naben- und Gesamthöhe im Anlagenzubau in Deutschland zwischen 1997 und 2018.....	20
Abbildung 12: Gesamthöhe der von 2015 – 2018 installierten und genehmigten WEA.....	21
Abbildung 13: Gesamthöhe der 2018 installierten Windenergieanlagen in den Bundesländern.....	22
Abbildung 14: Markanteile der Hersteller – Bruttozubau 2015 bis 2018.....	23
Abbildung 15: Median, Quartile sowie Minima und Maxima der Lebensdauer der stillgelegten WEA nach Stilllegungsjahr.....	25
Abbildung 16: Rotordurchmesser und Leistung angekündigter und errichteter Prototypen ab 3 MW.....	27
Abbildung 17: Bruttostromerzeugung aus Wind an Land in TWh seit 1991.....	28
Abbildung 18: Mittlere indexbereinigte Volllaststunden nach Inbetriebnahmejahren (auf Basis der Windjahres 2017) im Zeitverlauf.....	30
Abbildung 19: Mittlere indexbereinigte Volllaststunden von zwischen 2000 und 2016 installierten Bestandsanlagen (auf Basis der Windjahres 2017) nach Bundesländern.....	31

Abbildung 20: Entwicklung der Stromerzeugung aus Windenergie an Land in Szenario 1	34
Abbildung 21: Entwicklung der Stromerzeugung aus Windenergie an Land in Szenario 2	35
Abbildung 22: Entwicklung der Stromerzeugung aus Windenergie an Land in Szenario 3	35
Abbildung 23: Entwicklung der Stromerzeugung aus Windenergie an Land in Szenario 4	36
Abbildung 24: Weltweiter Zubau der Windenergie an Land und auf See im Zeitraum von 2006 bis 2018.....	38
Abbildung 25: Regionale Verteilung des weltweiten Brutto-Zubaus an Land in den Jahren 2017 und 2018.....	39
Abbildung 26: Anpassung der anzulegenden Werte im Übergangssystem gemäß § 46a EEG 2017.....	43
Abbildung 27: Vergütungshöhe für Strom aus Kleinanlagen bis 750 kW und Pilotwindenergieanlagen im Jahr 2019 und 2020	45
Abbildung 28: Geografische Festlegung des Netzausbaugesbietes gemäß § 10 EEAV	48
Abbildung 29: Höchstwertgebiete für Windenergieanlagen an Land gemäß Anlage 3 GemAV	53
Abbildung 30: Verteilernetzausbaugesbiete und Verteilernetzkomponente	54
Abbildung 31: Mittelabfluss für Windenergie im Energieforschungsprogramm nach Themenbereichen	63
Abbildung 32: Verteilung der erhaltenen Kostendaten für Windenergieanlagen im Jahr 2018 nach Leistungsklasse und Nabenhöhe	68
Abbildung 33: Verteilung der Projektdatenbasis hinsichtlich Anlagenanzahl, Leistung sowie Projektanzahl auf das (geplante) Inbetriebnahmejahr.....	69
Abbildung 34: Verteilung der Projektdatenbasis hinsichtlich Anlagenanzahl, Leistung sowie Projektanzahl auf Postleitzahlregionen.....	70
Abbildung 35: Spezifische Hauptinvestitionskosten in €/kW mit Standardabweichung nach Leistungsklasse und Nabenhöhe	71
Abbildung 36: Trendlinien der spezifischen Hauptinvestitionskosten in €/kW in Abhängigkeit von der Nabenhöhe und der spezifischen Flächenleistung	72
Abbildung 37: Inflationsbereinigte spezifische Hauptinvestitionskosten in 2018 €/kW als Trendlinien über der Nabenhöhe im Zeitverlauf	74
Abbildung 38: Spezifische Investitionsnebenkosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Investitionsnebenkosten bei Inbetriebnahme von 2014 bis 2016 (EEG 2014).....	77

Abbildung 39: Spezifische Investitionsnebenkosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Investitionsnebenkosten bei Inbetriebnahme von 2017 bis 2018 (Übergangssystem EEG 2017).....	77
Abbildung 40: Spezifische Investitionsnebenkosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Investitionsnebenkosten bei Inbetriebnahme von 2019 bis 2020 (Ausschreibungen EEG 2017).....	78
Abbildung 41: Bandbreite der spezifischen Investitionsnebenkosten der Inbetriebnahmejahre 2014 bis 2020 unterteilt nach PLZ –Regionen in €/kW.....	79
Abbildung 42: Inflationsbereinigte spezifische Investitionsnebenkosten in €/kW 2018 im Zeitverlauf.....	80
Abbildung 43: Durchschnittliche spezifische Betriebskosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Betriebskosten nach Dekaden bei Inbetriebnahme von 2014 bis 2016 (EEG 2014).....	83
Abbildung 44: Durchschnittliche spezifische Betriebskosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Betriebskosten nach Dekaden bei Inbetriebnahme von 2017 bis 2018 (Übergangssystem EEG 2017)	83
Abbildung 45: Durchschnittliche spezifische Betriebskosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Betriebskosten nach Dekaden bei Inbetriebnahme von 2019 bis 2020 (Ausschreibungen EEG 2017).....	84
Abbildung 46: Inflationsbereinigte spezifische Betriebskosten in 2018 €/kW im Zeitverlauf.....	85
Abbildung 47: Methodik der Stromgestehungskostenberechnung	87
Abbildung 48: Einfluss möglicher Abschläge auf den Energieertrag für eine Beispielanlage mit einer spezifischen Flächenleistung von 250-300 W/m ²	88
Abbildung 49: Mittlere Stromgestehungskosten nach Standortgüte (gemäß EEG 2014) im Übergangssystem.....	93
Abbildung 50: Mittlere Stromgestehungskosten nach Standortgüte (gem. EEG 2017) im Ausschreibungssystem.....	95
Abbildung 51: Sensitivitätsanalyse der mittleren Stromgestehungskosten hinsichtlich der Variation verschiedener Eingangsparameter.....	97
Abbildung 52: Mittlere Stromgestehungskosten Basisfall und mit unterschiedlichen Annahmen zu negativen Preisen.....	99

Abbildung 53: Anzulegende Werte in Grundvergütungs- und Anfangsvergütungszeitraum nach EEG 2014 und EEG 2017	100
Abbildung 54: Gegenüberstellung von mittleren Stromgestehungskosten im Übergangssystem mit den anzulegenden Werten nach EEG 2017 Übergangsregelung (Jan 2017 – Dez 2018).....	101
Abbildung 55: Gegenüberstellung von mittleren Stromgestehungskosten im Ausschreibungssystem mit den anzulegenden Werten im Ausschreibungssystem (Auswertung der mittleren Zuschlagswerte in den Ausschreibungsrunden Mai 2017- Februar 2019)	102
Abbildung 56: Anteile von Windenergieanlagen im Bestand mit mehr als 100 m Gesamthöhe nach Installationsjahren.....	110
Abbildung 57: Durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswerte (Mai 2017 bis Februar 2019)	113
Abbildung 58: Gebots- und Zuschlagsmenge nach Bietertypen (Mai 2017 bis Februar 2019)	115
Abbildung 59: Gebots- und Zuschlagsmengen nach Größenklassen in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land (Mai 2017 bis Februar 2019).....	116
Abbildung 60: Summe der Zuschlagsmengen je Bundesland in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land (Mai 2017 bis Februar 2019).....	117
Abbildung 61: Zuschlagsmenge je Landesfläche (Mai 2017 bis Februar 2019).....	118
Abbildung 62: Leistungsanteil nach Anlagenhersteller – Zuschlagsmenge 2018 vs. Bruttozubau 2015–2018	120
Abbildung 63: Gebotsmengen, Zuschlagsmengen und Obergrenzen im Netzausbaubereich in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land (Mai 2017 bis Oktober 2018).....	121
Abbildung 64: Zuschlagsverteilung nach Unternehmen im Jahr 2017	123
Abbildung 65: Windgeschwindigkeiten auf 140 m über Grund (links: Mittelwert, rechts: 90%-Quantil).....	125
Abbildung 66: Zuschlagsquoten nach Bundesland (Mai 2017 bis Februar 2018).....	127
Abbildung 67: Standortgüte-Verteilung für im Jahr 2018 bezuschlagte Windenergieanlagen (Abdeckung: 189 von 713 Anlagen; links: gesamt, rechts: nach Bundesland)	128
Abbildung 68: Korrigierte Zuschlagswerte (Mai 2017 bis Februar 2019).....	129

Abbildung 69: Durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswerte in den technologiespezifischen und -neutralen Ausschreibungen ab Februar 2018..... 133

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Genehmigungen ohne Inbetriebnahme (Stand 31.01.2019)	15
Tabelle 2:	Top 10 der am häufigsten errichteten Windenergieanlagen in Deutschland 2016–2018	24
Tabelle 3:	Szenario-Variationen zur Abschätzung des Zubauverlaufs und der potenziellen Stromproduktion aus Windenergie an Land bis zum Jahr 2030.....	33
Tabelle 4:	Zuschlagsmengen für Windenergieanlagen an Land im Jahr 2018.....	40
Tabelle 5:	Änderungshistorie des EEG 2017	42
Tabelle 6:	Anzulegende Werte im Übergangssystem des EEG 2017	43
Tabelle 7:	Ausschreibungsmengen für Windenergieanlagen an Land gemäß § 28 Abs. 1 EEG 2017	47
Tabelle 8:	Höchstwerte für die Ausschreibungen in den Jahren 2017 bis 2019.....	49
Tabelle 9:	Gegenüberstellung der Referenzstandort-Definitionen gemäß EEG 2014 und EEG 2017	50
Tabelle 10:	Korrekturfaktoren zur Berechnung der anzulegenden Werte gemäß § 36h EEG 2017	50
Tabelle 11:	Vermarktungsmöglichkeiten und ihre Relevanz	55
Tabelle 12:	Vergleichende Übersicht der Haupt-Eingangsparameter zur Stromgestehungskostenberechnung aus früheren Analysen.....	65
Tabelle 13:	Grundannahmen zur Anlagenkonfiguration, Kosten und Volllaststunden über die Standortgüten für Anlagen im Übergangssystem.....	90
Tabelle 14:	Grundannahmen zur Anlagenkonfiguration, Kosten und Volllaststunden über die Standortgüten für Anlagen im Ausschreibungssystem.....	91
Tabelle 15:	Grundannahmen zu Investitionsnebenkosten	91
Tabelle 16:	Grundannahmen zu fixen und variablen Betriebskosten.....	92
Tabelle 17:	Grundannahmen zu Finanzierungsparametern.....	92
Tabelle 18:	Ausgeschriebene, zugeschlagene und sonstige Mengen in MW.....	112
Tabelle 19:	Gebots- und Zuschlagswerte (Mai 2017 bis Februar 2019).....	114
Tabelle 20:	Ausgeschriebene, zugeschlagene und sonstige Mengen (Apr/Nov 2018).....	133
Tabelle 21:	Gebots- und Zuschlagswerte (Apr/Nov 2018).....	134
Tabelle 22:	Verteilernetzausbaugebiete und Verteilernetzkomponente	166

Tabelle 23:	Gebotsmengen je Bundesland in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land (Mai 2017 bis Februar 2019) in kW.....	168
Tabelle 24:	Zuschlagsmengen je Bundesland in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land (Mai 2017 bis Februar 2019) in kW.....	169
Tabelle 25:	Gebots- und Zuschlagsmengen nach Bietertypen in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land (Mai 2017 bis Februar 2019) in kW	169
Tabelle 26:	Gebotsvolumen, Zuschlagsvolumen und Obergrenze im Netzausbaugebiet in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land (Mai 2017 bis Februar 2019) in kW	169
Tabelle 27:	Standortgüte-Verteilung für 2018 bezuschlagte Windenergieanlagen (Abdeckung: 189 von 713 Anlagen, v = verfügbar, g = gesamt).....	170

Abkürzungsverzeichnis

€/kWh	Euro je Kilowattstunde
Abs.	Absatz
AG	Arbeitsgemeinschaft
AVV	Allgemeinen Verwaltungsvorschrift
BDB	Betreiberdatenbasis
BEG	Bürgerenergiegesellschaft
BEP	Bürgerenergieprojekt
BF	Betriebsführung
BGBI.	Bundesgesetzblatt
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BNetzA	Bundesnetzagentur
BNK	Bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung
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
DVOR	Doppler Very High Frequency Omnidirectional Radio Range
DWG	Deutsche WindGuard
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EFP	Energieforschungsprogramm
EinsMan	Einspeisemanagement
EU	Europäische Union
EUR	Euro
etc.	et cetera
ggf.	gegebenenfalls
FA	Fachagentur
GW	Gigawatt
h/a	Stunden pro Jahr
HIK	Hauptinvestitionskosten
HWR	Höchstwertregion
Inkl.	Inklusive
Kaufm.	Kaufmännische
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kW/km ²	Kilowatt je Quadratkilometer
M-V	Mecklenburg-Vorpommern
MaStRV	Marktstammdatenregisterverordnung
MW	Megawatt
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NEP	Netzentwicklungsplan
NH	Nabenhöhe
Nr.	Nummer
∅	Durchschnitt
PLZ	Postleitzahl
PPA	Power Purchase Agreement (Stromliefervertrag)
PV	Photovoltaik

Q1	Quartal 1
Q4	Quartal 4
RED II	Renewable Energy Directive II (Erneuerbare Energien-Richtlinie II)
s.o.	siehe oben
Spez.	Spezifische
Techn.	Technische
TWh	Terrawattstunden
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
Vgl.	Vergleiche
VOR	Very High Frequency Omnidirectional Radio Range
W/m ²	Watt je Quadratmeter
WEA	Windenergieanlage
ZSW	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

1. Zusammenfassung

Die Windenergie an Land blickt auf sehr zubaustarke Jahre in 2014 bis 2017 zurück, in denen Brutto-Installationszahlen zwischen 3,8 und 5,5 GW erreicht wurden. Im Vergleich dazu wurde im Jahr 2018 mit knapp 2,5 GW ein deutlich geringerer Leistungszubau realisiert. Der im EEG 2017 definierte Ausbaupfad einer jährlichen Brutto-Zubauleistung aus Windenergieanlagen an Land von jeweils 2.800 Megawatt in den Jahren 2017 bis 2019 wurde damit für das Jahr 2018 nicht erreicht. Verglichen mit dem Rekordjahr 2017 wurden in 2018 55% weniger Leistung und 59% weniger Anlagen installiert.

Ein Grund für die geringen Zubauten in 2018 ist unter anderem, dass es das letzte Jahr mit Installationen nach den Regelungen des Übergangssystems war und in 2017 bereits besonders viele dieser sogenannten Übergangsanlagen in Betrieb genommen wurden, um einer voranschreitenden Vergütungsdegression zu entgehen. Zudem wurden gemäß BNetzA weitere potenzielle Übergangsanlagen mit einer Leistung von über 900 MW nicht fristgerecht bis Ende 2018 errichtet.

Für 2019 ist zunächst, wie bereits 2018, von einem geringen Zubauniveau von etwa 2.000-2.500 MW auszugehen¹. Aus den 2017 erteilten Zuschlägen wird kein nennenswertes Volumen erwartet und in 2018 wurde aufgrund des geringen Teilnahmenvolumens weniger als die insgesamt ausgeschriebene Menge bezuschlagt. Mit den Sonderausschreibungen wurde bereits auf den Zubau-Einbruch reagiert. Dies kann die Fortsetzung des Zubau-Einbruchs in 2020 mindern und grundsätzlich zur Wiederbelebung des Marktes beitragen. Allerdings ergeben sich in diesem Zusammenhang aktuelle Herausforderungen durch die schwache Genehmigungssituation. Ob der angestrebte und benötigte Zubau tatsächlich stattfinden wird, hängt von den zur Verfügung stehenden Projekten mit entsprechendem Planungsstand ab. Derzeit wird bei Weitem keine ausreichende Anzahl an Genehmigungen erteilt und die Bundesländer sehen teils restriktive Bedingungen für die Windenergie vor oder Planungen stocken aus planungsrechtlichen Gründen.

Gleichzeitig wird es notwendig sein, zukünftige Ausschreibungsmengen an der 65%-Zielsetzung zur Einhaltung der übergeordneten Klimaziele zu orientieren und dieses somit klar in ein Sektorenziel für die Windenergie an Land zu übersetzen. Hierbei sind alle wesentlichen Einflussparameter, wie der Zubauverlauf bei anderen Erneuerbare Energien, die Rückbaugeschwindigkeit und die zu erwartenden Volllaststunden der unterschiedlichen Technologien zu berücksichtigen. Legt man den Durchschnitt der Szenarien des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans (NEP) [NEP 2019] zugrunde und geht von einer Windenergie-Leistung von 80 GW an Land bis 2030 aus, sind auch nach Ablauf der Sonderausschreibungen deutliche Anhebungen der geplanten Ausschreibungsmengen im Ausbaupfad erforderlich (nach ersten Abschätzungen lägen diese bei vergleichbarem Rückbauverhalten wie heute voraussichtlich bei etwa 5 GW pro Jahr).

¹ Nachtrag (Mai 2019): Meldungen an das Register der BNetzA zeigen für die ersten Monate des Jahres 2019 einen weiterhin sehr schwachen Zubau, mit Stand von 20.5.2019 wurden Windenergieanlagen an Land mit weniger als 200 MW für das Inbetriebnahmejahr 2019 gemeldet.

Technologieentwicklung

Die Technologieentwicklung von Windenergieanlagen an Land ist weiterhin durch ein stetiges Upscaling geprägt. Bis 2018 wuchs die durchschnittliche Nennleistung neuer Anlagen auf 3,2 MW, der durchschnittliche Rotordurchmesser lag bei 118 m und die mittlere Nabenhöhe bei 133 m. Die Gesamthöhe der errichteten Anlagen liegt 2018 im Mittel bei 192 m, bereits 75% der Anlagen erreichen Gesamthöhen zwischen 200 und 240 m. In den Zubauten zeigt sich, dass sich mittlerweile die 4-MW Klasse am Markt etablieren konnte. Im Vergleich zu 2017 steigerte dieses Anlagensegment seinen Anteil von 4% auf 20% deutlich. Bei den derzeit bekannten Prototypen stehen Anlagen >3,5 MW im Vordergrund, die meisten dieser Anlagen verfügen über eine eher geringe spezifische Flächenleistung zwischen 200 und 300 W/m².

Die Volllaststundenzahlen von Windenergieanlagen an Land sind stark projektspezifisch, da neben der Anlagenauslegung und Leistungskurve sowie den (regional unterschiedlichen) Windbedingungen der Anlagenstandorte verschiedene weitere Effekte hierauf einwirken (Abschattung, technische Verfügbarkeit, genehmigungsrechtliche Auflagen, EinsMan-Maßnahmen etc.). Für die Betriebsjahre 2015-2017 lässt sich feststellen, dass die durchschnittlichen Volllaststunden der an Land installierten und mindestens ein Jahr in Betrieb befindlichen Windenergieanlagen gewichtet nach Nennleistung bei durchschnittlich 1.763 Volllaststunden liegen. Zudem verfügen moderne Anlagen über höhere durchschnittliche Volllaststundenzahlen als ältere Modelle. Dies ist vor allem auf die Weiterentwicklung der Anlagentechnologie (größere Nabenhöhen, längere Rotorblätter, niedrigere spezifische Flächenleistung) zurückzuführen. Es lässt sich hinsichtlich der indexbereinigten Volllaststunden weiterhin kein starkes generelles Nord-Süd-Gefälle erkennen, was sich dadurch begründen lässt, dass sich die Volllaststunden im Norden (insbesondere in Schleswig-Holstein) unter anderem aufgrund von Abregelungen im Rahmen des Einspeisemanagements reduziert darstellen und sich die durchschnittlichen verwendeten Anlagenkonfigurationen in den verschiedenen Regionen unterscheiden.

Es ist davon auszugehen, dass die Einführung des Ausschreibungssystems einen verstärkten Druck auf die Technologieentwicklung in Richtung leistungsstärkerer Anlagen mit niedriger spezifischer Flächenleistung (und somit höheren Kapazitätsfaktoren bzw. Volllaststunden) bewirkt hat. So sind bei den neu angekündigten Plattformen aufgrund der voran geschrittenen Vergrößerung der Rotordurchmesser Anlagen mit niedriger spezifischer Flächenleistung auch im Segment der größeren Anlagenleistungen von über 4 MW zunehmend verfügbar.

Kostenentwicklung

Anhand von wiederholten Datenerhebungen zu typischen Kostenstrukturen von Windenergieprojekten an Land, zuletzt Ende 2018, wurden im Rahmen des Vorhabens die Stromgestehungskosten von Windenergieprojekten an Land regelmäßig ermittelt. In der aktuellen Kostenbetrachtung wird aufgrund des erst Ende 2018 erfolgten Wechsels zwischen Übergangssystem und Ausschreibungssystem in den Kostenbetrachtungen stets zwischen beiden Systemen unterschieden.

Auf Basis der aktuellen Erhebung bei Herstellern von Windenergieanlagen wurden die durchschnittlichen Hauptinvestitionskosten je Kilowatt installierter Leistung differenziert nach drei Leistungs- und vier Nabenhöhenklassen bestimmt. Bspw. liegen die spezifischen Kosten je nach Nabenhöhe für Anlagen der 3 bis <4 MW-Klasse demnach bei 850-1.130 €/kW, für Anlagen der 4 bis <5 MW-Klasse

bei 740-1.090 €/kW. Eine Auswertung der Kostenentwicklung im Zeitverlauf zeigte, dass in der Vergangenheit aufgrund des Größenwachstums Kostensenkungen im Sinne von relativ stabilen Preisen je Kilowatt installierter Leistung erzielt wurden. Zwischen 2016 und 2018 verändert sich jedoch dieser Trend und auch die spezifischen Kosten sinken – 2017 vor allem aufgrund weniger stark erhöhter Nabenhöhen, 2018 hingegen aufgrund im Vergleich zu den Vorjahren überdurchschnittlicher Kostensenkungen.

Die ermittelten durchschnittlichen spezifischen Investitionsnebenkosten liegen sowohl für Projekte mit Inbetriebnahme im Übergangssystem, also in 2017 und 2018, als auch für Projekte im Ausschreibungssystem, hier mit Inbetriebnahme in 2019 und 2020, bei 406 €/kW. Es konnten keine relevanten bzw. systematischen regionalen Unterschiede festgestellt werden.

Die durchschnittlichen Betriebskosten liegen für Projekte mit Inbetriebnahme im Übergangssystem für die 1. Dekade bei 49 €/kW und für die 2. Dekade bei 66 €/kW. Für Projekte mit erwarteter Inbetriebnahme in 2019 und 2020 wurden für die 1. Dekade Betriebskosten von 39 €/kW und für die 2. Dekade von 51 €/kW gemeldet. Die somit für Projekte im Ausschreibungssystem beobachteten Betriebskostensenkungen resultieren hauptsächlich aus geringeren Kosten im Bereich der Wartung und Reparatur, was sich durch den höheren Kostendruck ergeben könnte. Allerdings könnte der Erwartungswert auch eine Unterschätzung darstellen, da die betreffenden Projekte bisher nicht in Betrieb gegangen sind und zudem die Stichprobe für diese Kategorie vergleichsweise klein ist.

Die berechneten durchschnittlichen Stromgestehungskosten von Projekten im Übergangssystem liegen zwischen 4,8 ct/kWh an einem windhöffigen 120%-Standort und 8,9 ct/kWh an einem windschwachen 60%-Standort, am 100%-Standort werden durchschnittliche Kosten von 5,5 ct/kWh ermittelt. Mittlere Stromgestehungskosten im Ausschreibungssystem liegen zwischen 4,4 ct/kWh an einem 120%-Standort und 7,7 ct/kWh an einem 60%-Standort, am 100%-Standort werden durchschnittliche Kosten von 5,1 ct/kWh ermittelt. Bei der erfolgten Variation der einzelnen Kostenparameter in Höhe ihrer Standardabweichung werden in den gewählten Beispielfällen maximal um +/- 11% veränderte Stromgestehungskosten beobachtet.

Ein ungeförderter Betrieb von Neuanlagen ist für Deutschland in näherer Zukunft nicht zu erwarten, da bei den derzeitigen Zuschlags- und Börsenpreisen PPA für Neuanlagen wirtschaftlich noch nicht interessant sind. Dies könnte sich aktuellen Analysen zufolge bis Mitte der 2020er Jahre aufgrund der erwarteten Preisentwicklungen am Strommarkt verändern. Für Altanlagen, deren Förderung nach 2020 ausläuft, wurden bereits im Herbst 2018 erste direkte Stromlieferverträge („PPAs“) abgeschlossen.

Entwicklungen in den Ausschreibungen

Für die Windenergie an Land wurde durch die Bundesnetzagentur bis Februar 2019 in acht Runden eine Leistung von insgesamt rund 6,2 GW ausgeschrieben. Formal wurden die Ausschreibungsrunden erfolgreich durchgeführt, jedoch führte die Dominanz der BEG-Projekte in den Ausschreibungen des Jahres 2017 und der geringe Wettbewerb in den Ausschreibungen in 2018 und 2019 zu Ergebnissen, die hinter den Erwartungen an das neu eingeführte Modell hinsichtlich hoher Realisierungsquoten und der Kostenreduktionen zurückblieben.

Die ersten Ausschreibungsrunden in 2017 starteten mit einer hohen Beteiligung und intensivem Wettbewerb. Die Zuschlagswerte fielen ausgehend von 5,71 ct/kWh im Mai 2017 auf 3,82 ct/kWh im November desselben Jahres. Möglich wurde dies, da zahlreiche Bieter Lücken in der gesetzlichen Begriffsbestimmung ausnutzten, um die zum Schutz kleinerer Akteure gedachten Ausnahmeregelungen für Bürgerenergiegesellschaften in Anspruch zu nehmen. Eine Realisierungsfrist von 54 statt 30 Monaten erlaubte es den Bietern, Kostensenkungen, die mit der kommenden Anlagengeneration erwartet werden, in ihre Gebote einzupreisen. Die gewährten Spielräume haben weitreichende Folgen für den Windenergieausbau und die Branche. Aufgrund des geringen Planungsfortschritts der zum Großteil noch nicht genehmigten Projekte ist deren Realisierung mit größeren Unsicherheiten behaftet. Finanzielle Anreize, sich erneut an den Ausschreibungen zu beteiligen und damit von höheren Zuschlagswerten zu profitieren, stellen die Umsetzung der im Jahr 2017 bezuschlagten Vorhaben inzwischen grundlegend in Frage. Annähernd 2,5 GW der im Jahr 2017 bezuschlagten Leistung könnte so dem Markt entzogen werden.

Mit der weitgehenden Aussetzung der Bürgerenergieregulungen bis einschließlich Juli 2020 wurde die zentrale Schwachstelle des Ausschreibungsdesigns vorläufig geheilt. Die Beteiligung an den Ausschreibungen brach jedoch daraufhin durch das eingeschränktere Teilnehmerfeld (nur Projekte mit BImSchG-Genehmigung) und die ausbleibende Beteiligung von teilnahmeberechtigten Genehmigungsinhabern drastisch ein. Seit Mai 2018 kam es wiederholt zu teilweise deutlichen Unterzeichnungen des Ausschreibungsvolumens. Im Oktober 2018 deckten die erteilten Zuschläge gerade einmal 54% der ausgeschriebenen Menge. In Summe beläuft sich das Zuschlagsdefizit nach den ersten acht Gebotsrunden auf 570 MW.

Die mittleren Zuschlagswerte der erfolgreichen Gebote in 2017, die hauptsächlich von BEG-Projekten ohne Genehmigung mit einer Realisierungszeit von 54 Monaten erzielt wurden, sanken im Jahresverlauf deutlich von 5,71 ct/kWh auf 3,82 ct/kWh. In 2018 und 2019 galten aufgrund des Aussetzens der BEG-Regelungen andere Voraussetzungen als noch 2017, zudem kam es hinsichtlich des Teilnahmevervolumens wiederholt zu Unterdeckungen. In der Folge stiegen die Zuschlagswerte innerhalb weniger Runden auf über 6 ct/kWh an und blieben damit im Mittel nur knapp unter den jeweils zulässigen Höchstwerten von 6,3 ct/kWh im Jahr 2018 und 6,2 ct/kWh im Jahr 2019. Ein Abgleich mit den ermittelten durchschnittlichen Stromgestehungskosten von Windenergieprojekten an Land deutet darauf hin, dass viele der derzeitigen Projekte aus dieser Situation zusätzliche wirtschaftliche Vorteile erzielen können und somit potenziell vorhandene Kostensenkungspotenziale aufgrund des geringen Wettbewerbs derzeit nicht oder nur eingeschränkt realisiert werden können.

Die geringe Beteiligung hat mehrere Ursachen. Nachdem im Jahr 2016 Anlagen im Umfang von 9,5 GW genehmigt wurden, die sich damit noch für das Übergangssystem qualifizierten, brachen die

Genehmigungsaktivitäten in den Folgejahren ein. Mit rund 1,3 und 1,6 GW blieb die genehmigte Leistung in 2017 und 2018 weit unter der ausgeschriebenen Menge. Die Branche macht hierfür in Teilen längere Genehmigungsverfahren verantwortlich und verweist darauf, dass rund 10.000 MW im Verfahren feststecken. Dazu kommt eine wachsende Zahl an Klagen, die die Umsetzung der bereits genehmigten Projekte verzögert und die Projektierer davon abhält, sich an den Ausschreibungen zu beteiligen. Nach Recherchen der FA Wind sind hiervon mindestens 750 MW betroffen. Vor dem Hintergrund der angespannten Genehmigungssituation wurde im Sommer 2018 die „Plattform Genehmigungssituation“ ins Leben gerufen, in deren Rahmen Hemmnisse identifiziert und Strategien zu deren Abbau entwickelt werden sollen.

Die ersten Ausschreibungen zeigten ein relativ starkes Nord-Süd-Gefälle. Um dem zu begegnen, sind verschiedene Möglichkeiten für Anpassungen im Ausschreibungsmodell bereits Gegenstand der Diskussion. Dabei bleibt festzuhalten, dass die regionale Verteilung stark mit den länderspezifischen Rahmenbedingungen zusammenhängt, bspw. haben Flächenausweisungen und Abstandsregelungen einen erheblichen Einfluss auf die Projektentwicklung in den jeweiligen Regionen. Beispiel hierfür sind unter anderem Bayern, wo der Ausbau der Windenergie nach der Einführung der 10-H-Regelung eingebrochen ist oder Schleswig-Holstein, wo durch das Moratorium zurzeit nur noch in Ausnahmefällen Genehmigungen ausgestellt werden.

2. Einleitung

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 Rahmen des Vorhabens wurden in regelmäßigen insgesamt vier umfangreiche wissenschaftliche Fachberichte erstellt, und zwar ein Zwischenbericht zu den Stromgestehungskosten der Windenergie an Land im Oktober 2016, ein wissenschaftlicher Zwischenbericht im August 2017, eine erste Version des Endberichts im März 2018 sowie die vorliegende finale Version des Endberichts 2019. Die Berichte bauen aufeinander auf und beinhalten jeweils Weiterentwicklungen und Aktualisierungen für die unterschiedlichen Ergebnisbereiche. Neben den wissenschaftlichen Fachberichten wurden zu spezifischen Themenstellungen Stellungnahmen erstellt sowie zu einzelnen Fragestellungen kurzfristige beratende Aussagen getroffen und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) übermittelt.

Im vorliegenden Endbericht werden die erzielten Ergebnisse der Evaluierung der Entwicklung der Windenergie an Land in den letzten Jahren unter den Regelungen des EEG dargestellt. Eingangspunkt 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) sowie einen Überblick zu durchgeführten weiteren ökonomischen Analysen zu spezifischen Fragestellungen (Kapitel 5.3). In Kapitel 6 erfolgt eine Analyse der Ergebnisse der bisherigen Ausschreibungsrunden für die Windenergie an Land. Abschließend werden die im EEG begründeten Hemmnisse für den weiteren Windenergieausbau vorgestellt (Kapitel 7) sowie Handlungsempfehlungen erarbeitet (Kapitel 8).

3. Stand der Marktentwicklung in Deutschland

Der Ausbau der Windenergie an Land erreichte zum Jahresende 2018 einen Status von rund 53 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 verfügbarer 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 Betreiberdatenbasis² sowie den Datensätzen zum Status des Windenergieausbaus³ 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 Register (nach § 3 Nr. 39 EEG) 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.

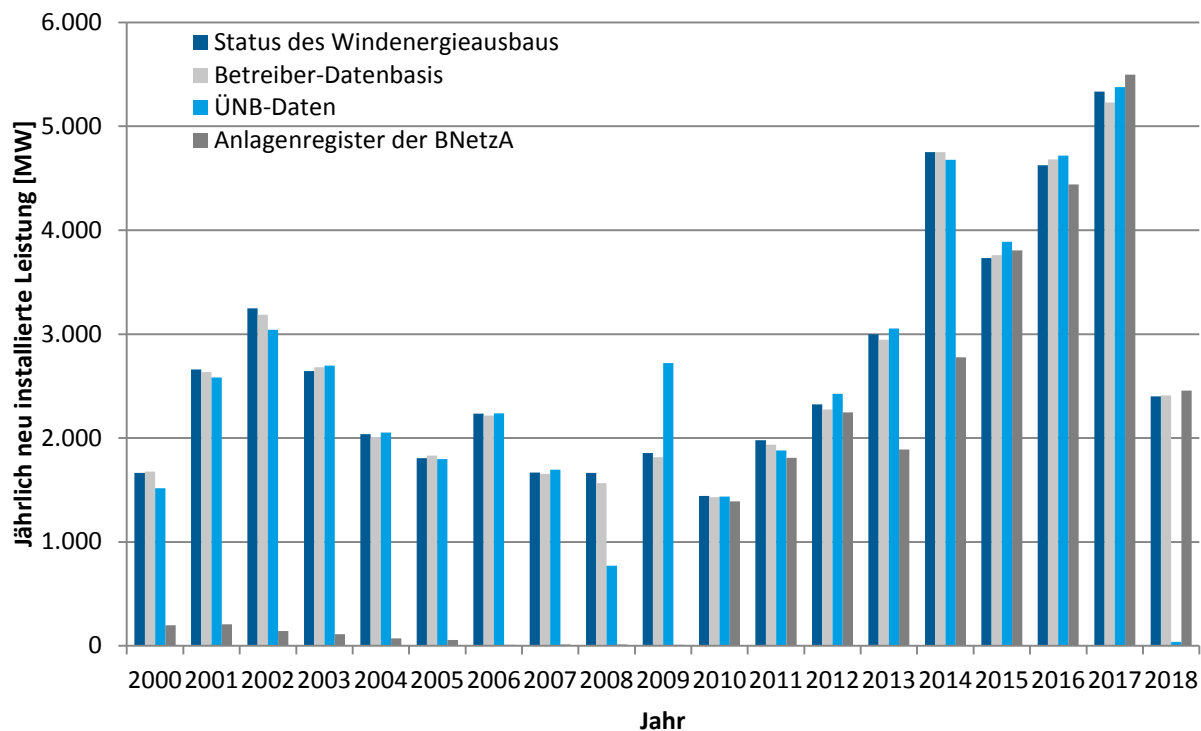
Das Register (nach § 3 Nr. 39 EEG)⁴ liegt zum Zeitpunkt Durchführung der Analysen im Vorhaben liegt noch nicht in einer öffentlichen, statistisch auswertbaren Form vor. Somit basieren die meisten Auswertungen auf der letzten veröffentlichten Version des Registers in der Form des im August 2014 erstmal veröffentlichten Anlagenregisters. Das Register bietet in dieser Form zwar eine große Bandbreite an Informationen zu den seit August 2014 in Betrieb genommenen Anlagen bietet, jedoch reicht es nicht ausreichend in die Vergangenheit zurück, da eine Meldepflicht für ältere Anlagen nur bestand, wenn diese einer Leistungsänderung unterzogen oder stillgelegt wurden oder eine Verlängerung der Anfangsvergütungsdauer erhalten haben. Ende Januar 2019 ist das Internetportal des Marktstammdatenregisters in Betrieb genommen worden, dass zukünftig einen umfassenden Überblick über die Anlagen und Akteure des deutschen Strom- und Gasmarktes geben soll. Allerdings wird die Integration von Bestandsanlagen ins Marktstammdatenregister noch etwa zwei Jahre dauern (Registrierungsfrist für Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1. Juli 2017 ist der 31. Januar 2021), so dass erst dann ein vollständiges Bild mit allen vorgesehen Informationen über den Anlagenbestand erreicht werden wird. Bis dahin liegen Bestandsanlagen als migrierte Einheiten aus anderen Quellen vor – jedoch funktioniert zum Berichtszeitpunkt nach Aussage der BNetzA die

² Unabhängige, seit 1988 betriebene Datenbank zur Sammlung von Betriebsdaten von deutschen Windenergieanlagen.

³ Durch die Deutsche WindGuard im Auftrag von BWE und VDMA Power Systems halbjährlich erhobene Zubaudaten auf Basis einer Befragung der Hersteller zu den im jeweiligen Zeitraum vorgenommenen Neuanlagen.

⁴ Das Register der BNetzA 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.

Vermeidung von Doppeltzählungen durch Statistikwerte noch nicht. Eine vollständige und belastbare Auswertung der Daten ist somit zum Berichtszeitpunkt nicht möglich.



Datengrundlage: DWG 2019, BDB 2019, BNetzA 2018, Registerdaten 1/19. 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.

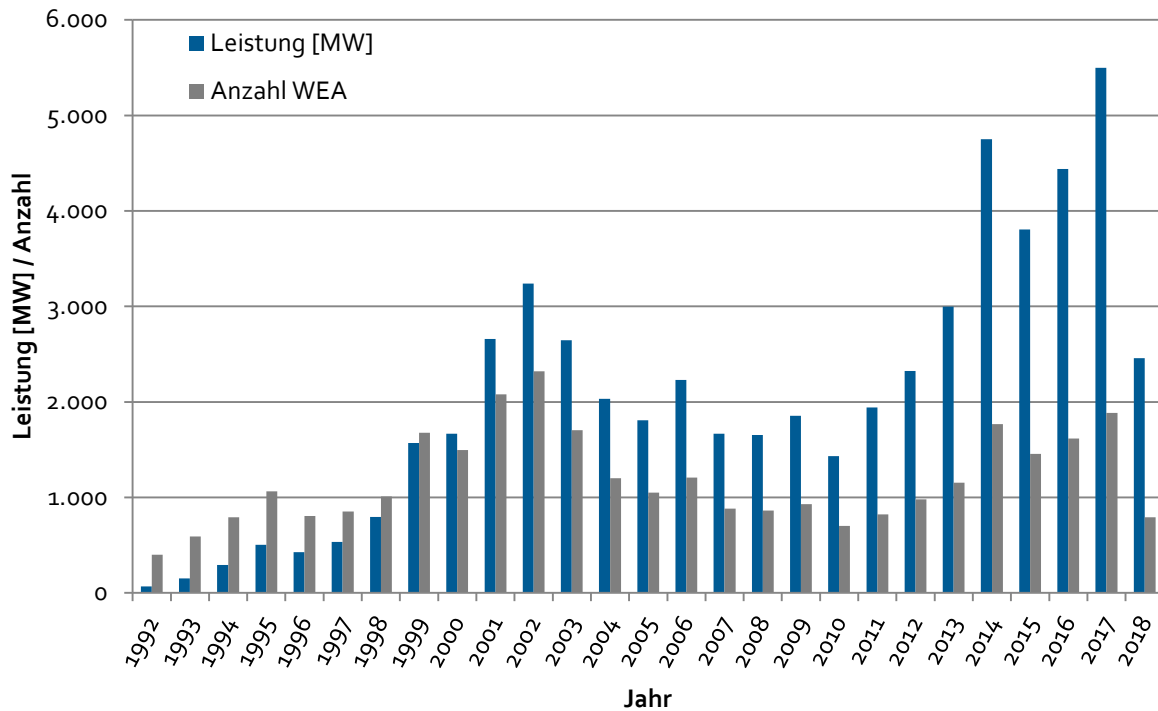
3.1. Entwicklung des Windenergieausbaus bis Ende 2018

Im Folgenden wird die Entwicklung des Windenergieausbaus bis zum Jahresende 2018 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 war 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 übertraf der Leistungszubau den des Jahres

2014 deutlich. Die Anzahl der neu installierten Anlagen übertraf den Rekord dabei aufgrund einer gestiegenen Anlagenleistung weniger stark. Der schwache Zubau im Jahr 2018 bedeutet einen deutlichen Einbruch nach den vorangegangenen starken Zubaujahren. Mit einem Leistungszubau in Höhe von knapp weniger als 2,5 GW kann nicht an die Vorjahre angeknüpft werden. Verglichen mit dem Rekordjahr 2017 wurden in 2018 55% weniger Leistung und 59% weniger Anlagen installiert.



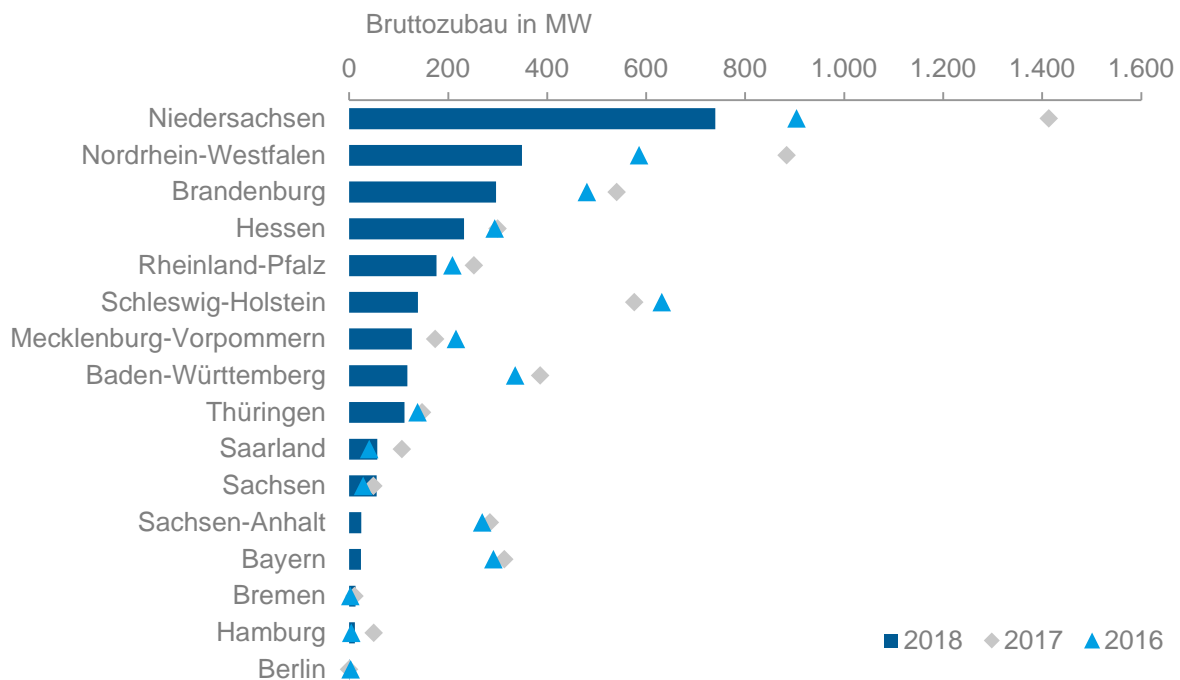
Datengrundlage: DWG 2019, Registerdaten 1/19 Quelle: Eigene Darstellung DWG

Abbildung 2: Leistungs- und Anlagenzubau in Deutschland im Zeitverlauf von 1992 bis 2018

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 Windhöflichkeit nicht alleinig ausschlaggebend für die Umsetzung von Windenergieprojekten in den einzelnen Bundesländern.

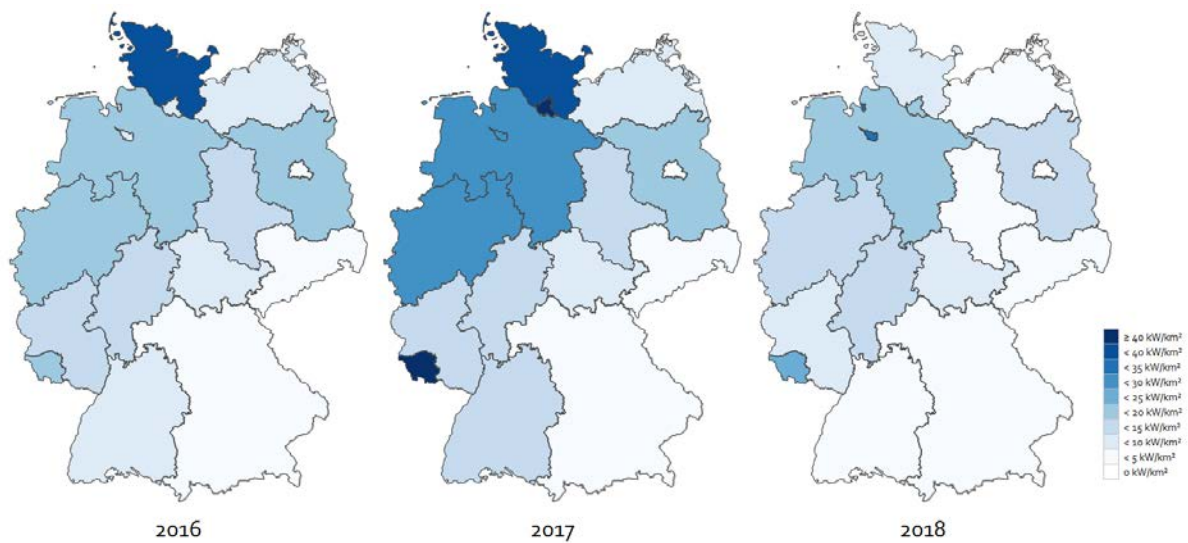
In Abbildung 3 ist der Leistungszubau nach Bundesländern für die Jahre 2016, 2017 und 2018 dargestellt. Im Jahr 2018 hingegen verzeichnete die Mehrheit der Bundesländer einen geringeren Zubau als noch in 2016 und 2017. Nur in Sachsen und Bremen konnte eine geringe Steigerung des Zubaus erreicht werden. Trotz des geringeren Zubaus in 2018 erzielten Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen wie bereits in den Vorjahren den größten Leistungszubau im Bundesländervergleich. Es folgen Brandenburg und Hessen. In Niedersachsen sank der Zubau 2018 im Vergleich zu 2017 um 48%, in Nordrhein-Westfalen um 61% und in Brandenburg um 45%. In Hessen wurde ein vergleichsweise geringer Rückgang von 23% verzeichnet. Aufgrund eines um 76% gesunkenen Leistungszubaus fällt das in den Vorjahren ebenfalls zubaustarke Schleswig-Holstein deutlich zurück.



Datengrundlage: Registerdaten 1/19 Quelle: Eigene Darstellung DWG/ZSW

Abbildung 3: Leistungszubau in den Bundesländern in den Jahren 2016, 2017 und 2018

Betrachtet man den Zubau nach Bundesländern relativiert über die jeweilige Landesfläche (Abbildung 4), weist Schleswig Holstein im Jahr 2016 den stärksten Zubau je km² Landesfläche auf. Mit rund 40 kW/km² lag die Konzentration des Zubaus damals noch doppelt so hoch wie in den übrigen Bundesländern. Ansonsten verteilte sich der Zubau je Landesfläche grundsätzlich gleichmäßiger über das gesamte Bundesgebiet. Im Südosten Deutschlands fiel der auf die Landesfläche bezogene Zubau jedoch besonders niedrig aus. Im Jahr 2017 ist die Leistungsdichte in Schleswig-Holstein erneut hoch, der flächenbezogene Zubauschwerpunkt verschob sich jedoch 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 erfolgte. Besonders niedrig ist der flächenbezogene Leistungszubau erneut im Südosten Deutschlands. Im Jahr 2018 fällt der Zubau je km² Landesfläche im ganzen Bundesgebiet gering aus. In Schleswig-Holstein kann der flächenbezogene Zubau in 2018 nicht an jenen der Jahre 2016 und 2017 anknüpfen. Der vergleichsweise stärkste Zubau erfolgt in Niedersachsen sowie in den kleinsten deutschen Bundesländern, in den Stadtstaaten Bremen und Hamburg sowie im Saarland. Die östlichen und südlichen Bundesländer verzeichnen den geringsten Zubau bezogen auf die jeweilige Fläche.



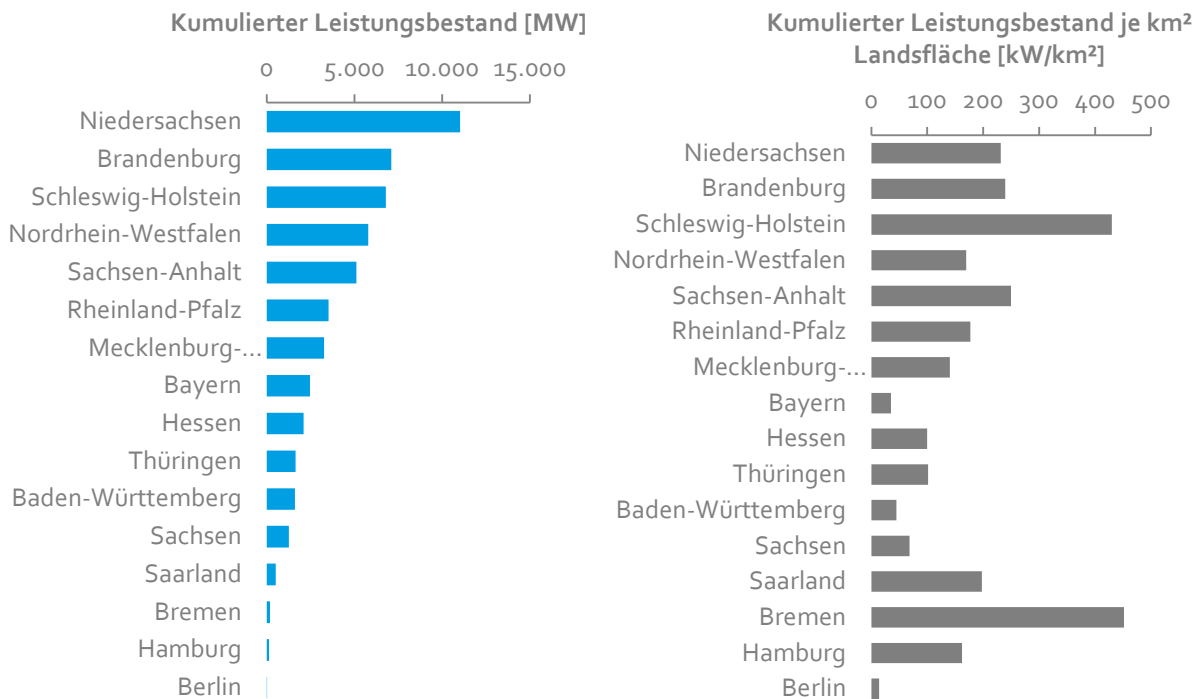
Datengrundlage: Registerdaten 1/19, Statistische Ämter 2019 Quelle: Eigene Darstellung DWG

Abbildung 4: Dichte des jährlichen Leistungszubaus nach Bundesländern in den Jahren 2016, 2017 und 2018

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 im August 2014 erfolgt nicht vollständig. Gemäß dem Status des Windenergieausbaus, der im Auftrag der Branchenverbände BWE und VDMA Power Systems erhoben wird, sind Ende 2018 etwa 29.213 Anlagen mit 52,9 GW installiert. Die BDB erfasst bis Ende 2018 (Stand 1/19) 29.843 installierte Anlagen mit einer Gesamtleistung von 53,1 GW. Die ÜNB-Anlagenstammdatensätze weisen für Ende 2017 insgesamt 27.252 Datensätze mit 50,3 GW aus – diese werden somit nur in Ergänzung der Kenntnisse aus dem Register der BNetzA über den Zubau und Rückbau 2018 vergleichend nutzbar. Dort wurde für das Jahr 2018 ein Brutto-Zubau von 2,5 GW erfasst. Diese Ausführungen zeigen, wie unterschiedlich die zugänglichen Daten sind. Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass die Rückbauerfassung bei den ÜNB und im Register der BNetzA vollständig ist und daher auf diese Ergebnisse abgestellt.

Der stete Zubau von Windenergie in Deutschland resultierte den erfassten Daten in ÜNB-Stammdatensätzen und Register der BNetzA zufolge in einem kumulierten Leistungsbestand von knapp 52,5 GW zum Jahresende 2018. 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 146 kW/km² liegen zudem Sachsen-Anhalt, Brandenburg, Niedersachsen, Saarland, Rheinland-Pfalz, Nordrhein-Westfalen sowie Hamburg. Unterdurchschnittlich ist die kumulierte Leistungsdichte somit in Berlin, Bayern, Baden-Württemberg, Sachsen, Hessen, Thüringen und Mecklenburg-Vorpommern.



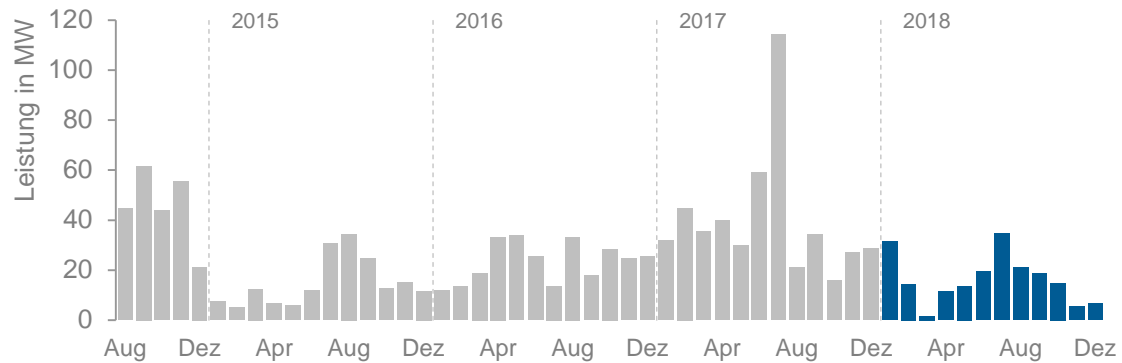
Datengrundlage: BNetzA 2018, Registerdaten 1/19, Statistische Ämter 2019 Quelle: Eigene Darstellung DWG
Abbildung 5: Kumulierte Leistung und kumulierte Leistungsdichte nach Bundesländern

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 flächenbedingte 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 2018 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 2018 die mit Abstand höchste monatlich stillgelegte Leistung aufweist. Die geringste monatlich stillgelegte Leistung hingegen wird im März 2018 mit lediglich 2 MW erreicht. Insgesamt wurde in 2018 in allen Monaten vergleichsweise wenig Leistung zurückgebaut. In den Monaten Januar und Juli wurden die höchsten monatlichen Stilllegungen erreicht. Gegenüber 2017 ist die im Jahresverlauf 2018 stillgelegte Leistung um rund 60% gesunken.

Stilllegungen pro Monat



Datengrundlage: Registerdaten 1/19 Quelle: Eigene Darstellung DWG/ZSW

Abbildung 6: Stilllegung nach Monaten von August 2014 bis Dezember 2018

Betrachtet man die seit August 2014 zurückgebauten Anlagen, für die entsprechende Daten aus dem Register der BNetzA vorliegen, 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. Im Jahr 2018 lag die durchschnittliche Nennleistung der zurückgebauten Anlagen ebenfalls bei 1,3 MW.

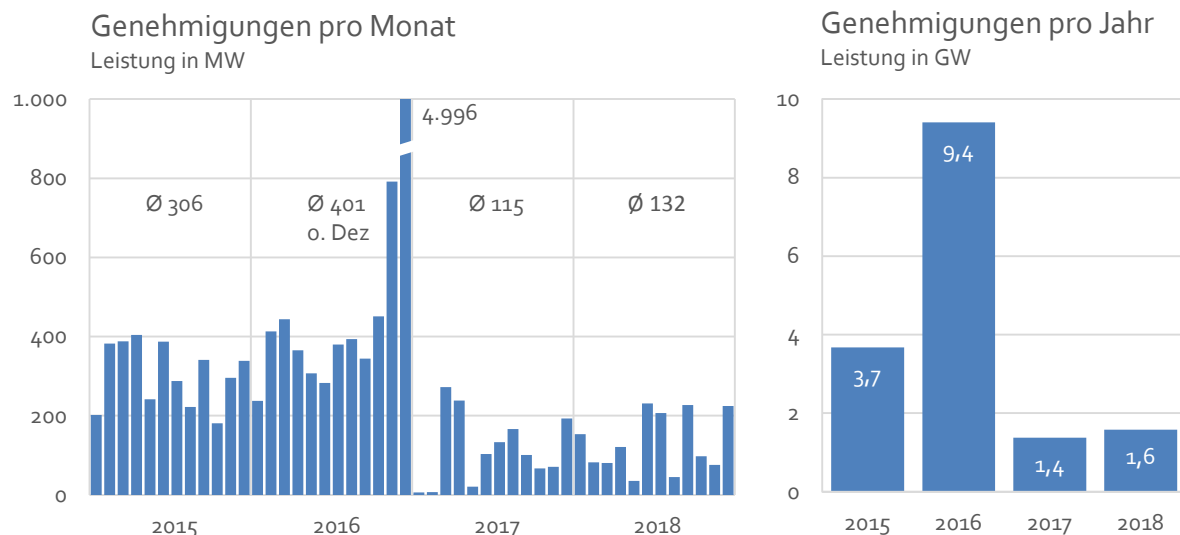
In den letzten Jahren erreichte eine größere Anzahl an Anlagen ihre technische Entwurfslebensdauer von 20 Jahren, diese wurden in vielen Fällen bisher nicht zurückgebaut. Denn ist kein Repowering am Standort möglich, besteht die Option eines Weiterbetriebs. Bisher ist der Weiterbetrieb von Anlagen durchaus 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 durchschnittlich etwa 315 MW in den letzten drei Jahren. Das Volumen dürfte 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. Genehmigungssituation und Realisierungszeiten

Im Jahr 2018 wurden 466 Windenergieanlagen mit einer Leistung von 1.581 MW für Projekte in Deutschland genehmigt. Trotz leichter Zuwächse gegenüber dem Vorjahr (2017: 441 WEA mit 1.378 MW) bleibt die Genehmigungssituation damit weiter angespannt. Um die Ausschreibungen mit Leben zu füllen, wären Genehmigungen im Umfang von 2.800 MW und mehr erforderlich. Durch die geplanten Sonderausschreibungen steigt die ausgeschriebene Menge bis 2021 stufenweise auf 4.250 MW an (siehe Tabelle 7 in Abschnitt 4.1.3).

Der schwachen Entwicklung in 2017 und 2018 ging im Jahr 2016 eine Genehmigungswelle voraus (siehe Abbildung 7). Mit 9.408 MW wurde 2016 ein Allzeithoch erreicht – allein im Dezember des Jahres erteilten die Behörden Genehmigungen im Umfang von rund 5.000 MW. Viele Projektierer sicherten sich damit die Chance, ihre laufenden Vorhaben noch im Zuge des Übergangssystems umsetzen zu können (siehe Abschnitt 4.1.1).



Datengrundlage: Registerdaten 1/19, Quelle: Eigene Darstellung DWG/ZSW

Abbildung 7: Genehmigungsentwicklung 2015–2018

Laut dem Register der Bundesnetzagentur warten derzeit rund 1.300 genehmigte Windenergieanlagen mit einer Leistung von 4.100 MW auf ihre Realisierung (Stand 01/2019). Die Hälfte der Leistung entfällt auf die Bundesländer Niedersachsen (740 MW), Nordrhein-Westfalen (673 MW) und Brandenburg (604). Dahinter folgen Mecklenburg-Vorpommern mit 372 MW sowie Rheinland-Pfalz mit 340 MW (siehe Tabelle 1).

Tabelle 1: Genehmigungen ohne Inbetriebnahme (Stand 31.01.2019)

Bundesland	vor 2017 erteilt		2017-2019 erteilt		gesamt	
	Anlagen	Leistung [MW]	Anlagen	Leistung [MW]	Anlagen	Leistung [MW]
Baden-Württemberg	40	113	40	144	80	257
Bayern	32	86	34	113	66	199
Berlin						
Brandenburg	47	127	147	477	194	604
Bremen			1	3	1	3
Hamburg						
Hessen	14	40	48	151	62	191
Mecklenburg-Vorpommern	39	113	83	259	122	372
Niedersachsen	128	390	99	350	227	740
Nordrhein-Westfalen	64	183	145	489	209	673
Rheinland-Pfalz	49	122	64	217	113	340
Saarland	7	18	4	13	11	31
Sachsen	10	16	12	33	22	49
Sachsen-Anhalt	14	46	61	206	75	252
Schleswig-Holstein	3	2	66	225	69	227
Thüringen	22	57	30	110	52	167
Gesamt	469	1.314	834	2.790	1.303	4.104

Datengrundlage: Registerdaten 1/2019

Werden von den genehmigten Windenergieanlagen all jene abgezogen, für die bereits Zuschläge erteilt wurden, verbleibt ein Volumen von 1.473 MW. Mehr als 900 MW entfällt davon auf Anlagen, die vor 2017 genehmigt wurden und damit grundsätzlich im Rahmen des Übergangssystems hätten realisiert werden können. Der Bundesverband WindEnergie mahnt in diesem Zusammenhang die fehlende Rechtssicherheit von Genehmigungen an und sieht darin eine der zentralen Ursachen für die aktuell zu beobachtenden Projektverzögerungen. So werde heute fast jede Genehmigung beklagt [BWE 2019b]. Tatsächlich belegen Zahlen der Fachagentur Windenergie an Land, dass bei einem Großteil der noch nicht realisierten Projekte, Klagen gegen die Genehmigung anhängig sind. Mindestens 750 MW sind der Recherche zufolge betroffen [Quentin 2019].⁵

Der Einbruch der Genehmigungszahlen in 2017 ist in weiten Teilen auf die beobachteten Vorzieheffekte und die in der Folge ausgedünnte Projekt-Pipeline zurückzuführen. Bis neue Projekte die genehmigungsreife erreichen können mehrere Jahre vergehen. So beziffert die Fachagentur Windenergie an Land in einer Studie aus dem Jahr 2015 den zeitlichen Vorlauf von Projektbeginn bis zum Antrag der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung auf durchschnittlich drei Jahre [FA Wind 2015]. Das Genehmigungsverfahren selbst nimmt der Studie zufolge nochmals rund eineinhalb Jahre in Anspruch. Bei UVP-pflichtigen Projekten verlängere sich die Genehmigungsdauer zudem um durchschnittlich 6 Monate.

⁵ Die Fachagentur Windenergie an Land hat im Rahmen der Recherche ausschließlich öffentlich zugänglichen Mitteilungen von Verbänden, Bürgerinitiativen und betroffenen Planern ausgewertet. Es handelt sich folglich um eine Momentaufnahme aus Dezember 2018. Die Fachagentur weist ausdrücklich darauf hin, dass der tatsächliche Umfang höher sein kann.

Vor dem Hintergrund der geringen Ausschreibungsbeteiligung (siehe Abschnitt 6.1.1) in den zurückliegenden Runden verwies der Bundesverband WindEnergie (BWE) auf länger dauernde Genehmigungsverfahren: zwischen 550 bis 800 Tage würden diese inzwischen in Anspruch nehmen [BWE 2019c]. Dies liegt zwar innerhalb der von der Fachagentur Windenergie an Land ausgewiesenen Spanne, der BWE legt jedoch Vergleichszahlen aus dem Rekordjahr zugrunde, denen zufolge zwischen Antragstellung und Genehmigung im Jahr 2016 im Schnitt lediglich 300 bis 400 Tage lagen [BWE 2018b]. Zudem verweist der Verband auf Erhebungen des Beratungsunternehmens enervis aus Mai 2018, wonach 10.000 MW im Genehmigungsverfahren feststeckten.

Schnellere Genehmigungsverfahren wünscht sich auch die EU und strebt mit Artikel 16 der überarbeiteten Erneuerbaren-Richtlinie (RED II) die Schaffung zentraler Anlaufstellen für die Genehmigung sowie die Festlegung einer Höchstfrist für die Dauer der Verfahren an. Letzteres sieht die Branche eher kritisch. Sie fürchtet, dass feste Fristen im Zweifel die Ablehnungsquote erhöhen. [Hanke 2018]

Die Fachagentur Windenergie an Land koordiniert seit Juli 2018 die Plattform Genehmigungssituation, an der rund 80 Akteure aus Wirtschaft, Politik und Verwaltung beteiligt sind. Ziel der Plattform ist es, bestehende Hemmnisse bei der Genehmigung von Windenergieanlagen an Land zu identifizieren und deren Abbau voranzutreiben. Nach den Ergebnissen einer Hersteller-Befragung stellt die Regionalplanung das mit Abstand größte Hemmnisfeld dar. Einen größeren Einfluss hat zudem der Artenschutz – und hier insbesondere der Vogelschutz. Dahinter reihen sich der Widerstand durch Bürgerinitiativen, Belange der Flugsicherung sowie Typ- bzw. Hersteller-Wechsel ein. [FA WIND 2019]

3.2. Stand der Technologieentwicklung

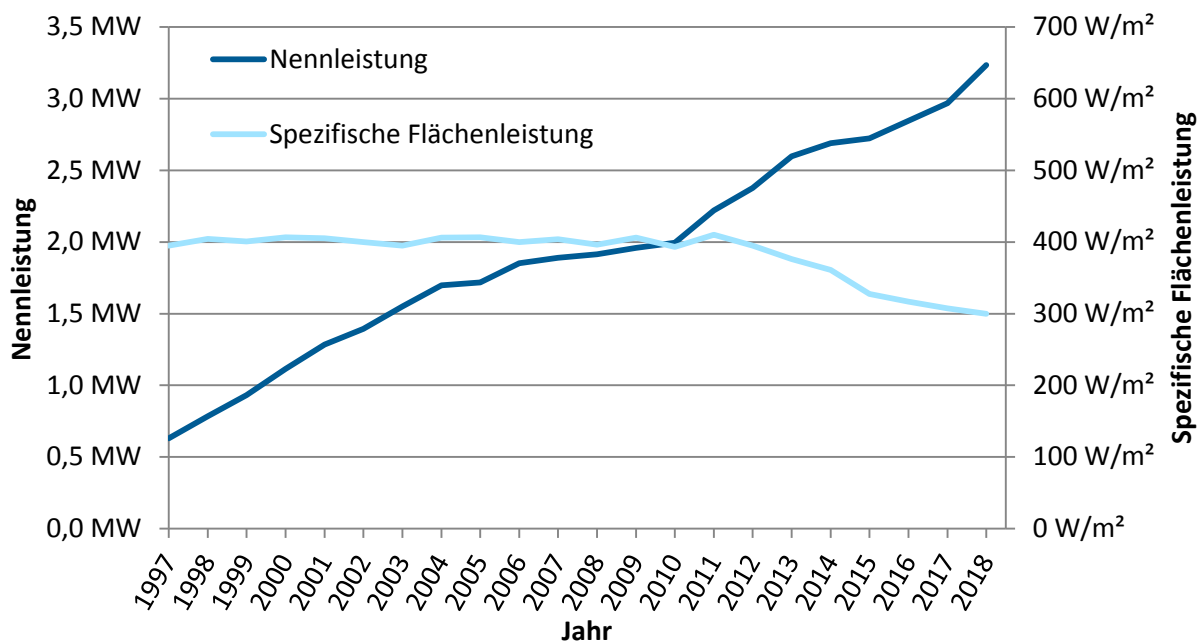
Seit Beginn des Windenergiezubaues in den 90er Jahren war die Technologieentwicklung durch ein stetiges Upscaling geprägt. Dies wird im Folgenden anhand von Kennwerten der Anlagenkonfiguration verdeutlicht. Zudem werden ein Blick auf die Marktverteilung nach Herstellern und Anlagentypen geworfen und das Thema der Anlagenlebensdauer näher betrachtet.

3.2.1. Anlagenkonfiguration

Im Folgenden wird auf die relevanten Kennwerte der Anlagenkonfiguration eingegangen.

Nennleistung und spezifische Flächenleistung

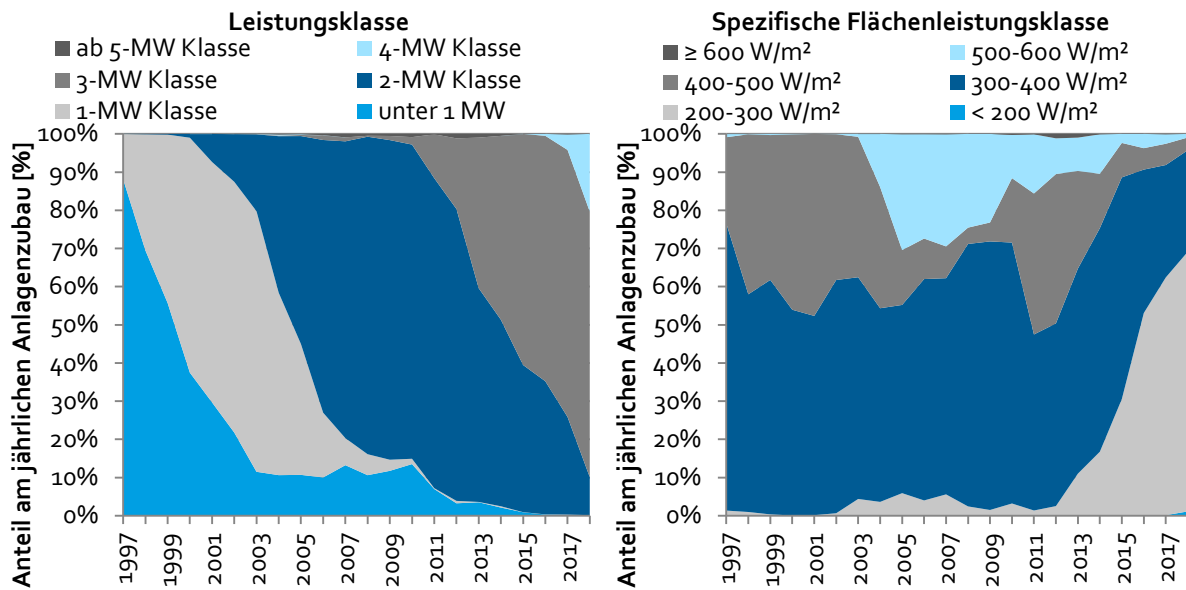
Lag die durchschnittliche Nennleistung der in Deutschland errichteten Windenergieanlagen 2000 bei nur 1,1 MW, erreichte der Zubau zehn Jahr später bereits eine durchschnittliche Anlagenleistung von 2,0 MW. Bis 2018 wuchsen die Generatoren um 60% auf 3,2MW. Die Nennleistung ist ein Indikator für die maximal 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 erzielbaren 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 2018 liegt die mittlere spezifische Flächenleistung mit 300 W/m² bereits rund 24% niedriger als 2012 (siehe Abbildung 8).



Datengrundlage: 1996-2011: BDB, 2012-2014: DWG, 2015-2019: Registerdaten 1/19. Quelle: Eigene Darstellung DWG
Abbildung 8: 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 9) 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. Doch es zeigt sich, dass sich nun auch die 4-MW Klasse am Markt etablieren konnte. Im Vergleich zum Vorjahr steigerte die 4-MW Klasse ihren Anteil von 4% auf 20% deutlich. Die 3-MW Klasse konnte ihren Anteil von 70% halten, der Anteil der 2-MW Klasse sank von 26% in 2017 auf 10% in 2018 stark. Anlagen mit mehr als 5 MW wurden zwar immer wieder errichtet, jedoch hat sich diese Anlagengröße für die Windenergienutzung an Land noch nicht im Markt durchgesetzt.

Bei der Betrachtung der spezifischen Flächenleistungsklassen lassen sich keine eindeutigen Tendenzen zur Verdrängung bestimmter Konfigurationen feststellen (siehe Abbildung 9), aber insgesamt besteht seit 2012 ein Trend zu sinkenden spezifischen Flächenleistungen. Innerhalb der letzten sechs Jahre wuchs die Bedeutung der Anlagen mit niedriger spezifischer Flächenleistung von unter 5% des jährlichen Anlagenzubaus auf knapp 70% in 2018.



Datengrundlage: 1996-2011: BDB, 2015-2016: Registerdaten 1/19 Quelle: Eigene Darstellung DWG
 Abbildung 9: Anteil der Leistungsklassen (links) und der spezifischen Flächenleistungsklassen (rechts) im Anlagenzubau in Deutschland zwischen 1997 und 2018

In der in Abbildung 10 erfolgten Auswertung der Bundesländer im Hinblick auf die spezifische Flächenleistung wird deutlich, dass vor allem in den nördlichen Bundesländern tendenziell höhere spezifische Flächenleistungen installiert werden und dort auch die höchsten Maximalwerte von bis zu 600 W/m² erreicht werden. In den südlichen Bundesländern liegt die spezifische Flächenleistung im Großteil der Projekte unterhalb von 300 W/m².

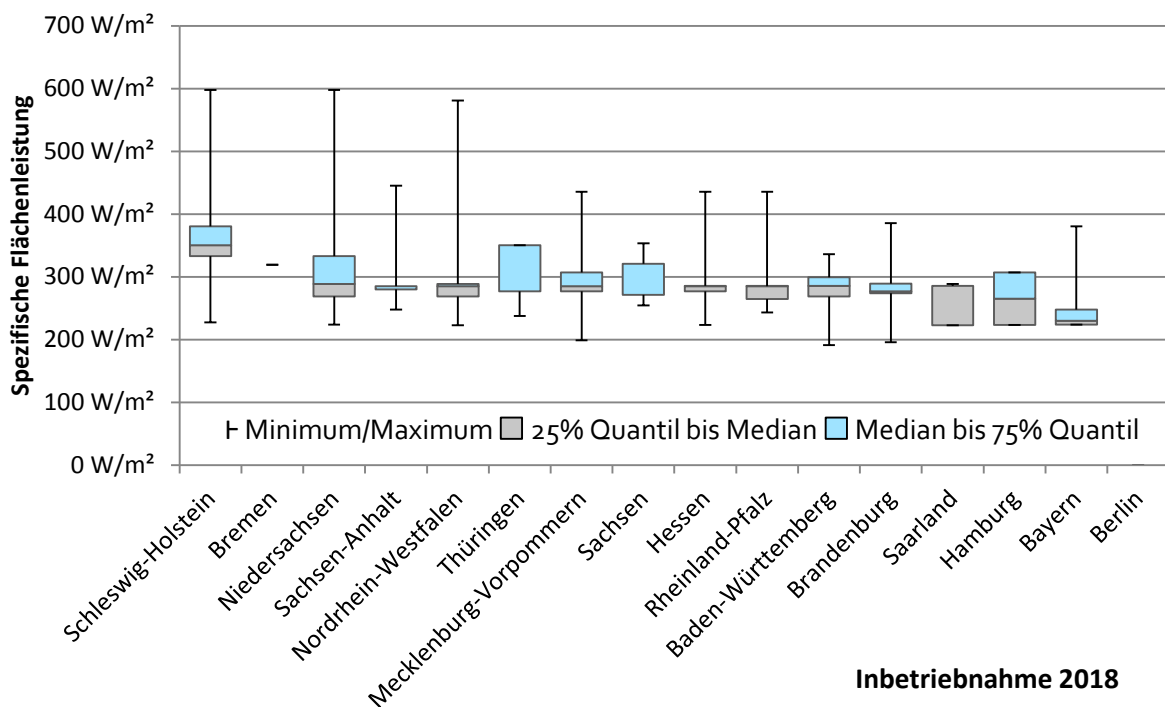
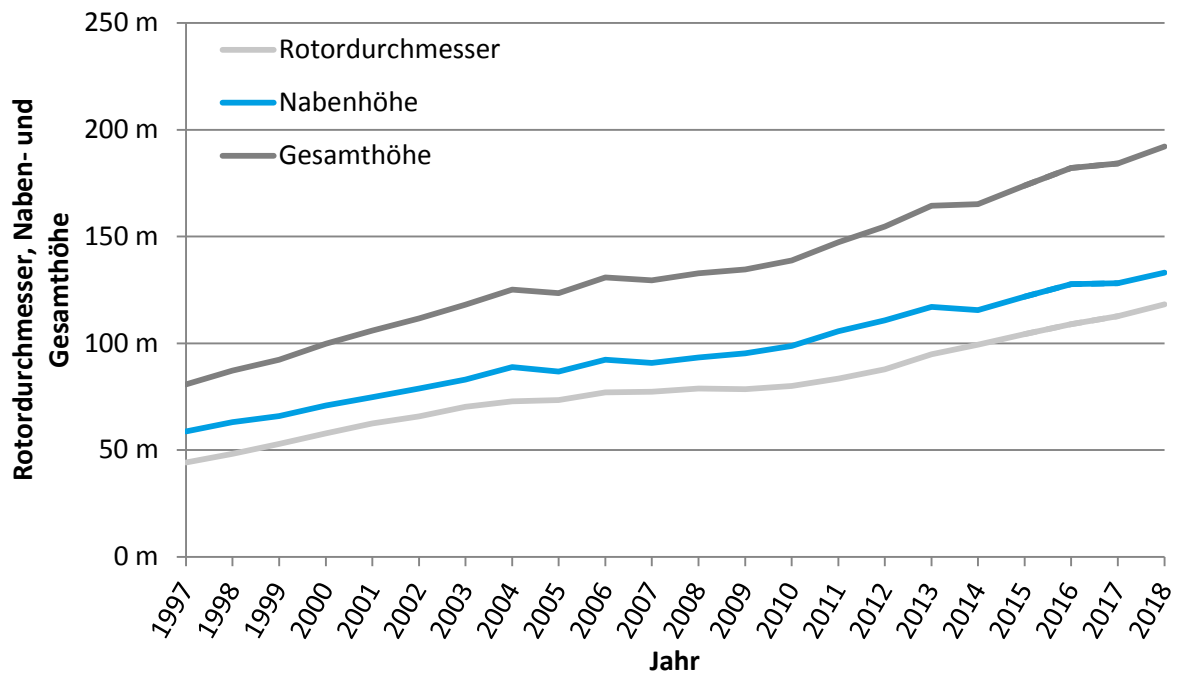


Abbildung 10: Bandbreite der spezifischen Flächenleistung im Zubau in den Bundesländern
 Datengrundlage: Registerdaten 1/19 Quelle: Eigene Darstellung DWG

Mit der Betrachtung der spezifischen Flächenleistung wurde die Entwicklung der Anlagenleistung bereits in Verbindung mit der Kenngröße des Rotordurchmessers betrachtet. Im Folgenden wird näher auf die Entwicklung der Rotordurchmesser und Nabenhöhen eingegangen.

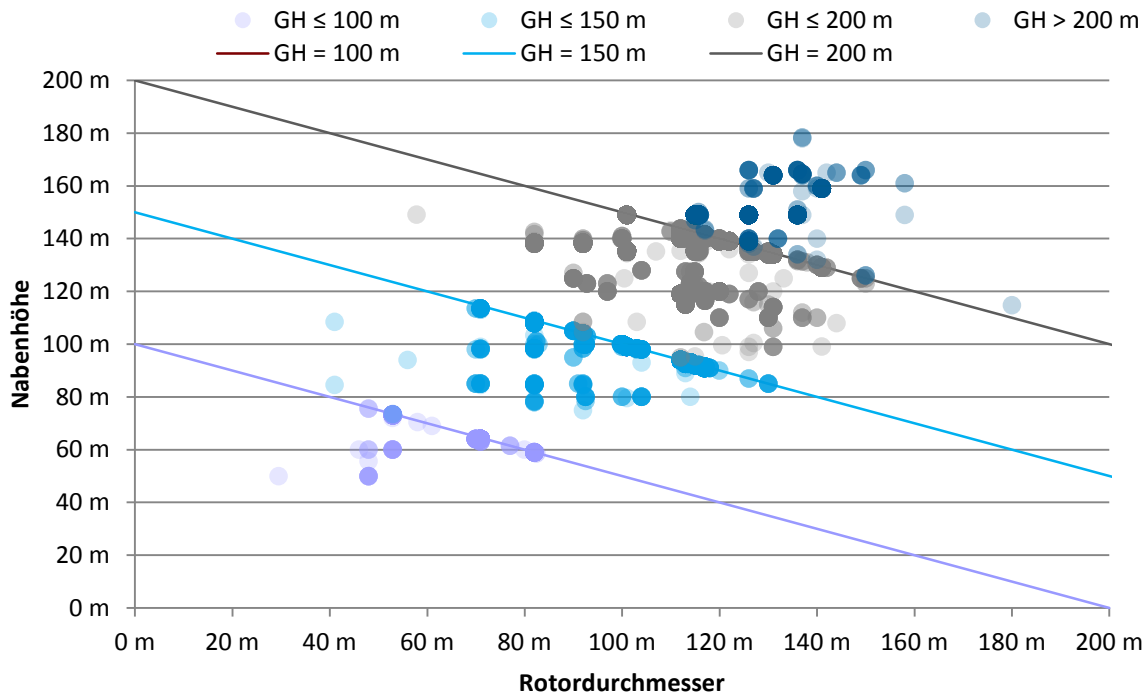
Nabenhöhe und Rotordurchmesser sowie Gesamthöhe

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 2018) liegt die durchschnittliche Nabenhöhe mit 133 m abermals um 34% höher als im Jahr 2010. Der Rotordurchmesser nahm seit 2010 im Schnitt sogar um 48% zu und erreicht 118 m im Jahr 2018. Die Gesamthöhe der errichteten Anlagen, die genehmigungsrechtlich der entscheidende Faktor ist, liegt im Zubaujahr 2018 im Mittel bei 192 m. Die Entwicklung von Rotordurchmesser, Nabenhöhe und Gesamthöhe der jährlich installierten WEA seit 1997 bis 2018 ist in Abbildung 11 dargestellt. Die in 2018 in Betrieb gegangenen Anlagen weisen größtenteils Gesamthöhen oberhalb von 180 m auf, ein Anteil von 53% lag bereits im Bereich von ≥ 200 m.



*Datengrundlage: 1996-2011: BDB, 2012-2014: DWG, 2015-2019: Registerdaten 1/19 Quelle: Eigene Darstellung DWG
Abbildung 11: Entwicklung von Rotordurchmesser, Naben- und Gesamthöhe im Anlagenzubau in Deutschland zwischen 1997 und 2018*

Abbildung 11 legt den Schwerpunkt auf eine Betrachtung der entsprechend verbundenen Gesamthöhen von Windenergieanlagen. Es wird deutlich, dass die Rotordurchmesser am oberen Rand des Spektrums (≥ 150 m) stets mit Gesamthöhen von über 200 m verbunden sind.



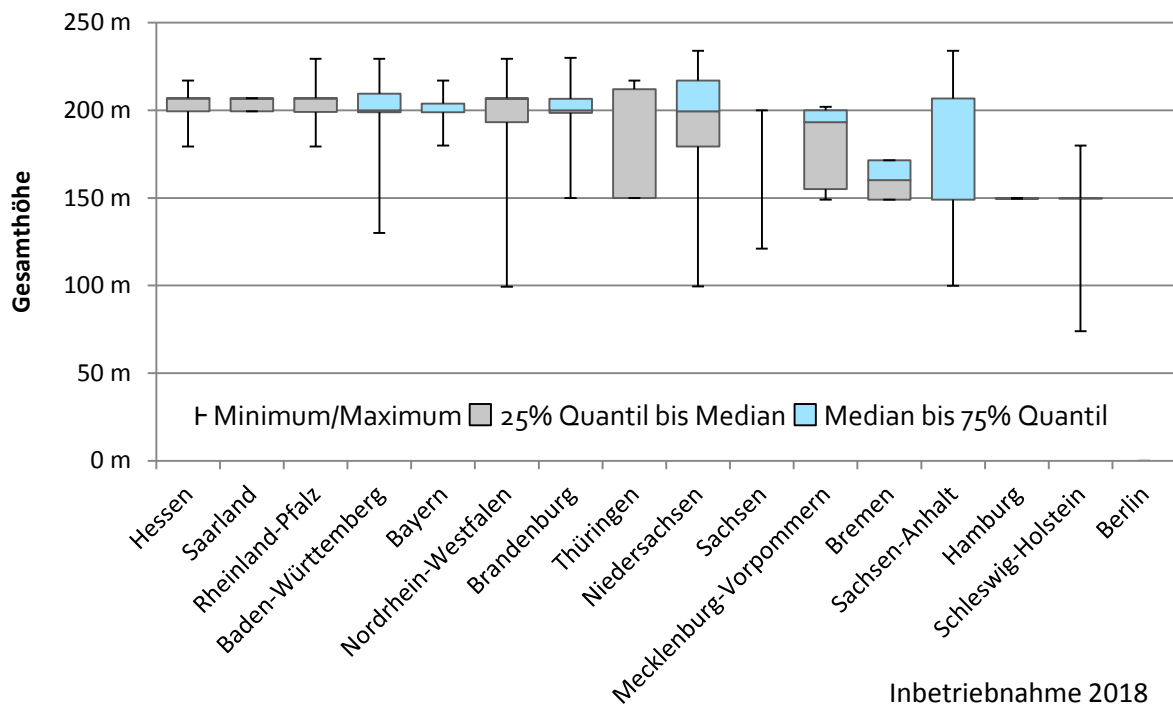
Installierte Anlagen von 2015 - 2018

Farbintensität entspricht Anlagenanzahl

Datengrundlage: Registerdaten 1/19 Quelle: Eigene Darstellung DWG

Abbildung 12: Gesamthöhe der von 2015 – 2018 installierten und genehmigten WEA

Die folgende Abbildung 13 zeigt ergänzend die durchschnittliche Gesamthöhe in den Bundesländern. Vor allem im Binnenland werden Anlagen mit größtmöglichen Rotordurchmessern gebaut und die Gesamthöhe geht mehrheitlich über die 200 m-Marke hinaus. Besonders deutlich wird dies in den Bundesländern Hessen, Saarland, Rheinland-Pfalz und Bayern, in denen 2018 keine Anlagen unter 180 m Höhe installiert wurden, die Mehrheit der Anlagen lag zwischen 200 und 210 m Gesamthöhe. Bezogen auf das Binnenland wurden nur in Sachsen-Anhalt 2018 noch mehrheitlich Anlagen unter 200 m Gesamthöhe installiert. In den Küstenbereichen werden im Vergleich geringere Gesamthöhen gewählt. In Schleswig-Holstein wird dies, u.a. aufgrund der dortigen regulatorischen Rahmenbedingungen, besonders deutlich: Die meisten Anlagen sind dort im Bereich von 150 m Gesamthöhe angesiedelt, in den Inbetriebnahmen 2018 sind allerdings auch noch deutlich geringere Gesamthöhen, bis herunter auf 76 m, verzeichnet.

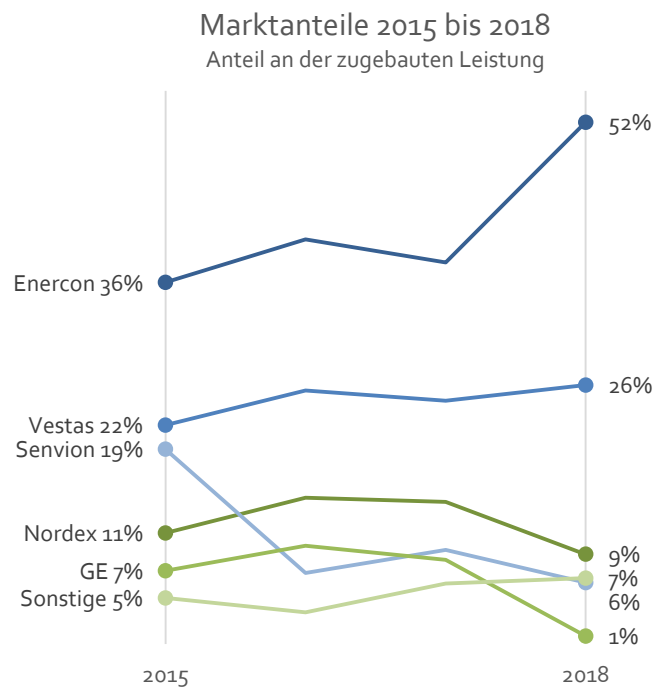


Datengrundlage: Registerdaten 1/19 Quelle: Eigene Darstellung DWG

Abbildung 13: Gesamthöhe der 2018 installierten Windenergieanlagen in den Bundesländern

3.2.2. Herstelleranteile und führende Anlagentypen

Der deutsche Markt für Windenergieanlagen an Land wird von Enercon und Vestas dominiert. In den Jahren 2015 bis 2018 teilten die beiden Hersteller rund zwei Drittel der zugebauten Leistung unter sich auf – davon entfiel 40% auf Enercon und 24% auf Vestas. Abbildung 14 zeigt die Marktanteile der fünf stärksten Hersteller im Zeitverlauf.



Datengrundlage: Registerdaten 1/19, Quelle: Eigene Darstellung DWG/ZSW

Abbildung 14: Marktanteile der Hersteller – Bruttozubau 2015 bis 2018

Größere Verschiebungen in 2018 – insbesondere zugunsten von Enercon – sind auf Sondereffekte zurückzuführen. So wurde der Zubau 2017 und 2018 von den Anlagen bestimmt, die vor dem 1. Januar 2017 eine Genehmigung erhielten und damit in das Übergangssystem fielen (siehe Abschnitt 4.1.1). Die hohe Zahl entsprechender Genehmigungen machte 2017 zum zubaustärksten Jahr in der Geschichte der Windenergie in Deutschland. Der hohe Marktanteil von Enercon im Jahr 2018 (52%) ist daher nicht auf grundlegende Verschiebungen im Wettbewerb zurückzuführen, sondern vielmehr Ausdruck von Kapazitätsbeschränkungen im Jahr 2017 – zumal die Leistung der von Enercon in Betrieb gesetzten Anlagen von 2.084 MW im Jahr 2017 auf 1.282 im Jahr 2018 zurückging.

Weltmarktführer Vestas konnte seine Marktanteile in Deutschland in den zurückliegenden Jahren geringfügig ausbauen. Ausgehend von 22% im Jahr 2015 pendelten die Anteile des dänischen Herstellers in den Folgejahren zwischen 24% und 26%.

Senvion verlor dagegen kräftig. Die Führung des Unternehmens räumte im Februar 2019 in einer Pressemitteilung »operationale Fehler« ein und hat weitere Maßnahmen zum Abbau von Ineffizienzen angekündigt. [Senvion 2019] Der Marktanteil von Senvion in Deutschland brach im Jahr 2016 abrupt ein und stabilisierte sich in der Folge auf einem Niveau von rund 7%. Im Jahr 2015 stellte Senvion noch rund ein Fünftel der zugebauten Leistung.

Nordex legte mit Ausnahme von 2018 leicht zu. Ausgehend von 11% im Jahr 2015 stieg der Marktanteil in den Jahren 2016 und 2017 auf Werte von 15% und 14%. Das Unternehmen mit Hauptsitz in Hamburg profitierte in den zurückliegenden Jahren vor allem vom Erfolg seiner auf Binnenlandstandorte ausgelegten Anlagen. Die Nordex N117/2400 rangierte in den Jahren 2015 bis 2017 jeweils unter den Top 3 der am häufigsten errichteten Windenergieanlagen in Deutschland.

Die Windenergie-Sparte von General Electric erreichte in den Jahren 2015 bis 2017 Anteile zwischen 7% und 10%. Der Einbruch auf rund 1% im Jahr 2018 dürfte auf die oben beschriebenen Sondereffekte zurückzuführen sein und stellt keinen generellen Trend dar (siehe hierzu ebenfalls Abschnitt 6.1.5).

Anlagentypen

Enercons E-115 / 3.0 MW ist die mit Abstand am häufigsten errichtete Windenergieanlage in den zurückliegenden drei Jahren. Gemäß dem Register der BNetzA wurden zwischen 2016 und 2018 insgesamt fast 600 Anlagen des getriebelosen Typs in Deutschland in Betrieb gesetzt. Mit einer Nennleistung von 3.000 kW, einem Rotordurchmesser von 115,7 m und Nabenhöhen zwischen 92 und 149 m ist die E-115 / 3.0 MW für Standorte der IEC-Windklasse IIA ausgelegt.

Die N117/2400 aus der Gamma-Serie von Nordex ging im selben Zeitraum 326 Mal in Betrieb und platziert sich damit auf Rang 2. Die für Binnenland-Standorte der IEC-Windklasse IIIa konzipierte Anlage verfügt über eine Nennleistung von 2.400 kW und einen Rotordurchmesser von 116,8 m. Drei Turmvarianten mit Höhen von 91 bis 141 sind für die N117/2400 verfügbar.

Auf Platz 3 folgt die V112-3.3 MW von Vestas. Von der Starkwindanlage (IEC-Windklasse Ib) gingen im Betrachtungszeitraum 277 Stück ans Netz. Die V112-3.3 MW hat eine Nennleistung von 3.300 kW, einen Rotordurchmesser von 112,0 m und wird mit Türmen zwischen 84 und 140 m Höhe angeboten.

Mit der E-141 EP4 / 4.2 MW und der E-126 EP4 / 4.2 von Enercon platzierten sich im Jahr 2018 zum ersten Mal Anlagen der 4-MW-Klasse unter den Top 10. Im aktuellen Produktportfolio des Herstellers (Stand 09/2018) sind die beiden Anlagentypen jedoch schon nicht mehr vertreten. Sie wichen Anlagen mit einer kompakteren, kostenoptimierten Bauweise aus der EP3-Serie, mit der Enercon designtechnisch zu seinen Anfängen zurückkehrt. Die typische Ei-Form, die Anlagen von Enercon über Jahre hinweg prägten, lässt sich nach Angaben des Herstellers für die neuen Anlagen nicht mehr umsetzen. [Enercon 2018b]

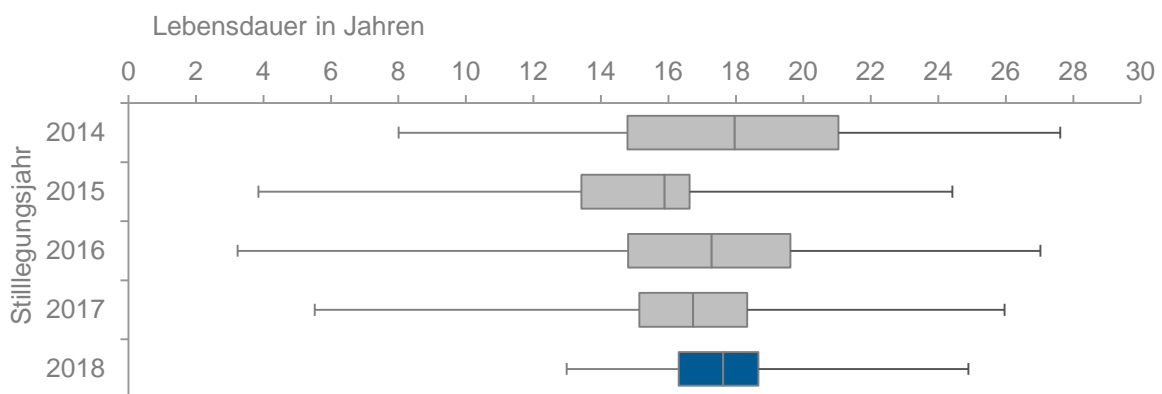
Tabelle 2: Top 10 der am häufigsten errichteten Windenergieanlagen in Deutschland 2016–2018

Rang	2016		2017		2018	
	Anlagentyp	Anzahl	Anlagentyp	Anzahl	Anlagentyp	Anzahl
1	E-115 / 3.0 MW	156	E-115 / 3.0 MW	253	E-115 / 3.0 MW	190
2	N117/2400	151	N117/2400	155	E-141 EP4 / 4.2 MW	69
3	E-101 / 3.05 MW	144	E-82 E2 / 2.3 MW	146	V126-3.45 MW	53
4	V112-3.3 MW	119	V112-3.3 MW	138	E-126 EP4 / 4.2 MW	41
5	GE 2.75-120	110	V126-3.3 MW	111	E-101 / 3.05 MW	30
6	V126-3.3 MW	101	GE 2.75-120	102	N131/3300	23
7	E-82 E2 / 2.3 MW	96	E-101 / 3.05 MW	93	E-82 E2 / 2.3 MW	22
8	E-92 / 2.35 MW	83	N131/3300	74	N117/2400	20
9	E-70 E4 / 2.3 MW	66	E-92 / 2.35 MW	72	V112-3.3 MW	20
10	GE 2.5-120	39	V126-3.45 MW	47	E-92 / 2.35 MW	18

3.2.3. 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.

Die durchschnittliche tatsächliche Lebensdauer der im Jahresverlauf 2018 stillgelegten Anlagen liegt bei 18 Jahren. Im Vergleich zu 2017 ist die durchschnittliche Lebensdauer damit um ein Jahr gestiegen. In 2017 lag die Lebensdauer der stillgelegten Anlagen wie bereits in 2016 bei 17 Jahren. Im Jahr 2015 war die durchschnittliche Lebenszeit noch etwas kürzer. In 2014 lag die Lebensdauer im Durchschnitt bei 18 Jahren, ähnlich wie 2018. Durch die Untersuchung wird deutlich, dass die stillgelegten Anlagen oftmals ihre Entwurfslebensdauer von 20 Jahren noch nicht erreicht haben. In 2018 liegt die geringste Spannweite zwischen minimaler Lebensdauer (13 Jahre) und Entwurfslebensdauer (20 Jahre) vor, die durchschnittliche Lebensdauer liegt mehrheitlich zwischen 16 und 19 Jahren (siehe Abbildung 15).



Datengrundlage: Registerdaten 1/19 Quelle: Eigene Darstellung DWG/ZSW

Abbildung 15: Median, Quartile sowie Minima und Maxima der Lebensdauer der stillgelegten WEA nach Stilllegungsjahr

Neben dem frühzeitigeren Abbau kann je nach Standort andererseits auch ein Betrieb von Windenergieanlagen über die 20 Jahre hinaus 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:

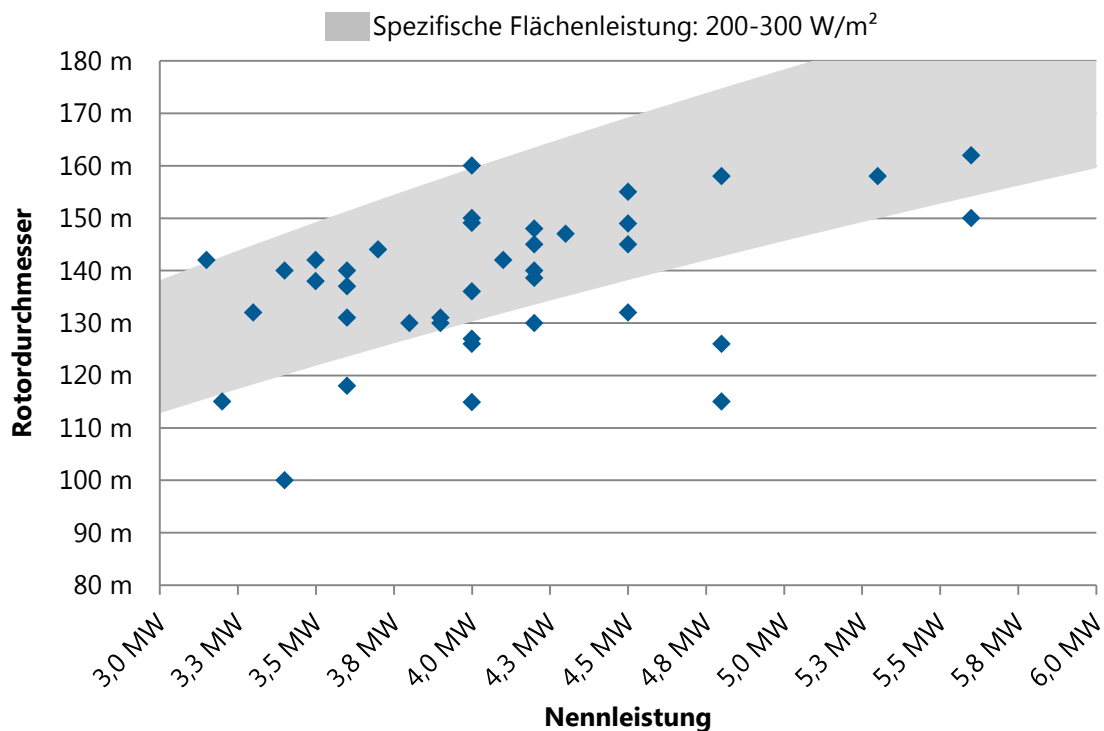
- Richtlinie für Windenergieanlagen des DIBt: Enthält eine Festlegung, wie in Bezug auf den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen zu verfahren ist. Die Richtlinie bezieht sich auf die „Richtlinie für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen“ aus dem Jahr 2009 des GL [GL 2009].
- Standard von DNV GL aus 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 (siehe hierzu Kapitel 5.2.7).

3.2.4. Tendenzen zur zukünftigen Technologieentwicklung

Für die weitere Entwicklung der Windenergieanlagen-Technologie ist ein Fortschreiten des Upscalings zu erwarten. Bei den derzeit bekannten Prototypen stehen Anlagen $>3,5$ MW im Vordergrund. Eine Auswertung dieser aktuell angekündigten Anlagentypen im Hinblick auf die Kennwerte Nennleistung und Rotordurchmesser zeigt Abbildung 16. Zusätzlich macht die Grafik deutlich, dass die meisten dieser Anlagen über eine eher geringe spezifische Flächenleistung zwischen 200 und 300 W/m² verfügen.



Datengrundlage: Eigene Recherche DWG, Quelle: Eigene Darstellung DWG

Abbildung 16: Rotordurchmesser und Leistung angekündigter und errichteter Prototypen ab 3 MW

In den letzten Jahren bestand die Tendenz, vorhandene Anlagentypen mit großem Rotordurchmesser mit einem größeren Generator ausgestattet. Nun folgt die neue Generation von Anlagen mit einer Nennleistung von 4 MW und darüber bei verschiedenen Herstellern, die jeweils neue leistungsstärkere Plattformen anbieten. Diese sehen deutlich gestiegene Rotordurchmesser vor, die mehrheitlich im Bereich von 120 bis über 160 m liegen – ebenso steigen die Nabenhöhen. Beispiele für Anlagen im oberen Bereich des Spektrums sind die Nordex Delta4000 N149/4500 (mit Nabenhöhen von bis zu 164 m) sowie die GE Cypress 4.8 bzw. 5.3-158 (bis 161 m Nabenhöhe) und die Vestas EnVentus V162-5.6 MW (bis 166 m Nabenhöhe). Diese Anlagentypen erreichen bei Wahl der größten verfügbaren Nabenhöhen somit eine Gesamthöhe von 240 m und darüber.

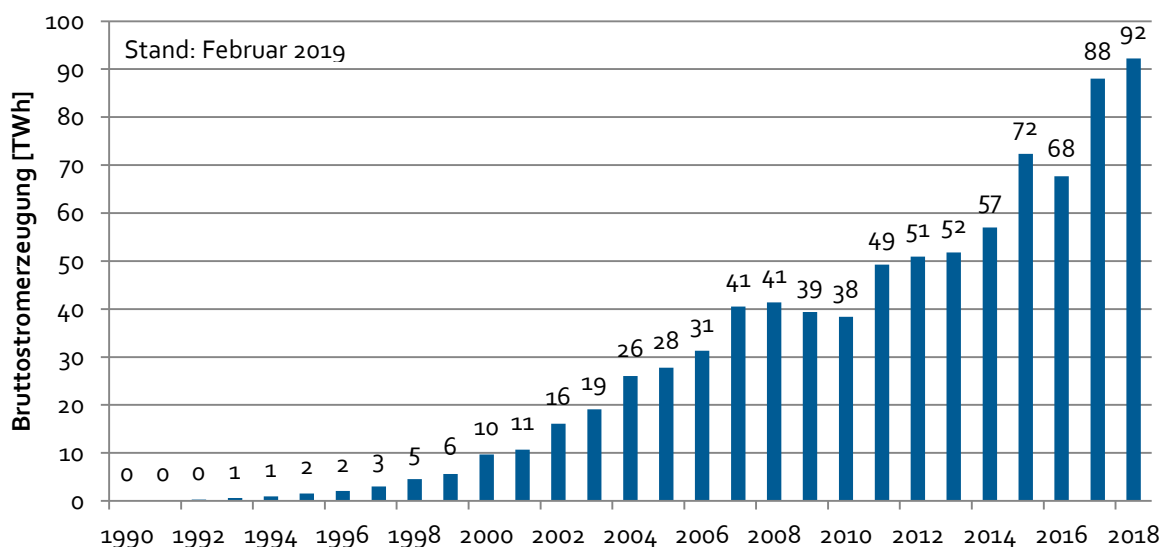
Es ist davon auszugehen, dass die Einführung des Ausschreibungssystems einen verstärkten Druck auf die Technologieentwicklung in Richtung leistungsstärkerer Anlagen bewirkt hat. Anlagen mit geringer spezifischer Flächenleistung haben sich laut im Rahmen dieses Vorhabens durch die Deutsche WindGuard vorgenommener Untersuchungen insbesondere im Binnenland als unerlässlich erwiesen, um im Wettbewerb gegen windstärkere Standorte zu bestehen (vgl. Kapitel 5.3.1). Wie oben bereits beschrieben, sinkt die durchschnittliche spezifische Flächenleistung seit 2012 stetig, jedoch wiesen zunächst nur Anlagen mit niedrigerer Nennleistung auch eine niedrige spezifische Flächenleistung auf. Aufgrund der erfolgten voran geschrittenen Vergrößerung der Rotordurchmesser in den neuen Plattformen sind Anlagen mit niedriger spezifischer Flächenleistung auch im Segment der größeren Anlagenleistungen von über 4 MW zunehmend verfügbar.

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 2018 betrug die Stromerzeugung aus Windenergie an Land 92,9 TWh. [AGEE-Stat 2019] In Abbildung 17 ist die zeitliche Entwicklung der Windstromerzeugung an Land dargestellt.



Datengrundlage: AGEE-Stat 2019 Quelle: Eigene Darstellung DWG

Abbildung 17: 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 bspw. 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

Im Folgenden wird betrachtet, welche Volllaststunden Windenergieanlagen in Deutschland in den vergangenen Jahren erreicht haben. Volllaststunden drücken aus, wie viele Stunden eine Windenergieanlage theoretisch mit Volllast betrieben werden müsste, um den Energieertrag zu erreichen, der in einem bestimmten Bezugszeitraum (üblicherweise einem Jahr) erzielt wurde. Alternativ zu den Volllaststunden werden auch oftmals Kapazitätsfaktoren dargestellt, die dem Verhältnis der Volllaststunden zu den Gesamtstunden eines Jahres entsprechen. In erster Linie werden die Volllaststunden einer Windenergieanlage von der Windhöffigkeit am Anlagenstandort und der gewählten Technologie beeinflusst. Mit der Technologieauswahl werden insbesondere durch die Nabenhöhe

und die spezifische Flächenleistung die Volllaststunden an einem gegebenen Standort beeinflusst. Aufgrund der unterschiedlichen Windjahre variieren die Volllaststunden zudem im Zeitverlauf. Weiterhin haben weitere Aspekte, wie beispielsweise Abregelungen durch Einspeisemanagement (EinsMan) und genehmigungsrechtliche Auflagen oder die technische Verfügbarkeit einen Einfluss auf die Volllaststunden.

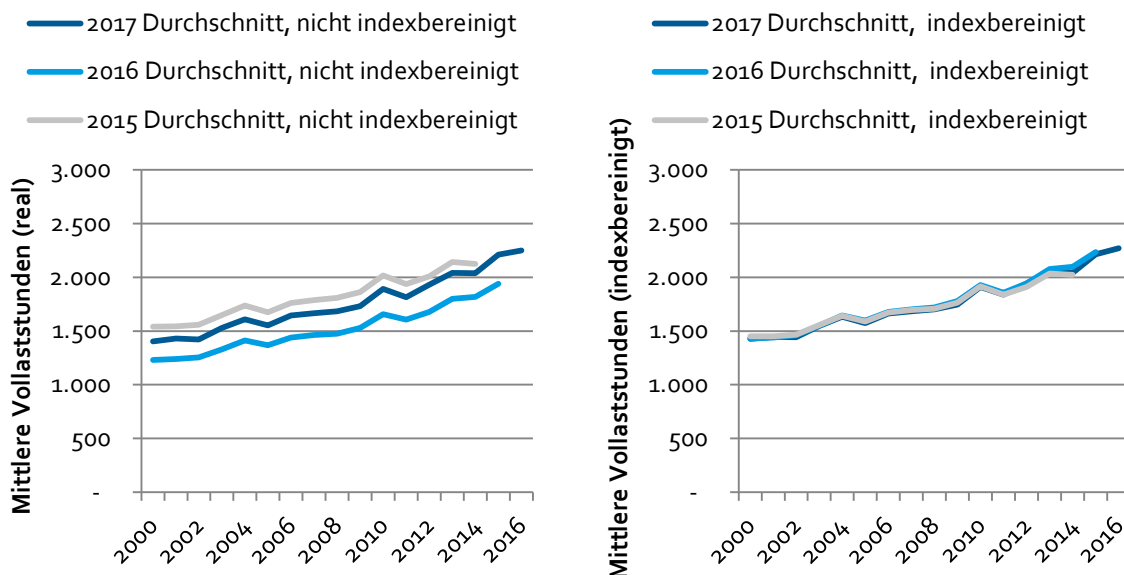
Im Vorhabensverlauf wurden die Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber hinsichtlich der Volllaststunden untersucht. Betrachtet werden dabei die Bewegungsdaten der Betriebsjahre 2015, 2016 und 2017. Ausgeschlossen von den Betrachtungen werden Anlagen, die im jeweiligen Betriebsjahr in Betrieb oder außer Betrieb genommen wurden, weiterhin alle Anlagen, die eine Nennleistung unter 20 kW aufweisen, sowie Datensätze die mit weniger als 200 Volllaststunden bewertet sind. Neben den realen Volllaststunden werden die indexbereinigten Volllaststunden ermittelt. Diese werden mittels des BDB-Ertragsindex aus den realen Volllaststunden unterschieden nach der jeweiligen Region, in der die Anlage errichtet ist, berechnet.

Für die Jahre 2015 bis 2017 ergeben sich real im Durchschnitt über die Anlagen (nicht gewichtet) Volllaststunden von 1.720 Stunden in 2015, 1.438 Stunden in 2016 und 1.682 Stunden in 2017. Der Unterschied zwischen 2015 und 2016 liegt dabei bei -15%, von 2016 auf 2017 werden wiederum um 20% höhere Volllaststunden erreicht. Den Angaben liegt dabei nicht derselbe Anlagenbestand zugrunde, da durch Inbetriebnahmen und Stilllegungen Anlagen hinzukommen und wegfallen. Die Unterschiede sind dennoch größtenteils auf die Qualität der Windjahre zurückzuführen. Nach Bereinigung der Volllaststunden mittels eines Ertragsindex, ergeben sich folgende Werte für den jeweils betrachteten Gesamtbestand: von 1.627 Stunden in 2015, 1.669 Stunden in 2016 und 1.698 Stunden in 2017. Die Unterschiede zwischen 2015 und 2016 liegen bei den indexbereinigten Volllaststunden bei nur noch -2%, zwischen 2016 und 2017 bei -3%. Im Mittel über die drei betrachteten Jahre liegen die Volllaststunden bei 1.665 Stunden über alle installierten Anlagen.

Betrachtet man die Volllaststunden kapazitätsgewichtet, also bezogen auf die installierte Leistung anstatt auf die einzelnen Anlagen, ergeben sich höhere Werte. Das bedeutet, dass Anlagen mit größerer Nennleistung im Schnitt höhere Volllaststunden aufweisen als Anlagen mit niedrigerer Nennleistung. Gewichtet nach der Nennleistung ergibt sich ein Schnitt von 1.763 Volllaststunden nach Indexbereinigung über die drei Betriebsjahre. Die kapazitätsgewichteten Volllaststunden sind der Wert, der auf die insgesamt installierte Leistung anzulegen ist, um aus den Volllaststunden den im Mittel zu erwartenden Energieertrag zu ermitteln. Durch das sich verändernde Anlagenportfolio und veränderliche Effekte (wie beispielsweise die Abregelung) ist dieser Wert nicht konstant sondern zukünftig veränderlich.

Um eine vertiefte Einordnung der Entwicklung der im Mittel erzielten (indexbereinigten, nicht gewichteten) Volllaststunden zu ermöglichen, erfolgte im Folgenden 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, EinsMan-Maßnahmen etc.) wirken.

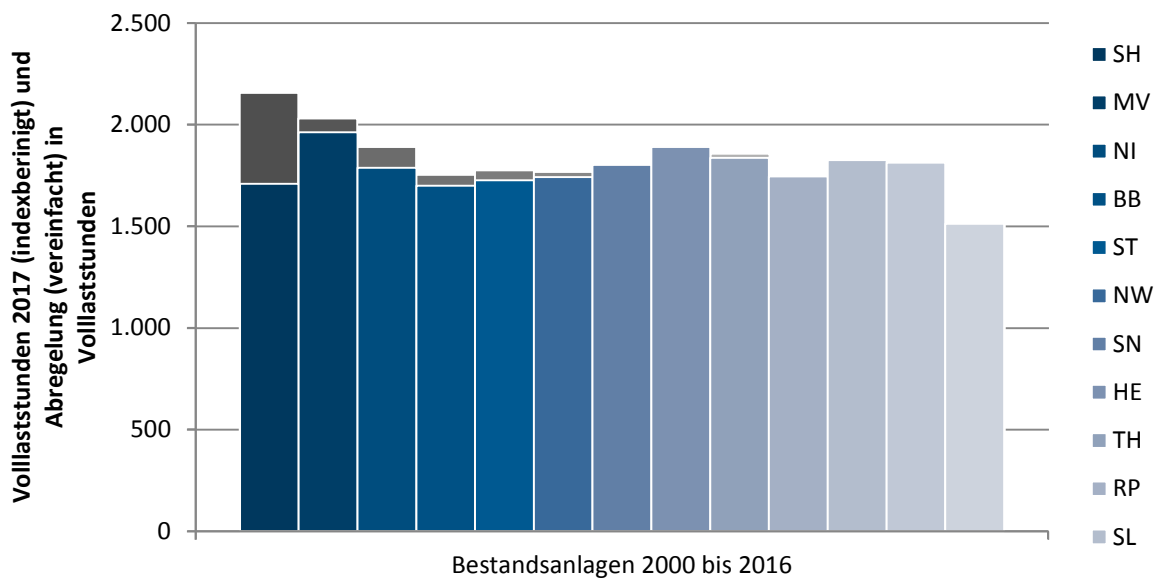
Abbildung 18 zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen Volllaststunden von Windenergieanlagen nach Inbetriebnahmejahren im Zeitverlauf. Es wird deutlich, dass die durchschnittliche Volllaststundenanzahl gestiegen ist je später die Anlage errichtet wurde. Dies ist einerseits auf die bessere Auslastung der modernen Technologien durch optimierte Leistungskennlinien und gesteigerte Nabenhöhen zurückzuführen. Andererseits zeigen Untersuchungen, dass die Energieerträge von Windparks mit zunehmendem Alter aufgrund von mechanischem 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, windhöffige Flächen wieder für den Zubau zur Verfügung stehen.



Datengrundlage: BNetzA 2016, BNetzA 2017, Netztransparenz 2018, Netztransparenz 2018a, BDB 2017, Quelle: Eigene Darstellung DWG

Abbildung 18: Mittlere reale Volllaststunden (links) und indexbereinigte Volllaststunden (rechts) nach Inbetriebnahmejahren im Zeitverlauf (auf Basis der Windjahre 2015 bis 2017)

In Abbildung 19 wurde ergänzend eine regionale Auswertung der indexbereinigten Volllaststunden (in blau) von zwischen 2000 und 2016 installierten Bestandsanlagen auf Basis des Windjahres 2017 vorgenommen. Die regionalen Unterschiede sind insgesamt nicht sehr groß. Es lässt sich zudem hinsichtlich der indexbereinigten Volllaststunden kein generelles Nord-Süd-Gefälle erkennen, was sich dadurch begründen lässt, dass sich die Volllaststunden im Norden (insbesondere in Schleswig-Holstein) aufgrund von Abregelungen im Rahmen des Einspeisemanagements reduziert darstellen. In Abbildung 19 ist die vereinfacht ermittelte Abregelung in Volllaststunden bezogen auf die kumulierte Leistung in grau dargestellt. Damit wird der Einfluss der Abregelung auf die mittleren Volllaststunden verdeutlicht. Weiterhin konnten mit der fortgeschrittenen Technologieentwicklung (Schwachwindanlagen) auch in weniger windstarken Gebieten die Volllaststunden erhöht werden konnten.



Datengrundlage: Netztransparenz 2018, Netztransparenz 2018a, BDB 2017, BNetzA 2019c
Quelle: Eigene Darstellung DWG

Abbildung 19: Mittlere indexbereinigte Volllaststunden von zwischen 2000 und 2016 installierten Bestandsanlagen (auf Basis der Windjahres 2017) nach Bundesländern (von Norden nach Süden sortiert)

Für die Vergütung des Windstroms ist nicht die Volllaststundenzahl sondern das Verhältnis des Energieertrags der Anlage zum Energieertrag des Anlagentyps am Referenzstandort (Standortgüte) relevant. Der Zusammenhang zwischen Volllaststunden und Standortgüte ist von der jeweiligen Anlagentechnologie und der zugehörigen Leistungskurve abhängig. Bei entsprechenden Nabenhöhen erreichen gängige Schwachwindanlagen auch im Binnenland häufig über 2.500 Volllaststunden. Am Referenzstandort können mit durchschnittlicher Anlagentechnologie deutlich über 3.000 Volllaststunden generiert werden. Abweichend davon teils zu beobachtende 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.

Aufgrund der Technologieabhängigkeit und der Beeinflussung durch EinsMan lässt sich die Qualität eines Anlagenstandorts nur bedingt über die Volllaststunden bewerten. Die je Anlage erzeugte Strommenge kann bei niedrigen Volllaststunden höher sein als bei hohen, wenn die Anlagenleistung bei gleicher Rotorflächen erhöht ist, da die Erzeugung nicht durch die Anlagenauslegung in Zeiträumen mit starkem Wind beschränkt ist und somit die Stundenanzahl im Volllastbereich zwar reduziert, die Erzeugung jedoch erhöht wird. In Kapitel 3.2.4 wurde dargestellt, dass neu angekündigte Anlagentypen zumeist über eine geringe spezifische Flächenleistung verfügen, wenn diese Kennzahl tatsächlich im Bestandsdurchschnitt weiter und ggf. noch spürbarer sinkt, werden sich die durchschnittlich zu beobachtenden Volllaststunden tendenziell weiter erhöhen.

3.4. Ausblick auf den möglichen Zubau bis 2030

Das EEG 2017 zielt darauf ab, den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch auf 40 bis 45% bis zum Jahr 2025 zu steigern. Bis zum Jahr 2035 soll ein Anteil von 55 bis 60%, bis zum Jahr 2050 ein Anteil von mindestens 80% erreicht werden. Die Nutzung der

Windenergie an Land soll hierzu kontinuierlich ausgebaut werden. Konkret sieht das Gesetz einen jährlichen Brutto-Zubau von 2.900 MW ab dem Jahr 2020 vor.

Im Koalitionsvertrag vom 12. März 2018 [CDU et al. 2018] haben sich CDU, CSU und SPD darauf verständigt, das Erneuerbaren-Ziel anzuheben. Sofern die Netze es zulassen, soll der Anteil am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2030 auf 65% steigen. Bis Herbst 2019 will die Bundesregierung hierzu neue Ausbaupfade für die Erneuerbaren beschließen. Die Ergebnisse der »Kohle-Kommission« [BMW 2019b] sollen dabei ebenso berücksichtigt werden wie die Empfehlungen der Arbeitsgruppe »Akzeptanz/Energiewende«, die seit Frühjahr 2019 unter anderem über konkrete Maßnahmen zum weiteren Ausbau der Windenergienutzung berät.⁶ Eine entsprechende Ankündigung enthält der Entwurf des Nationalen Energie- und Klimaplan (NECP) [BMW 2019], den die Bundesregierung Anfang 2019 der EU-Kommission vorgelegt hat. Der NECP ist Teil des Governance-Systems und soll die Erreichung der Energie- und Klimaziele der EU für 2030 unterstützen. Die Frist für die Vorlage der finalen Pläne läuft am 31. Dezember 2019 ab. Bis dahin will die Bundesregierung ihren Entwurf konsultieren und fortentwickeln.

Bisher existiert keine offizielle Übersetzung des 65%-Ziels in ein konkretes Teilziel für die Windenergie an Land. Wenn die durch die Windenergie an Land zu erbringende Energiemenge bestimmt ist, hängt die sich daraus abzuleitende Zubauleistung wiederum insbesondere von Annahmen zu Rückbau und zukünftigen Volllaststunden von Windenergieanlagen ab. Die BNetzA hat in ihrer Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030 an die ÜNB vom 15. Juni 2018 Bezug auf das 65%-Ziel genommen und die in den unterschiedlichen Szenarien vorgesehenen Zubaumengen für die Windenergie an Land erhöht (im Durchschnitt der Szenarien A-C sind 80 GW bis 2030 vorgesehen). [BNetzA 2018] Im derzeitigen ÜNB-Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan 2030 sind die neu definierten Mengen allerdings noch nicht berücksichtigt. Im Folgenden werden die durch die BNetzA genannten Mengen heran gezogen, um eine Annäherung in Bezug auf das 65%-Ziel für den Teilbereich Windenergie vornehmen zu können.

Ob der angestrebte und benötigte Zubau aus Windenergie an Land tatsächlich stattfinden wird, hängt neben der entsprechenden Anpassung der Ausschreibungsmengen von den zur Verfügung stehenden Projekten mit entsprechendem Planungsstand ab. Für 2019 ist zunächst von einem geringen Zubauniveau von etwa 2.000-2.500 MW auszugehen. Aus den 2017 erteilten Zuschlägen wird kein nennenswertes Volumen erwartet und in 2018 wurde aufgrund des geringen Teilnahmeverhaltens weniger als die insgesamt ausgeschriebene Menge bezuschlagt. Gleichzeitig wird derzeit keine ausreichende Anzahl an Genehmigungen erteilt und die Bundesländer sehen teils restriktive Bedingungen für die Windenergie vor, oder Planungen stocken aus planungsrechtlichen Gründen. Auch auf Bundesebene werden pauschale Abstandsvorgaben und Höhenbegrenzungen diskutiert, was sich beschränkend in Bezug auf weitere Genehmigungen und Planungen auswirken könnte.

Neben dem zu erwartenden Zubau bis 2030 wirkt sich der parallel stattfindende Rückbau in relevanter Weise auf die Frage der Zielerreichung aus. Bei der Festlegung von an der Zielerreichung orientierten Ausschreibungsmengen muss stets auch der erwartete Rückbau berücksichtigt werden. 2018 wurden Anlagen durchschnittlich mit einem Alter von 18 Jahren zurückgebaut, allerdings ist

⁶ Die Arbeitsgruppe Akzeptanz/Energiewende besteht aus Abgeordneten der Regierungsparteien. Sie traf sich am 16. Januar 2019 zu ihrer ersten Sitzung und soll noch bis Ende März 2019 über Maßnahmen zum Erhalt der Akzeptanz für die Energiewende beraten.

der Grund in vielen Fällen ein Repowering der entsprechenden Projekte. Gleichzeitig erreicht derzeit ein zunehmender Anteil an Anlagen seine technische Entwurfslebensdauer von 20 Jahren und geht in den sogenannten Weiterbetrieb. Nach 2020 endet für alle Anlagen mit einem Alter von 20 Jahren aufwärts die EEG-Vergütung (zunächst betrifft dies ca. 4 GW, in den Folgejahren ab 2021 etwa 2.400 MW pro Jahr). Für diese ist noch nicht im Detail abzuschätzen, wie lange diese im Rahmen der Sonstigen Direktvermarktung zu den dann geltenden Marktbedingungen weiter betrieben werden können und für wie lange dies technisch jeweils möglich ist.

Im Folgenden wird im Sinne eines Ausblicks und zur näheren Verdeutlichung der beschriebenen Zusammenhänge eine grobe Abschätzung des Zubauverlaufs und der potenziellen Stromproduktion bis 2030 unter definierten Annahmen vorgenommen. Hierbei erfolgen die in Tabelle 3 dargestellten Szenario-Variationen.

Tabelle 3: Szenario-Variationen zur Abschätzung des Zubauverlaufs und der potenziellen Stromproduktion aus Windenergie an Land bis zum Jahr 2030

	Ausschreibungsmenge	Installierte Leistung im Jahr 2030	Rückbau	Steigerung der Volllaststunden
Szenario 1	gemäß EEG 2017	58 GW	nach 15-20 Jahren	2%
Szenario 2	orientiert an BNetzA-Vorgaben unter Berücksichtigung des 65%-Ziels (ca. 80 GW) [BNetzA 2018]	80 GW	nach 15-20 Jahren	2%
Szenario 3	gemäß EEG 2017	70 GW	nach 20-25 Jahren	2%
Szenario 4	orientiert an BNetzA-Vorgaben unter Berücksichtigung des 65%-Ziels (ca. 80 GW) [BNetzA 2018]	80 GW	nach 20-25 Jahren	2%

Die im Folgenden ausgewiesenen Werte zur Stromerzeugung werden auf Basis von aus den ÜNB-Stammdaten ermittelten durchschnittlichen Volllaststunden berechnet. Für die 2016-2018 konnte zur Prüfung dieser Methodik ein Vergleich zwischen auf diese Weise berechneter und tatsächlicher Stromerzeugung vollzogen werden. Für das Jahr 2016 lag die auf diese Weise ermittelte Abweichung bei 9 TWh, für 2017 bei 3 TWh und 2018 waren die berechneten Ergebnisse übereinstimmend mit der realen Erzeugung. Die Ergebnisse rechtfertigen somit die angewendete Methodik.

In allen Szenarien wird die Annahme zugrunde gelegt, dass ab 2016 eine jährliche Steigerung der durchschnittlichen Volllaststunden für die Windenergie an Land von 2% erreicht wird. Für das Jahr 2019 wird in allen Szenarien ein Zubau von 2.000 MW angenommen, und für die Jahre danach gilt die vereinfachte Annahme, dass die jeweils ausgeschriebenen Mengen (inkl. Sonderausschreibungsmengen) innerhalb eines Jahres vollständig umgesetzt werden.

Szenario 1

Die folgende Abbildung 20 zeigt die Entwicklung der Stromerzeugung aus Windenergie an Land für Szenario 1. Die Stromerzeugung aus verschiedenen Zubau-Jahrgängen ist durch farbliche Abstufungen ausgewiesen. In diesem Szenario beträgt der durchschnittliche jährliche Rückbau bis

2030 rund 2.400 MW pro Jahr. Es wird ein Bestand von rund 58,5 GW bis 2030 erreicht und die Stromerzeugung in 2030 beträgt ca. 140 TWh.

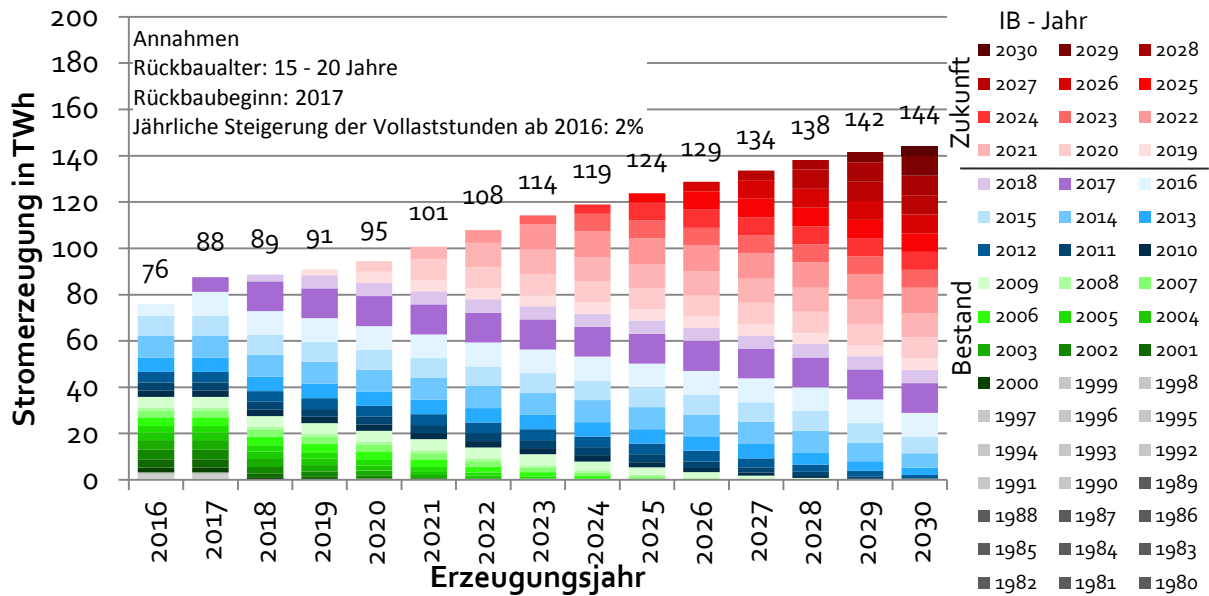


Abbildung 20: Entwicklung der Stromerzeugung aus Windenergie an Land in Szenario 1

Szenario 2

Die folgende Abbildung 21 zeigt die Entwicklung der Stromerzeugung aus Windenergie an Land für Szenario 2. Auch hier wird ein durchschnittlicher jährlicher Rückbau bis 2030 rund 2.400 MW pro Jahr zugrunde gelegt. Gemäß der Grundannahme wird ein Bestand von rund 80 GW bis 2030 erreicht und die Stromerzeugung in 2030 beträgt ca. 200 TWh. Um die 80 GW in diesem Szenario zu erreichen, müssten im Vergleich zum Szenario 1 ab 2020 jährlich rund 2.160 MW zusätzlich zu den nach EEG 2017 vorgesehenen Mengen ausgeschrieben werden.

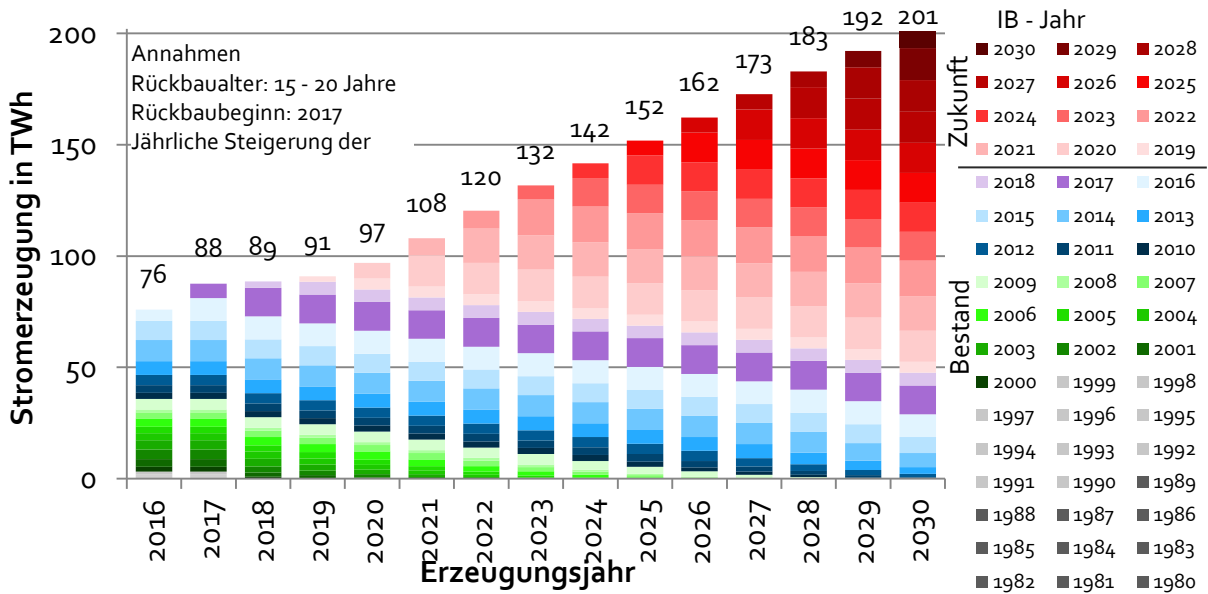


Abbildung 21: Entwicklung der Stromerzeugung aus Windenergie an Land in Szenario 2

Szenario 3

Die folgende Abbildung 22 zeigt die Entwicklung der Stromerzeugung aus Windenergie an Land für Szenario 3. In diesem Szenario beträgt der durchschnittliche jährliche Rückbau bis 2030 rund 1.550 MW pro Jahr. Es wird ein Bestand von rund 69,6 GW bis 2030 erreicht und die Stromerzeugung in 2030 beträgt ca. 170 TWh.

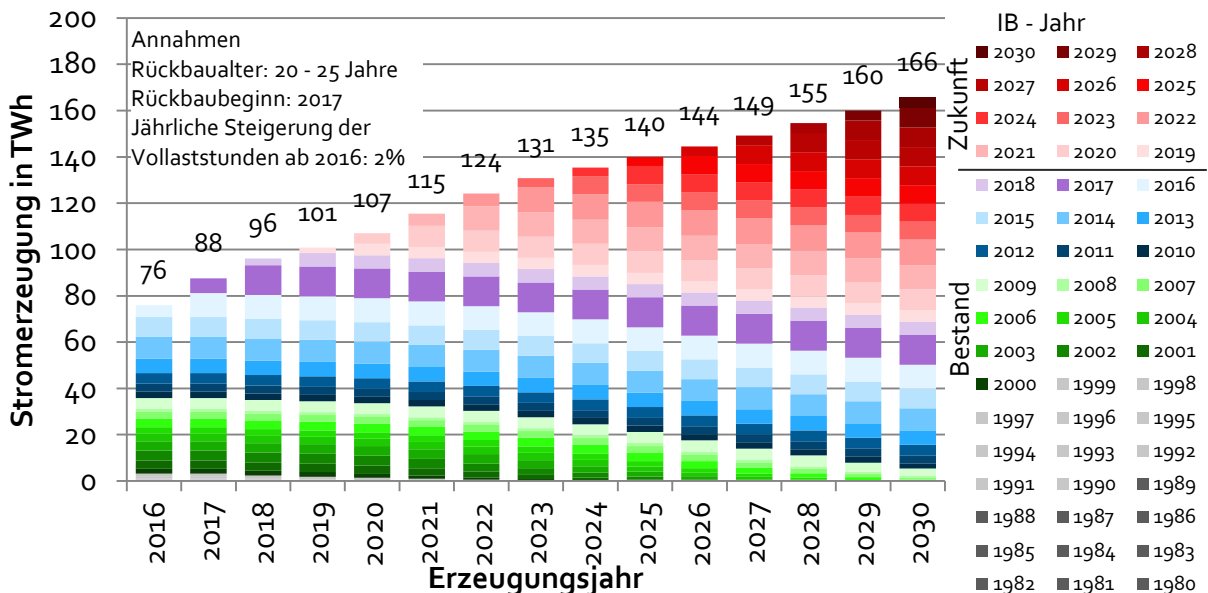


Abbildung 22: Entwicklung der Stromerzeugung aus Windenergie an Land in Szenario 3

Szenario 4

Die folgende Abbildung 23 zeigt die Entwicklung der Stromerzeugung aus Windenergie an Land für Szenario 4. Auch hier wird ein durchschnittlicher jährlicher Rückbau bis 2030 rund 1.550 MW pro Jahr zugrunde gelegt. Gemäß der Grundannahme wird ein Bestand von rund 80 GW bis 2030 erreicht und die Stromerzeugung in 2030 beträgt ca. 190 TWh. Um die 80 GW in diesem Szenario zu erreichen, müssten im Vergleich zum Szenario 3 ab 2020 jährlich rund 1.040 MW zusätzlich zu den nach EEG 2017 vorgesehenen Mengen ausgeschrieben werden.

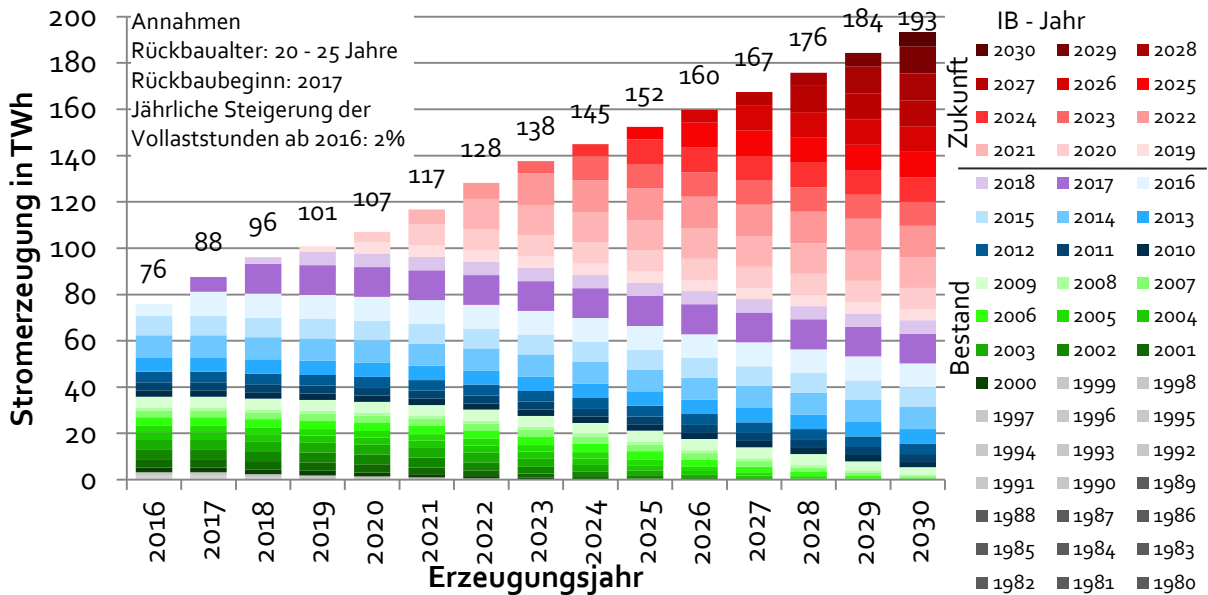


Abbildung 23: Entwicklung der Stromerzeugung aus Windenergie an Land in Szenario 4

Die sich im Rahmen der Szenario-Annahmen ergebende Stromerzeugung ist neben der zugrunde gelegten Bestands-Zusammensetzung insbesondere abhängig von der Annahme bezüglich der Steigerung der Volllaststunden im zukünftigen Zubau (bspw. wäre in Szenario 1 die Stromerzeugung um ca. 8 TWh und in Szenario 2 um ca. 13 TWh geringer, wenn die jährlichen Steigerungen der Volllaststunden nur bei 1% lägen). Wie stark die Steigerung bei den Volllaststunden tatsächlich ausfallen wird, hängt von der Technologieentwicklung, den verfügbaren Standorten und den bestehenden Restriktionen (bspw. Höhenbegrenzungen) ab. In Tabelle 3 sind die Szenarien (und die hinsichtlich der Volllaststundenentwicklung abgewandelten Szenarien) mit der potenziellen Stromproduktion im Jahr 2030 noch einmal in der Übersicht dargestellt.

Tabelle 4: Szenario-Übersicht und Potenzielle Stromproduktion im Jahr 2030

	Ausschreibungsmenge	Rückbau	Steigerung der Volllaststunden	Installierte Leistung im Jahr 2030	Potenzielle Stromproduktion im Jahr 2030
Szenario 1	gemäß EEG 2017	nach 15-20 Jahren	2%	58 GW	144 TWh
Szenario 1a	gemäß EEG 2017	nach 15-20 Jahren	1%	58 GW	137 TWh

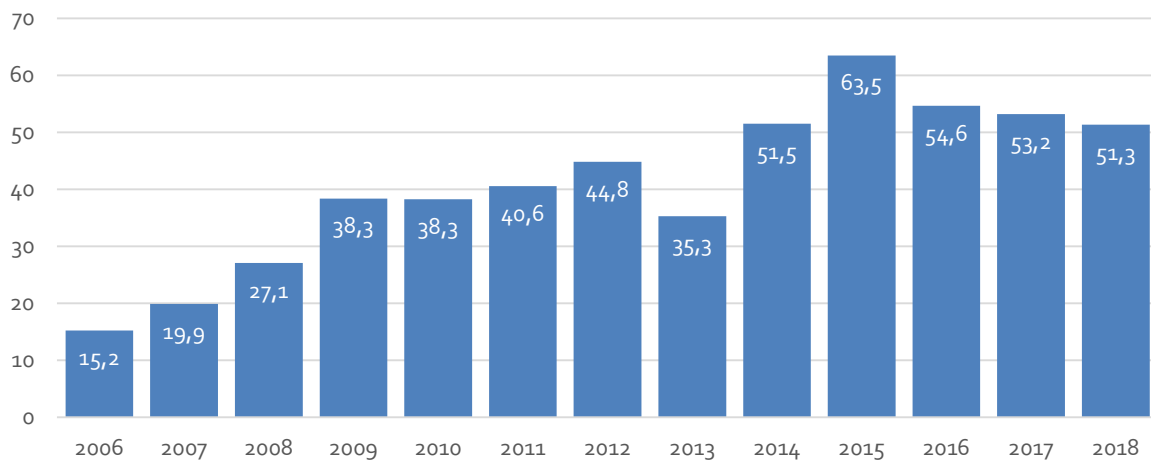
	Ausschreibungsmenge	Rückbau	Steigerung der Volllaststunden	Installierte Leistung im Jahr 2030	Potenzielle Stromproduktion im Jahr 2030
Szenario 2	orientiert an BNetzA-Vorgaben unter Berücksichtigung des 65%-Ziels (ca. 80 GW) [BNetzA 2018]	nach 15-20 Jahren	2%	80 GW	201 TWh
Szenario 2a	orientiert an BNetzA-Vorgaben unter Berücksichtigung des 65%-Ziels (ca. 80 GW) [BNetzA 2018]	nach 15-20 Jahren	1%	80 GW	188 TWh
Szenario 3	gemäß EEG 2017	nach 20-25 Jahren	2%	70 GW	166 TWh
Szenario 3a	gemäß EEG 2017	nach 20-25 Jahren	1%	70 GW	158 TWh
Szenario 4	orientiert an BNetzA-Vorgaben unter Berücksichtigung des 65%-Ziels (ca. 80 GW) [BNetzA 2018]	nach 20-25 Jahren	2%	80 GW	193 TWh
Szenario 4a	orientiert an BNetzA-Vorgaben unter Berücksichtigung des 65%-Ziels (ca. 80 GW) [BNetzA 2018]	nach 20-25 Jahren	1%	80 GW	183 TWh

Aufgrund der Vielzahl an zu treffenden Annahmen und Vereinfachungen im Modell sind die dargestellten Szenarien somit mit Unsicherheiten behaftet. Dennoch kann ein Eindruck entstehen, welche Zusammenhänge zwischen Rückbau und zusätzlich benötigten Ausschreibungsmengen sowie potenzieller Stromerzeugung aus Windenergie an Land bestehen. Denn der zukünftige Zubau wird durch die von der Politik auf Bundes- und Landesebene gesetzten Rahmenbedingungen stark bestimmt. So kann bspw. der in den hier entworfenen Szenarien angedachte Zubau nicht erreicht werden, wenn die ausgeschriebenen Mengen nicht vollständig bezuschlagt werden können, d.h. sich im Bereich der Genehmigungssituation und Flächenverfügbarkeit nicht deutliche Verbesserungen ergeben.

3.5. Internationale Entwicklung

Im Jahr 2018 wurden weltweit Windenergieanlagen mit einer Leistung von 51,3 GW errichtet. Der Zubau blieb damit unter dem bisher höchsten Wert von 63,5 GW aus dem Jahr 2015 und gab gegenüber dem Vorjahr nochmals um rund 3,6% nach (2017: 53,2), wie Abbildung 24 verdeutlicht. Die Gesamtleistung der weltweit installierten Windenergieanlagen stieg zum Jahresende 2018 auf 591 GW.

Weltweiter Zubau der Windenergie an Land und auf See Installierte Leistung GW



Quelle: GWEC Global Wind Report 2016-2017, [GWEC 2019], Darstellung: ZSW

Abbildung 24: Weltweiter Zubau der Windenergie an Land und auf See im Zeitraum von 2006 bis 2018

Der Großteil des Zubaus erfolgte auch im Jahr 2018 an Land. Mit 46,8 GW verzeichnete das Onshore-Geschäft jedoch leicht rückläufige Zahlen – 48,7 GW betrug der Brutto-Zubau in 2017. Der Offshore-Markt wuchs dagegen von 4,47 GW auf 4,49 GW.

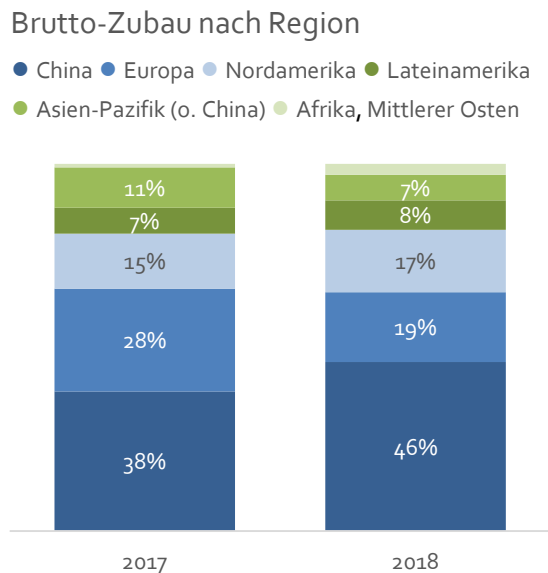
Stärkster Einzelmarkt – Onshore wie Offshore – war China: Mit 23 GW, davon 21,2 GW an Land und 1,8 GW auf See, installierte China im Jahr 2018 rund 45% der weltweit zugebauten Leistung. Einem Bericht zur geopolitischen Dimension der Energieumwandlung ist China in einer guten Ausgangsposition zur Supermacht im Bereich der erneuerbaren Energien zu werden. Als größter Produzent, Exporteur und Installateur von Solaranlagen, Windturbinen, Batterien und elektrischen Fahrzeugen setzte sich China an die Spitze der weltweiten Energiewende [GCGET 2019].

Auf China folgten im Onshore-Segment die USA mit 7,6 GW sowie Deutschland mit 2,4 GW. Indien und Brasilien belegten mit einem Zubau von 2,2 und 2,0 GW die Plätze vier und fünf. Dabei zählt Indien zu den stärksten Wachstumsmärkten der kommenden Jahre. Ausgehend von rund 74 GW zum Jahresende 2018 will Indien seine installierte EE-Leistung bis zum Jahr 2022 auf 175 GW ausweiten – davon sollen 60 GW auf Windenergieanlagen entfallen [MNRE 2018].

Im Offshore-Segment bleibt Europa neben China einer der zentralen Absatzmärkte: Das Vereinigte Königreich (UK) installierte 2018 Windenergieanlagen auf See mit einer Leistung von 1,3 GW, Deutschland im Umfang von rund 1,0 GW. [GWEC 2019]

Insgesamt brach der europäische Windenergie-Markt 2018 jedoch um 32% ein. Die neu installierte Leistung sank auf 11,7 GW (10,1 GW in EU-28) – 9 GW entfielen auf Windenergieanlagen an Land, 2,65 GW auf das Offshore-Segment. Der Ausbau der Windenergie an Land erreichte damit den niedrigsten Wert seit 2008. Neben Deutschland waren Frankreich und Schweden mit 1.563 MW und 717 MW die stärksten Onshore-Märkte in Europa. Im Offshore-Segment deckten das Vereinigte Königreich (UK), Deutschland und Belgien (309 MW) zusammen 97% des Marktes ab. Deutliche Zuwächse wurden bei den Investitionsentscheidungen für Offshore-Windenergieprojekte verzeichnet.

Wie WindEurope berichtet, erreichten 2018 Projekte im Umfang von 16,7 GW die finale Entscheidungsreife – dies entspricht einem Plus von 45% verglichen mit dem Vorjahr (11,5 GW). Eine Erholung des Marktes zeichnet sich somit bereits ab. [Wind Europe 2019]



Quelle: [GWEC 2019], Darstellung: ZSW

Abbildung 25: Regionale Verteilung des weltweiten Brutto-Zubaus an Land in den Jahren 2017 und 2018

Für die kommenden fünf Jahre prognostiziert GWEC einen jährlichen Zubau von mindestens 55 GW. Mit signifikanten Zuwächsen sei vor allem in den Märkten in Südostasien sowie im weltweiten Offshore-Geschäft zu rechnen. [GWEC 2019]

Immer häufiger setzen Staaten auf Ausschreibungen, um den Ausbau der Windenergie und anderer erneuerbarer Energien voranzutreiben. Nach Angaben des Global Status Report 2018 [REN21 2018] fanden im Jahr 2017 in weltweit 29 Staaten Ausschreibungen für erneuerbare Energien statt, in 11 davon erstmalig. 84 Staaten haben Ausschreibungen zu irgendeinem Zeitpunkt bereits genutzt. Der in Deutschland vollzogene Systemwechsel hin zu Ausschreibungen (s. u.) folgt insofern einem globalen Trend. Für den Bereich der Windenergie an Land beziffert Vestas die im Jahr 2018 weltweit bezuschlagte Leistung auf über 15 GW. Tabelle 4 zeigt hierzu eine Übersicht der Zuschlagsmengen für ausgewählte Länder.⁷

⁷ Die Liste erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

Tabelle 5: Zuschlagsmengen für Windenergieanlagen an Land im Jahr 2018

Staat	Megawatt
Australien	674
Brasilien	1.365
Dänemark	166
Deutschland	2.342
Frankreich	626
Griechenland	331
Indien	6.900
Kanada	764
Polen	1.000
Russland	832
Saudi-Arabien	400

Quelle: Vestas 2018 / Recherche ZSW

Der Wettbewerb setzt Hersteller, Zulieferer und Projektentwickler unter Druck und lässt die Profitabilität des Geschäfts sinken. Die Entwicklung spiegelt sich in den Kennzahlen der Unternehmen wider: Die bereinigte EBITDA-Marge⁸ von Weltmarktführer Vestas fiel ausgehend von 17,8% im Jahr 2016, auf 16,6% in 2017 und 13,8% in 2018 [Vestas 2019]. Neben Kosten für die Anlaufphase neuer Produkte ist hierfür nach Angaben von Vestas vor allem der steigende Wettbewerb verantwortlich. Ähnlich sieht es bei den deutschen Herstellern Nordex und Senvion aus. Nach vorläufigen Zahlen sank die EBITDA-Marge von Nordex im Jahr 2018 auf 4,1% – nach 8,4% in 2016 und 6,5% in 2017 [Nordex 2018, 2019]. Senvion hat für das Jahr 2018 zuletzt eine bereinigte EBITDA-Marge von 5,0% erwartet. In den Jahren 2016 und 2017 lag diese noch bei 9,3% bzw. 8,0% [Senvion 2018, 2018b]. Die Hersteller reagieren unter anderem mit Einspar- und Umstrukturierungsprogrammen auf die neue Situation. Zuletzt hat Senvion im Februar 2019 ein weiteres Sparprogramm angekündigt, um Ineffizienzen im operativen Geschäft zu beseitigen [Senvion 2019].

Obwohl der Übergang zu Ausschreibungen den Wettbewerbsdruck spürbar erhöht und in manchen Märkten zu temporären Nachfrageeinbrüchen geführt hat, bewerten insbesondere Hersteller, die weniger stark vom deutschen Markt abhängen, wie Vestas oder Siemens Gamesa, den Wandel grundsätzlich positiv. So würden Ausschreibungen die Wettbewerbsfähigkeit der Windenergie gegenüber anderen Technologien belegen und somit dazu beitragen, dass das Marktvolumen langfristig steigt. [Vestas 2017, SGRE 2018]

⁸ Die EBITDA-Marge ist eine betriebswirtschaftliche Kennzahl, die die Profitabilität eines Unternehmens misst. Sie berechnet sich aus dem Verhältnis des Gewinns vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (=EBITDA) zum Umsatz.

4. Steuerungs- bzw. Anreizmöglichkeiten

4.1. Regelungen innerhalb des EEG

Mit dem EEG 2017 hat der Gesetzgeber die Förderung für erneuerbare Energien in weiten Teilen grundlegend geändert. An die Stelle staatlich festgelegter Vergütungssätze treten seither Ausschreibungen, in deren Rahmen die Vergütungsansprüche 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 das gesamte Neuanlagensegment 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 einer zweijährigen Übergangsfrist waren Anlagen, die vor dem 1. Januar 2017 eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) erhielten, von der Teilnahme an den Ausschreibungen ausgenommen. Voraussetzung war, dass die Betreiber ihre Genehmigungen vor dem 1. Februar 2017 im Register der Bundesnetzagentur registrierten und die Anlagen vor dem 1. Januar 2019 in Betrieb setzten. Nähere Informationen zum Übergangssystem finden sich in Abschnitt 4.1.1 und zu den Stromgestehungskosten entsprechender Projekte in Kapitel 5.2.3.

Ebenfalls von der Teilnahme an den Ausschreibungen 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 Neuerrungen aufweisen und noch einer Typenprüfung bzw. Einheitszertifizierung bedürfen, sowie Anlagen, die vorwiegend zu Forschungs- und Entwicklungszwecken bzw. zur Erprobung von Innovationen eingesetzt werden. Details zu den Ausnahmeregelungen für Pilotwindenergieanlagen finden sich im Abschnitt 4.1.2.

Neben den technologiespezifischen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land sowie für Solaranlagen und Biomasseanlagen sind im EEG 2017 eine Reihe weiterer Ausschreibungen angelegt. Hierzu zählen die gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen gemäß § 39i in Verbindung mit § 88c EEG 2017, die Innovationsausschreibungen gemäß § 39j in Verbindung mit § 88d EEG 2017 sowie die grenzüberschreitenden Ausschreibungen gemäß § 88a EEG 2017. Für die Windenergie an Land sind bisher ausschließlich die technologiespezifischen und mit Solaranlagen gemeinsamen Ausschreibungen von Bedeutung. Nähere Details hierzu finden sich in den Abschnitten 4.1.3 und 4.1.4. Auf die übrigen Ausschreibungsverfahren wird im Folgenden nicht eingegangen.

Das EEG 2017 wurde ausgehend von seiner Urfassung vom 13. Oktober 2016 inzwischen sieben Mal überarbeitet, zuletzt durch das Energiesammelgesetz vom 17. Dezember 2018 (siehe Tabelle 5). Auf Änderungen, die die Windenergie an Land betreffen, wird in den nachfolgenden Unterkapiteln detaillierter eingegangen.

Tabelle 6: Änderungshistorie des EEG 2017

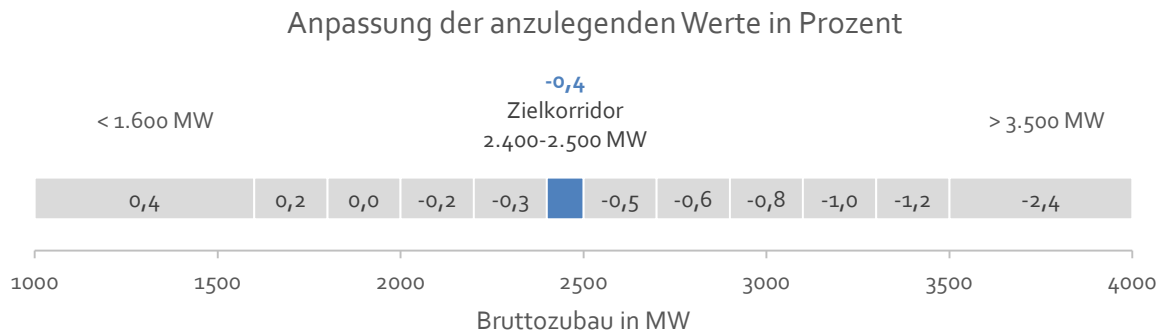
Fassung	Gesetz
Urfassung	Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien vom 13. Oktober 2016 [BGBl. I 2016 S. 2258]
1. Änderung	Gesetz zur Änderung der Bestimmungen zur Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenversorgung vom 22. Dezember 2016 [BGBl. I 2016 S. 3106]
2. Änderung	Zweites Gesetz zur Novellierung von Finanzmarktvorschriften auf Grund europäischer Rechtsakte (Zweites Finanzmarktnovellierungsgesetz – 2. FiMaNoG) vom 23. Juni 2017 [BGBl. I 2017 S. 1693]
3. Änderung	Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (Netzentgeltmodernisierungsgesetz) vom 17. Juli 2017 [BGBl. I 2017 S. 2503]
4. Änderung	Gesetz zur Förderung von Mieterstrom und zur Änderung weiterer Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 17. Juli 2017 [BGBl. I 2017 S. 2532]
5. Änderung	Drittes Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 21. Juni 2018 [BGBl. I 2018 S. 862]
6. Änderung	Gesetz zur Änderung des Tiergesundheitsgesetzes, des Bundesjagdgesetzes und des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 14. November 2018 [BGBl. I 2018 S. 1850]
7. Änderung	Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 17. Dezember 2018 [BGBl. I 2018 S. 2549]

4.1.1. Übergangssystem

Um beim Übergang zu Ausschreibungen einen »Fadenriss« zu vermeiden, sah das EEG 2017 einen zweijährigen Übergangszeitraum vor. So konnten Betreiber, deren Anlagen vor dem 1. Januar 2017 genehmigt und vor dem 1. Januar 2019 in Betrieb gingen, ohne Ausschreibungsteilnahme einen Zahlungsanspruch geltend machen. Akteure, die eine Teilnahme an den Ausschreibungen vorzogen, mussten bis zum 28. Februar 2017 durch eine schriftliche Erklärung gegenüber der Bundesnetzagentur von ihrem gesetzlich bestimmten Zahlungsanspruch zurücktreten.

Die Höhe des Zahlungsanspruchs richtete sich nach den im EEG 2017 administrativ bestimmten anzulegenden Werten, deren Höhe bis zum vierten Quartal 2018 in regelmäßigen Abständen angepasst wurde. Das zweistufige Referenzertragsmodell des EEG 2014 blieb für die Anlagen im Übergangssystem erhalten.

Zwischen März und August 2017 betrug die Degression der anzulegenden Werte monatlich 1,05%. Ab Oktober 2017 erfolgte die Anpassung jeweils zum Quartalsbeginn. Die Absenkung (bzw. Anhebung) richtete sich dabei nach dem Bruttozubau innerhalb eines 12-monatigen Bezugszeitraums, der 17 Monate vor dem Stichtag begann und 5 Monate davor endete. Möglich waren Anpassungen zwischen +0,4% bei einem Zubau kleiner 1.600 MW und -2,4% bei einem Zubau größer 3.500 MW (vgl. Abbildung 26). Die Basisabsenkung für den angesetzten Zielkorridor von 2.400 bis 2.500 MW betrug 0,4%.



Darstellung: ZSW

Abbildung 26: Anpassung der anzulegenden Werte im Übergangssystem gemäß § 46a EEG 2017

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 von ihrem gesetzlichen Zahlungsanspruch zurück und machten damit den Weg für eine freiwillige Teilnahme an den Ausschreibungen frei.

Durch die beobachteten Vorzieheffekte lag der Bruttozubau deutlich über dem Zielkorridor. Folglich wurden die anzulegenden Werte ab Oktober 2017 je Quartal um 2,4% abgesenkt. Die Grund- und Anfangswerte der zweistufigen Vergütung sanken damit auf zuletzt 3,87 und 6,97 ct/kWh für Inbetriebnahmen ab. 1. Oktober 2018 (siehe Tabelle 6). Zum 31. Dezember 2018 endete die Übergangsfrist.

Tabelle 7: Anzulegende Werte im Übergangssystem des EEG 2017

Inbetriebnahme ab	Degression	Grundwert [ct/kWh]	Anfangswert [ct/kWh]
01.01.2017	-	4,66	8,38
01.03.2017	1,05%	4,61	8,29
01.04.2017	1,05%	4,56	8,20
01.05.2017	1,05%	4,51	8,12
01.06.2017	1,05%	4,47	8,03
01.07.2017	1,05%	4,42	7,95
01.08.2017	1,05%	4,37	7,87
01.10.2017	2,40%	4,27	7,68
01.01.2018	2,40%	4,17	7,49
01.04.2018	2,40%	4,07	7,31
01.07.2018	2,40%	3,97	7,14
01.10.2018	2,40%	3,87	6,97

Quelle: BNetzA 2018a

4.1.2. Pilotwindenergieanlagen an Land

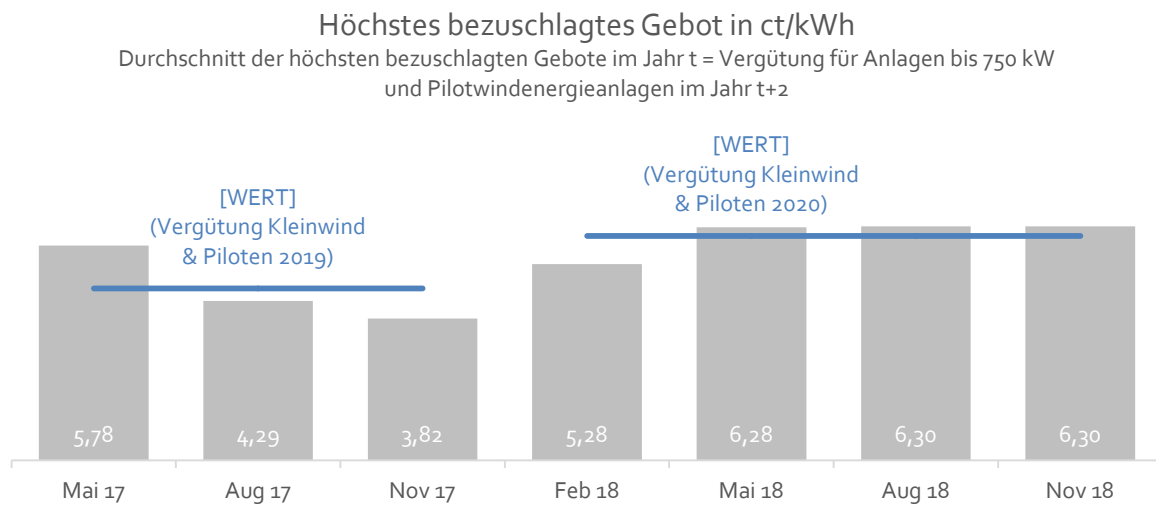
Um die Forschung und Entwicklung rund um die Windenergienutzung durch die wettbewerblichen Strukturen des neuen Fördersystems nicht zu behindern, hat der Gesetzgeber Ausnahmen für Pilotwindenergieanlagen an Land geschaffen. Damit haben entsprechende Anlagen auch ohne die

Teilnahme an Ausschreibungen Anspruch auf eine Förderung. Die Ausnahmen sind jedoch auf eine jährliche Gesamtleistung von 125 MW beschränkt. Es gilt das Windhundprinzip, wobei die Ansprüche nach dem Meldedatum der Inbetriebnahme im Register (nach § 3 Nr. 39 EEG) gereiht werden. Kann ein Anspruch aufgrund der jährlichen Kontingentierung 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 der BNetzA aufgelöst wird.

Als Pilotwindenergieanlagen gelten gemäß § 3 Nr. 37 EEG 2017 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. Einheitenzertifizierung 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 der Bundesnetzagentur einen Nachweis darüber zu führen, dass die Anlage den gesetzlichen Anforderungen genügt. Für Prototypen ist hierzu eine Bestätigung einer akkreditierten Zertifizierungsstelle vorzulegen, bei Forschungsanlagen reicht dagegen eine Bescheinigung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), die auf Antrag ausgestellt wird.

Die Höhe des Zahlungsanspruchs folgte in den Jahren 2017 und 2018 den Regelungen des Übergangssystems (vgl. Abschnitt 4.1.1). Ab dem 1. Januar 2019 entspricht der Zahlungsanspruch dem Durchschnitt aus den Gebotswerten des jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebots der Ausschreibungen im Vorvorjahr. Zudem wird das einstufige Referenzertragsmodell des EEG 2017 angewendet (siehe hierzu Abschnitt 4.1.3). Um den anzulegenden Wert für eine konkrete Anlage zu bestimmen, ist der Durchschnitt der Zuschlagswerte folglich noch mit dem standortspezifischen Korrekturfaktor zu multiplizieren. Für den 100%-Referenzstandort beträgt die Vergütungshöhe im Jahr 2019 4,63 ct/kWh (vgl. Abbildung 27).⁹ Der hohe Wettbewerb im Jahr 2017 und die Sondereffekte durch die Bürgerenergie-Regelungen (s. u.) senken damit in erheblichem Maße die Erlösaussichten für Pilotwindenergieanlagen, die 2019 erstmals von ihrem Zahlungsanspruch Gebrauch machen. Für Pilotwindenergieanlagen, die 2020 in Betrieb gehen, gilt am Referenzstandort dagegen eine Vergütung von 6,04 ct/kWh – ein Anstieg um 1,41 ct/kWh von einem Jahr auf das nächste. Der Fall zeigt, dass die starre Kopplung der Vergütung an die Ergebnisse der Ausschreibungen wenig robust gegenüber Sondereffekten ist.

⁹ Neben den Pilotwindenergieanlagen gilt diese Vergütungshöhe auch für Kleinanlagen mit einer installierten Leistung bis 750 kW.



Quelle: BNetzA 2018a, Darstellung: ZSW

Abbildung 27: Vergütungshöhe für Strom aus Kleinanlagen bis 750 kW und Pilotwindenergieanlagen im Jahr 2019 und 2020

Zum 31. Dezember 2018 waren insgesamt 73 Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von rund 234 MW als Pilotwindenergieanlagen an Land im Register der BNetzA gekennzeichnet. Davon entfallen 10 Anlagen mit zusammen 35 MW auf Inbetriebnahmen im Jahr 2017 und 28 Anlagen mit 91 MW auf 2018. In 17 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 18 Fällen (52 MW) bereits weiter zurück (1998–2016) – die Fälle fallen somit nicht den Anwendungsbereich der Regelung. In zwei Fällen wurden zur Stilllegung angezeigte Anlagen als Pilotwindenergieanlagen 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 dem Anschlussnetzbetreiber, der die Daten im Rahmen der sogenannten Netzbetreiberprüfung einsieht. Welche Daten den Prüfprozess bereits durchlaufen haben, geht aus den öffentlich zur Verfügung gestellten Daten im Register der BNetzA bislang nicht hervor. Eine belastbare Einschätzung zur tatsächlichen Inanspruchnahme der Regelungen ist auf dieser Grundlage daher nicht möglich. Es besteht jedoch die Hoffnung, dass sich die Datenqualität mit dem inzwischen eingeführten Marktstammdatenregister in den kommenden zwei Jahren sukzessive verbessert. Dazu dürfte vor allem der Webdienst des Registers beitragen, der es Netzbetreibern ermöglicht, ihre Prüfpflichten zu automatisieren. Zudem geht aus dem Marktstammdatenregister nun eindeutig hervor, welche Daten die Netzbetreiberprüfung bereits durchlaufen haben.

Die Inanspruchnahme der Ausnahmeregelungen ist weiter zu beobachten, um sowohl im Falle eines Missbrauchs als auch im Fall, dass die jährliche Beschränkung auf 125 MW die Innovationskraft der Branche hemmen, zeitnah reagieren zu können. Ferner ist die Leistungsbegrenzung auf 6 MW zu hinterfragen – zum einen, da Offshore-Windenergieanlagen diese Grenze bereits heute überschrei-

ten und entsprechende Prototypen aus Kostengründen regelmäßig zunächst an Land getestet werden, zum anderen, da sich auch die Onshore-Anlagen langsam dieser Grenze nähern (siehe u. a. Vestas V162-5.6 MW für Mittel- bis Schwachwindstandorte).

4.1.3. Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land

Die technologiespezifischen Ausschreibungen stellen aktuell das zentrale Steuerungsinstrument für den Ausbau der Windenergie an Land dar. Im vorliegenden Abschnitt werden die wesentlichen Elemente des Ausschreibungsverfahrens dargelegt, in Abschnitt 6.1 folgt schließlich eine Darstellung und Bewertung der ersten Ergebnisse.

Ausschreibungsmengen

Die Urfassung des EEG 2017 vom 13. Oktober 2016 [BGBl. I 2016 S. 2258] sah für die Jahre 2017 bis 2019 zunächst eine jährliche Ausschreibungsmenge von 2.800 MW verteilt auf jeweils drei bis vier Runden vor. Ab 2020 sollte die Menge auf jährlich 2.900 MW steigen. Im Rahmen des Energiesammelgesetzes vom 17. Dezember 2018 [BGBl. I 2018 S. 2549] hat der Gesetzgeber die Ausschreibungsmengen und die damit verbundenen Regelungen überarbeitet. Unter anderem sieht das EEG nun die Durchführung von zehn Sonderausschreibungen im Gesamtumfang von 4 GW im Zeitraum zwischen 2019 und 2021 vor. Zwei Faktoren waren hierfür entscheidend:

1. Die Inanspruchnahme der besonderen Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften fiel im Jahr 2017 deutlich höher aus als erwartet. Da den Bürgerenergiegesellschaften eine Realisierungsfrist von 54 statt 30 Monaten eingeräumt wurde, verzögert sich die Umsetzung der im Jahr 2017 bezuschlagten Projekte. Das auf zwei Jahre angelegte Übergangssystem (siehe Abschnitt 4.1.1) ist damit nicht hinreichend, um einen »Fadenriss« beim Ausbau der Windenergie an Land zu vermeiden.
2. Im Koalitionsvertrag vom 12. März 2018 verständigten sich die Regierungsparteien auf eine Anhebung der Erneuerbaren-Ziele. CDU, CSU und SPD streben an, den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 auf etwa 65% zu erhöhen [CDU et al. 2018].

Bereits im Februar 2018 beschloss der Bundesrat auf Initiative der Länder Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen einen Gesetzentwurf zur Änderung des EEG in den Deutschen Bundestag einzubringen [Bundesrat 2018a-c]. Um der drohenden Ausbaulücke entgegenzuwirken, sprach sich der Bundesrat darin unter anderem für das Vorziehen von Ausschreibungsmengen aus.

Tabelle 7 fasst die Neuregelung zu den Gebotsterminen und Ausschreibungsmengen inklusive der angesetzten Sonderausschreibungen zusammen. Ausgehend von 2.800 MW im Jahr 2018 steigt die jährliche Ausschreibungsmenge im Zeitraum von 2019 bis 2021 auf 4.250 MW an. Ab 2022 ist eine konstante Menge von jährlich 2.900 MW vorgesehen.

Tabelle 8: Ausschreibungsmengen für Windenergieanlagen an Land gemäß § 28 Abs. 1 EEG 2017

Jahr	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Summe
2017					800			1.000			1.000		2.800
2018		700			700			700		700			2.800
2019		700			650			650	(500)	675		(500)	3.675
2020		900	(300)			900	(300)		(400)	900		(400)	4.100
2021		900	(400)			900	(400)		(400)	850		(400)	4.250
ab 2022		1.000				950				950			2.900

Angaben in MW; Sonderausschreibungen in Klammern

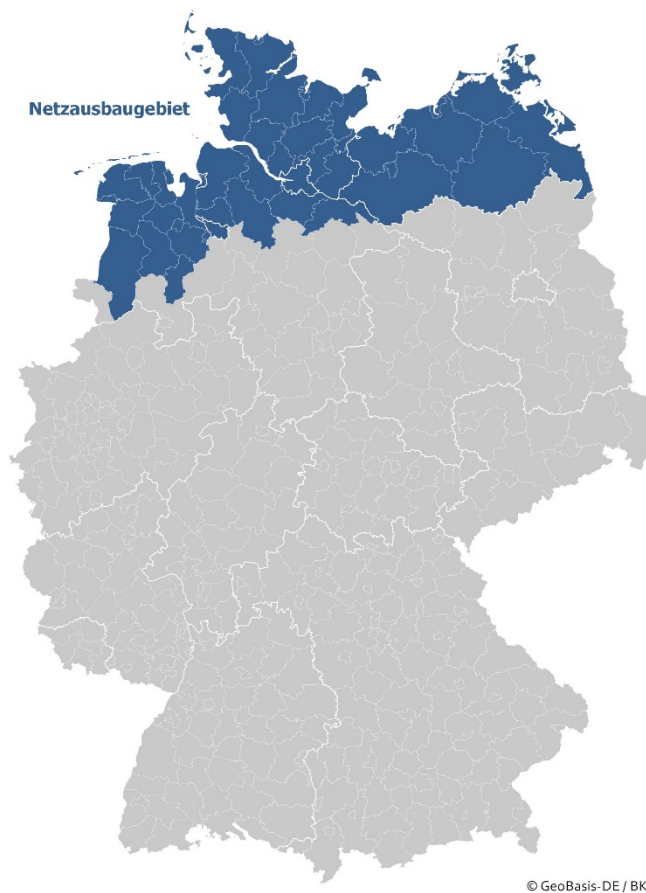
Gemäß § 28 Abs. 1a EEG 2017 verringern sich die dargestellten Ausschreibungsmengen ab dem Jahr 2020 jeweils

- um die Summe der installierten Leistung der Windenergieanlagen an Land, die bei einer Ausschreibung eines anderen Mitgliedstaates der Europäischen Union in dem jeweils vorangegangenen Kalenderjahr im Bundesgebiet bezuschlagt worden sind,
- um die Summe der installierten Leistung der Pilotwindenergieanlagen an Land, die in dem jeweils vorangegangenen Kalenderjahr ihren Zahlungsanspruch geltend machen durften, und
- um die Hälfte der installierten Leistung, die im Rahmen der gemeinsamen Ausschreibungen von Windenergieanlagen und Solaranlagen im jeweils vorangegangenen Kalenderjahr bezuschlagt worden ist.

Ferner wird die Ausschreibungsmenge, für die in den Kalenderjahren 2019 bis 2021 keine Zuschläge erteilt werden konnte, mit Wirkung zum jeweils dritten darauffolgenden Kalenderjahr auf die Ausschreibungsmenge übertragen. Mit dieser Neuregelung reagiert der Gesetzgeber nicht zuletzt auf die in 2018 beobachtete Unterzeichnung der Ausschreibungen (siehe Abschnitt 6.1.1).

Netzausbaugesbiet

Der Ausbau der Netzinfrastruktur verläuft langsamer als geplant. In der Folge kommt es häufiger zu Engpässen im Übertragungsnetz – insbesondere in Nord-Süd-Richtung. Der Gesetzgeber hat daher beschlossen, die Zuschlagsmengen für Windenergieanlagen an Land im Norden vorübergehend zu begrenzen. Die geografische Festlegung des sogenannten Netzausbaugesbietes sowie die für das Gebiet geltende Zuschlagsgrenze sind in der Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung (EEAV) verankert. Das Netzausbaugesbiet umfasst gegenwärtig die Länder Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Hamburg, Bremen sowie 20 Landkreise und kreisfreie Städte im Norden Niedersachsens (siehe Abbildung 28). Die Zuschlagsgrenze beträgt jährlich 902 MW, wobei die Menge jeweils anteilig auf die Gebotstermine eines Kalenderjahres zu verteilen ist. Die Festlegung des Netzausbaugesbietes und der Zuschlagsgrenze sind gemäß § 36c Abs. 7 EEG 2017 bis zum 31. Juli 2019 und danach in Abständen von zwei Jahren von der Bundesnetzagentur zu evaluieren.



© GeoBasis-DE / BKG 2017

Darstellung: ZSW

Abbildung 28: Geografische Festlegung des Netzausbaubereiches gemäß § 10 EEG

Teilnahmevoraussetzungen

Bieter müssen bestimmte Voraussetzungen erfüllen, um an den Ausschreibungen teilnehmen zu dürfen. Damit soll sichergestellt werden, dass nur ernsthafte Gebote eingereicht werden und die Umsetzung der Projekte hinreichend wahrscheinlich ist [Ecofys et al. 2017]. Im Bereich der Windenergie an Land gehört hierzu, dass »reguläre« Bieter für alle Anlagen, auf die sich ihre Gebote beziehen, eine bundesimmissionsschutzrechtliche Genehmigung nachweisen müssen (materielle Qualifikationsanforderung).¹⁰ Diese ist mindestens drei Wochen vor dem Gebotstermin im Register (nach § 3 Nr. 39 EEG) zu erfassen.

Die Genehmigung ist ein wichtiger Meilenstein und eine zentrale Hürde in der Projektentwicklung. 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 die Gefahr, dass die Anforderungen in Verbindung mit den Zuschlagsrisiken eine abschreckende Wirkung entfalten und zu einer geringeren Beteiligung beitragen [Ecofys et al. 2015].

¹⁰ In Abgrenzung hierzu sieht das EEG 2017 besondere Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften (BEG) vor (s. u.).

Neben dem Nachweis der Genehmigung hat der Bieter eine finanzielle Sicherheit 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. Auf diese Weise werden Strafzahlungen abgesichert, die im Falle einer verzögerten bzw. nicht erfolgten Realisierung greifen.

Zuschlagsvergabe und Höchstwert

Die Gebote mit den niedrigsten Gebotswerten erhalten einen Zuschlag. Ökologische, industriepolitische oder netzbezogene Kriterien spielen in der technologiespezifischen Ausschreibung für Windenergie an Land keine Rolle. Eine Ausnahme hiervon bilden die Regelungen zum Netzausbaugebiet, die ein netzbezogenes Mittel darstellen und die Zuschlagsmenge für ein definiertes Gebiet im Norden Deutschlands begrenzt (s. u.). Die Zuschläge werden auf Basis des Gebotspreisverfahrens erteilt, bei dem der Zuschlagswert dem jeweiligen Gebotswert entspricht.

Die Gebote sind durch einen Höchstwert nach oben beschränkt. Dies soll etwaige Mitnahmeeffekte bei zu geringem Wettbewerb eindämmen. Für das Jahr 2017 wurde der Höchstwert zunächst gesetzlich auf 7,0 ct/kWh fixiert.¹¹ Für die Folgejahre sieht das EEG 2017 grundsätzlich eine dynamische Anpassung 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 (EnWG) neu bestimmen. Der neue Höchstwert darf dabei höchstens 10% über bzw. unter dem zum Zeitpunkt der Festlegung geltenden Höchstwert liegen.

Sowohl für die Höchstwerte im Jahr 2018 (6,30 ct/kWh) als auch für die Höchstwerte im Jahr 2019 (6,20 ct/kWh) machte die Bundesnetzagentur von ihrer Festlegungskompetenz Gebrauch [BNetzA 2017a, 2018b]. Bedingt wurde dies im ersten Fall durch die hohe Inanspruchnahme der Bürgerenergie-Regelungen im Jahr 2017 sowie den damit verbundenen Sondereffekten hinsichtlich des Preisniveaus. Der dynamische Ansatz hätte hier eine zu starke Absenkung der Höchstwerte ausgelöst. Hintergrund des erneuten Eingriffs im Folgejahr war die Unterdeckung der ausgeschriebenen Mengen in den Gebotsrunden im Mai, August und Oktober 2018. Aufgrund des fehlenden Wettbewerbs orientierten sich die Gebote nicht am Vergütungsbedarf, sondern am bestehenden Höchstwert. Die Anwendung des dynamischen Ansatzes hätte folglich in einer nicht sachgerechten Anhebung des Höchstwertes resultiert.

Tabelle 9: Höchstwerte für die Ausschreibungen in den Jahren 2017 bis 2019

Jahr	Höchstwert	Grundlage
2017	7,00 ct/kWh	§ 36b Abs. 1 EEG 2017
2018	6,30 ct/kWh	Festlegung 8175-02-00-17/1 der Bundesnetzagentur vom 29. November 2017
2019	6,20 ct/kWh	Festlegung 8175-02-00-18/1 der Bundesnetzagentur vom 27. November 2018

¹¹ Der Höchstwert ist – ebenso wie die Gebote – auf den Referenzstandort normiert (siehe Abschnitt „Referenzertragsmodell“).

Referenzertragsmodell

Das Referenzertragsmodell war bereits in der Urfassung des EEG vom 29. März 2000 enthalten und wurde nun in veränderter Form in das Ausschreibungssystem überführt. Es trägt dem Umstand Rechnung, dass die Voraussetzungen für die Nutzung der Windenergie in Deutschland lokal stark variieren, und gleicht Unterschiede anteilig aus. Gegenüber früheren Regelungen wurde die Definition des Referenzstandorts überarbeitet: Die Referenzhöhe wurde von 30 auf 100 m angehoben und das logarithmische Höhenprofil durch ein Profil ersetzt, das dem Potenzgesetz nach Hellmann folgt (siehe Tabelle 9). Mit der Anpassung reagierte der Gesetzgeber auf den stetigen Anstieg der Nabenhöhen. Ferner wurde die zeitliche Staffelung in Anfangs- und Grundvergütung zugunsten einer über 20 Jahre gleichbleibenden Vergütungshöhe aufgegeben und die Untergrenze des Differenzierungsbereichs von 80 auf 70% gesenkt.

Tabelle 10: Gegenüberstellung der Referenzstandort-Definitionen gemäß EEG 2014 und EEG 2017

Referenzstandort gemäß Anlage 2 Nr. 4 EEG 2014	Referenzstandort gemäß Anlage 2 Nr. 4 EEG 2017
»Der Referenzstandort ist ein Standort, der bestimmt wird durch eine Rayleigh-Verteilung mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 5,5 Metern je Sekunde in einer Höhe von 30 Metern über dem Grund, einem logarithmischen Höhenprofil und einer Rauigkeitslänge von 0,1 Metern.«	»Der Referenzstandort ist ein Standort, der bestimmt wird durch eine Rayleigh-Verteilung mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 6,45 Metern pro Sekunde in einer Höhe von 100 Metern über dem Grund und einem Höhenprofil, das nach dem Potenzgesetz mit einem Hellmann-Exponenten α mit einem Wert von 0,25 zu ermitteln ist (...).«

Die Gebotsabgabe erfolgt normiert auf den Referenzstandort (Gütefaktor: 100%). Der anzulegende Wert wird nachträglich berechnet, in dem der Zuschlagswert mit einem Korrekturfaktor multipliziert wird. Die Höhe des Korrekturfaktors hängt vom Gütefaktor des Standortes und damit von der Standort-Anlagen-Kombination ab (siehe Tabelle 10). Der Gütefaktor gibt das Verhältnis des Standortertrags zum Referenzertrag wieder, wobei der Referenzertrag jener Ertrag ist, den die gleiche Anlage rechnerisch am Referenzstandort erzeugen würde.

Tabelle 11: 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

Vor der Inbetriebnahme weist der Betreiber den erwarteten Standortertrag durch ein Ertragsgutachten nach. Gemäß Anlage 2 Nr. 7.1 EEG 2017 sind hierbei Strommindererträge abzuziehen, sofern diese bedingt sind durch Abschattungseffekte, fehlende technische Verfügbarkeit der Anlage (maximal 2% des Bruttostromertrags), elektrische Verluste zwischen der Windenergieanlage und dem Netzverknüpfungspunkt oder genehmigungsrechtliche Auflagen.

Der Gütefaktor wird jeweils nach fünf, zehn und fünfzehn Jahren auf der Grundlage des tatsächlichen Standortertrags überprüft und der anzulegende Wert bei Bedarf angepasst. Neben den eingespeisten Strommengen werden hierbei auch fiktive Strommengen berücksichtigt. Gemäß Anlage 2 Nr. 7.2 EEG 2017 fallen darunter solche Strommengen, die auf eine technische Nichtverfügbarkeit von mehr als 2% des Bruttostromertrags zurückgehen, die wegen Abregelungen im Zuge des Einspeisemanagements nicht erzeugt wurden oder wegen sonstiger Abschaltungen oder Drosselungen

nicht eingespeist wurden. 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. So heißt es im Gesetzentwurf vom 21.06.2016 [Bundestag 2016] wie folgt: „Dieses fortentwickelte Modell schafft vergleichbare Wettbewerbsbedingungen in ganz Deutschland und trägt dadurch zu einem bundesweiten Zubau neuer Windenergieanlagen bei.“

Realisierungsfrist

Bieter haben grundsätzlich 30 Monate Zeit, ihre Projekte zu realisieren – danach erlischt ihr 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 Strafzahlungen in Höhe von 10 bis 30 EUR/kW. Im Falle der Nicht-Realisierung ist der Höchstsatz von 30 EUR/kW zu entrichten. Eine Fristverlängerung ist einmalig möglich, sofern ein Projekt nach der Gebotsabgabe beklagt wird. Die Verlängerung ist auf die Gültigkeitsdauer der Genehmigung beschränkt.

Für die Gebotstermine 1. Februar, 1. Mai und 1. August 2019 gilt davon abweichend eine Realisierungsfrist von 24 statt 30 Monaten. Zeitlich gestaffelte Strafzahlungen wie bei den übrigen Gebotsterminen sind dabei nicht vorgesehen – der Höchstsatz von 30 EUR/kWh greift nach Ablauf des 24. auf die öffentliche Bekanntgabe des Zuschlags folgenden Monats. Die temporäre Ausnahmeregelung, die im Zuge des Energiesammelgesetzes vom 17. Dezember 2018 [BGBl. I 2018 S. 2549] in das EEG 2017 aufgenommen wurde, soll dem Fadenriss¹² in den Jahren 2019 und 2020 entgegenwirken.

Besondere Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften

Zur Wahrung der Akteursvielfalt sieht das EEG 2017 in seiner Urfassung vom 13. Oktober 2016 [BGBl. I 2016 S. 2258] umfassende Ausnahmen für Bürgerenergiegesellschaften vor (zur Definition von Bürgerenergiegesellschaft 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 nicht ab: Der erteilte Zuschlag ist ausschließlich an den im Gebot angegebenen Landkreis gebunden. Die finanzielle Qualifikationsanforderung setzt sich abweichend vom Regelfall aus einer Erst- und einer Zweitsicherheit 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 nach dem Gebotspreisverfahren erfolgt die Preisbildung bei Bürgerenergiegesellschaften nach dem Einheitspreisverfahren, wonach alle Bieter den gleichen Zuschlagswert erhalten. Dieser richtet sich nach dem höchsten noch bezuschlagten Gebot der jeweiligen Auktionsrunde bzw.

¹² Vgl. Abschnitte zu den Ausschreibungsmengen und den besonderen Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften.

für Gebote im Netzausbaubereich nach dem höchsten noch bezuschlagten Gebot in eben diesem. Ferner verlängert sich die Realisierungsfrist um zwei Jahre und beträgt damit insgesamt 54 Monate.

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«

Nachdem Bürgerenergiegesellschaften die Ausschreibungen des Jahres 2017 dominierten, setzte der Gesetzgeber Teile der Ausnahmeregelungen temporär außer Kraft. Dies geschah in zwei Schritten: Im Zuge des »Mieterstromgesetzes« vom 17. Juli 2017 [BGBl. I 2017 S. 2532] wurde zunächst die Anwendung von § 36g Absatz 1, 3 und 4 für die ersten beiden Gebotsrunden des Jahres 2018 aufgehoben. Eine Teilnahme an den Ausschreibungen ist damit auch für Bürgerenergiegesellschaften nur noch mit einer bundesimmissionsschutzrechtlichen Genehmigung möglich. Zudem ist die Verlängerung der Realisierungsfrist von 30 auf 54 Monate entfallen. Die Anwendung des Einheitspreisverfahrens ist dagegen unberührt geblieben. Mit dem dritten Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 21. Juni 2018 [BGBl. I. 2018 S. 862] wurde die temporäre Einschränkung der Bürgerenergie-Regelungen schließlich auf alle Gebotsrunden bis einschließlich 1. Juni 2020 ausgeweitet.

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 (siehe hierzu Abschnitt 4.2).

4.1.4. Gemeinsame Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen

Das EEG 2017 sieht für die Jahre 2018 bis 2022 die Durchführung von gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen vor. Die jährliche Ausschreibungsmenge beträgt in den Jahren 2018 bis 2021 400 MW und verteilt sich jeweils zu gleichen Teilen auf die Gebotstermine 1. April und 1. November. Im Jahr 2022 erfolgt lediglich eine Gebotsrunde am 1. April. Ausgeschrieben wird in dieser Runde die Menge, für die in der Innovationsausschreibung nach § 39j EEG 2017 des Jahres 2021 keine Zuschläge erteilt werden konnten – maximal somit 500 MW.

Die Einzelheiten des Ausschreibungsverfahrens sind in der Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen (GemAV) vom 10. August 2017 [BGBl. I 2017 S. 3167] geregelt. Da das Verfahren auf den Grundzügen der technologiespezifischen Ausschreibungen aufbaut, bestehen zudem zahlreiche Querbezüge zu den Regelungen des EEG 2017. Im Folgenden wird daher vor allem auf die zentralen Unterschiede zu den technologiespezifischen Ausschreibungen eingegangen. Der Fokus liegt auf den Ausschreibungsbedingungen für Windenergieanlagen an Land.

Das Referenzertragsmodell wird in den gemeinsamen Ausschreibungen nicht angewendet. Zuschlagswert und anzulegender Wert sind somit identisch. Um mögliche Mitnahmeeffekte aufgrund standortabhängiger Kostenunterschiede zu begrenzen, sieht die GemAV stattdessen regional differenzierte Höchstwerte für Windenergieanlagen an Land vor. Abbildung 29 zeigt hierzu die Aufteilung Deutschlands in die drei Höchstwertgebiete nach Anlage 3 GemAV.



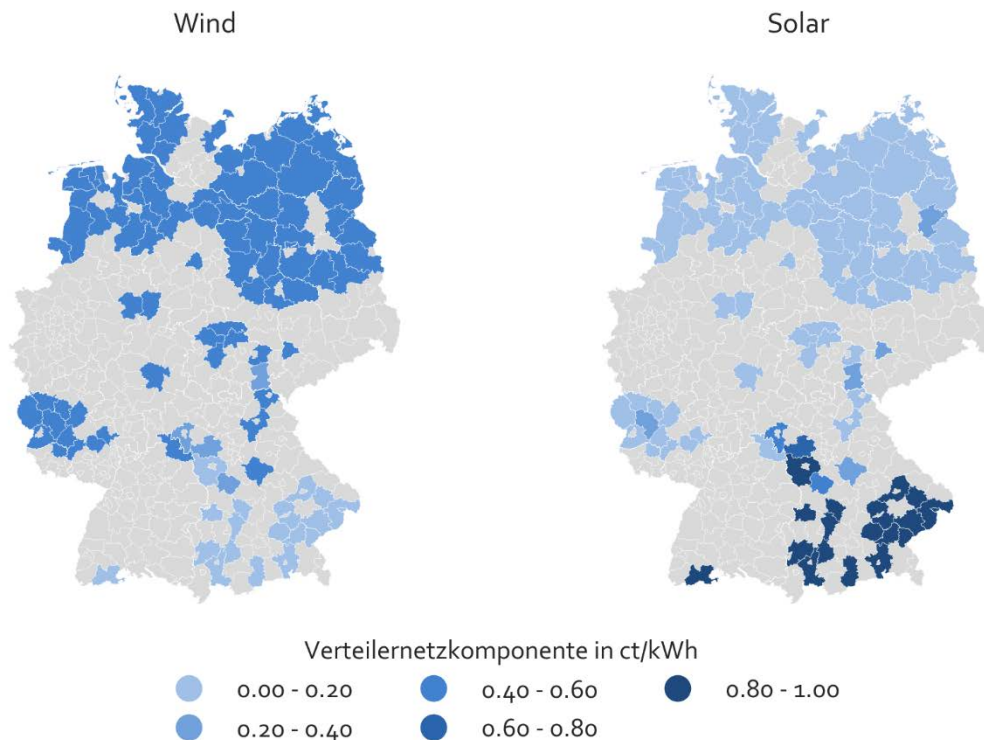
Kartenmaterial: © GeoBasis-DE / BKG 2017, Darstellung: ZSW

Abbildung 29: Höchstwertgebiete für Windenergieanlagen an Land gemäß Anlage 3 GemAV

Die Höchstwerte sind an die Werte der technologiespezifischen Ausschreibungen gekoppelt, wobei diese für das Höchstwertgebiet II um 16% und für das Höchstwertgebiet III um 29% erhöht werden. Für die beiden Gebotsrunden im Jahr 2018 galten hiervon abweichend standort- und technologieübergreifend einheitliche Höchstwerte von 8,84 ct/kWh (April) bzw. 8,75 ct/kWh (November).

Eine weitere Besonderheit der gemeinsamen Ausschreibungen ist die Anwendung der sogenannten Verteilernetzkomponente, mit der erstmals auch die Netzausbaukosten berücksichtigt werden. Die Gebotswerte werden mit einem Aufschlag belegt, wenn die zugrundeliegenden Anlagen in Landkrei-

sen errichtet werden, in denen die installierte Leistung der erneuerbaren Energien die Höchstlast bereits überschreitet. Die Höhe des Aufschlags wird für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen getrennt ermittelt, womit dem Ausbaustand der jeweiligen Technologie und dessen Einspeisecharakteristik Rechnung getragen wird. Die Feststellung, welche Landkreise zu den Verteilernetz- ausbaugebieten zählen, sowie die Dimensionierung der Verteilernetzkomponenten obliegt der Bundesnetzagentur. Abbildung 30 zeigt hierzu die Ergebnisse der am 18. Dezember 2017 erfolgten Festlegung [BNetzA 2017b]. Eine Aufstellung mit allen Einzelwerten findet sich zudem im Anhang (siehe Tabelle 22).



Quelle: BNetzA 2017b, Kartenmaterial: © GeoBasis-DE / BKG 2017, Darstellung: ZSW

Abbildung 30: Verteilernetz ausbaugebiete und Verteilernetzkomponente

4.1.5. Vermarktungsmöglichkeiten

Strom aus Windenergieanlagen lässt sich auf verschiedenen Wegen vermarkten oder nutzen – doch nicht alle Optionen sind gleichrangig. Das vorliegende Kapitel beschreibt die unterschiedlichen Ansätze und ordnet ihre Bedeutung im Kontext des heutigen und zukünftigen Marktumfeldes ein. Tabelle 11 gibt einen einleitenden Überblick.

Tabelle 12: Vermarktungsmöglichkeiten und ihre Relevanz

Vermarktungsoption	Einordnung
Direktvermarktung mit Marktprämie	Zentrale Vermarktungsform für Neuanlagen im heutigen Marktumfeld; solange Förderbedarf besteht voraussichtlich auch in Zukunft
Sonstige Direktvermarktung	Bedeutung heute gering; Zentrale Vermarktungsform für Anlagen nach Förderende sowie für Neuanlagen ohne Förderbedarf ab 202x/3x
Regionale Direktvermarktung und Regionalnachweise	Vor allem marketingtechnisch interessant; Potenzial ungewiss
Eigenversorgung	Aufgrund des regelmäßig fehlenden räumlichen Zusammenhangs zwischen Erzeugung und Verbrauch heute wie zukünftig eher ein Nischenmodell
Direktlieferung	Aufgrund der regelmäßig fehlenden Nähe zu geeigneten Abnehmern und dem hohen administrativen Aufwand heute wie zukünftig eher ein Nischenmodell
Regelleistungsbereitstellung	Heute nach wie vor mit hohen technischen und wirtschaftlichen Hürden verbunden; Wachsende Bedeutung aus Systemsicht; Option zur Erwirtschaftung von Zusatzerlösen.

Im Folgenden werden die einzelnen Optionen näher beschrieben und eingeordnet.

Direktvermarktung mit Marktprämie

Anlagenbetreiber, die die Direktvermarktung mit Marktprämie nutzen, liefern ihren Strom in der Regel an einen Direktvermarkter. Dieser veräußert den Strom an der Börse und gibt den Marktwert abzüglich eines Vermarktungsentgeltes an den Betreiber weiter. Zusätzlich erhält der Anlagenbetreiber vom Netzbetreiber die Marktprämie. Sie deckt die Differenz zwischen dem anzulegenden Wert und dem durchschnittlichen Referenzmarktwert für Windstrom ab und wird monatlich rückwirkend berechnet. Die aus dem alten EEG bekannte Managementprämie für Bestandsanlagen ist in den anzulegenden Werten eingepreist. Die tatsächlich zu entrichtenden Kosten für die Tätigkeiten des Direktvermarkters sind in der Realität unterschiedlich und wirken sich somit auf die zu erzielenden Einnahmen des Betreibers aus.

Seit Einführung des – zunächst freiwilligen – Marktprämienmodells mit dem EEG 2012 ist der Anteil der Anlagen, die ihren Strom auf diese Weise direktvermarkten, stetig gewachsen. Mit dem EEG 2014 wurde die Direktvermarktung verpflichtend – zunächst für alle Anlagen über 500 MW, ab 1. Januar 2016 schließlich für alle über 100 kW. Zusätzlich wurde im EEG 2017 die verpflichtende Fernsteuerbarkeit der Anlagen festgelegt. Heute befinden sich über 90% der Windenergieanlagen in der Direktvermarktung. [ISI et al. 2018] Der Großteil davon nutzt die Direktvermarktung mit Marktprämie, in der Regel über einen Direktvermarkter. Laut der Jahresabrechnung der Übertragungsnetzbetreiber beliefen sich die Strommengen im Marktprämienmodell im Jahr 2018 auf 82.123 GWh – gemessen an der gemeldeten Gesamtstrommenge aus Windenergie an Land in Höhe von 86.293 GWh entspricht dies einem Anteil von rund 95%.

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. Die Strommengen in der sonstigen Direktvermarktung beliefen sich im Jahr 2018 auf lediglich 13.365 MWh.

Anlagenbetreiber, die ihren Strom im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung absetzen, können beim Umweltbundesamt Herkunftsnachweise beantragen und damit eine Grünstrom-Kennzeichnung erhalten. Im Jahr 2018 wurden insgesamt 8.393 Herkunftsnachweise für eine produzierte Energie von 5.090 MWh ausgestellt. [UBA 2019]. Die Grünstrom-Kennzeichnung ist vor allem marketingtechnisch relevant – die Lücke zwischen Marktwert und dem Vergütungsbedarf für Neuanlagen vermag sie nicht zu schließen. Daher ist die sonstige Direktvermarktung heute für Windenergieanlagenbetreiber nur in Einzelfällen eine wirtschaftliche Option. In den meisten Fällen handelt es sich hierbei um Anlagen im Grundvergütungszeitraum.

Die Bedeutung der sonstigen Direktvermarktung dürfte jedoch sprunghaft ansteigen, wenn ab 2021 für die ersten Anlagen der gesetzliche Förderzeitraum endet. Da in den wenigsten Fällen die Voraussetzungen erfüllt sein dürften, den erzeugten Strom vor Ort selbst zu verbrauchen oder ohne Nutzung des öffentlichen Netzes an Dritte zu veräußern, ist die sonstige Direktvermarktung für die überwiegende Mehrheit der Betreiber voraussichtlich die zentrale Option. Mehr zu den Vermarktungsoptionen im Weiterbetrieb und den Möglichkeiten, Preisrisiken über sogenannte Power-Purchase-Agreements aufzufangen, findet sich in Abschnitt 5.2.7.

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 schon in der Vergangenheit Konzepte mit regionaler Ausrichtung verfolgt haben, sehen in dem Modell Potenzial.

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. Seit dem 1. Januar 2019 ist mit Start des Regionalnachweisregisters (RNR) die Ausstellung von Regionalnachweisen für EEG-Strom durch das UBA möglich. Gesetzliche Grundlage hierfür ist die Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung (HkRNDV), die am 21. November 2018 in Kraft trat.

Der Regionalnachweis soll es Verbrauchern ermöglichen, EEG-Strom aus ihrer Region zu beziehen, ein entsprechender Nachweis ist durch das zuständige Energieversorgungsunternehmen zu erbringen. Der Energieversorger kann diese Nachweise nur bei Kunden in derselben Region einlösen. Diese Verwendungsregion wird gebildet, indem um die Außengrenze des Verwendungsgebietes (Postleitzahl des Kunden) ein Radius von 50 km gezogen wird. Alle Anlagen, die in Postleitzahl-Gebieten innerhalb des Radius liegen, können das Verwendungsgebiet mit Regionalstrom beliefern. Das Energieversorgungsunternehmen darf zur Vermarktung die konkreten Anlagen, aus denen der regionale Grünstrom des Kunden stammt, benennen.

Regionalnachweise können für Anlagen in der Direktvermarktung mit Marktprämie pro kWh ausgestellt werden. Es erfolgt keine bilanzielle Kopplung zwischen Erzeugung und Verbrauch, das heißt Stromflüsse sind nicht nachzuweisen. Ein Stromliefervertrag zwischen dem die Regionalnachweise abgebenden und dem die Regionalnachweise empfangenden Akteur muss geschlossen werden. Da

davon ausgegangen wird, dass die Anlagenbetreiber über die Regionalnachweise höhere Erlöse erzielen können, verringert sich nach § 53b EEG 2017 der jeweilige anzulegende Wert um 0,1 ct/kWh.

In welchem Umfang das Instrument der Regionalnachweise tatsächlich für die Vermarktung von Strom aus Windenergieanlagen genutzt wird, ist aufgrund der bisher sehr kurzen Betriebszeit des Regionalnachweisregisters noch nicht bekannt.

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.

Die Möglichkeiten im Bereich der Eigenversorgung wurden mit dem EEG 2017 durch den Gesetzgeber 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. Nicht zuletzt deshalb spielen Eigenversorgungskonzepte für Windenergieanlagen an Land im heutigen Marktumfeld kaum eine Rolle.

Auch für den Fall des Weiterbetriebs ab 2021 wird die Eigenversorgung nach Einschätzung des Bundesverbands WindEnergie eher ein Nischenmodell bleiben. Noch offen sei hingegen, welche Rolle Power-to-X-Ansätze in diesem Zusammenhang spielen können. [BWE 2019]

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.

Insgesamt spielt die Direktlieferung heute jedoch eine untergeordnete Rolle. Dies liegt zum einen an der regelmäßig fehlenden Nähe zu Großabnehmern und zum anderen am administrativen Aufwand, der mit der Direktlieferung einhergeht. So wird der Anlagenbetreiber durch die Direktlieferung zum Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Sinne des EEG, zum Energieversorgungsunternehmen im Sinne des EnWG und zum Versorger im Sinne des Stromsteuerrechts – jeweils mit entsprechenden Pflichten. Dazu kommt das Ausfallrisiko des Abnehmers. Die Direktlieferung ist daher nach Einschätzung des BWE auch im Kontext des Weiterbetriebs eher ein Nischenmarkt. [BWE 2019]

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]

Mit der Stilllegung konventioneller Kraftwerke im Rahmen der Energiewende wächst der Druck, die entstehende Lücke bei der Regelleistungsbereitstellung mit anderen Technologien zu schließen. Windenergieanlagen können hierzu in der Zukunft einen Beitrag leisten. Aus Betreibersicht wird der Regelleistungsmarkt aber auch zukünftig eher ein Markt für mögliche Zusatzerlöse bleiben.

Fazit

Die Direktvermarktung mit Markprämie ist heute die zentrale Vermarktungsform für alle Neuanlagen. Andere Arten der Direktvermarktung sind entweder nicht mehr möglich (wie die Direktvermarktung zur Verringerung der EEG-Umlage nach EEG 2012 § 33b Nr. 2 – bekannt als Grünstromprivileg) oder liegen, wie die sonstige Direktvermarktung, auf einem sehr niedrigen Niveau.

Die Möglichkeiten für alternative Geschäftsmodelle sind somit insgesamt relativ begrenzt bzw. für Anlagen, die neben dem Marktwert auf eine zusätzliche Förderung angewiesen sind, nicht wirtschaftlich. 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 Markprämie über einen Direktvermarkter

entwickeln. In Nischen existieren Regionalstrommodelle, die aber in sehr eng gestecktem Rahmen gestaltet werden. Der Raum für innovative Geschäftsmodelle, insbesondere im Bereich der Sektor-kopplung und für direktere Lieferbeziehungen zwischen Produzenten und Konsumenten ist derzeit kaum vorhanden.

Wenn für die ersten Anlagen im Jahr 2021 der gesetzliche Förderzeitraum ausläuft, wird die Bedeutung der sonstigen Direktvermarktung steigen. Der Wettbewerb um innovative Geschäftsmodelle und den effizienten Umgang mit Marktpreisrisiken hat in diesem Zusammenhang bereits heute begonnen. Die in diesem Rahmen entstehenden Vermarktungswege könnten den Übergang zu einem vollständig ungeförderten Betrieb im langfristigen Zeithorizont einleiten; ob dies tatsächlich möglich sein wird, hängt aber grundsätzlich mit der Entwicklung der weiteren Rahmenbedingungen eng zusammen (siehe Abschnitt 5.2.7).

4.2. Regelungen außerhalb des EEG

Neben den Regelungen innerhalb des EEG spielen auch die politischen und planungsrechtlichen Rahmenbedingungen auf der Ebene der Bundesländer eine entscheidende Rolle für die Entwicklung des Windenergieausbaus. Bedeutsam sind hier vor allem die Handlungsspielräume im Bereich der Raumplanung. So lassen sich die auf Bundesebene gesteckten Ausbauziele nur verwirklichen, sofern der Windenergie an Land in ausreichendem Umfang planungsrechtlich abgesicherte Flächen zur Verfügung stehen. Daneben rücken seit kurzem verstärkt akzeptanzfördernde Maßnahmen, wie Beteiligungsmodelle, in den Fokus.

Raumplanung

Seit der Novellierung des Baugesetzbuchs (BauGB) zum 1. Januar 1997 [BGBl. I 1996 S. 1189] zählen Windenergieanlagen im Außenbereich zu den privilegierten Vorhaben (§ 35 Absatz 1 Nr. 5 BauGB). Sie sind damit grundsätzlich zulässig, sofern keine öffentlichen Belange entgegenstehen. Das BauGB räumt den Planungsträgern jedoch einen Planvorbehalt ein. So werden öffentliche Belange unter anderem dann beeinträchtigt, wenn das Vorhaben den Darstellungen des Flächennutzungsplans widerspricht bzw. die Darstellungen im Flächennutzungsplan oder die Ziele der Raumordnung eine Ausweisung an anderer Stelle vorsehen.

In der Praxis werden die planerischen Steuerungsmöglichkeiten sehr unterschiedlich genutzt. Ein anhaltendes Problem ist dabei die Fehleranfälligkeit der zeit- und kostenaufwändigen Planungen. So kommt es immer wieder vor, dass Verwaltungsgerichte bestehende Regional- und Flächennutzungspläne für unwirksam erklären.¹³ Eine Untersuchung der Stiftung Umweltenergierecht [Wegner 2018] zu den Fehlerquellen zeigt, dass für die Aufhebung der Pläne sowohl formelle als auch materielle Fehler ursächlich sind.¹⁴ Neben der Bekanntmachung von Plänen und Entwürfen (formelle Fehler) zählen unter anderem die Unterscheidung zwischen harten und weichen Tabukriterien sowie die Nichteinhaltung des Substanzgebotes (materielle Fehler) zu den relevanten Fehlerquellen. Trotz

¹³ Siehe. u. a. Urteil des OVG Schleswig vom 20. Januar 2015 zur Teilfortschreibung der Regionalpläne I und III [OVG SH 2015], Urteile des OVG Berlin-Brandenburg zum Regionalplan »Havelland-Fläming 2020« [OVG BE/BB], Urteil des OVG Niedersachsen vom 14.05.2014 zum Regionalen Raumordnungsprogramm des Landkreises Cuxhaven OVG NI 2014]

¹⁴ Siehe ebenso [Wegner 2015] für eine Fehleranalyse bei Windkonzentrationszonenplanungen bis einschließlich 2015.

hoher Anforderungen sei die Konzentrationszonenplanung jedoch grundsätzlich rechtssicher möglich. Weiterer Anstrengungen bedarf es laut Wegner dennoch, »um die Rolle der Konzentrationszonenplanungen als Gegengewicht zur Außenbereichsprivilegierung von Windenergienutzungen zu stärken.«

Für Aufsehen sorgten im Jahr 2018 zwei Bundesratsinitiativen der Länder Brandenburg [Bundesrat 2018d] und Nordrhein-Westfalen [Bundesrat 2018e], die beide auf eine Stärkung der planerischen Steuerung der Windenergienutzung abzielen. Während Brandenburg mit seinem Antrag die Aufhebung der Außenbereichsprivilegierung für die Windenergienutzung anstrebt, setzt sich Nordrhein-Westfalen für die Wiederbelegung der Länderöffnungsklausel¹⁵ zur Vorgabe von Mindestabständen sowie für eine Verlängerung der Zurückstellmöglichkeiten von Genehmigungsanträgen (Plansicherungsinstrument, § 15 Absatz 3 BauGB) von 12 auf 24 Monate ein. Beide Anträge wurden in der 971. Sitzung des Bundesrates beraten und anschließend den zuständigen Ausschüssen zugewiesen [Bundesrat 2018f]. Die weitere Behandlung der Anträge durch den Bundesrat steht (Stand Ende Februar 2019) noch aus. Unterdessen folgte die CDU Deutschland dem Votum Brandenburgs. Auf ihrem 31. Parteitag im Dezember 2018 verabschiedete sie einen Beschluss, in dem sie die CDU/CSU-Bundestagsfraktion sowie die Bundesregierung dazu auffordert, die Privilegierung der Windenergienutzung im Außenbereich zu streichen und durch ein »positives Planungserfordernis« zu ersetzen [CDU 2018]. Gegenstimmen hierzu kommen unter anderem vom Umweltbundesamt (UBA). Die Behörde sprach sich in einer Mitteilung [UBA 2018] für die Fortführung der Außenbereichsprivilegierung sowie gegen die Einführung pauschaler Abstandsregelung aus. Mit der Aufhebung der Privilegierung würde andernfalls jegliche Verpflichtung zur Flächenbereitstellung entfallen. Eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende wäre auf dieser Basis nicht denkbar, so das Umweltbundesamt.

Parallel zur Bundesrats-Initiative plant Nordrhein-Westfalen eine Verschärfung der Abstandsvorschriften im Zuge der Landesplanung. Der am 19. Februar 2019 im Kabinett beschlossene Landesentwicklungsplan Nordrhein-Westfalen (LEP NRW) sieht vor, dass bei der planerischen Steuerung von Windenergieanlagen in Regional- und Flächennutzungsplänen künftig ein Vorsorgeabstand von 1.500 m zu allgemeinen und reinen Wohngebieten einzuhalten ist. Zudem schließt die Neufassung des Landentwicklungsplans die Nutzung der Windenergie im Wald weitgehend aus [NRW 2019].

Beteiligungsinstrumente

Nach dem Willen der Regierungsparteien sollen Standortgemeinden sowie Bürgerinnen und Bürger vor Ort zukünftig stärker an der Wertschöpfung von EE-Anlagen partizipieren. Der Koalitionsvertrag vom 12. März 2018 [CDU et al. 2018] sieht hierzu die Schaffung bundeseinheitlicher Regelungen vor. Noch im Frühjahr 2019 sollen die im Raum stehenden Konzepte in der im Zuge des Energiesammelgesetzes auf den Weg gebrachten »AG Akzeptanz« erörtert werden. Der Gesetzgeber reagiert damit auf den Widerstand, der sich vielerorts gegen den Ausbau der erneuerbaren Energien formiert und die Suche nach geeigneten Standorten erschwert. Parallel zum Prozess der »AG Akzeptanz« befasst sich seit Januar 2019 ein Forschungsvorhaben des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie mit der Fragestellung, wie Kommunen und kommunale Akteure finanziell besser beteiligt

¹⁵ § 249 Absatz 3 BauGB hat den Ländern das Recht eingeräumt, bis zum 31. Dezember 2015 Landesgesetze zu erlassen, die die Außenbereichsprivilegierung auf jene Windenergieanlagen beschränkt, die einen bestimmten Abstand zu den im Landesgesetz bezeichneten zulässigen baulichen Nutzungen einhalten. Bayern ist das einzige Bundesland, dass die Länderöffnungsklausel genutzt hat. Auf die Regelungen und Folgenden der dort eingeführten 10-H-Regelung wird in Abschnitt 6.1.4 eingegangen.

werden können.¹⁶ Erste Empfehlungen will das Forschungsvorhaben bis Juni 2019 erarbeiten – die Ergebnisse der »AG Akzeptanz« sollen dagegen schon Ende März 2019 vorliegen.

Bereits im Mai 2016 verabschiedete Mecklenburg-Vorpommern ein Beteiligungsgesetz [GVOBl. M-V 2016], das den Anteil der Bürger- und Gemeindebeteiligung am Windenergieausbau steigern soll. Vorhabenträger werden damit verpflichtet, Anwohnern und Gemeinden im Umkreis von 5 km um den Anlagenstandort mindestens 20% ihrer Gesellschaftsanteile zum Kauf anzubieten. Möglich sind alternativ auch die Gewährung einer jährlichen Ausgleichsabgabe für die Gemeinden sowie eine Beteiligung der Bürgerinnen und Bürger in Form von Sparprodukten. Inwiefern das Modell den Zielen gerecht wird, ist aktuell noch unklar. Aufgrund von Übergangsregelungen griff das Beteiligungsgesetz bislang nicht. Dies räumte die Landesregierung in ihrer Antwort auf eine kleine Anfrage der Fraktion DIE LINKE vom 31. Juli 2018 ein. Allerdings befänden sich 36 Vorhaben im Planungsprozess, die zur Umsetzung der gesetzlichen Beteiligungsregelungen verpflichtet sind.

Länderspezifische Regelungen sind grundsätzlich mit dem Nachteil behaftet, dass sie zu einer Schlechterstellung der betroffenen Anlagenbetreiber in den Ausschreibungen des EEG führen können. Das Problem beschäftigt auch die Projektentwickler und ist nicht zuletzt Anlass für die Klagen, die aktuell beim Landesverfassungsgericht in Greifswald und beim Bundesverfassungsgericht in Karlsruhe gegen das Beteiligungsgesetz aus Mecklenburg-Vorpommern anhängig sind. Zwar räumt ein aktuelles Gutachten im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums dem Kläger wenig Erfolgsaussichten ein [IFOK et al. 2018], dennoch unterstreicht der Fall, dass bundeseinheitliche Regelungen grundsätzlich vorzugswürdig wären. Brandenburg drängt unterdessen ebenfalls auf eine länderspezifische Lösung – einen entsprechenden Gesetzesentwurf legten die Fraktionen von SPD und DIE LINKE im Januar 2019 vor [Landtag BB 2019]. Geplant ist eine Sonderabgabe an betroffene Gemeinden in Höhe von 10.000 € je Windenergieanlage und Jahr.

¹⁶ Finanzielle Beteiligung von betroffenen Kommunen bei Planung, Bau und Betrieb von erneuerbaren Energieanlagen, Bearbeitung: IÖW, BBH & BBHC, IKEM, Laufzeit 01/2019–12/2020

Aktuelle Vorschläge für eine finanzielle Beteiligung im engeren Sinne

(Quelle: Hirschl 2019)

Steuern und Abgaben an Gemeinden

- Sonderabgabe [Agora Energiewende 2018]
- Außenbereichsabgabe [SUER 2018]
- Wind-Konzession [Schmidt-Eichstaedt 2018]
- Abschöpfung von Planungsvorteilen [Köck 2017]
- Anpassung der Gewerbesteuer
- Anpassung der Grundsteuer
- Anpassung der kommunalen Stromleitungskonzessionen
- Vorgabe/Anreiz einer Abgabe auf privatwirtschaftlicher Basis (z. B. via EEG-Regelung)

Investitionsbeteiligung / Kapitaleinlagen

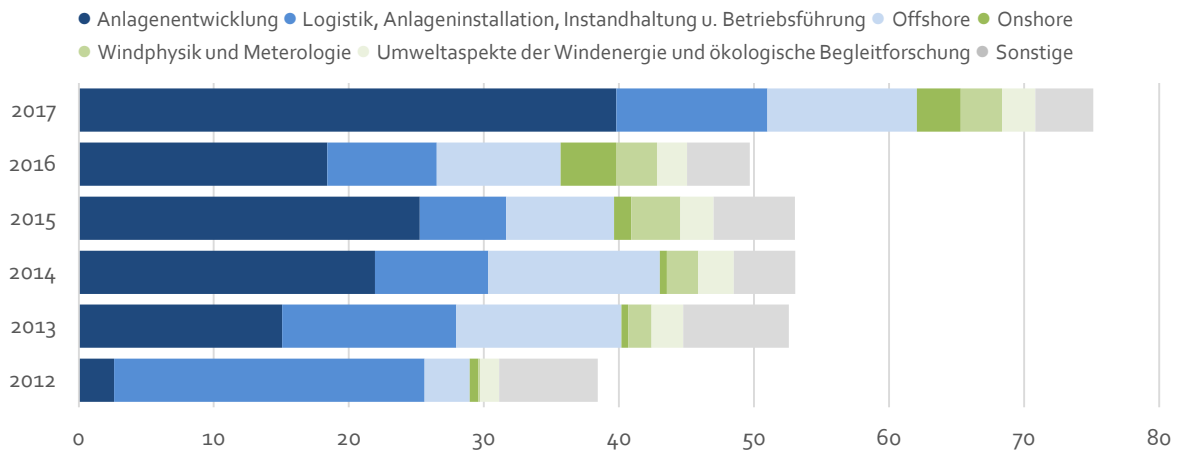
- Investitions- bzw. Eigenkapitalbeteiligung
- Fremdkapitalbeteiligung (Darlehen, Sparverträge)

Forschungsförderung

Die technologische Forschung und Entwicklung im Bereich der Windenergienutzung wird durch das Energieforschungsprogramm der Bundesregierung angereizt. Zu den spezifischen Zielen für die Windenergie in der sechsten Auflage des Programms zählen Kostensenkungen, Ertragssteuerungen sowie der zuverlässige Betrieb und die Umweltverträglichkeit der Windenergieanlagen. Für das Jahr 2017 listet der »Bundesbericht Energieforschung« [BMWi 2018] 354 laufende sowie 86 neu bewilligte Projekte mit dem Schwerpunkt Windenergie. Der Mittelabfluss lag mit 75,11 Mio. € deutlich über den Vorjahren (2016: 49,69 Mio. €, 2015: 53,04 Mio. €) – davon ist mehr als die Hälfte (39,8 Mio. €) thematisch der Anlagenentwicklung zuzuordnen.

Im September 2018 hat die Bundesregierung das 7. Energieforschungsprogramm [BMWi 2018b] auf den Weg gebracht. Es läuft bis 2022 und soll – ausgestattet mit 6,4 Mrd. € – stärker als bisher den Technologie- und Innovationstransfer unterstützen. Im Bereich der Windenergie stehen weiterhin Kostensenkungen und die Zuverlässigkeit der Anlagen im Mittelpunkt. Zu den strategischen Forschungs- und Entwicklungs-Themen zählen jedoch auch die Erkundung und Erschließung von Standorten im komplexen Gelände, die systemdienliche Auslegung von Anlagen und Parks sowie Fragen des Rückbaus und der Wiederwendbarkeit. Die Digitalisierung wird als Querschnittsaufgabe betrachtet – mit dem Potenzial, entlang der gesamten Wertschöpfungskette von der Anlagenfertigung, über den Betrieb bis hin zur Netzführung Einsparungen umzusetzen und Ressourcen zu schonen.

Fördermittelabfluss für Windenergie in Mio. €



Quelle: BMWi 2018, Darstellung: ZSW

Abbildung 31: Mittelabfluss für Windenergie im Energieforschungsprogramm nach Themenbereichen

5. Ökonomische Aspekte

Im folgenden Kapitel wird die Kostensituation der Windenergie an Land betrachtet. Hierfür werden zunächst typische Kostenstrukturen von Windenergieprojekten erhoben. Diese Informationen dienen als Eingangsparameter für die darauffolgende Stromgestehungskostenberechnung. Aufgrund des erst Ende 2018 erfolgten Wechsels zwischen Übergangssystem und Ausschreibungssystem bezogen auf den Großteil der Installationsaktivitäten, wird in den Kostenbetrachtungen stets zwischen beiden Systemen unterschieden.

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

Im Folgenden wird die Kostensituation der Windenergie an Land sowohl für den Zeitraum des Übergangssystems als auch für den Fall einer Projektumsetzung im Ausschreibungssystem beschrieben. Die Gesamtinvestition eines Windenergieprojektes wird hierbei stets 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. Im Rahmen des EEG-Erfahrungsberichts-Vorhabens wurden bisher Daten zu den Hauptinvestitionskosten bei den Herstellern von Windenergieanlagen abgefragt (2017), um die Stromgestehungskosten mit Stand 2018 berechnen zu können. Der vorliegende Bericht beinhaltet neue Daten zu den Nebeninvestitions- und Betriebskosten, die aus einer Ende 2018/Anfang 2019 durchgeführten Befragung von Projektierern hervorgehen, sowie die Ergebnisse einer erneuten Datenerhebung zur den Hauptinvestitionskosten.

5.1.1. Überblick Kenntnisstand zur Kostensituation

Die letzten ausführlichen Veröffentlichungen mit zugrundeliegender Datenerhebung in der Windenergiebranche erfolgten 2013, 2014 und 2015. Weiterhin wurde die Kostensituation sowohl im Jahr

2016 als auch im Jahr 2017 bereits durch das laufende Vorhaben zum Erfahrungsbericht analysiert; 2016 mit einer umfassenden Datenerhebung bei Herstellern und Projektierern sowie 2017 in Form einer aktualisierten Datenerhebung für die Hauptinvestitionskosten.

- 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 2015 [DWG 2015]
- Deutsche WindGuard/ZSW: Wissenschaftlicher Zwischenbericht - Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz, Teilvorhaben II e): Wind an Land [DWG/ZSW 2017]
- Deutsche WindGuard/ZSW: Wissenschaftlicher Bericht - Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz, Teilvorhaben II e): Wind an Land [DWG/ZSW 2018]

Alle genannten 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 Tabelle 12. Alle Studien zeigen Bandbreiten und Sensitivitäten auf, die Übersicht ist aus diesem Grund etwas vereinfachend, beinhaltet aber die wesentlichen Durchschnittswerte.

Tabelle 13: Vergleichende Übersicht der Haupt-Eingangsparameter zur Stromgestehungskostenberechnung aus früheren Analysen

		DWG 2013	IE 2014	DWG 2015	DWG / ZSW 2017	DWG / ZSW 2018
Durchschnittliche Hauptinvestitionskosten	€/kW	1.010 - 1.340	1.050 - 1.440	980 - 1.380	1.020 - 1.180	1.060 - 1.170
Durchschnittliche Investitionsnebenkosten	€/kW	374	326	387	331	331
Betriebskosten Jahr 1-10	ct/kWh	2,41 - 2,66	2,1	2,1 - 2,6	1,1, - 1,8	1,1, - 1,8
Betriebskosten Jahr 11-20	ct/kWh	2,7	2,68	2,3 - 2,9	1,5 - 2,4	1,5 - 2,4
Eigenkapitalanteil	%	22	20	15	8 - 24	8 - 24
Eigenkapitalverzinsung	%	8,75 - 11	8	8	8	8
Fremdkapitalzins	%	3,8	3,8	2,5 / 5 (Anschlusszins)	2,1 / 5 (Anschlusszins)	2,1 / 5 (Anschlusszins)

Datengrundlage: DWG 2013, IE 2014, DWG 2015, DWG/ZSW 2017, DWG/ZSW 2018. Quelle: Eigene Darstellung DWG.

5.1.2. Datengrundlage

Die Datengrundlage für die Betrachtung der Kostensituation der Windenergie an Land wurde zum Vorhabenbeginn aufgebaut und in mehreren Aktualisierungen im Verlauf des Vorhabens erweitert, zuletzt Ende 2018. Weiterhin kann für Betrachtungen der Entwicklungen im Zeitverlauf auf Datenanalysen aus früheren Kostenstudien zurückgegriffen werden. Im Folgenden wird ein Überblick über die im vorliegenden Beratungsvorhaben durchgeführten Datenerhebungen gegeben.

Während der ersten umfangreichen Datenerhebung im Herbst 2016 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; Kostendegressionspotenziale
- Projektierer von Windenergieprojekten
 - Versand an 220 Unternehmen
 - Ergänzend Durchführung einer Desktop-Erhebung hinsichtlich veröffentlichter Prospekte von Windenergieprojekten
 - Inhaltliche Schwerpunkte: Investitionsnebenkosten; Betriebskosten; Kostendegressionspotenziale
- 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

Zum Jahresende 2018 erfolgte erneut eine Aktualisierung der Befragung von Anlagenherstellern. Neben der Abfrage von durchschnittlichen Hauptinvestitionskosten im Jahr 2018 wurde dabei nach Kostenunterschieden für Projekte im Norden und Süden Deutschlands gefragt. Weiterhin erfolgte Ende 2018/Anfang 2019 eine erneute Erhebung von Kostendaten bei Projektierern von Windenergieprojekten und eine ergänzende Desktop-Recherche zur Aktualisierung und Ergänzung insbesondere von Investitionsnebenkosten und Betriebskosten.

- Hersteller von Windenergieanlagen – Erhebung 2018
 - Versand an 7 Hersteller
 - Inhaltliche Schwerpunkte: Kosten der aktuellen Windenergieanlagentechnologie; Kostenunterschiede Nord- und Süddeutschland
- Projektierer von Windenergieprojekten – Erhebung 2018
 - Versand an 96 Unternehmen
 - Ergänzend Durchführung einer Desktop-Erhebung hinsichtlich veröffentlichter Prospekte von Windenergieprojekten
 - Inhaltliche Schwerpunkte: Investitionsnebenkosten; Betriebskosten;

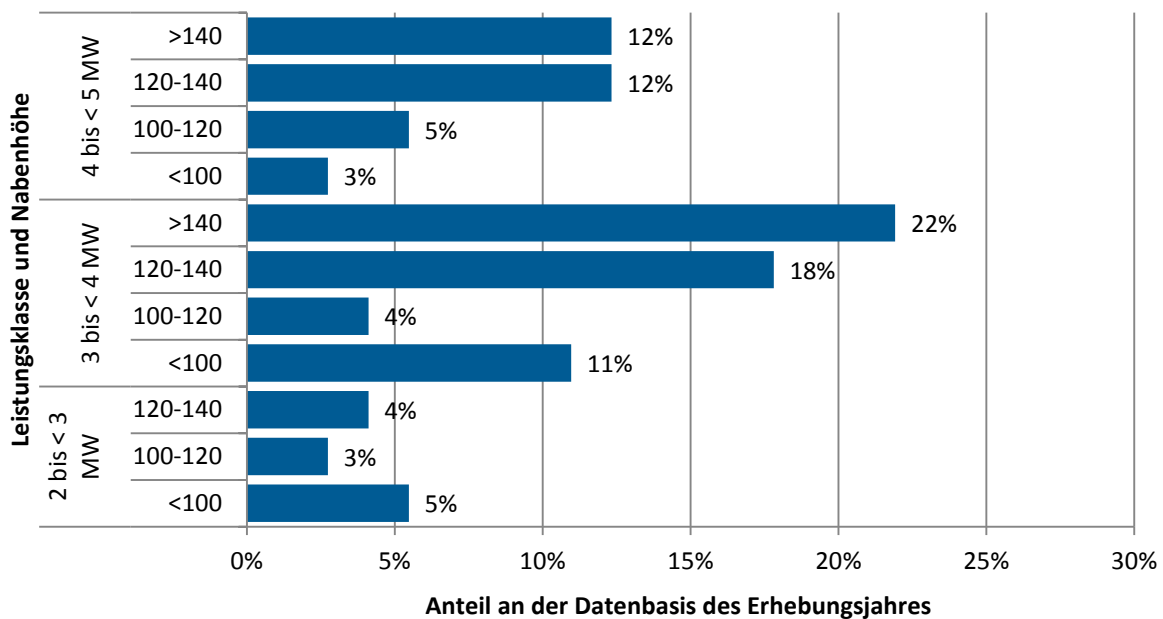
Im Folgenden wird ein Überblick über den Umfang und die Art der Datenrückläufe gegeben.

Hersteller

Im Rahmen der letzten aktualisierenden Erhebung der Hauptinvestitionskosten von Anlagenherstellern im Rahmen des Vorhabens wurden 2018 von fünf Herstellern¹⁷ Daten geliefert. Die Hersteller realisierten 2018 gemeinsam 89% des Windenergiezubaus in Deutschland [Registerdaten 1/19]. Damit beziehen sich die Antworten auf das Hauptspektrum des deutschen Marktes. Auf Basis der Datenerhebung konnten Kostenangaben für 73 Anlagentypen mit unterschiedlichen Konfigurationen im Leistungsbereich von 2 bis <5 MW¹⁸ gesammelt werden. Die folgende Abbildung 32 gibt nähere Hinweise zur Verteilung der vorhandenen Datensätze auf unterschiedliche Leistungsklassen und Nabenhöhen. Verglichen mit der Datenerhebung der beiden Vorjahre wurde eine ähnliche Anzahl an Datensätzen in den relevanten Technologieklassen erfasst. Der Schwerpunkt liegt wie bereits in der 2017er-Erhebung weiter in der Leistungsklasse der 3 bis <4 MW-Anlagen (>50% der Datenbasis), die ihren Marktanteil am Leistungszubau zunehmend steigert. Erstmals sind ausreichend Anlagentypen der 4 bis <5 MW-Klasse erfasst worden, um auch diese darzustellen (>30% der Datenbasis). Die Anlagen der 2 bis <3 MW-Klasse werden durch den kleinsten Teil der Datenbasis repräsentiert und verlieren auch im Zubau zunehmend an Bedeutung.

¹⁷ Die Rückmeldung erfolgte von anderen Herstellern als in den vergangenen Erhebungen, beim Vergleich der Daten zu den Vorjahres-Daten ist dies zu bedenken.

¹⁸ Datensätze in weiteren Leistungsklassen, die in Auswertungen nicht gemittelt werden können, werden nicht dargestellt, um die Vertraulichkeit der Einzeldatensätze zu wahren.



Datenbasis: 73 WEA-Typen

Datengrundlage: Eigene Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung DWG.

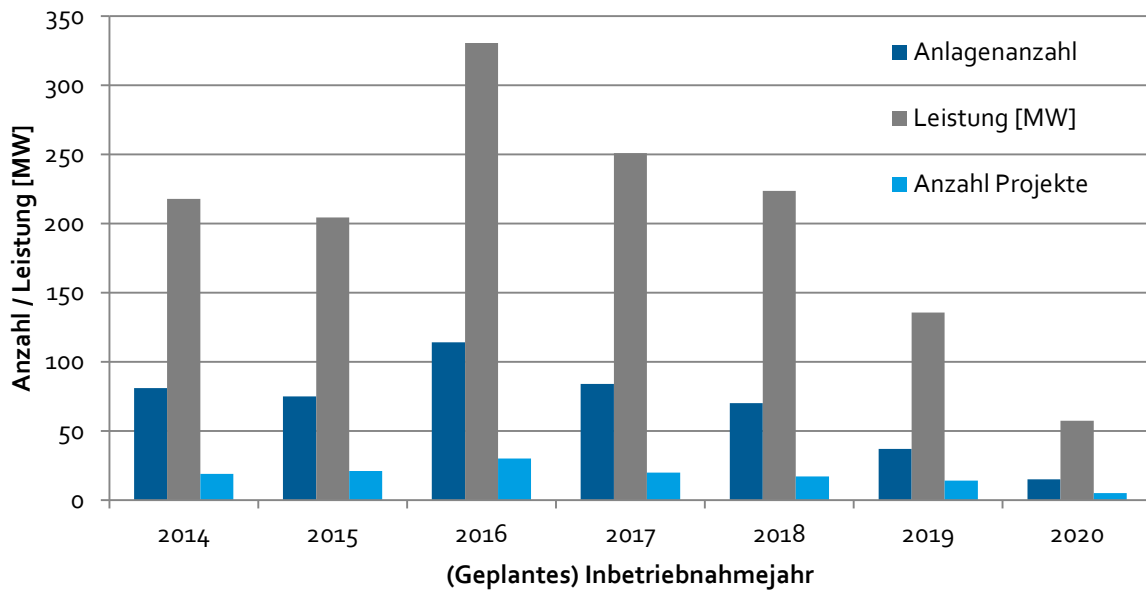
Abbildung 32: Verteilung der erhaltenen Kostendaten für Windenergieanlagen im Jahr 2018 nach Leistungsklasse und Nabelhöhe

Projektierer / Prospektrecherche

Jeweils in den Jahren 2016 und 2018 wurde eine schriftliche Befragung mit intensivem telefonischem Nachlaufprozess zur Datenerhebung bei Projektentwicklern und Betreibern von Windenergieanlagen durchgeführt. Um die Datenbasis zu erweitern, wurden zudem ergänzende Desktop-Recherchen durchgeführt. Aus beiden Erhebungen zusammen liegen dabei im Ergebnis Daten für insgesamt 126 Projekte mit 476 Windenergieanlagen und einer Gesamtleistung von 1.420 MW vor.

Die Rücklaufquote bezogen auf die Anzahl der kontaktierten Unternehmen betrug in der 2016er Erhebung 10% und in der 2018er Erhebung 20%, die jedoch teilweise mehrere Projekte meldeten. Angesichts der sehr hohen Sensibilität der abgefragten Daten und der mit der Einführung von Ausschreibungen gesunkenen Antwortbereitschaft in der Branche wird der Rücklauf insgesamt als hinreichend gewertet. Die Rücklaufquote hat sich in der Erhebung 2018 gegenüber 2016 verbessert.

Die folgende Abbildung 33 stellt die Verteilung der resultierenden Datenbasis verteilt auf unterschiedliche Inbetriebnahmejahre dar. Für die Jahre 2014 und 2015 liegen jeweils Daten für gut 200 MW vor, wobei in 2014 die durchschnittliche Projektgröße etwas größer ist. Die meisten Datensätze liegen mit rund 330 MW für Windenergieanlagen mit Inbetriebnahmejahr 2016 vor. Durch die erneute Datenerhebung 2018 wurde die Datenbasis für das Inbetriebnahmejahr 2017 auf knapp 250 MW vergrößert, für 2018 liegen Daten zu rund 220 MW vor. Projekte mit geplanter Inbetriebnahme in den Jahren 2019 und 2020 wurden ebenfalls erfasst und werden durch rund 135 MW bzw. etwa 50 MW repräsentiert.

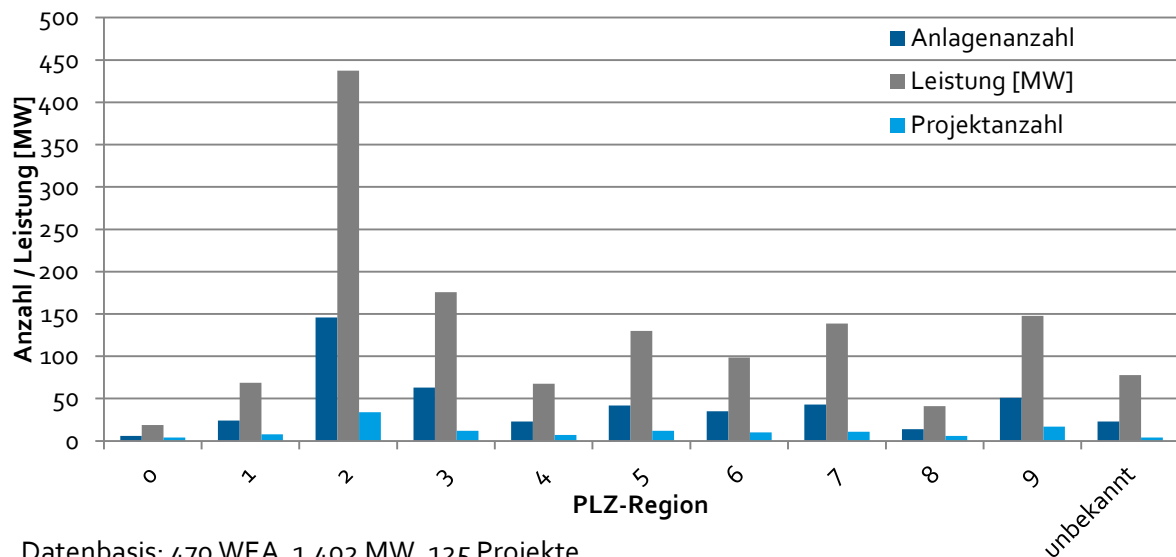


Datenbasis: 476 WEA, 1.420 MW, 126 Projekte

Datengrundlage: Eigene Erhebung. Quelle: Eigene Darstellung DWG.

Abbildung 33: Verteilung der Projektdatenbasis hinsichtlich Anlagenanzahl, Leistung sowie Projektanzahl auf das (geplante) Inbetriebnahmejahr

Abbildung 34 gibt nähere Informationen zur geografischen Verteilung der vorhandenen Datensätze. Für alle Postleitzahl-Regionen Deutschlands wurden Daten erfasst. Einige Datensätze wurden ohne Zuordnung zu einer PLZ-Region geliefert, für andere konnten aus einer Angabe des Bundeslandes oder der Region Rückschlüsse auf die PLZ-Region getroffen werden. 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. Eher 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. Die Länder Brandenburg, Thüringen und Sachsen-Anhalt sind in anderen PLZ-Regionen in der Datenbasis vertreten. Die Postleitzahlregionen 6, 7 und 8, in denen der Zubau seit 2014 ebenfalls verhältnismäßig niedrig war, sind in der Datenbasis besser vertreten. Gemessen am tatsächlichen Zubau ab August 2014 inklusive der zum Berichtszeitpunkt offenen Genehmigungen gemäß dem Register der BNetzA sind die Regionen 0, 1, 3 und 4 eher unterrepräsentiert, während die übrigen Regionen tendenziell überrepräsentiert sind.



Datenbasis: 470 WEA, 1.402 MW, 125 Projekte

Datengrundlage: Eigene Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung DWG

Abbildung 34: Verteilung der Projektdatenbasis hinsichtlich Anlagenanzahl, Leistung sowie Projektanzahl auf Postleitzahlregionen

Banken

Aus der Datenerhebung 2016 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.

5.1.3. Hauptinvestitionskosten

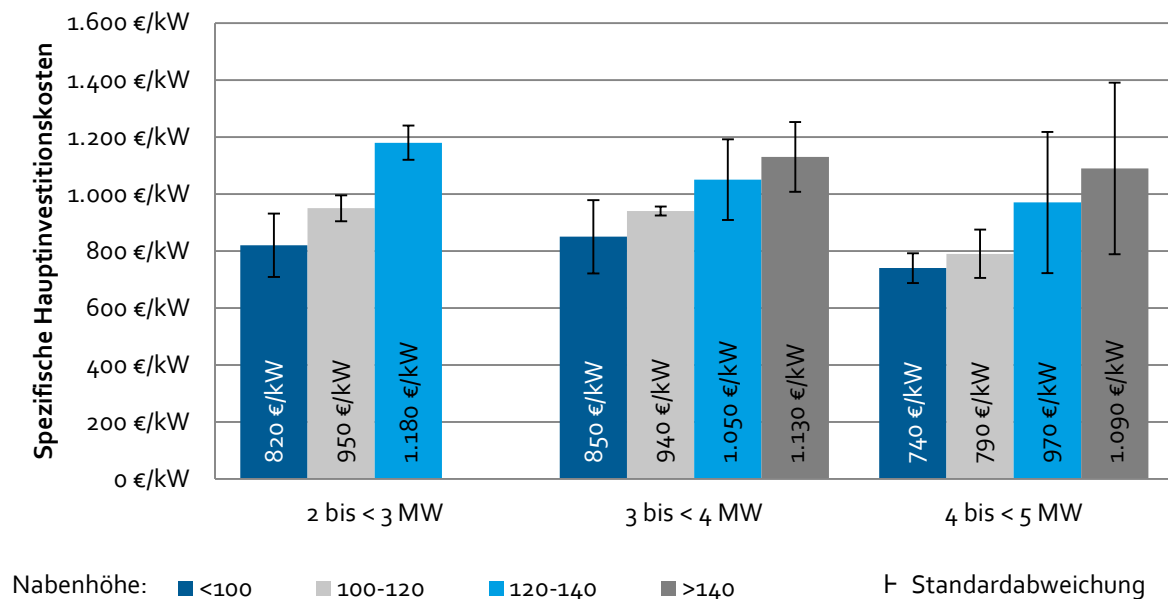
Die Hauptinvestitionskosten umfassen neben der Windenergieanlage selbst die Logistik- und Transportkosten der Anlagen zum jeweiligen Projektstandort sowie die Installationskosten. Üblicherweise werden diese Kosten vom Hersteller getragen und in die Anlagenpreise einkalkuliert. Die Kosten für die Bereitstellung und Errichtung der Fundamente, der nötigen Infrastruktur sowie der Netzanschlüsse sind hingegen Bestandteile der Investitionsnebenkosten. Im Folgenden werden die Ergebnisse der Datenerhebung bei den maßgeblichen am deutschen Markt tätigen Anlagenherstellern vorgestellt.⁴⁹

Ergebnisse der Datenerhebung

Die durchschnittlichen Hauptinvestitionskosten je Kilowatt installierter Leistung werden in Abbildung 35 differenziert nach drei Leistungs- und vier Nabenhöhenklassen dargestellt. Dabei wird nicht nach unterschiedlichen Rotordurchmessern differenziert. Es ist anzumerken, dass die mittleren Rotordurchmesser mit steigender Nabenhöhe sowie steigender Leistungsklasse tendenziell ebenfalls steigen. Im Mittel liegt der Rotordurchmesser in der 2 bis < 3 MW-Klasse bei etwa 90 m, in der 3 bis < 4 -Klasse bei etwa 120 m und in der 4 bis < 5 MW-Klasse bei etwa 135 m. Die spezifische Flächenleistung ist im Schnitt in der 2 bis < 3 MW-Klasse am höchsten und in der 3 bis < 4 MW-Klasse am niedrigsten.

⁴⁹ 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 insgesamt in allen Fällen als gut zu bewerten.

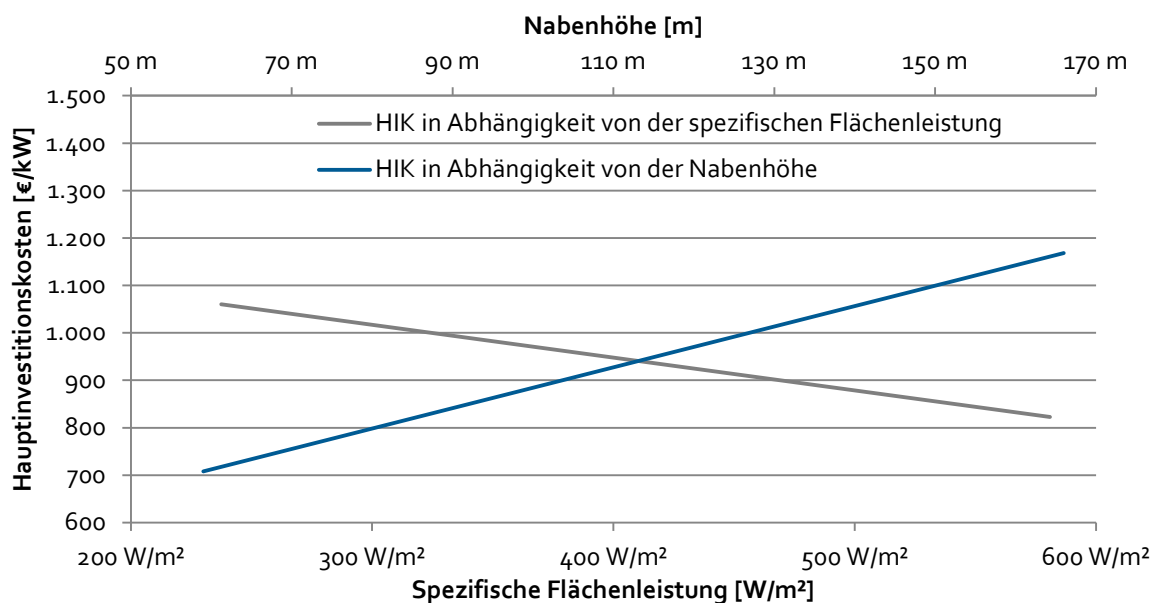
Die Kostenunterschiede sind in dieser Darstellung vor allem hinsichtlich der Nabenhöhe sichtbar. Mit zunehmender Nabenhöhe (und gleichzeitig leicht steigendem Rotordurchmesser) steigen auch die spezifischen Hauptinvestitionskosten. Tendenziell, jedoch nicht völlig eindeutig, nehmen die spezifischen Kosten hingegen mit zunehmender Anlagenleistung ab. Die Standardabweichung der Kostendaten beträgt gemessen über alle Leistungsklassen bei Berücksichtigung der spezifischen Flächenleistung und Nabenhöhe der Anlagen rund 22%.



Datengrundlage: Eigene Erhebung. Quelle: Eigene Darstellung DWG.

Abbildung 35: Spezifische Hauptinvestitionskosten in €/kW mit Standardabweichung nach Leistungs-kategorie und Nabenhöhe

Neben der Betrachtung der Entwicklung der spezifischen Hauptinvestitionskosten in Abhängigkeit von Leistung und Nabenhöhe ist 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 rund 200 W/m² und rund 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 36 sind die Trendlinien der spezifischen Hauptinvestitionskosten in Abhängigkeit von der Nabenhöhe und der spezifischen Flächenleistung dargestellt.



Datengrundlage: Eigene Erhebung. Quelle: Eigene Darstellung DWG.

Abbildung 36: Trendlinien der spezifischen Hauptinvestitionskosten in €/kW in Abhängigkeit von der Nabenhöhe und der spezifischen Flächenleistung

Wie die spezifischen 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.

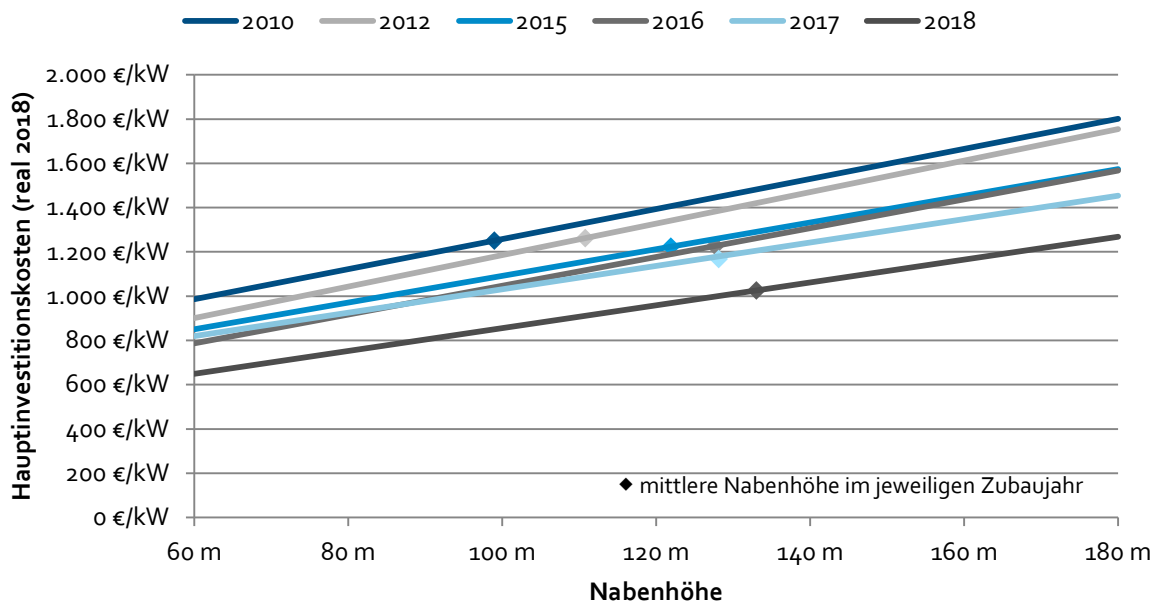
Regionale Unterschiede

Im Rahmen der Datenerhebung 2018 wurde Hersteller neben den Kosten für unterschiedliche Anlagentypen zu möglichen regionalen Kostenunterschieden befragt. Von keinem Hersteller wurden grundsätzlich höhere Hauptinvestitionskosten im Süden im Vergleich zum Norden Deutschlands benannt. Projektspezifisch stellen einige Hersteller unterschiedlich hohe Transportkosten fest, jedoch gibt es hier keinen klaren Nord/Süd-Zusammenhang, sondern eine Abhängigkeit von den tatsächlichen Entfernungen zu den Produktions- und Lagerstätten der einzelnen Anlagenkomponenten. Systematisch höhere Hauptinvestitionskosten für Projekte im Süden Deutschlands sind somit nicht festzustellen.

Kostenunterschiede zeigen sich allerdings, wenn die Konfiguration der Anlagen berücksichtigt wird, die tatsächlich in den vergangenen Jahren im Norden und Süden des Landes durchschnittlich gewählt wurde (vgl. Kapitel 3.2). Die im Binnenland und insbesondere im Süden errichteten Anlagen sind durchschnittlich mit höheren Türmen und größeren Rotoren ausgestattet. Für solche Anlagen fallen spezifisch höhere Kosten an als für Anlagen mit niedrigeren Türmen und geringerem Rotordurchmesser.

Kostenentwicklung im Zeitverlauf

Die Hauptinvestitionskosten sind im Zeitverlauf immer weiter gesunken. Die folgende Abbildung 37 stellt dies zusammenfassend für Anlagen mit einer Leistung von 2 bis <5 MW dar (alle Werte wurden auf das Jahr 2018 normiert). Abhängig davon, welche Anlagentypen im jeweiligen Erhebungszeitraum verfügbar waren, sind Anlagen der größeren Leistungsklassen erst in späteren Jahrgängen in den der Auswertung zugrundeliegenden Kostendaten enthalten. 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 jährlichen Kostensenkungen zwischen 2010 und 2018 betragen real 4% für Anlagen der gleichen Nabenhöhenklasse. Zwischen 2017 und 2018 wurden die größten Kostensenkungen festgestellt, diese belaufen sich im Mittel auf 14%. Vermutlich ist der Grund dafür der höhere Kostendruck, der sich im Ausschreibungssystem ergibt, sowie die zunehmende Verfügbarkeit der unter diesem Aspekt entwickelten neuesten Anlagengeneration. In der Vergangenheit wurde zudem oftmals beobachtet, dass neue Technologieklassen, die neu in den Markt eintreten, zunächst zu höheren Preisen je kW gehandelt werden. Dies kann mit dem Eintritt der 4 bis < 5 MW-Klasse nicht beobachtet werden. Skaleneffekte, die die Kosten je kW senken, scheinen mit der neuen Anlagentechnologie erstmals zu wirken. Die Hersteller von Windenergieanlagen bauen dabei zunehmend auf Plattformlösungen, bei denen unterschiedliche Rotorblattlängen mit verschiedenen verfügbaren Nennleistungen kombinierbar sind und somit eine schrittweise erfolgende Weiterentwicklung der Technologien möglich ist. Das Zusammenwirken der verschiedenen Aspekte, begünstigt Kostensenkungen ebenso wie eine strategische Preissetzung, die den Erhalt von Marktanteilen auf den enger werdenden deutschen Markt sicherstellen soll.



Leistungsklassen 2 - < 5 MW

Datenbasis: 261 Datensätze

Datengrundlage: Eigene Berechnung. Quelle: Eigene Darstellung DWG.

Abbildung 37: Inflationbereinigte spezifische Hauptinvestitionskosten in 2018 €/kW als Trendlinien über der Nabenhöhe im Zeitverlauf

Die in der Abbildung 37 eingetragenen Markierungen (◆) zeigen die durchschnittlichen Hauptinvestitionskosten für eine Anlage mit der mittleren Nabenhöhe des jeweiligen Zubaujahrs an. Aufgrund der stetig wachsenden Kennwerte der Anlagenkonfiguration (vgl. Kapitel 3.2.1) wurde zwischen 2010 und 2016 bezogen auf die spezifischen Hauptinvestitionskosten keine erhebliche Reduktion bezogen auf die jeweils im Mittel errichtete Anlagentechnologie festgestellt. Das heißt, es wurden zunehmend leistungsstärkere Anlagen (mit größeren Nabenhöhen sowie geringeren spezifischen Flächenleistungen und somit höheren Volllaststunden) errichtet, wobei der Preis je installiertes Kilowatt stabil blieb. Das Größenwachstum ging demnach mit entsprechenden Kostensenkungen einher. Zwischen 2016 und 2018 verändert sich dieser Trend, und die spezifischen Kosten sinken – 2017 vor allem aufgrund weniger stark erhöhter Nabenhöhen, 2018 hingegen aufgrund im Vergleich zu den Vorjahren überdurchschnittlicher Kostensenkungen.

5.1.4. 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. Unter sonstigen Kosten werden weiterhin Posten zusammengefasst, die durch die Befragten nicht eindeutig einer der Kategorien zugeordnet werden konnten. Im Folgenden sind die Kostenbestandteile der einzelnen Kategorien zusammenfassend erläutert.

Fundament

Bei der Errichtung von Windenergieanlagen an Land werden zunächst Fundamente gesetzt. Abhängig von den Standortbedingungen und der Bodenbeschaffenheit können unterschiedliche Fundamente benötigt werden. Unterschieden wird dabei zwischen Flach- und Tiefgründungen. In

den von den Projektierern erhobenen Daten überwiegen nach wie vor die Projekte mit Flachgründungen, dennoch sind Projekte mit Tiefgründungen oder einem Mix aus verschiedenen Gründungslösungen nicht zu vernachlässigen. Weitere Maßnahmen wie Auftriebssicherung oder Bodenaustausch können ebenfalls weitere Kosten verursachen. Bei Windenergieanlagen mit Hybridtürmen (Kombination aus Betonturm und Stahlrohr-Turm) sind die Kosten oftmals im Anlagenpreis enthalten. Dies wurde bei der Berechnung der Fundamentkosten berücksichtigt. In der Analyse werden statt der von den Projektierern gemeldeten Fundamentkosten die von den Herstellern angegebenen Werte genutzt, dabei werden die Kosten von Fachgründungen zu zweidrittel und Tiefgründungen mit einem Drittel gewertet.

Netzanbindung

Die Kosten für die Netzanbindung beinhalten die Kosten für alle zum Netzanschluss notwendigen Kabelarbeiten (einschließlich der parkinternen Verkabelung) sowie die anfallenden Kosten für die Errichtung von Umspannwerken oder Übergangstationen für das jeweilige Projekt. Projekte die als Erweiterungen zu bestehenden Projekten geplant sind oder als Repoweringprojekt realisiert werden, können teilweise bestehende Strukturen mitnutzen und sehen hier Kostenvorteile. Auf der anderen Seite, werden beispielsweise bei Neubau eines Umspannwerks für ein Projekt Reserven für mögliche spätere Projekterweiterungen eingeplant und sind entsprechend in den Kosten enthalten.

Infrastruktur

In den Infrastrukturkosten sind vorrangig die Aufwendungen zur Erschließung der Windparkflächen enthalten. Insbesondere ist hier der Wegebau/ Wegeerweiterung sowie die Vorbereitung von Kranstellflächen zur Errichtung der Anlagen nennenswert. Für Green-Field-Planungen, bei denen völlig neue Projekte errichtet werden, müssen anders als bei Parkerweiterungen, alle Wege erstmalig angelegt werden.

Planungskosten

Die Planungskosten beinhalten eine Vielzahl unterschiedlicher Kostenpositionen, die bei der Vorbereitung und Umsetzung von Windenergieprojekten anfallen. Neben den Kosten für die eigentliche Planung des Projekts fallen zum Beispiel Kosten für Gutachten (z.B. Windmessungen, Ertragsprognosen, Bodengutachten, Schallgutachten, ökologische Gutachten etc.), Kosten im Zusammenhang mit der Änderung von B- oder F-Plänen, Kosten im Zusammenhang mit der Erteilung einer Genehmigung nach BImSchG oder Kosten für rechtliche Beratung und Vertretung in Rahmen der Projektumsetzung, an. Auch Posten wie der Erwerb von Projektrechten werden in der Position Planungskosten abgebildet, wenn der realisierende Projektentwickler das Projekt nicht von Anfang an begleitet hat.

Ausgleichsmaßnahmen

Als Ausgleichsmaßnahmen werden einmalige Kosten für Ausgleichs-, Ersatz- oder Kompensationsmaßnahmen erfasst. Dies kann sowohl den Aufwand für umgesetzte Maßnahmen wie z.B. die Anlage von Flächen mit Pflanzenbestand oder Wasserflächen, als auch Ersatzzahlungen beinhalten.

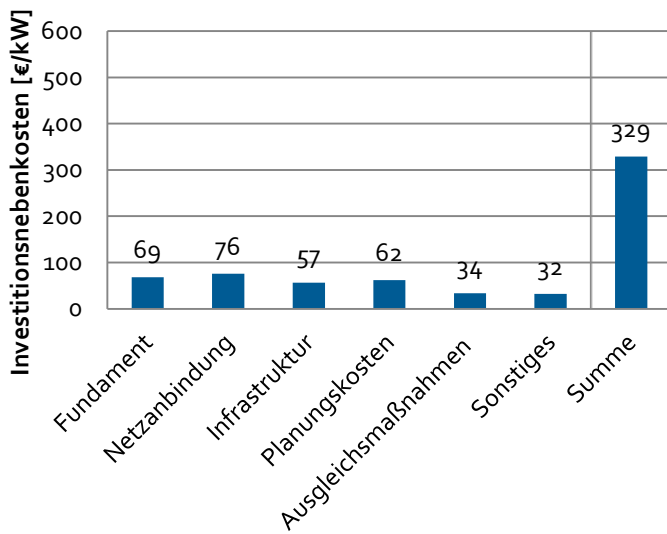
Sonstige Investitionskosten

Als sonstige Investitionsnebenkosten werden alle verbleibenden Posten gewertet, die von den befragten Akteuren keiner der anderen Kategorien zugeordnet werden konnten. In dieser Kostenkategorie werden beispielsweise Kosten für die Teilnahme an Ausschreibungen, Bauherrenkosten, Entschädigungen in der Bauphase, Kosten für einen Grundstückskauf oder die Schaffung eines Telefonanschlusses geführt. Bei der Zuordnung können Überschneidungen zu den Zuordnungen zu den anderen Kategorien entstehen, wenn diese von den Befragten unterschiedlich eingeschätzt werden. Beispielsweise finden sich unter Sonstiges Kosten für die Errichtung von Brücken zur Erschließung eines Projektes, die in anderen Fällen den Infrastrukturkosten zugeschrieben wurden oder verschiedene Gutachten, die auch in den Planungsaufwand eingerechnet werden hätten können, werden unter Sonstiges geführt.

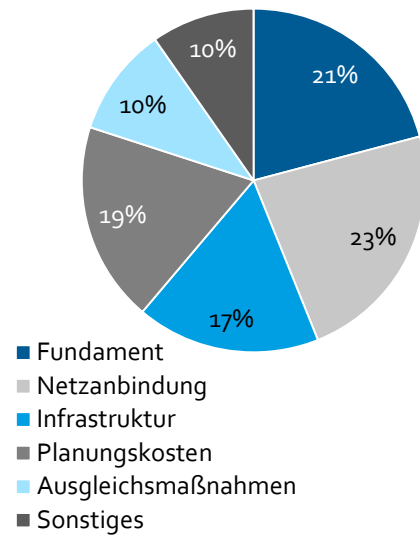
Ergebnisse der Datenerhebung

Im Rahmen des vorliegenden Vorhabens wurden zwei Datenerhebungen zu den Investitionsnebenkosten durchgeführt (2017 und 2018). In beiden Erhebungen wurden Kostendaten für Projekte mit unterschiedlichem (teils geplantem) Realisierungsdatum berücksichtigt. Im Rahmen der ersten Erhebung liegt der Schwerpunkt auf zwischen 2014 und 2017 installierten Projekten, in der zweiten Datenerhebung auf zwischen 2017 und 2020 umgesetzten bzw. geplanten Projekten. Es wurden in der späteren Erhebung jedoch auch einige Projekte gemeldet, die den früheren Jahrgängen zuzuordnen sind und somit die Datenbasis für diese Zeiträume gegenüber vorherigen Veröffentlichungen erweitern.

Aufgrund der mit Stand Anfang 2019 zur Verfügung stehenden Kostendatenbasis ist es möglich, die Kosten unterschieden nach Inbetriebnahmejahren darzustellen. In Abbildung 38 bis Abbildung 40 werden die Datensätze unterteilt in die folgenden Zeitblöcke dargestellt: 2014 bis 2016 (Geltungszeitraum EEG 2014), 2017–2018 (entspricht dem Geltungszeitraum der Übergangsregelung der EEG 2017) sowie 2019–2020 (entspricht dem erwarteten Inbetriebnahme-Zeitraum der 2017 und 2018 bezuschlagten Anlagen mit Genehmigung). Die Datenbasis für die 2017/2018 umgesetzten Projekte (Übergangssystem) sowie die Projekte, die ab 2019 in Betrieb genommen werden sollen, ist kleiner als jene für die Projekte aus dem EEG 2014-Zeitraum. Dennoch wird eine Trennung aufgrund der unterschiedlichen Förderregime für sinnvoll erachtet. Die Kosten für die erfassten zukünftigen Projekte (2019/2020) unterliegen Erwartungen und Kalkulationen der Projektierer und sollen in künftigen Datenerhebungen rückblickend mit Ist-Kosten-Stand erneut untersucht werden.



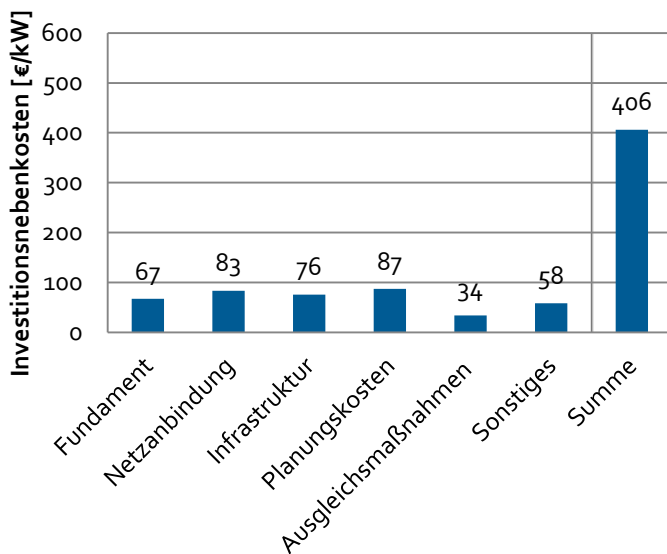
Inbetriebnahme: 2014 bis 2016



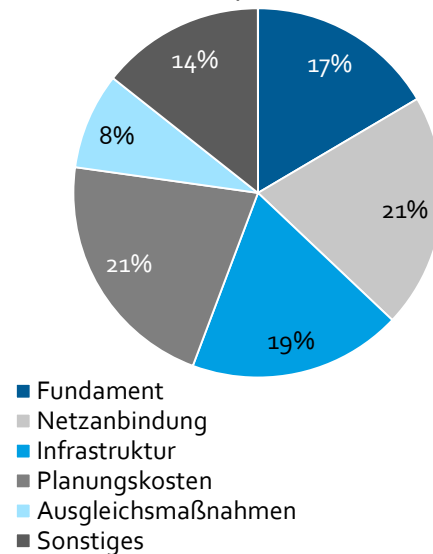
Datenbasis: 53 Projekte mit 610 MW

Datengrundlage: Eigene Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung DWG

Abbildung 38: Spezifische Investitionsnebenkosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Investitionsnebenkosten bei Inbetriebnahme von 2014 bis 2016 (EEG 2014)



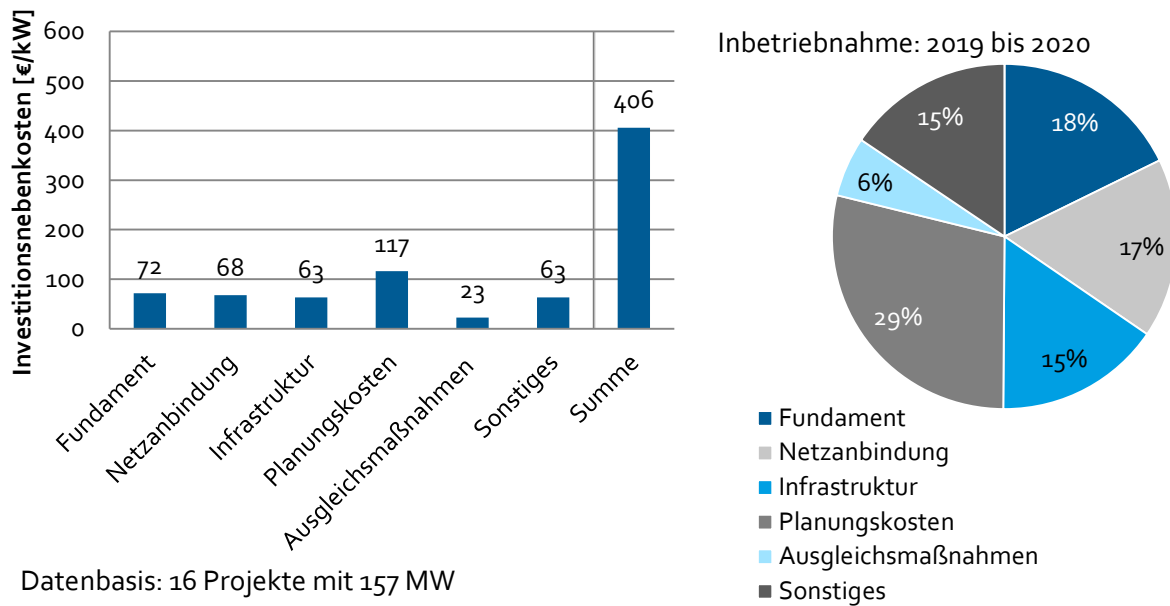
Inbetriebnahme: 2017 bis 2018



Datenbasis: 24 Projekte mit 333 MW

Datengrundlage: Eigene Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung DWG

Abbildung 39: Spezifische Investitionsnebenkosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Investitionsnebenkosten bei Inbetriebnahme von 2017 bis 2018 (Übergangssystem EEG 2017)



Datenbasis: 16 Projekte mit 157 MW

Datengrundlage: Eigene Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung DWG

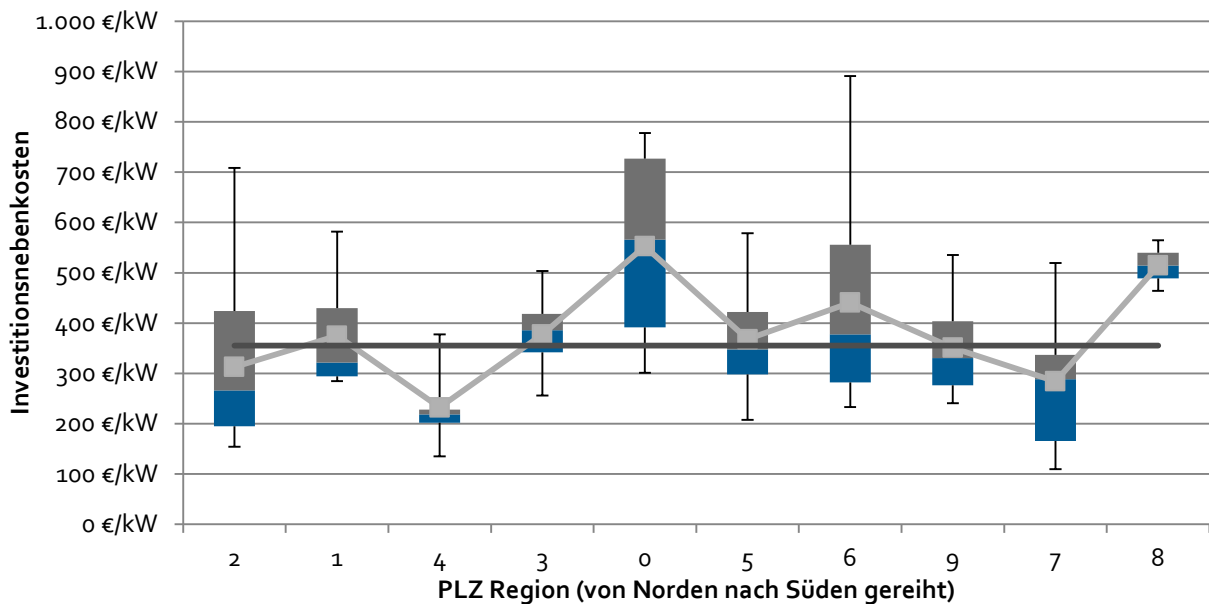
Abbildung 40: Spezifische Investitionsnebenkosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Investitionsnebenkosten bei Inbetriebnahme von 2019 bis 2020 (Aus-schreibungen EEG 2017)

Die Datenauswertungen zeigen, dass die Investitionsnebenkosten seit 2016 angestiegen sind. Für die 2017/2018 umgesetzten und die 2019/2020 geplanten Projekte sind die Kosten auf einem vergleichbaren Niveau von knapp über 400 €/kW. Stetig gestiegen sind im Vergleich der drei Zeitabschnitte insbesondere die Planungskosten. Dies könnte sich durch die längeren Planungszeiten, die zunehmenden Klageverfahren sowie zuletzt den zusätzlichen Aufwand durch die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren inkl. etwaiger Umplanungen begründen. Auch die sonstigen Kosten sind gestiegen, diese können in den einzelnen Datensätzen aber sehr unterschiedliche Positionen beinhalten und sind somit stark abhängig von der jeweiligen Stichprobe. Die Standardabweichung ist bei den zu den Investitionsnebenkosten gemeldeten Daten sehr hoch und beträgt 44% bezogen auf die Gesamtdatenbasis.

Die Verteilung der Gesamt-Investitionsnebenkosten auf die Einzelpositionen hat sich entsprechend zwischen den betrachteten Zeitabschnitten deutlich verändert. Der Anteil der Planungskosten nahm deutlich zu und liegt für die für 2019/2020 geplanten Projekte bei 29%. Die Verteilung auf die Positionen Fundament, Netzanbindung, Infrastruktur und Sonstiges ist relativ gleichmäßig, die Ausgleichsmaßnahmen stellen stets die mit Abstand kleinste Position dar.

Regionale Unterschiede

Die vorliegenden Daten zu Investitionsnebenkosten von Windenergieprojekten zwischen 2014 und 2020 wurden auf die Frage nach regionalen Kostenunterschieden untersucht. Hierfür wurden die angegebenen Investitionsnebenkosten sowohl in ihrer Summe als auch in ihren Einzelpositionen nach Postleitzahlen ausgewertet, das Ergebnis bezogen auf die Gesamt-Investitionsnebenkosten zeigt Abbildung 41.



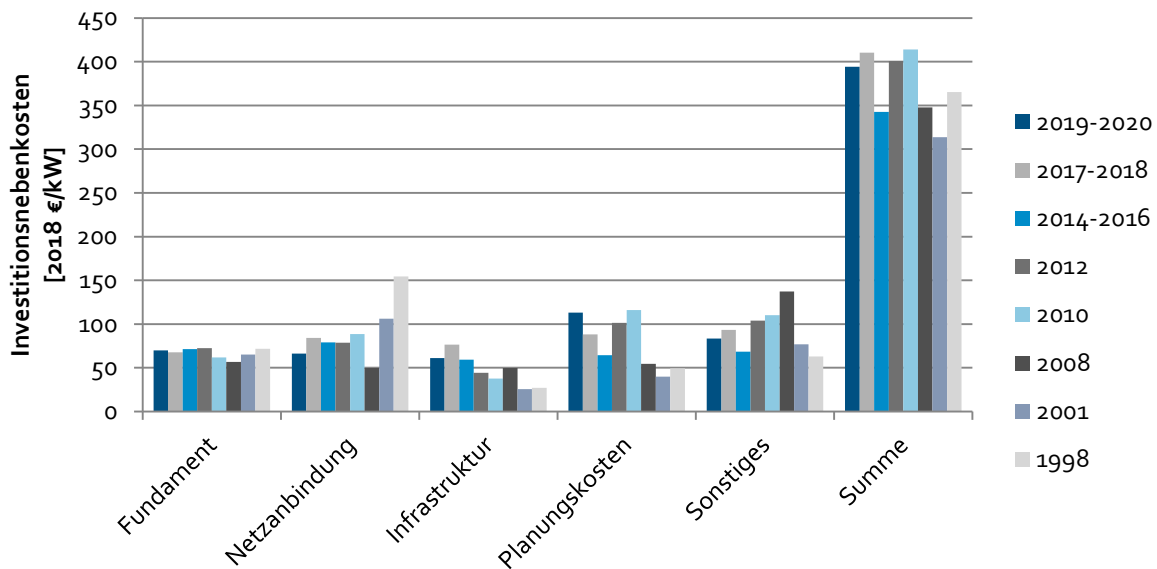
Datengrundlage: Eigene Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung DWG

Abbildung 41: Bandbreite der spezifischen Investitionsnebenkosten der Inbetriebnahmejahre 2014 bis 2020 unterteilt nach PLZ-Regionen in €/kW

Im Ergebnis konnten keine relevanten bzw. systematischen regionale Unterschiede festgestellt werden, auch nicht bezogen auf die Einzelpositionen der Investitionsnebenkosten. Deutlich stärker als die regionale Zuordnung wirken sich projektspezifische Unterschiede in Bezug auf die Stromgestehungskosten aus.

Kostenentwicklung im Zeitverlauf

Im Folgenden werden die Investitionsnebenkosten in einen längerfristigen Zeitverlauf eingeordnet und die inflationsbereinigte Kostenentwicklung zwischen 1998 und 2019/2020 betrachtet. Hierbei wird deutlich, dass die Investitionsnebenkosten ab Beginn der 2000er-Jahre gestiegen sind, seit 2010 bewegen sich die inflationsbereinigten Werte tendenziell um den 400 kW-Wert herum. Kostensteigerungen wurden insbesondere durch die sich weiter entwickelnden Rahmenbedingungen mit immer größeren Anforderungen an die Planung von Windenergieprojekten (bspw. im Bereich der Umweltgutachten) bewirkt. Für die letzten Jahre ist neben den weiterhin sehr hohen planungsrechtlichen Anforderungen als maßgeblicher Einflussfaktor der zunehmende Kostendruck (hohe regelmäßige Degression, Einführung von Ausschreibungen) zu nennen. Abbildung 42 stellt die Entwicklung der Investitionsnebenkosten im Zeitverlauf dar. Alle Werte wurden auf das Jahr 2018 normiert.



Datengrundlage: DWG 2008, DWG 2011, DWG 2013, Eigene Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung DWG.
Abbildung 4.2: Inflationsbereinigte spezifische Investitionsnebenkosten in €/kW 2018 im Zeitverlauf

5.1.5. 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 sowie sonstige Betriebskosten. Auch die Direktvermarktungskosten werden im Folgenden zu den Betriebskosten gezählt. 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 abgeschätzt. 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. Im Folgenden werden die einzelnen Positionen der Betriebskosten näher definiert.

Wartung und Reparatur

Die Kosten für die regelmäßige Wartung sowie anfallende Reparaturen der Anlagen werden vorwiegend in Vollwartungsverträgen geregelt, die oftmals direkt von den Herstellern angeboten werden. Den Projektierer-Angaben für einen Großteil der Projekte zufolge ist eine Betreuung durch Vollwartungsverträge für den gesamten Förderzeitraum über 20 Jahre vorgesehen. Dabei besteht oft die Option eines Anbieterwechsel nach einer gewissen Bindungsdauer an den Hersteller, beispielsweise nach 15 Jahren. Dies ermöglicht einen Wechsel zu herstellerunabhängigen Dienstleistern und einer internen Wartungsabteilung.

Pachtzahlungen

In der Regel sind die Flächen, auf denen die Anlagen errichtet werden, nicht im Besitz der Eigentümer, und es fallen Pachtzahlungen an. Die Höhe der Pachtzahlungen ist oftmals ertragsabhängig

festgelegt (ca. 6% - 15%). Zusätzlich gibt es Mindestpachten, die ertragsunabhängig zu zahlen sind. Diese greifen insbesondere in Ertragsschwachen Jahren, in denen der Energieertrag deutlich unter dem erwarteten Mittel liegt. Die Mindestwerte bleiben im Folgenden unberücksichtigt, da von mittleren Energieerträgen ausgegangen wird. Des Weiteren beinhalten die Pachtzahlungen auch Entgelte für Zuwegungsflächen oder Rotorrechte auf benachbarten Grundstücken.

Kaufmännische und technische Betriebsführung

Bei der kaufmännischen und technischen Betriebsführung fallen Kosten für ein breites Aufgabenspektrum an, beispielsweise für Aufgaben der allgemeinen Verwaltung, für die Buchführung, den Jahresabschluss, für die Rechts- und Steuerberatung sowie für technische Prüfungen, Überwachungen und regelmäßig anzufertigende Gutachten (z.B. wiederkehrende Prüfungen o.Ä.). Außerdem sind oftmals Vergütungen für die Geschäftsführung und für die Haftungsübernahme der Komplementärin enthalten.

Versicherungskosten

Zur Absicherung gegen mögliche Schäden werden Versicherungen abgeschlossen. So entstehen Kosten für die Haftpflichtversicherung und verschiedene Zusatzversicherungen, die vor allem Schäden an den Anlagen und Nebeneinrichtungen abdecken sollen, die nicht durch die Vollwartungsverträge abgedeckt sind

Rücklagen für Rückbau

Um den Rückbau stillgelegter Anlagen garantieren zu können, sind Betreiber verpflichtet, finanzielle Reserven und Bürgschaften für den Rückbau anzusparen. Die Ansparung der Rücklage für den späteren Rückbau erfolgt dabei in der Betriebszeit. Zu den eigentlichen Ansparungen kommen teilweise Kosten für die Erteilung der Bürgschaften o.Ä. hinzu.

Direktvermarktung

Im Rahmen der verpflichtenden Direktvermarktung können Anlagenbetreiber ihren Strom entweder selbst vermarkten oder sie übertragen die Vermarktung an die darauf spezialisierte Direktvermarkter. Je nach Anlage, Standort und Vermarktung können sowohl Kosten anfallen als auch zusätzliche Einnahmen erzielt werden.

Sonstiges

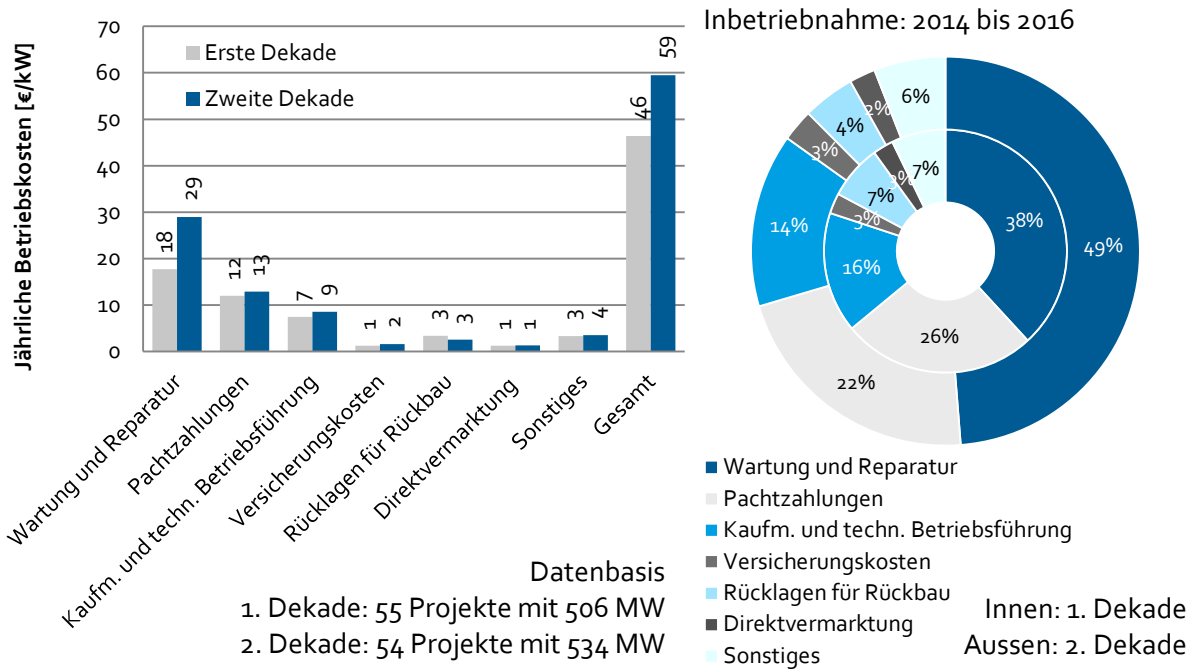
Als sonstige Betriebskosten werden alle übrigen Kostenpositionen, die keiner der zuvor aufgeführten Kategorien zugeordnet werden konnten, sowie die einkalkulierten Kosten für unvorhergesehene Betriebskosten geführt. Beispielsweise werden Kosten für Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen, Kosten für die Flächenpflege, Kosten für den Eigenstromverbrauch, Telekommunikation und BNK, Kosten für das Monitoring von Fledermäusen und Avifauna, Kosten für die Nutzung fremder Infrastruktur sowie verschiedene Beiträge und Gebühren genannt. Bei der Zuordnung kann es zu Überschneidungen mit den übrigen Kategorien kommen – so finden sich auch Kosten für Jahresabschluss, Steuerberatung und Prüfungen der Anlagen in den sonstigen Kosten, die in der Regel der kaufmännischen und technischen Betriebsführung zugeordnet wurden.

Ergebnisse der Datenerhebung

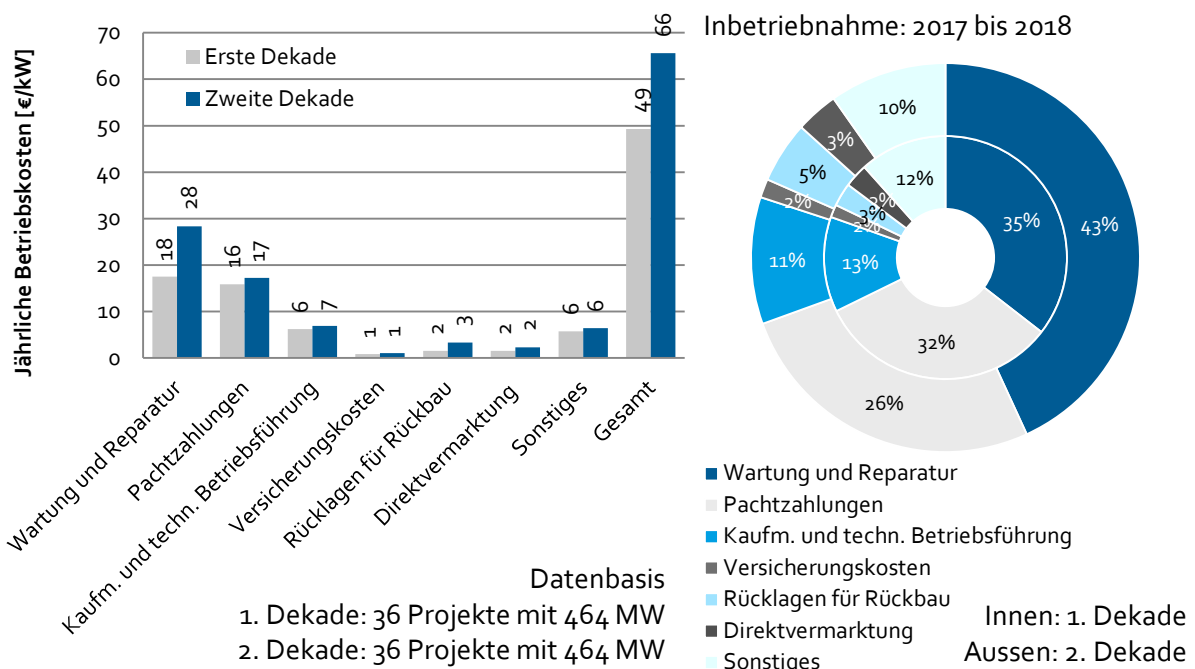
Im Rahmen des vorliegenden Vorhabens wurden zwei Datenerhebungen zu den Betriebskosten durchgeführt (2017 und 2018). In beiden Erhebungen wurden Kostendaten für Projekte mit unterschiedlichem (teils geplantem) Realisierungsdatum berücksichtigt. Im Rahmen der ersten Erhebung liegt der Schwerpunkt auf zwischen 2014 und 2017 installierten Projekten, in der zweiten Datenerhebung auf zwischen 2017 und 2020 umgesetzten bzw. geplanten Projekten, wobei jedoch Überschneidungen auftreten.

Aufgrund der mit Stand 2019 zur Verfügung stehenden Kostendatenbasis ist es möglich, die durchschnittlich ermittelten Betriebskosten für Projekte mit unterschiedlichen Inbetriebnahmejahren darzustellen. Analog zum Vorgehen bei den Investitionsnebenkosten werden im Folgenden die Betriebskosten unterteilt in die folgenden Zeitblöcke dargestellt: 2014 bis 2016 (Geltungszeitraum EEG 2014), 2017–2018 (Geltungszeitraum der Übergangsregelung der EEG 2017) sowie 2019–2020 (erwarteter Inbetriebnahme-Zeitraum der 2017 und 2018 bezuschlagten Anlagen mit Genehmigung). Durch die Unterteilung sind die Datenbasis und somit auch die Ergebnisse der vorliegenden Auswertung nicht exakt identisch mit früheren Analysen zu diesem Zeitraum. Die Betriebskosten für die erfassten zukünftigen Projekte (2019/2020) unterliegen Erwartungen und Kalkulationen der Projektierer und sollen in künftigen Datenerhebungen rückblickend mit Ist-Kosten-Stand erneut untersucht werden.

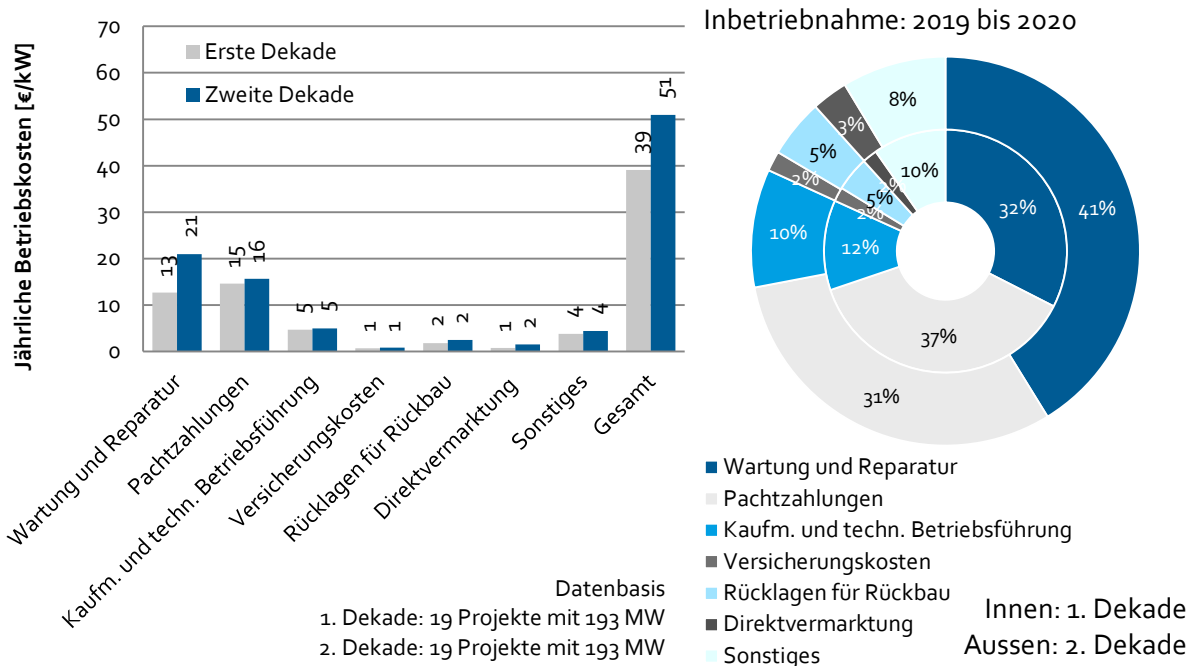
Die zusammengefassten Ergebnisse der Betriebskostenerhebung sind in Abbildung 43 bis Abbildung 45 dargestellt. Aufgezeigt werden zum einen die durchschnittlichen Kosten in €/kW jeweils für die erste und zweite Betriebsdekade und zum anderen die Anteile der jeweiligen Kostenpositionen an den Betriebskosten, ebenfalls unterschieden nach Betriebsdekaden. Die jeweils für jeden Zeitabschnitt ausgewiesenen mittleren Betriebskosten sind für einen gemäß Datenbasis durchschnittlichen Standort umgerechnet.



Datengrundlage: Eigene Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung DWG
 Abbildung 43: Durchschnittliche spezifische Betriebskosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Betriebskosten nach Dekaden bei Inbetriebnahme von 2014 bis 2016 (EEG 2014)



Datengrundlage: Eigene Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung DWG
 Abbildung 44: Durchschnittliche spezifische Betriebskosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Betriebskosten nach Dekaden bei Inbetriebnahme von 2017 bis 2018 (Übergangssystem EEG 2017)



Datengrundlage: Eigene Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung DWG
Abbildung 45: Durchschnittliche spezifische Betriebskosten in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Betriebskosten nach Dekaden bei Inbetriebnahme von 2019 bis 2020 (Ausschreibungen EEG 2017)

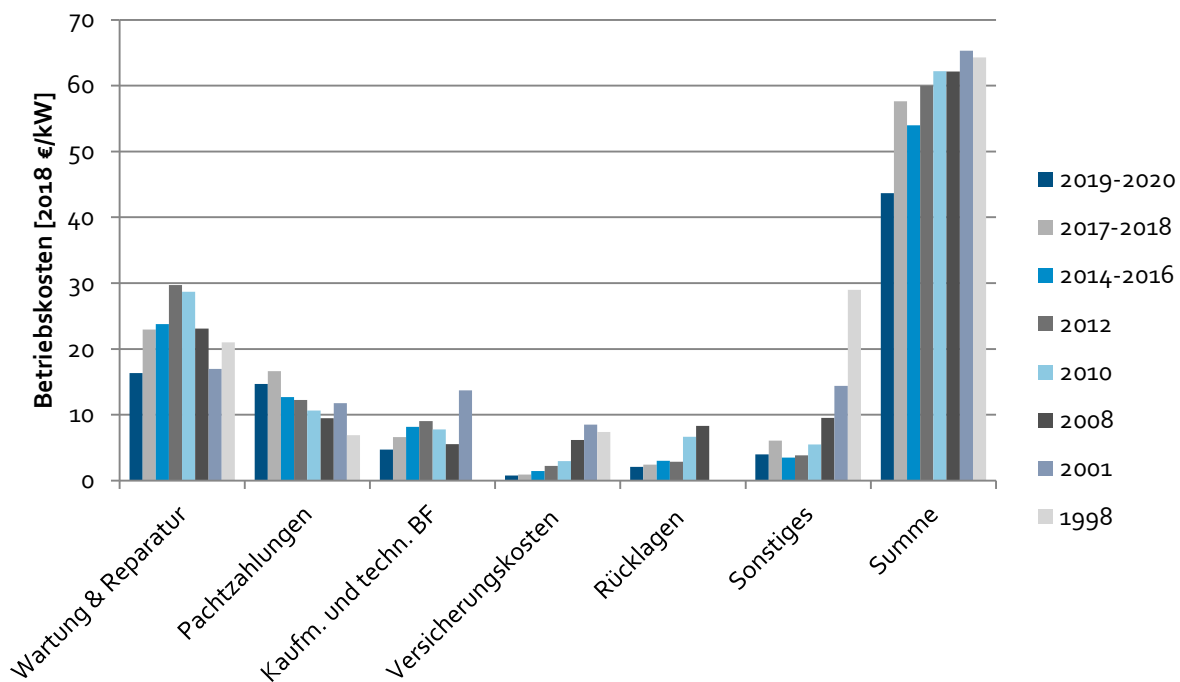
Die für die einzelnen Zeitabschnitte ermittelten durchschnittlichen Betriebskosten liegen zwischen 39 und 49 €/kW in der ersten und zwischen 51 und 66 €/kW in der zweiten Betriebsdekade. Die Betriebskosten, die für Anlagen im Übergangssystem gemeldet wurden, liegen über jenen im Zeitabschnitt davor (2014-2016 installierte Anlagen), Hauptgrund waren die deutlich gestiegenen Pachtzahlungen, möglicherweise bedingt durch die Motivation, möglichst viele Flächen im Übergangssystem umzusetzen. Die Erwartungswerte für Projekte mit Installation in 2019/20 sehen im Vergleich der drei Zeitabschnitte die niedrigsten Gesamt-Betriebskosten voraus, die Position der Pachten ist hier weiterhin auf einem hohen Niveau, aber die Wartungs- und Reparaturkosten stellen sich deutlich verringert dar. Diese Kostensenkungen könnten sich durch den höheren Kostendruck im Ausschreibungssystem ergeben.

Bei den Anlagen im Übergangssystem sowie den 2019/20 erwarteten Anlagen stellen die Wartungs- und Reparaturkosten in der ersten Dekade einen Anteil von knapp über 40%, was einen geringeren Anteil im Vergleich zu früheren Datenerhebungen (stets etwa 50% an den Betriebskosten) bedeutet. Die Pachten nehmen bei den Anlagen im Übergangssystem sowie den 2019/20 erwarteten Anlagen einen zunehmend vergleichbar großen Anteil ein (32 bzw. 37%). Die nächstgrößte Position der kaufmännischen und technischen Betriebsführung hat in diesen beiden Zeitabschnitten einen Anteil von 12-13%, fällt also bereits deutlich weniger ins Gewicht. Die nachfolgenden Positionen der Versicherungen, Rücklagen, Direktvermarktungskosten und Sonstigen Kosten nehmen vergleichsweise kleine Anteile ein.

Die Betriebskosten sind, wie auch schon frühere Kostenerhebungen gezeigt haben, stark projektspezifisch. Die Standardabweichung der erhobenen Werte liegt bezogen auf die Gesamtbetriebskosten bei 28% in der ersten und 31% in der zweiten Dekade.

Kostenentwicklung im Zeitverlauf

Im Folgenden werden die Betriebskosten in einen längerfristigen Zeitverlauf eingeordnet. Abbildung 46 stellt die inflationsbereinigte Kostenentwicklung zwischen 1998 und 2019/2020 dar (alle Werte wurden auf das Jahr 2018 normiert). Hierbei wird deutlich, dass die Betriebskosten im Zeitverlauf tendenziell deutlich gesunken sind bzw. für die nahe Zukunft (Projekte 2019/20) noch einmal deutliche Kostensenkungen erwartet werden. Hinsichtlich der einzelnen Positionen der Betriebskosten ist größtenteils seit 2012 eine stetige Kostensenkung zu beobachten. Eine Ausnahme stellen die Pachtzahlungen dar, für die sich bis 2017/18 ein fast durchgängiger Trend zu Kostenerhöhungen gezeigt hat und die im Erwartungswert für Projektumsetzungen 2019/20 nun erstmals ebenfalls abnehmen. Allerdings ist einschränkend anzumerken, dass der Erwartungswert möglicherweise eine Unterschätzung darstellen könnte, da die betreffenden Projekte bisher nicht in Betrieb gegangen sind und zudem die Stichprobe für diese Kategorie vergleichsweise klein ist.



Datengrundlage: DWG 2008, DWG 2011, DWG 2013, Eigene Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung DWG
Abbildung 46: Inflationsbereinigte spezifische Betriebskosten in 2018 €/kW im Zeitverlauf

Regionale Unterschiede

Auch bei den Betriebskosten wurden keine systematischen regionalen Unterschiede festgestellt. Die PLZ-Region 2 scheint aufgrund guten Windbedingungen und einer sehr guten Infrastruktur im Bereich von Unternehmen der Windenergie leicht im Vorteil zu sein, die Auswertungsergebnisse zeigten aber keinen generellen Nord-Süd-Trend.

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.

Es werden Stromgestehungskosten von Anlagen im Übergangssystem (Umsetzung 2017/18) und für Anlagen im Ausschreibungssystem (Umsetzung 2019/20) berechnet. Hierbei werden entsprechend dem jeweiligen Zeitabschnitt unterschiedliche Eingangsparameter gewählt.

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

Im Folgenden wird die grundlegende Methodik zur Berechnung der Stromgestehungskosten von Windenergieprojekten an Land näher erläutert.

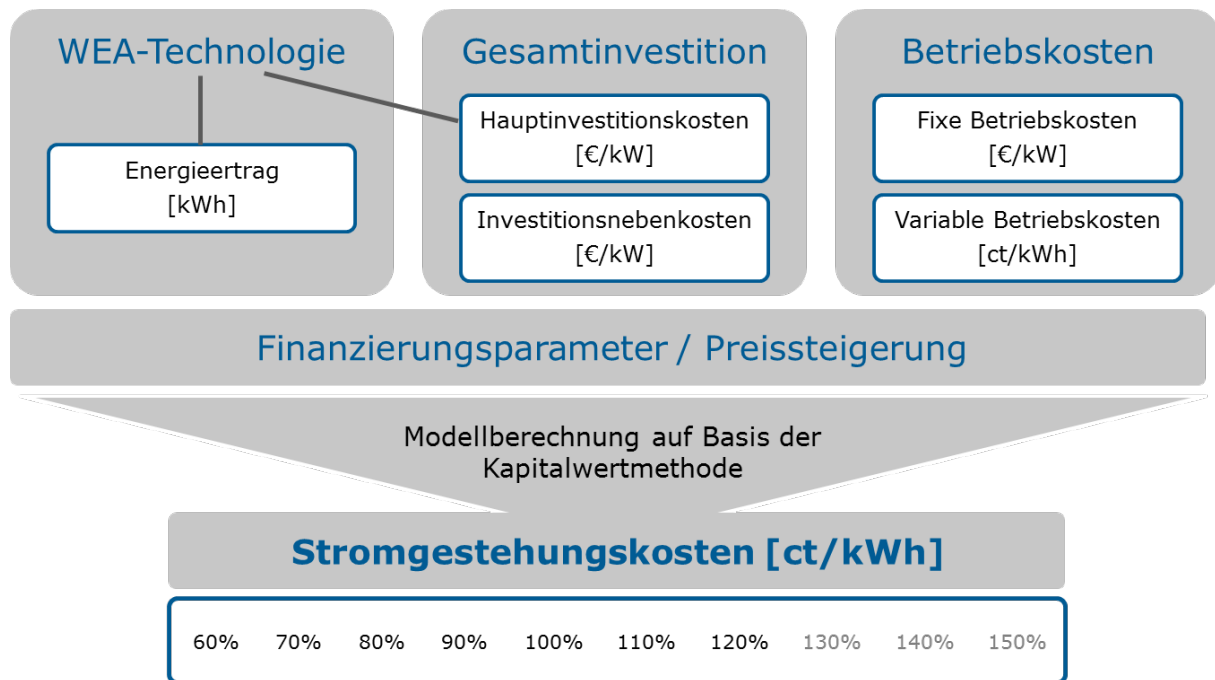
Grundlagen der Modellberechnung

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

- Technologie (Leistung, Rotordurchmesser, Nabenhöhe der Windenergieanlage)
- Energieertrag
 - Windhöflichkeit des Standorts
 - Verfügbarkeit / Genehmigungsrechtlichen Abregelung
- Investitionskosten
 - 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 47 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 zu-

grunde 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 für den betreffenden Zeitabschnitt 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 47: 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:

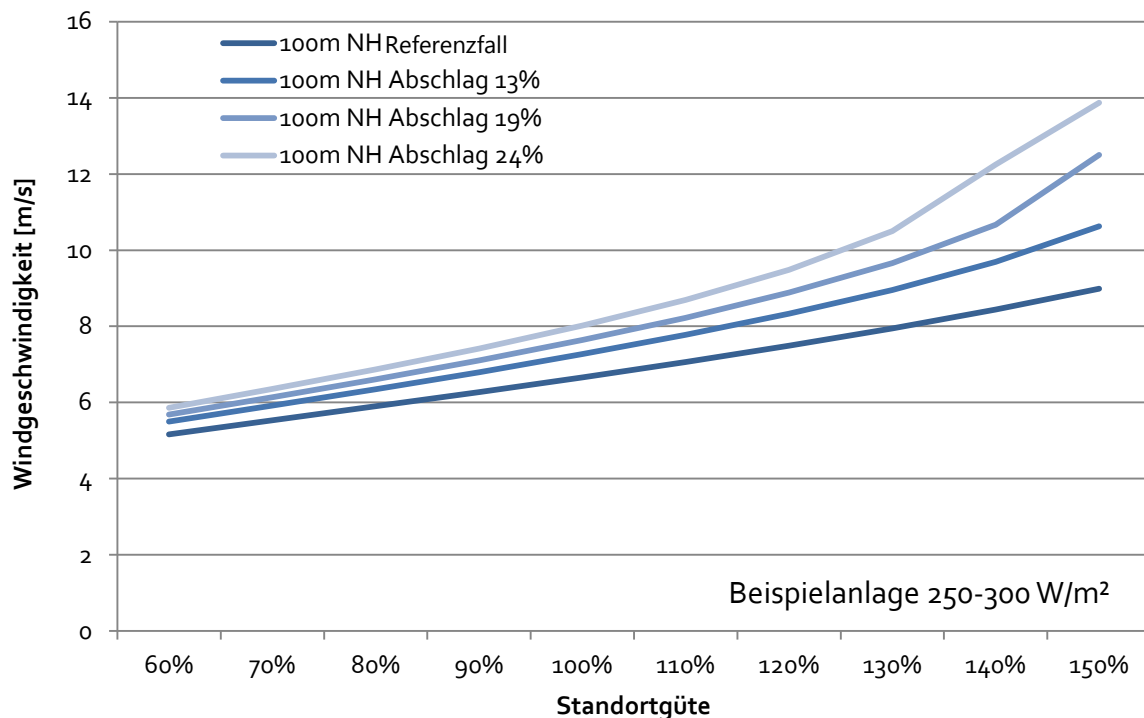
$$StGK = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el}}{(1+i)^t}}$$

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

Definition der Standortbedingungen

Ein wichtiger Punkt für die Stromgestehungskostenberechnung sind insbesondere die hinterlegten Standortbedingungen. Diese werden über die Standortgüten definiert, für die variierte Volllaststunden bzw. Erträge aus einer stufenweisen Auswertung von Registerdaten und den in der Datenerhebung enthaltenen Anlagen zugrunde gelegt werden. 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 – genehmigungsrechtliche Auflagen. Der relevante Einfluss dieser möglichen Abschläge auf den Energieertrag wird in Abbildung 48 für eine Beispielanlage mit einer spezifischen Flächenleistung von 250-300 W/m² verdeutlicht.



Datengrundlage: Eigene Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung DWG

Abbildung 48: 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 Registers der BNetzA).

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 Windhöffigkeit stellen Einzelfälle dar und werden im Folgenden nicht als repräsentativ betrachtet.

Die für einzelne Standortgüten berechneten Stromgestehungskosten basieren stets auf der Annahme, dass nach einer Projektlaufzeit von 20 Jahren die entsprechende durchschnittliche Standortgüte erreicht wurde. Dementsprechend ergeben sich die Ertragsannahmen für die Berechnung unmittelbar aus der angenommenen Standortgüte und einem durchschnittlichen Referenzertrag gemäß Auswertung der durchschnittlich an diesem Standort gewählten Technologie. Im Vorhinein oder zum Zeitpunkt der Überprüfung nach 5 Jahren bzw. im Ausschreibungssystem zusätzlich nach 10 und 15 Jahren ermittelte Standortgüten werden bezogen auf einen konkreten Standort häufig von der nach 20 Jahren tatsächlichen durchschnittlichen Standortgüte abweichen. Dies hängt mit sich ggf. im Zeitverlauf verändernden genehmigungsrechtlichen Auflagen (bspw. Reduzierung der anfänglich geltenden Abregelungsvorgaben nach Maßnahmen wie bspw. einem Fledermaus-Monitoring) und in der Regel verminderter Anlagenperformance mit steigendem Alter (bei häufig gleichzeitigem Auslaufen des Vollwartungsvertrags und Wegfall hoher Verfügbarkeitsgarantien) zusammen.

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. Im Folgenden werden die Eingangsparameter zur Berechnung näher vorgestellt. Für die genannten Eingangsparameter, die sich auf die Anlagentechnologie und Kostenparameter beziehen, wurden jeweils differenzierte Annahmen für Anlagen im Übergangssystem (Umsetzung 2017/18) und für Anlagen im Ausschreibungssystem (Umsetzung 2019/20) gewählt. Das im Folgenden beschriebene Auswertungsvorgehen wurde somit jeweils analog für Anlagen beider Zeitabschnitte durchgeführt. Viele Grundannahmen werden in Abhängigkeit der Standortgüte variiert, hierbei wird jeweils die Bandbreite zwischen den für den Markt relevanten Standortgüten (60-120%) aufgeführt.

Anlagentechnologie und Hauptinvestitionskosten sowie Erträge: Für die Annahmen zur Anlagentechnologie wurde das Register der BNetzA detailliert ausgewertet, um repräsentative mittlere Anlagenkonfigurationen in Abhängigkeit der Standortgüte zu bestimmen. Die durchschnittlichen Technologieannahmen, die auf dem tatsächlichen Zubau basieren, werden 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 und betrachteten Zeitabschnitte. Die folgende Tabelle 13 stellt die sich ergebenden Grundannahmen für einen 60% und einen 120%-Standort im Übergangssystem dar, zwischen beiden Standorten werden die Werte gleitend variiert.

Tabelle 14: Grundannahmen zur Anlagenkonfiguration, Kosten und Volllaststunden über die Standortgüten für Anlagen im Übergangssystem

	60%	Standortgüte	120%
Mittlere Anlagenkonfiguration:	—————>		
Nennleistung*:	3,0 MW	bis	3,3 MW
Nabenhöhe:	132 m	bis	128 m
Rotordurchmesser:	116 m	bis	111 m
Gesamthöhe*:	190 m		184 m
Spezifische Flächenleistung:	284 W/m ²	bis	341 W/m ²

Datenbasis Anlagenkonfiguration: Über 1.000 Datensätze mit Inbetriebnahme im Übergangssystem (2017/18) und Angabe zur Standortgüte [Registerdaten 1/19]

* Nennleistung und Gesamthöhe resultieren aus Nabenhöhe, Rotordurchmesser und spezifischer Flächenleistung.

Kosten und Volllaststunden:

Hauptinvestition	1.173 €/kW	bis	1.121 €/kW
Volllaststunden	2.067 h/a	bis	3.904 h/a

Datenbasis Kosten und Volllaststunden: Kostendatenerhebung und Referenzertragsberechnung in Verbindung mit oben Dargestellter mittlerer Anlagenkonfiguration, Volllaststunden ergeben sich aus Referenzertrag, vorgegebener Standortgüte und Nennleistung

Für Anlagen im Ausschreibungssystem werden die Eingangsparameter analog definiert, wie in Tabelle 14 dargestellt wird.

Tabelle 15: Grundannahmen zur Anlagenkonfiguration, Kosten und Volllaststunden über die Standortgüter für Anlagen im Ausschreibungssystem

	60%	Standortgüter	120%
Mittlere Anlagenkonfiguration:	→		
Nennleistung*:	3,3 MW	bis	3,3 MW
Nabenhöhe:	142 m	bis	127 m
Rotordurchmesser:	125 m	bis	115 m
Gesamthöhe*:	205 m		184 m
Spezifische Flächenleistung:	271 W/m ²	bis	323 W/m ²

Datenbasis Anlagenkonfiguration: Über 250 Datensätze mit Zuschlag im Ausschreibungssystem und Angabe zur Standortgüte [Registerdaten 1/19]

* Nennleistung und Gesamthöhe resultieren aus Nabenhöhe, Rotordurchmesser und spezifischer Flächenleistung.

Kosten und Volllaststunden:

Hauptinvestition	1.052 €/kW	bis	1.000 €/kW
Volllaststunden	2.113 h/a	bis	3.839 h/a

Datenbasis Kosten und Volllaststunden: Kostendatenerhebung und Referenzertragsberechnung in Verbindung mit oben Dargestellter mittlerer Anlagenkonfiguration, Volllaststunden ergeben sich aus Referenzertrag, vorgegebener Standortgüte und Nennleistung

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 (siehe hierzu Kapitel 5.1.4). Diese sind vielmehr stark einzelfallabhängig und hängen von den Bedingungen vor Ort ab (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 Standortgüter angesetzt und lediglich für die beiden betrachteten Zeitabschnitte (Übergangs- und Ausschreibungssystem) variiert.

Tabelle 16: Grundannahmen zu Investitionsnebenkosten

Investitionsnebenkosten:

	Übergangssystem	Ausschreibungssystem
Investitionsnebenkosten:	406 €/kW	406 €/kW

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 16/Tabelle 18 dargestellten Annahmen getroffen.

Tabelle 17: Grundannahmen zu fixen und variablen Betriebskosten

	Übergangssystem		Ausschreibungssystem	
	1. Dekade	2. Dekade	1. Dekade	2. Dekade
Fixkosten nach installierter Leistung:	27 €/kW	36 €/kW	22 €/kW	28 €/kW
Variable Kosten nach Energieertrag:	0,9 ct/kWh	1,2 ct/kWh	0,7 ct/kWh	0,9 ct/kWh

Finanzierungsbedingungen: Die in Tabelle 17 dargestellten Finanzierungsannahmen basieren weitgehend auf den Angaben in der Projektierer-Datenerhebung sowie einer Beobachtung der Entwicklung der Zinssätze im entsprechenden Programm der KfW. [KfW 2019] 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.

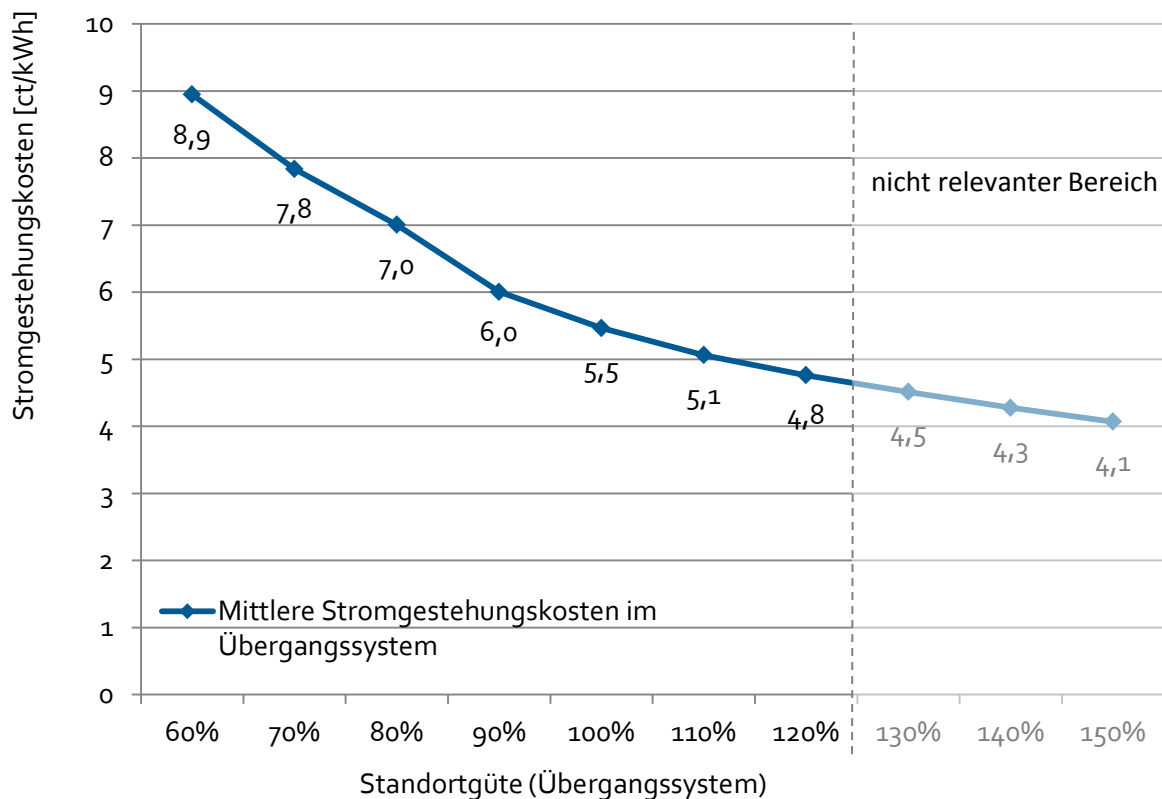
Tabelle 18: Grundannahmen zu Finanzierungsparametern

	Übergangssystem			Ausschreibungssystem		
	60%	Standortgüte	120%	60%	Standortgüte	120%
Standortgüte-unabhängig:						
Fremdkapitalzinssätze:	2,1%	mit 10jähriger Zinsbindung		2,3%	mit 10jähriger Zinsbindung	
	5,0%	in der Anschlussfinanzierung		5,0%	in der Anschlussfinanzierung	
Eigenkapitalverzinsung:	8,0%			8,0%		
Standortgüte-abhängig:	→			→		
Eigenkapitalanteil:	23%	bis	14%	23%	bis	14%
Fremdkapitalanteil:	77%	bis	86%	77%	bis	86%
Tilgungsdauer:	17 Jahre	bis	15 Jahre	18 Jahre	bis	16 Jahre

5.2.3. Stromgestehungskosten im Übergangssystem (Umsetzung 2017/18)

Im Folgenden werden die Stromgestehungskosten von Anlagen im Übergangssystem anhand der beschriebenen Datenbasis ausgewertet. Im Vergleich zur letzten, Anfang 2018 erfolgten Auswertung der Stromgestehungskosten im Übergangssystem [DWG/ZSW 2018] ist die zur Verfügung stehende Kostendatenbasis durch die erneute, Ende 2018 erfolgte Erhebung gewachsen. Insbesondere im Bereich der Investitionsnebenkosten, die nun, im Gegensatz zum Status bei der letzten Stromgestehungskostenauswertung, aktualisiert vorliegen, haben sich hierdurch relevante Änderungen in den Annahmen ergeben.

Die folgende Abbildung 49 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 49: Mittlere Stromgestehungskosten nach Standortgüte (gemäß EEG 2014) im Übergangssystem

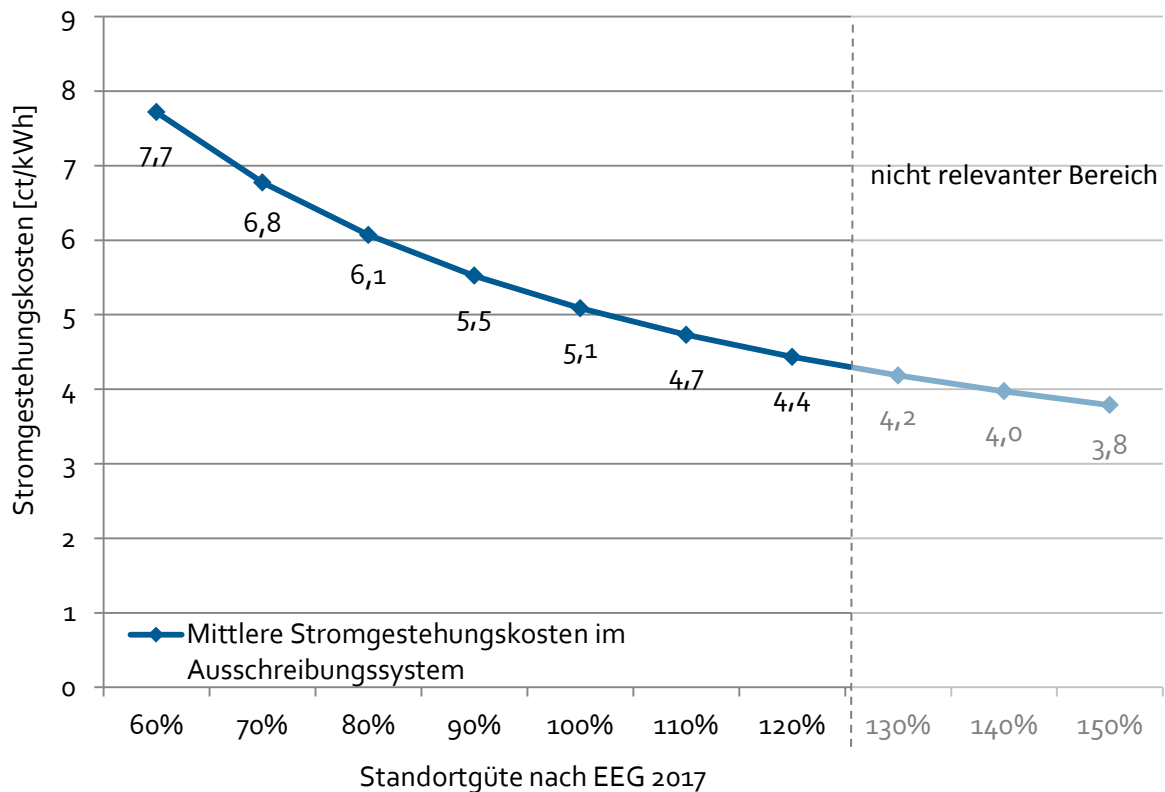
Es ergeben sich Stromgestehungskosten zwischen 4,8 ct/kWh an einem windhöffigen 120%-Standort und 8,9 ct/kWh an einem windschwachen 60%-Standort. Am 100%-Standort werden durchschnittliche Kosten von 5,5 ct/kWh ermittelt. Im Vergleich zum Kenntnisstand bei der letzten Stromgestehungskostenauswertung Anfang 2018 ergeben sich leicht gestiegene Werte (bspw. +0,5 ct/kWh am 100%-Standort). Dies begründet sich in erster Linie durch die gestiegenen Investitionsnebenkosten und die veränderten Annahmen bei den Betriebskosten.

Wie bereits eingangs zu diesem Kapitel beschrieben, ist die Standardabweichung bei allen Eingangsparametern zur Berechnung der Stromgestehungskosten 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. Stromgestehungskosten im Ausschreibungssystem (Umsetzung 2019/20)

Im Folgenden werden Stromgestehungskosten für Anlagen ermittelt, die im Ausschreibungssystem bezuschlagt wurden und voraussichtlich in den Jahren 2019 und 2020 umgesetzt werden. Gegenüber den Stromgestehungskosten im Übergangssystem wurde die Mehrzahl der Eingangsparameter entsprechend angepasst, wie in Kapitel 5.2.2 bereits beschrieben. Die Technologieannahmen wurden anhand einer Analyse des Registers der BNetzA entsprechend definiert, analog ergeben sich die differenzierten Annahmen zu den Hauptinvestitionskosten. Zu den Investitionsneben- und Betriebskosten liegen Daten aus der Projektierer-Erhebung vor. Die Datenbasis ist hier zwar begrenzt, erlaubt aber eine plausible Auswertung und wurde entsprechend angewendet.

Der Umstieg auf ein einstufiges Vergütungssystem und damit der Wegfall der erhöhten Anfangsvergütung, die im Übergangssystem wirtschaftliche Vorteile für Projekte mit Standortgüte über 80% gebracht hat, wird berücksichtigt und hat entsprechende grundlegende Auswirkungen. Der Vorteil frühzeitiger Erlöse fällt weg, was sich in den Stromgestehungskosten niederschlägt. Bei der Interpretation aller Werte ist erneut auf die Sensitivität der Stromgestehungskosten hinsichtlich unterschiedlicher Parameter und auf deren große Standardabweichung hinzuweisen. In Abbildung 50 werden die Ergebnisse für Anlagen im Ausschreibungssystem dargestellt.



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

Abbildung 50: Mittlere Stromgestehungskosten nach Standortgüte (gem. EEG 2017) im Ausschreibungssystem

Bezüglich der Interpretation der Ergebnisse für Anlagen im Ausschreibungssystem sind einige grundlegende Effekte zu berücksichtigen. Wenn die errechneten Stromgestehungskosten im Mittel den tatsächlichen Kosten der bietenden Projekte entsprechen, ist im Falle einer Überzeichnung anzunehmen, dass die höchsten Zuschläge unterhalb der mittleren Kosten liegen. Entscheiden sich Bieter, aggressive 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. Ebenso können, wie in den Ausschreibungsrunden 2018 und der ersten Runde 2019 beobachtet, gegenläufige Effekte auftreten: Wenn die Ausschreibungen unterzeichnet sind und sich dies vorab abzeichnet, sind Gebote nah am Höchstwert zu beobachten und keine Rückschlüsse auf das tatsächliche Niveau der Stromgestehungskosten mehr möglich. Zudem können Projekte, die wesentlich über eher günstige Kostenstrukturen verfügen, auch im Falle einer Überzeichnung strategische Gebote abgeben und oberhalb ihrer Kosten bieten. Grundsätzlich sind somit direkte Rückschlüsse von Ausschreibungsergebnissen auf die Kostenstrukturen nicht möglich.

5.2.5. Sensitivitätsanalysen

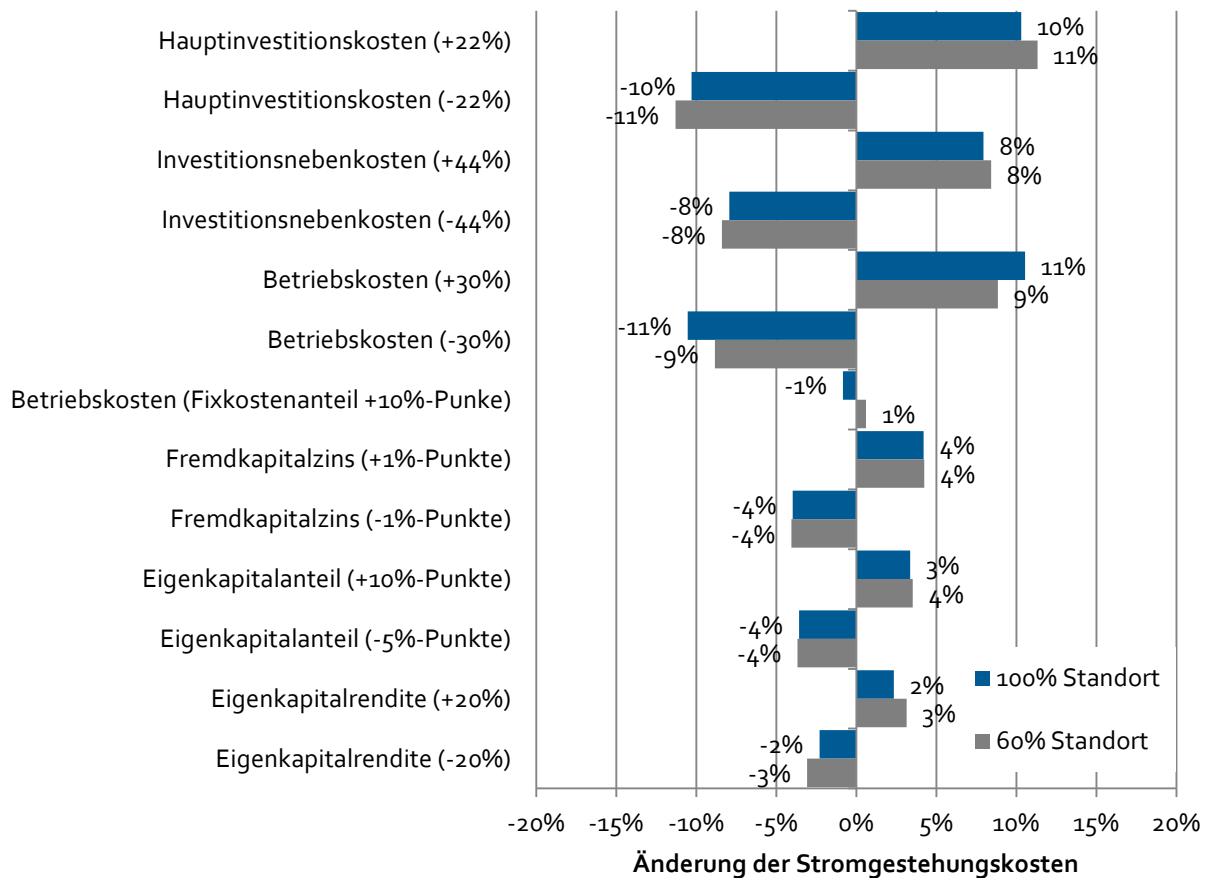
Die Sensitivitätsanalysen dienen dazu, die Robustheit der oben dargestellten Ergebnisse zu den Stromgestehungskosten im Hinblick auf veränderte Eingangsparameter zu untersuchen. Zudem kann die Einflussstärke einzelner Eingangsparameter verglichen werden. Ziel ist es somit, die Auswirkungen von bestehenden 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.

Variation maßgeblicher Eingangsparameter

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 (+/- 22%)
- Investitionsnebenkosten (+/- 44%)
- Betriebskosten (+/- 30%)
- Betriebskosten (Fixkostenanteil +10%-Punkte)
- Fremdkapitalzins (-/- 1%-Punkt)
- Eigenkapitalanteil (+/-10%-Punkte)
- Eigenkapitalrendite (+/- 20%)

Die Ergebnisse werden in Abbildung 51 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 51: Sensitivitätsanalyse der mittleren Stromgestehungskosten hinsichtlich der Variation verschiedener Eingangsparameter

Bei der erfolgten Variation der einzelnen Kostenparameter in Höhe ihrer Standardabweichung werden im Maximum in den beiden Beispielfällen um +/- 11% veränderte Stromgestehungskosten beobachtet. Die Standortgüte-abhängigen Veränderungen der Ergebnisse sind vergleichsweise gering und bewegen sich im Bereich um 1%.

Die stärksten Effekte bezüglich der Variation der Eingangsparameter werden bei den Hauptinvestitions- und Betriebskosten beobachtet. Bei den Hauptinvestitionskosten werden Veränderungen in Höhe von gut der Hälfte des Variationswertes bewirkt (im Beispiel bewirken +/- 22% Veränderung rund +/- 10-11% veränderte Stromgestehungskosten). Bei den Betriebskosten betragen die bewirkten Veränderungen knapp 30% des Variationswertes (im Beispielfall führen +/- 30% Veränderung zu rund +/- 9-11% 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.

Als zusätzliche Sensitivitätsanalyse wurde die Variation des Fixkostenanteils an den Betriebskosten um +/- 10% eingeführt. Im Rahmen der letzten Datenerhebung (2016) zu den Investitionsnebenkosten lag der Fixkostenanteil um diese 10% höher, die neuere Datenbasis ist in Bezug auf diese Fragestellung eingeschränkter. Deshalb wurde auf Basis der Sensitivitätsanalyse der Einfluss der veränderten Annahme näher untersucht.

Bei den Investitionsnebenkosten wirkt sich der veränderte Eingangswert prozentual weniger stark auf das Endergebnis aus als bei den Hauptinvestitions- und Betriebskosten. Allerdings wurde im Rahmen der aktuellen Datenerhebung eine sehr hohe Standardabweichung für die Investitionsnebenkosten festgestellt, und die daraus abgeleitete Variation der Werte führt zu relevanten Veränderungen der Stromgestehungskosten (+/- 44% veränderte Eingangskosten führen zu um +/- 8% veränderten Stromgestehungskosten).

Im Bereich der Finanzierungsbedingungen führen Variationen von Zinsen, Eigenkapitalanteil und Eigenkapitalrendite im Rahmen real denkbarer Bandbreiten zu um maximal 4% veränderten Stromgestehungskosten.

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.

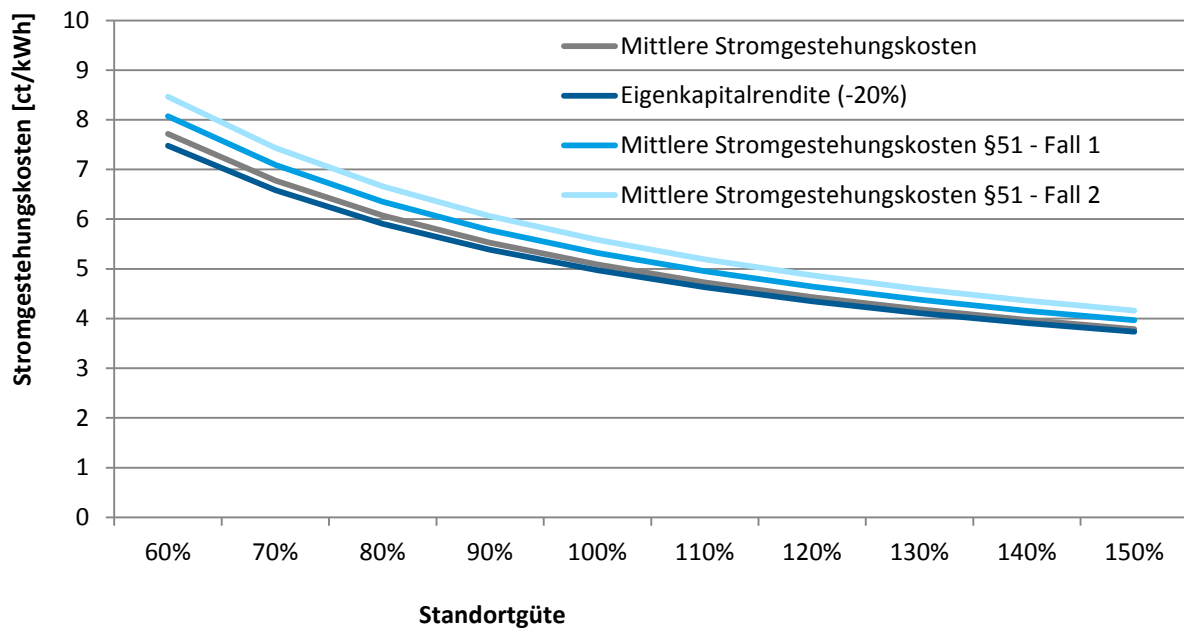
Auswirkung des § 51 EEG 2017

Der § 51 des EEG 2017 legt fest, dass in Zeiträumen in denen für 6 Stunden am Stück oder länger 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. In 2018 wurden insgesamt 66 Stunden nicht vergütet, da über eine Dauer von über sechs Stunden negative Preise verzeichnet wurden. [ISI et al. 2018] 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



Datengrundlage: Eigene Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung DWG.

Abbildung 52: Mittlere Stromgestehungskosten Basisfall und mit unterschiedlichen Annahmen zu negativen Preisen

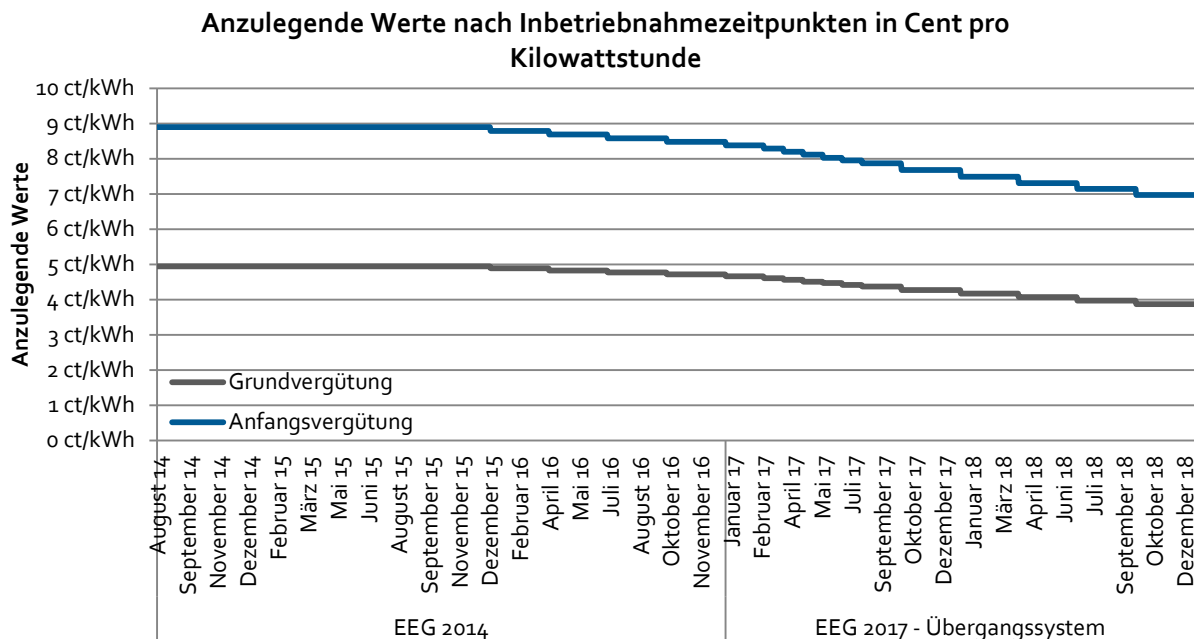
Hinsichtlich der angenommenen nicht geförderten Energieerträge liegt der Anstieg der Stromgestehungskosten in den dargestellten Fällen zwischen 3% und 10% am Referenzstandort. Dies macht deutlich, dass bei häufigem Auftreten der negativen Preisphasen ein starker Einfluss auf die Stromgestehungskosten 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.

5.2.6. Gegenüberstellung Stromgestehungskosten und Erlöse

Windenergieanlagen, die nach EEG 2014 gefördert werden, sind gemäß § 37 zur Direktvermarktung verpflichtet²⁰. 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. Ende 2018 lagen die anzulegenden Werte somit bei 6,97 ct/kWh (Anfangsvergütung) bzw. 3,87 ct/kWh (Grundvergütung) absinken. In Abbildung 53 ist dargestellt, wie sich die anzulegenden Werte zwischen August 2014 nach EEG 2014 bis Dezember 2018 nach EEG 2017 entwickelt haben.

²⁰ 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 53: Anzulegende Werte in Grundvergütungs- und Anfangsvergütungszeitraum nach EEG 2014 und EEG 2017

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 Standortgütern 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

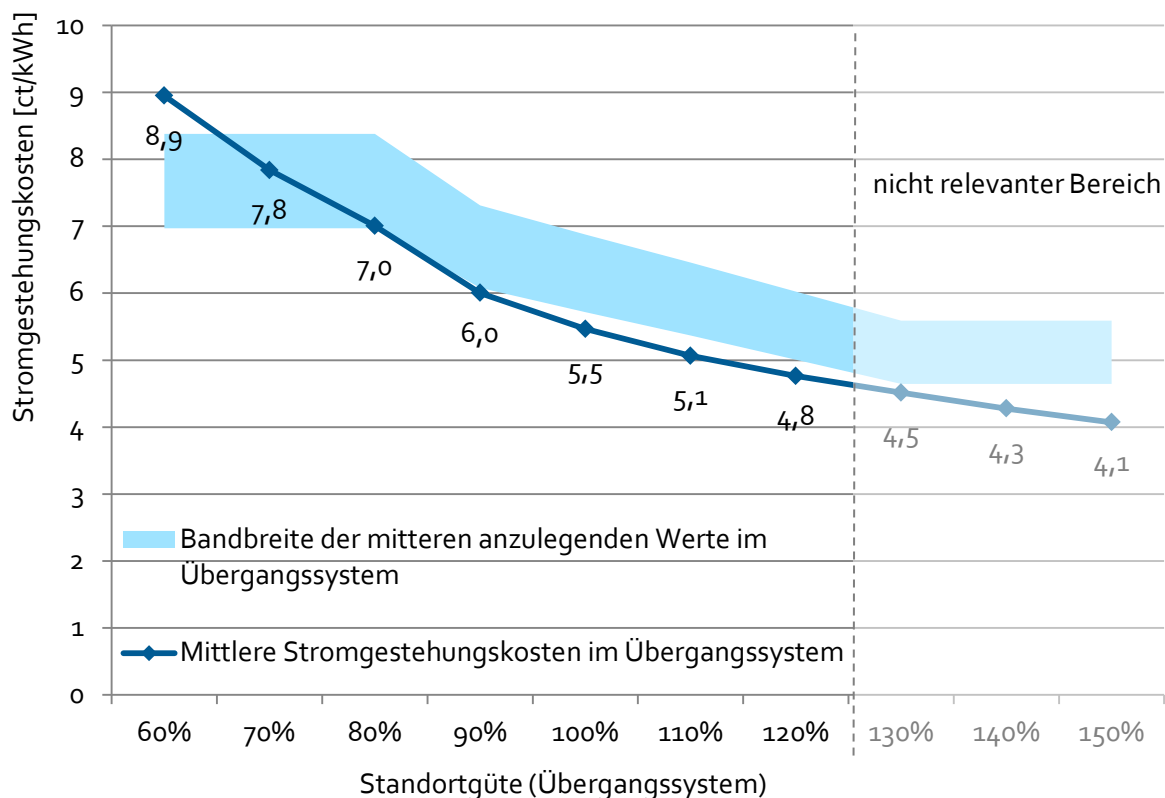
(2) Abweichend von Absatz 1 beträgt der anzulegende Wert in den ersten fünf Jahren ab der Inbetriebnahme der Anlage 8,90 Cent pro Kilowattstunde (Anfangswert). Diese Frist verlängert sich um einen Monat pro 0,36 Prozent des Referenzertrags, um den der Ertrag der Anlage 130 Prozent des Referenzertrags 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 54 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 54 die mittleren Stromgestehungskosten von Windenergieanlagen im Übergangssystem (vgl. Kapitel 5.2.3).



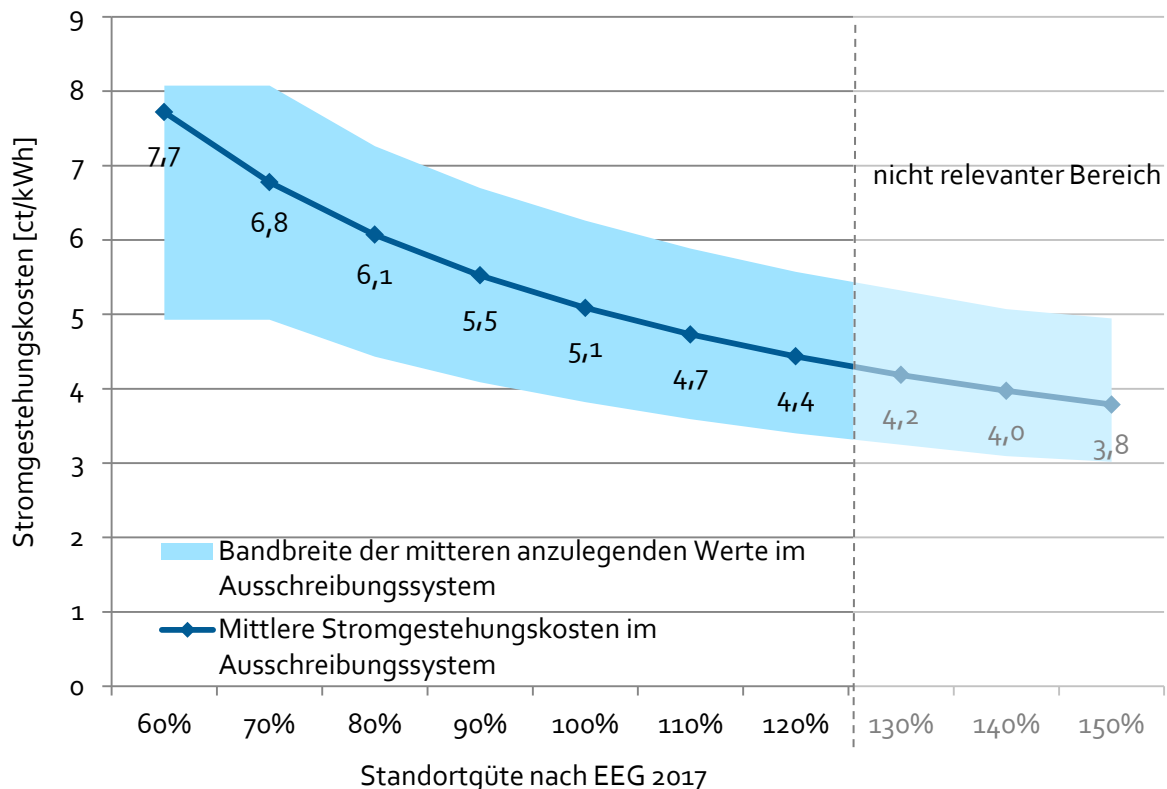
Datengrundlag: EEG 2014, EEG 2017, Eigene Daten Quelle: Darstellung: DWG

Abbildung 54: 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) zumeist 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 oder sogar darüber (60%-Standort). In diesen Standortgüte-Bereichen können voraussichtlich vor allem Projekte umgesetzt werden, die unterdurchschnittliche Kostenstrukturen aufweisen. Die Sensitivitätsanalysen in Kapitel 5.2.5 haben aufgezeigt, in welcher Bandbreite die Kosten projektspezifisch variieren. Das lässt darauf schließen, dass einige Projekte keinerlei Zusatzerlöse abwerfen, während andere rentabler

sind. Insgesamt profitieren die Projekte im Übergangssystem schon jetzt von dem aufgrund der Einführung von Ausschreibungen auftretendem Kostendruck.

Die folgende Abbildung 55 zeigt analog zum Vorgehen für Anlagen im Übergangssystem die Gegenüberstellung von mittleren Stromgestehungskosten im Ausschreibungssystem mit den anzulegenden Werten im Ausschreibungssystem.



Datengrundlage : EEG 2014, EEG 2017, BNetzA 2019; Eigene Daten Quelle: Darstellung: DWG
Abbildung 55: Gegenüberstellung von mittleren Stromgestehungskosten im Ausschreibungssystem mit den anzulegenden Werten im Ausschreibungssystem (Auswertung der mittleren Zuschlagswerte in den Ausschreibungsrunden Mai 2017- Februar 2019)

Es wird deutlich, dass die ermittelten mittleren Stromgestehungskosten für 2019/20 erwartete Projekte, die im Ausschreibungssystem umgesetzt werden, im mittleren Bereich der beobachteten Bandbreite der mittleren anzulegenden Werte im Ausschreibungssystem liegen. Allerdings beinhaltet die mittlere Bandbreite der anzulegenden Werte auch die Ergebnisse der Ausschreibungen 2017 mit den hohen Zuschlagsanteilen für die mit langen Umsetzungszeiten kalkulierenden Bürgerwindenergieprojekte. In den Ausschreibungen 2018 greift der obere Teil der Bandbreite, bspw. betragen die mittleren Zuschlagswerte am Referenzstandort rund 4,7 bis 6,3 ct/kWh am Referenzstandort. Bezogen auf diese Werte liegen die ermittelten Stromgestehungskosten eher im unteren Bereich der Bandbreite. Aufgrund des schwachen Wettbewerbs erfolgte in 2018 eine starke Orientierung der Gebote am Höchstwert und nicht an den tatsächlichen Kosten, die ermittelten Stromgestehungskosten passen zu diesem Effekt.

5.2.7. 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 spielte im Markt bisher kaum eine Rolle, ggf. in sehr seltenen Fällen der geplanten Eigenversorgung. 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 (siehe Kapitel 4.1.5).

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. Nicht zuletzt aus diesem Grund wurde in den vergangenen zwei Jahren zunehmend über langfristigen Lieferverträgen („Power Purchase Agreements – PPA“) diskutiert.

Anlagen nach Ablauf der EEG-Förderung

Windenergieanlagen, deren Investitionskosten abgeschrieben 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 potenziellen 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, das 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 höher sein, da den anlagenbezogenen Fixkosten geringere Energieerträge gegenüberstehen.

Aufgrund der unsicheren Einnahmen aus der Stromvermarktung an der Börse erscheint die Möglichkeit von mittel- bis langfristigen Lieferverträgen (PPA) für Strom aus Alt-Windenergieanlagen derzeit als die vielversprechendste Option zur Reduzierung des Preisrisikos aus Betreibersicht – erste Vertragsabschlüsse wurden der Presse gegenüber bereits gemeldet. Gegebenenfalls können Energieversorgungsunternehmen, die auf diese Weise physischen Grünstrom von Windenergieanlagen abnehmen wollen und früher bereits das Grünstromprivileg genutzt hatten, die damals etablierten Prozesse wieder aufgreifen und somit das Thema schnell angehen. [KPMG 2018] Vorteil für Abnehmer und Stromerzeuger ergeben sich bei PPA durch die langfristige Preissicherheit (die bisher in der Presse vermeldeten PPA mit Altanlagen haben eine Laufzeit von zwei bis sechs Jahren [[E&M 2018] [E&M 2018b]], allerdings bestehen Herausforderungen in Bezug auf die Preissetzung bei schwankenden Marktpreisen sowie beim Umgang mit der Volatilität der Stromerzeugung.

Zurzeit nimmt das Angebot an Direktvermarktungs- und Betriebskonzepten, die sich explizit auf Altanlagen beziehen, zu. Bspw. bietet Enercon Kombinationen aus Partnerschaftskonzept für 20+-Anlagen und PPA-Modellen seiner Tochtergesellschaft Quadra an. Im Herbst 2018 schloss Quadra einen PPA zum Fixpreis mit dem VDKL (Verband Deutscher Kühlhäuser und Kühllogistikunternehmen), der die Erzeugung aus vier Bestandwindparks mit 10,6 MW Leistung preisabsichert. [Enercon 2018] Auch Statkraft wurde aktiv und schloss ebenfalls im Herbst 2018 einen PPA-Vertrag mit sechs Bürgerwindparks in Niedersachsen mit einer installierten Leistung von 45 MW und das Unternehmen will zukünftig verstärkt in diesem Segment aktiv werden. Auch seitens ökostrom- und Regionalversorgern gibt es erste PPA-Abschlüsse mit Altanlagen. [Windturbine 2018]

Neuanlagen

Europaweit entwickelt sich der Markt für PPAs zunehmend, für Windstrom vor allem in Skandinavien, Großbritannien und den Niederlanden. Insgesamt wurde in Europa Ende 2018 laut einer Analyse von Energy Brainpool eine installierte Leistung aus Windenergieanlagen von rund 7.300 MW (on- und offshore) über PPA abgesichert. In Deutschland ist der Anteil mit deutlich unter 100 MW eher gering und bezieht sich bisher nur auf Altanlagen, die nach 2020 aus dem EEG fallen. [Energy Brainpool 2019]

In Deutschland ist eine Änderung dieser Situation zumindest kurzfristig für Neuanlagen eher nicht zu erwarten. Zurzeit hat sich die Preissituation in den Ausschreibungen aufgrund des Erfordernisses einer vorhandenen Genehmigung mit entsprechendem Realisierungszeitraum von 2,5 Jahren und des geringen Wettbewerbs erholt. Laut des Wirtschaftsanalytikers KPMG gilt, dass solange Marktpreise von 50 Euro/MWh und mehr erzielt werden können, für Neuanlagen zunächst kein Bedarf für den alternativen Abschluss von PPAs besteht. Falls sich nach 2020 aber doch Zuschlagspreise von unter 40 Euro/MWh ergeben sollten, könnte es über die zwanzigjährige Laufzeit bereits zu Mehreinnahmen kommen, wenn Betreiber außerhalb des EEG vermarkten. [KPMG 2018]

Das Beratungsunternehmen Enervis geht davon aus, dass aufgrund stetig sinkender Stromgestehungskosten die PPA-Quote bis Mitte der 2020er-Jahre sprunghaft ansteigen wird. Das Unternehmen geht in einem Szenario davon aus, dass Anfang der 2030er-Jahre der Zubau erneuerbarer Energien fast vollständig auf PPA-Basis erfolgt und dies zum Standardinstrument für die Projektfinanzierung wird. Natürlich werden, wie bereits oben beschrieben, die Börsenstrompreise und insbesondere die Marktwerte für die Windenergie sowie die EEG-Regelungen und die Ausschreibungsergebnis-

se die PPA-Entwicklungen in Deutschland maßgeblich beeinflussen. Bei den derzeitigen Zuschlags- und Börsenpreisen würde ein PPA für Neuanlagen wirtschaftlich keinen Sinn ergeben. Die Stiftung Umweltenergierecht erwartet entsprechend die ersten PPA eher im Solarsektor. Begünstigend für PPA könnte sich zudem eine Neuregelung der EU-Richtlinie für regenerative Energien sorgen, die explizit empfiehlt, PPA als Finanzierungsinstrument einzusetzen und administrative Hürden abzubauen. [E&M 2018]

Letztlich können PPA zukünftig verstärkt dazu dienen, Risiken aus Betreibersicht zu mindern und die Finanzierung von Windenergieprojekten außerhalb einer EEG-Fördersystematik zu ermöglichen. Allerdings werden sich die Finanzierungsbedingungen verändern. Die HSH Nordbank geht fest von steigenden Bonitäts- und Eigenkapitalanforderungen aus und sieht für Neuprojekte auf Basis von Erfahrungswerten aus dem europäischen Ausland bspw. einen nötigen Eigenkapitalanteil zwischen 40 und 50 Prozent voraus. [E&M 2018]

PPA-Vertragspartner

Abnahmepotenzial für über PPA gehandelten Strom aus Windenergie wird bei energieintensiven Unternehmen gesehen, die sich zunehmend verpflichten, ihren CO₂-Ausstoß zu verringern. Prominent war hier zunächst die internationale Klimaschutzinitiative RE 100, in der sich eine Anzahl an Großkonzernen, wie bspw. Google, Apple und IKEA zusammengeschlossen haben und bekunden, zukünftig ihre komplette Energieversorgung auf erneuerbare Energien umstellen zu wollen. [KPMG 2018b] Zuletzt nahmen auch bei deutschen Konzernen vergleichbare Firmenstrategien zu (bspw. Thyssen-Krupp [Handelsblatt 2019], VW [Handelsblatt 2018], Mercedes Benz [Daimler 2018]).

Im bisherigen PPA-Segment gibt es aber quasi keine Verträge die über eine Laufzeit von drei Jahren hinausgehen. Bei der Abnahme von Strom aus neuen Windenergieanlagen über PPAs müssten die Unternehmen sich für weitaus länger an eine feste Preisvereinbarung binden, wofür sich die Bereitschaft derzeit noch nicht abzeichnet. Mögliche Abnehmer wären auch Stadtwerke oder Ökostromanbieter, jedoch gibt es auch heute bereits viele Tarife in diesem Segment, die zu vergleichsweise geringen Preisen anbieten, so dass ein relevanter Anstieg der Nachfrage laut KPMG erst einmal nicht wahrscheinlich erscheint. [KPMG 2018] Andererseits haben verschiedene Anbieter bereits Interesse an Strom aus Altanlagen signalisiert (Naturstrom [Naturstrom 2019], CLENS [EE 2018], Greenpeace [Handelsblatt 2018b]).

Ein interessantes Konzept ging Vattenfall in Schweden an: Um PPA neben Großabnehmern auch für Mittelständler attraktiv zu machen, stückelte das Unternehmen die Erzeugung eines schottischen Windparks mit 165 MW in 1 MW-Lose, die in PPA mit einer Laufzeit von 10-20 Jahren vermarktet werden sollen. [EE 2018]

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 3.2.1 gezeigt, wuchs die Nennleistung von Windenergieanlagen im Zeitverlauf stetig an. Neben der Nennleistung stiegen auch Rotordurchmesser und Nabenhöhe an. Damit sind heute markteingeführte Anlagen mit einem Rotordurchmesser von über 130 m und Nabenhöhen 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 potenziellen 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. Näheres hierzu findet sich in Kapitel 4.1.4. Die Deutsche WindGuard hat im Vorfeld der Einführung der technologieübergreifenden Ausschreibung 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 ver-

gangener 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 den 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 Windhöflichkeit 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 möglichen 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 Anlagenty-

pen, 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 5.2.4 ähnliche Analysen wie im beiliegenden Stellungnahme-Papier durchgeführt worden.

5.3.5. Bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung

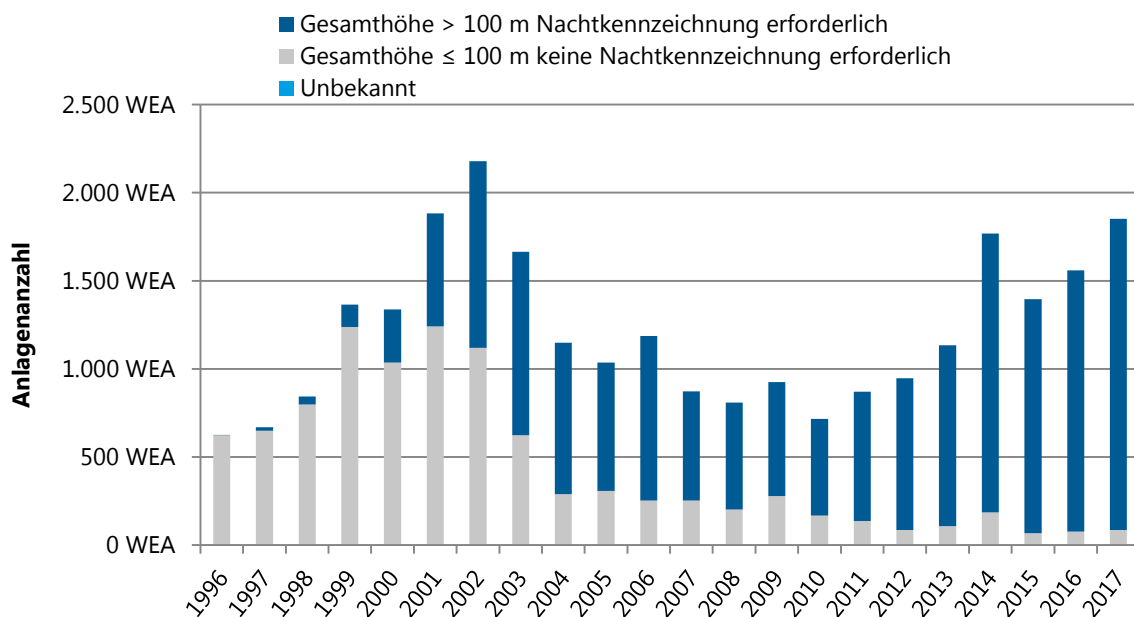
Windenergieanlagen mit einer Gesamthöhe von über 100 m müssen als Luftfahrthindernis gekennzeichnet werden. Insbesondere die Nachtkennzeichnung wird dabei von Anwohnern als störend empfunden und beeinflusst die Akzeptanz von Windenergie-Projekten negativ. Mit dem Energiesammelgesetz wurde in 2018 die Pflicht zur BNK für Windenergieanlage eingeführt. Diese ist sowohl durch Neuanlagen als auch für den Anlagenbestand ab dem 1. Juli 2020 zu erfüllen.

Die zukünftige Marktverfügbarkeit der Transpondertechnologie soll einen wichtigen Baustein zur flächendeckenden Einführung der BNK darstellen. Problematisch könnte sich in Bezug auf den Erfolg der neuen Regelungen darstellen, dass Betreiber bereits allein durch den Einbau eines entsprechenden Systems die gesetzlichen Bestimmungen erfüllen können. Um das System in der Folge tatsächlich zu betreiben, sind zunächst entsprechende Änderungen in der „Allgemeinen Verwaltungsvorschrift für die Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen“ (kurz: AVV) Voraussetzung. Erfolgt diese Änderung der AVV nicht, würde sich allein durch den Einbau derartiger Systeme an der Befuerungssituation nichts verändern. Alternativ zur Transponderlösung stehen bereits zugelassene BNK-Systeme mit aktivem und passivem Radar zur Verfügung, die allerdings in der Regel teurer sind.

Im vorliegenden Beratungsvorhaben erfolgte durch die Deutsche WindGuard eine Kurzbetrachtung des betroffenen Anlagenbestands sowie der möglichen Kosten für die Umsetzung einer bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung. Im Rahmen der Analyse wurden verschiedene vorhandene und mögliche BNK-Systeme betrachtet und einander gegenübergestellt. Der Schwerpunkt lag hierbei auf einem Vergleich der Investitions- und Betriebskosten der einzelnen Systeme sowie den zu erwartenden Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten sowohl von Neu- als auch Altanlagen. Die getroffenen Annahmen zu Kosten der Implementierung von BNK-Systemen beruhen auf den Anga-

ben verschiedener Marktakteure und ergänzenden Recherchen. Die Ergebnisse unterliegen aufgrund großer genannter Bandbreiten und unbekannter Effekte einer möglichen schnellen weitergreifenden BNK-Verpflichtung einer großen Unsicherheit.

Die modernen, heutzutage installierten Windenergieanlagen haben fast ausschließlich eine Gesamthöhe von deutlich über 100 m und fallen somit unter die BNK-Verpflichtung. Die Anteile der Windenergieanlagen im Bestand mit mehr als 100 m Gesamthöhe nach Installationsjahren sind in Abbildung 56 dargestellt. Im Gesamtbestand (inklusive der WEA die vor 1996 und im bisherigen Verlauf des Jahres 2018 installiert wurden) liegt der Anteil der Anlagen mit einer Gesamthöhe über 100 m bei etwa 59% (ca. 17.000 WEA).



Quelle: BNetzA 2017, Registerdaten, BDB 2019, Darstellung: DWG

Abbildung 56: Anteile von Windenergieanlagen im Bestand mit mehr als 100 m Gesamthöhe nach Installationsjahren

Während die Anlagenanzahl zwar eine Indikation liefert, wie weitgreifend eine Befeuerspflichtung auf den Bestand auswirkt, kann auf Basis dieser Daten keine Anzahl an erforderlichen BNK-Systemen abgeleitet werden. Die Verteilung der Anlagenstandorte und die Auswahl der BNK-Systeme beeinflusst, wie viele Anlagen ein gemeinsames System nutzen können und wie viele Systeme folglich notwendig sind, um den gesamten Anlagenbestand abzudecken.

Der mittlere Einfluss auf die Stromgestehungskosten eines Neuprojekts bewegt sich den Berechnungen zufolge im zweistelligen Nachkommabereich und ist somit verhältnismäßig gering. Der mittlere Einfluss der Implementierung einer BNK auf die Stromgestehungskosten ist für Bestandsanlagen deutlich größer als für neue Projekte. Dies ist neben der kleineren Anlagenleistung und dem somit geringeren Energieertrag auf die geringere erwartete verbleibende Betriebsdauer und die höheren Nachrüstkosten zurückzuführen. Die Transponderlösung hatte in den Beispielberechnungen die geringsten Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten. Da die gewählten Beispielfälle sich nur schwer direkt vergleichen lassen, sind aber Konstellationen denkbar, in denen es in Abhängigkeit der Anlagendichte einer Region wirtschaftlich sein kann, ein anderes System zu wählen. Ins-

besondere in Regionen mit geringer Anlagendichte ist jedoch zu erwarten, dass die Investitionskosten je Windenergieanlage für eine Transponderlösung stets am geringsten sind.

Die in der Analyse gewählte Bandbreite der Kostenannahmen für die anlagenseitige Investition zur Herstellung der BNK war allerdings sehr groß, was deutlich zeigt, dass durch unterschiedliche Branchenakteure sehr unterschiedliche Einflüsse einer BNK-Verpflichtung auf die Stromgestehungskosten erwartet werden. Grundsätzlich ergibt sich insbesondere für ältere, abgelegene errichtete Bestandsanlagen ein großes Risiko, durch die BNK-Verpflichtung eine erhebliche Steigerung der Stromgestehungskosten in Kauf nehmen zu müssen.

6. Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land

6.1. Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land

Seit Mai 2017 hat die Bundesnetzagentur in acht Gebotsrunden Windenergieanlagen mit einer Leistung von rund 6,2 GW ausgeschrieben. Nachfolgend werden die Ergebnisse zusammengefasst und die Wirkung einzelner Instrumente beleuchtet. Ein vorläufiges Fazit aus zwei Jahren Wettbewerb schließt das Kapitel ab.

6.1.1. Wettbewerbsintensität

Die Ausschreibungen starteten im Jahr 2017 mit einer hohen Beteiligung und intensivem Wettbewerb. Jede der drei Gebotsrunden war mehrfach überzeichnet: Auf die Ausschreibungsmengen von 800 MW im Mai und 1.000 MW im August und November 2017 kamen Gebote im Umfang von jeweils mehr als 2.000 MW (siehe Tabelle 18).

Tabelle 19: Ausgeschriebene, zugeschlagene und sonstige Mengen in MW

Gebotstermin	Ausgeschrieben	Zugelassen	Geboten	Überzeichnet	Ausgeschlossen	Zugeschlagen	Zugeschlagen / Ausgeschrieben
01.05.2017	800		2.137	267%	61	807	101%
01.08.2017	1.000		2.927	293%	103	1.013	101%
01.11.2017	1.000		2.591	259%	172	1.000	100%
01.02.2018	700	1.697	989	141%	16	709	101%
01.05.2018	670	1.384	604	90%	0	604	90%
01.08.2018	670	1.288	709	106%	42	666	99%
01.10.2018	670	921	388	58%	25	363	54%
01.02.2019	700	1.840	499	71%	23	476	68%
Gesamt	6.210			267%		5.639	91%

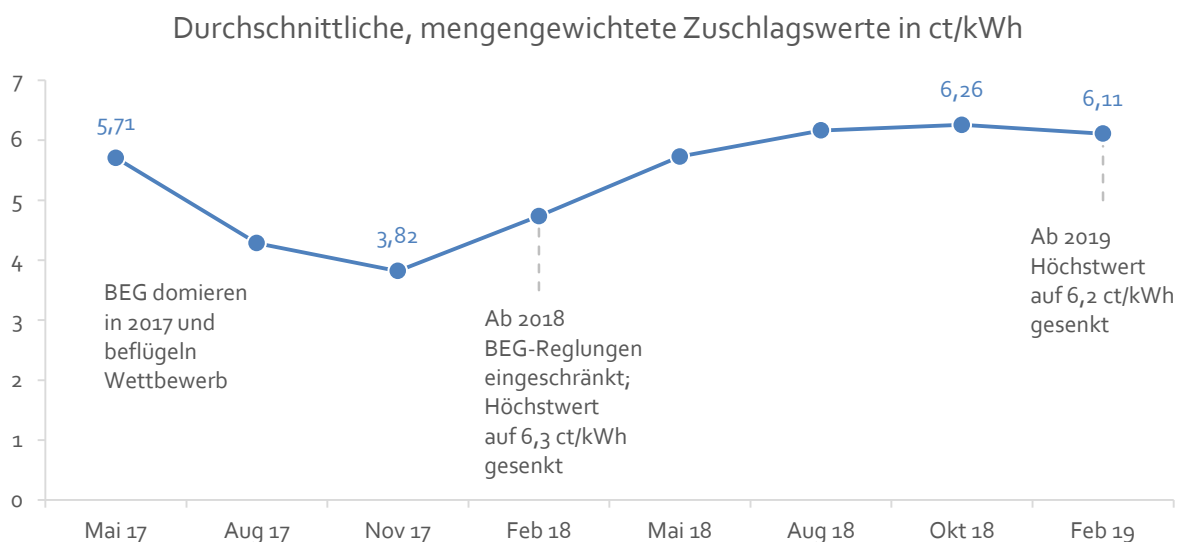
Quelle: BNetzA 2019b

Im Jahr 2018 brach die Beteiligung ein. Die Bundesregierung hatte zuvor die Ausnahmen für Bürgerenergiegesellschaften eingeschränkt (vgl. Abschnitt 4.1.3) und damit die Möglichkeit aufgehoben, Gebote für noch nicht genehmigte Anlagen einzureichen. Im Februar 2018 sank die Überzeichnung auf 141%: Der Ausschreibungsmenge von 700 MW standen Gebote im Umfang von rund 989 MW gegenüber. Seit Mai 2018 kam es wiederholt zu starken Unterzeichnungen. Die im Oktober 2018 erteilten Zuschläge deckten etwa 54% der ausgeschriebenen Menge ab – die Gebotsrunde stellt damit den bisherigen Tiefpunkt dar. In Summe beläuft sich das Zuschlagsdefizit nach den ersten acht Gebotsrunden auf rund 570 MW.

Trotz vorliegender Genehmigung sehen einige Akteure von einer Teilnahme an den Ausschreibungen ab. So unterschritt die Gebotsmenge in allen Gebotsrunden seit Februar 2018 die bei der Bundesnetzagentur erfassten und damit für die Ausschreibungen zugelassenen Genehmigungsmengen (vgl. Tabelle 18). Die folgenden drei Gründe dürften hierfür den Ausschlag geben:

1. *Einsprüche Dritter:* Branchenberichten zu Folge mehren sich die Fälle, in denen Genehmigungen beklagt werden (siehe hierzu Kapitel 3.1.5.). Nehmen Akteure in dieser Situation dennoch an den Ausschreibungen teil, riskieren sie eine Strafzahlung von bis zu 30 €/kW. Diese wird fällig, sofern die bezuschlagten Projekte nicht innerhalb der eingeräumten Frist realisiert werden (siehe Abschnitt 4.1.3).
2. *Neuauslegung der Projekte:* Modernere Anlagen versprechen höhere Energieträge bei geringeren Stromgestehungskosten. Der starke Wettbewerb im Jahr 2017 könnte einige Projektierer daher veranlasst haben, ihre bereits genehmigten Projekte zu überarbeiten.
3. *Projektaufgabe:* Ein Teil der Genehmigungen kann zudem auf Projekte entfallen, deren Realisierung nicht mehr vorangetrieben wird – dies kann sich bspw. aufgrund zu hoher Genehmigungsaufgaben ergeben, ggf. klagt der Betreiber gegen diese Auflagen, oder das Projekt wird aus Gründen einer mangelnden Wirtschaftlichkeit (teure Kostenstrukturen, Effekte der Genehmigungsaufgaben) aufgegeben.

Unter dem Druck des Wettbewerbs sowie begünstigt durch die Bürgerenergie-Regelungen (s. u.) gaben die mittleren Zuschlagswerte im Jahr 2017 von 5,71 ct/kWh auf 3,82 ct/kWh nach (siehe Abbildung 57). Ab Februar 2018 drehte sich der Trend. Mit der Anpassung der Teilnahmevoraussetzungen für Bürgerenergiegesellschaften und dem nachlassenden Wettbewerb stiegen die durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswerte innerhalb weniger Runden auf über 6 ct/kWh. Die Gebotswerte orientierten sich damit zunehmend an den Höchstwerten von 6,3 ct/kWh im Jahr 2018 sowie 6,2 ct/kWh im Jahr 2019. Aufgrund der veränderten Rahmenbedingungen sind die Zuschlagswerte des Jahres 2017 nicht direkt mit denen der Jahre 2018/19 vergleichbar.



Quelle: BNetzA 2019b, Darstellung: ZSW

Abbildung 57: Durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswerte (Mai 2017 bis Februar 2019)

Die Gebots- und Zuschlagswerte (vgl. hierzu ebenfalls Tabelle 19) sind auf den Referenzstandort normiert. Sie geben folglich keine Auskunft über die tatsächliche Vergütungshöhe bzw. den anzulegenden Wert, auf dessen Basis später die Marktprämien berechnet werden. Der anzulegende Wert wird erst kurz vor der Inbetriebnahme vom zuständigen Netzbetreiber berechnet. Der Netzbetreiber multipliziert hierzu den Zuschlagswert mit einem standortspezifischen Korrekturfaktor zwischen

0,79 und 1,29 (vgl. Abschnitt 4.1.3). Die anzulegenden Werte können somit um bis zu 21% unter oder 29% über dem individuellen Zuschlagswert liegen.

Tabelle 20: Gebots- und Zuschlagswerte (Mai 2017 bis Februar 2019)

Gebotstermin	Zulässiger Höchstwert	Gebotswerte (ct/kWh)			Zuschlagswerte (ct/kWh)		
		Min	Max	Gew. Mittel	Min	Max	Gew. Mittel
01.05.2017	7,00	4,20	7,00	5,82	5,25	5,78	5,71
01.08.2017	7,00	3,50	6,45	4,64	4,16	4,29	4,28
01.11.2017	7,00	2,20	6,66	4,02	3,80	3,82	3,82
01.02.2018	6,30	3,80	6,28	4,90	3,80	5,28	4,73
01.05.2018	6,30	4,30	6,28	5,48	4,65	6,28	5,73
01.08.2018	6,30	4,00	6,30	6,11	5,30	6,30	6,16
01.10.2018	6,30	5,00	6,30	6,17	6,12	6,30	6,26
01.02.2019	6,20	5,24	6,20	6,04	5,24	6,20	6,11

Quelle: BNetzA 2019b

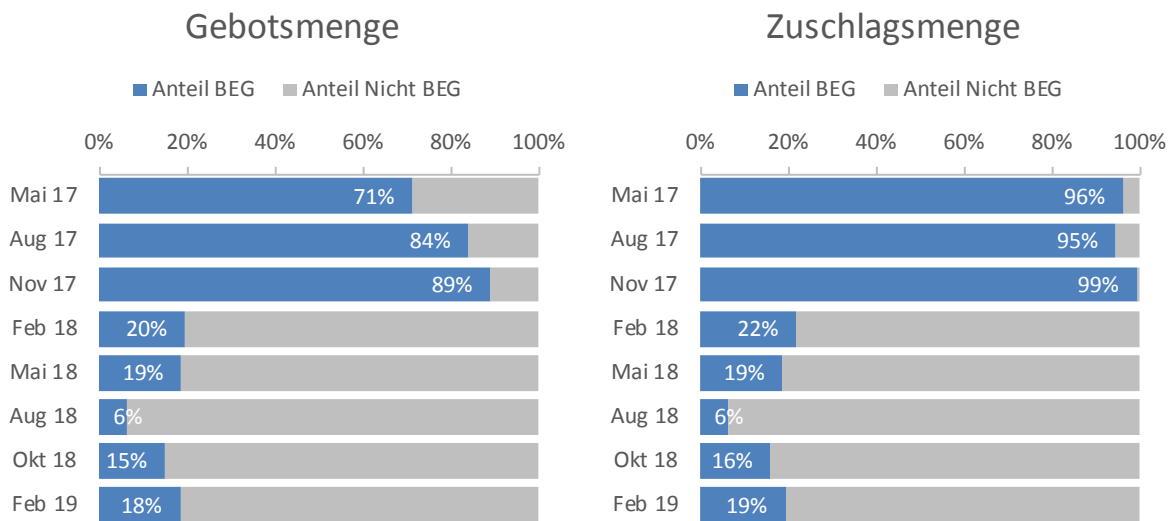
Zudem gilt es die unterschiedlichen Realisierungsfristen zu berücksichtigen: Bürgerenergiegesellschaften mit Zuschlägen aus dem Jahr 2017 haben 4,5 Jahre Zeit, ihre Projekte umzusetzen – den übrigen Bietern bleiben hierzu lediglich 2,5 Jahre. Die niedrigen Zuschlagswerte in 2017 fußen insofern nicht zuletzt auf den Kostensenkungen, die mit der nächsten Anlagen-Generation erwartet werden.

Ferner werden die Zuschlagswerte für Bürgerenergiegesellschaften nach dem Einheitspreisverfahren ermittelt. Sie entsprechen damit dem jeweils höchsten bezuschlagten Gebot. Der niedrigste Zuschlagswert kann somit über dem niedrigsten Gebotswert liegen (vgl. Tabelle 19).

6.1.2. Bietertypen

Bürgerenergiegesellschaften dominierten die Ausschreibungen des Jahres 2017. Ihr Anteil an der Gebotsmenge legte von 71% in der ersten Runde auf 89% in der dritten Runde zu (vgl. Abbildung 58). Als Ausnahme vorgesehen, offenbarten sich damit schnell die Vorzüge und Lücken dieser Regelung. Von 198 Zuschlägen, die die Bundesnetzagentur im Jahr 2017 erteilte, entfielen 185 auf Bürgerenergiegesellschaften. Bezogen auf die Zuschlagsmenge entspricht dies einem Anteil von 97%. Bei lediglich 4 Zuschlägen für Bürgerenergiegesellschaften im Gesamtumfang von 38,4 MW lag zum Zeitpunkt der Ausschreibung bereits eine Genehmigung für die zugrundeliegenden Projekte vor. Fast alle Bürgerenergiegesellschaften nutzen somit die Möglichkeit, sich bereits früh mit ihren Projekten an den Ausschreibungen beteiligen zu können.

Für 15 Zuschläge im Umfang von 151,5 MW wurde bis März 2019 eine Zuordnung zu den in der Zwischenzeit genehmigten Anlagen (38 Stück) beantragt. Für 166 Zuschläge mit einer Gesamtleistung von 2.537,2 MW steht eine solche Zuordnung folglich noch aus. Dies ergab eine Abfrage bei der Bundesnetzagentur im Rahmen des Vorhabens.



Quelle: BNetzA 2019b, Darstellung: ZSW

Abbildung 58: Gebots- und Zuschlagsmenge nach Bietertypen (Mai 2017 bis Februar 2019)

Nachdem der Gesetzgeber die wesentlichen Vorzüge ab der Gebotsrunde Februar 2018 ausgesetzt hat, ist das Interesse an den Sonderregelungen geschrumpft. Bürgerenergiegesellschaften stellten in der Folge zwischen 6% und 20% der Gebotsmenge. Die Anteile an den Zuschlagsmengen bewegten sich mangels Wettbewerbs in ähnlicher Größenordnung.

6.1.3. Gebotsgrößen

Die Verteilung der Gebotsgrößen weist einen deutlichen Bruch zwischen 2017 und 2018 auf (vgl. Abbildung 59). Im Jahr 2017 häuften sich Gebote und Zuschläge in der Größenklasse von 12 bis 18 MW: Ausgehend von 4,8% legte der Anteil an der Gebotsmenge innerhalb der ersten drei Runden auf 77% zu. Bei den Zuschlagsmengen stieg der Anteil im gleichen Zeitraum von 71% auf 96%. Die Häufung unterhalb von 18 MW erklärt sich durch den hohen Anteil von Bürgerenergiegesellschaften, die damit den vorgegebenen Spielraum ausschöpften. So schränkt § 36g Absatz 1 EEG 2017 die Ausnahmen je Bürgerenergiegesellschaft auf sechs Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von 18 MW ein.

Gebotsmenge		Mai 17	Aug 17	Nov 17	Feb 18	Mai 18	Aug 18	Okt 18	Feb 19
750 - 6.000 kW		18%	12%	7%	26%	45%	27%	34%	29%
6.001 - 12.000 kW		27%	17%	13%	23%	23%	21%	44%	34%
12.001 - 18.000 kW		48%	66%	77%	34%	22%	22%	11%	24%
>18.000 kW		6%	5%	3%	18%	10%	30%	11%	14%

Zuschlagsmenge		Mai 17	Aug 17	Nov 17	Feb 18	Mai 18	Aug 18	Okt 18	Feb 19
750 - 6.000 kW		7%	3%	1%	17%	45%	27%	34%	28%
6.001 - 12.000 kW		20%	8%	3%	24%	23%	20%	42%	32%
12.001 - 18.000 kW		71%	88%	96%	37%	22%	23%	12%	25%
>18.000 kW		3%	2%	0%	22%	10%	30%	12%	15%

Abbildung 59: Gebots- und Zuschlagsmengen nach Größenklassen in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land (Mai 2017 bis Februar 2019)

Ab Februar 2018 verteilen sich die Gebote mit einzelnen Ausnahmen gleichmäßiger über die Größenklassen. Auf die Kleinste (750 kW bis 6 MW) entfallen von Februar 2018 bis Februar 2019 im Durchschnitt 31% der Gebotsmenge bzw. 30% der Zuschlagsmenge, bei den Klassen 6 MW bis 12 MW und 12 bis 18 MW sind es jeweils rund ein Viertel und bei der nach oben offenen Klasse mit Geboten über 18 MW sind es 18% (Gebotsmenge) bzw. 19% (Zuschlagsmenge).

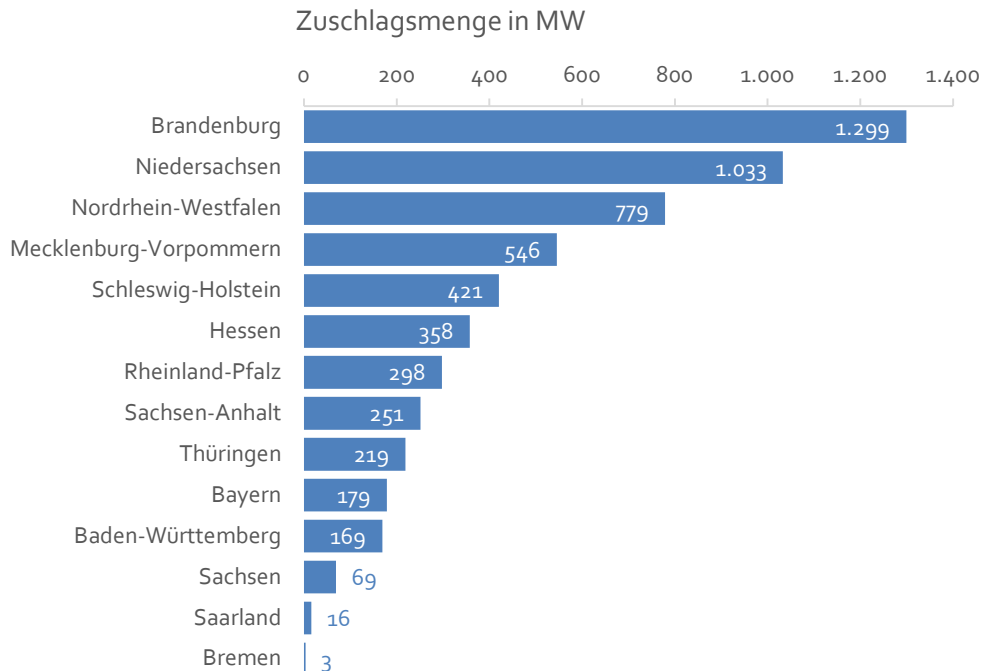
Bieter sind nicht dazu gezwungen, ihre Gebote zu bündeln. Von der Gebotsgröße lässt sich daher nicht unmittelbar auf die geplante Windparkgröße schließen. Einige Bieter gaben für jede Windenergieanlage ein separates Gebot ab. So erklärt sich unter anderem der Ausreißer in der Größenklasse 750 kW bis 6 MW im Mai 2018. Bei rund 40 Zuschlägen legen die Standortangaben hier eine Parkzugehörigkeit über mehrere Gebote hinweg nahe. Ferner besteht die Möglichkeit, dass einzelne Anlagen bestehende Windparks oder bereits erteilte Zuschläge ergänzen.

6.1.4. Regionale Verteilung

Die Beteiligung an den Ausschreibungen fiel von Bundesland zu Bundesland sehr unterschiedlich aus. Brandenburg, Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen stellten mit 162, 129 und 111 MW durchschnittlich den größten Gebotsumfang je Runde (Mehrfachgebote enthalten). Die Flächenländer mit der geringsten durchschnittlichen Beteiligung waren dagegen das Saarland (2 MW), Sachsen (9 MW) und Baden-Württemberg (21 MW). Bayern reiht sich mit durchschnittlich 22 MW kurz davor ein. Der Norden und die Mitte Deutschlands waren damit im Schnitt stärker vertreten als der Süden.

Mit 132 Zuschlägen im Umfang von 1.299 MW erhielt Brandenburg die meisten Zuschläge (vgl. Abbildung 60). Es folgen Niedersachsen mit 102 Zuschlägen für 1.033 MW sowie Nordrhein-Westfalen mit 94 Zuschlägen für 779 MW. Auf die drei genannten Bundesländer entfällt damit mehr als die Hälfte (55%) der insgesamt bezuschlagten Leistung. Die drei Flächenländer mit den geringsten Zuschlagsmengen sind das Saarland mit 16 MW (3 Zuschläge), Sachsen mit 69 MW (13 Zuschläge) und Baden-Württemberg mit 169 MW (17 Zuschläge). Keine Zuschläge entfielen mangels Beteiligung auf die beiden Stadtstaaten Berlin und Hamburg. Eine detaillierte Übersicht zu den Gebots- und

Zuschlagsmengen je Bundesland und Runde findet sich im Anhang (siehe Tabelle 23 und Tabelle 24).



Daten: BNetzA 2018c, Darstellung: ZSW

Abbildung 60: Summe der Zuschlagsmengen je Bundesland in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land (Mai 2017 bis Februar 2019)

Abbildung 61 setzt die bezuschlagte Leistung ins Verhältnis zur Landesfläche. Neben der Gesamtverteilung für die Gebotsrunden eins bis acht (rechts) zeigt die Abbildung die Zuschlagsverteilung zudem getrennt nach Jahren: links für die drei Gebotsrunden im Jahr 2017 und in der Mitte für die fünf Runden von Februar 2018 bis Februar 2019. Beide Gruppen weisen in Summe eine Zuschlagsmenge von jeweils rund 2.820 MW auf. Mit der Trennung wird der Aussetzung der Bürgerenergieregulungen ab Februar 2018 Rechnung getragen. Brandenburg sticht mit Werten von 27 und 16 kW/km² sowohl in den Gebotsrunden des Jahres 2017 als auch in den übrigen Runden hervor, der Abstand zu den anderen Bundesländern hat sich in den Gebotsrunden ab Februar 2018 jedoch verkleinert.

Mit Ausnahme von Brandenburg zeigt die Verteilung der spezifischen Zuschlagsmengen insgesamt ein deutliches Nord-Süd-Gefälle – das in den Gebotsrunden ab Februar 2018 jedoch weniger stark ausgeprägt ist als zuvor. Auf Brandenburg mit 44 kW/km² folgen Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern mit 27 bzw. 24 kW/km². In Bayern, als dem größten Flächenland, fällt die spezifische Zuschlagsmenge mit 3 kW/km² am niedrigsten aus. Davor reihen sich Sachsen (4 kW/km²), Baden-Württemberg (5 kW/km²) und das Saarland (6 kW/km²) ein.

800 m auf 1,7% bei einem Abstand von 2.000 m sowie auf 0,9% bei 2.400 m [Zaspel-Heisters 2014]. Das tatsächliche Potenzial ist nochmals geringer, da weitere Restriktionen die nutzbare Fläche zusätzlich einschränken. Zur Einordnung der Abstandswerte: Die Gesamthöhe von Neuanlagen in Bayern in den Jahren 2015 bis 2018 lag im Schnitt bei rund 200 m – Tendenz steigend.²² Die Zahl der Genehmigungsanträge ist seit 2014 stark rückläufig. Auf 400 Anträge im Jahr 2013 folgten 220 im Jahr 2014, 36 im Jahr 2015, 47 im Jahr 2016 sowie lediglich 4 im Jahr 2017 [dpa 2018, STMI Bayern 2018]. In welchem Maß anderen Faktoren, wie die Einführung der Ausschreibungen oder Belange des Natur- und Artenschutzes (siehe unten), die Wirkung der 10-H-Regelung in Bayern verstärken, ist nicht bekannt.

In Baden-Württemberg erhielten seit Mai 2018 16 Gebote im Umfang von 146 MW einen Zuschlag. Die Ausbaupläne des Landes erhalten damit einen Dämpfer. In den Vorjahren 2016 und 2017 war der Bruttozubauplan noch auf Höchstwerte von 336 MW und 386 MW geklettert. Nach Aussage des baden-württembergischen Umweltministers Franz Untersteller müsse die Landesregierung inzwischen »um jeden Antrag und jede Genehmigung kämpfen« [Untersteller 2018]. Beim 10. Windbranchentag in Baden-Württemberg im Juni 2018 diskutierten die Teilnehmer unter anderem darüber, wie sich der weitere Windkraftausbau besser mit Natur- und Artenschutz vereinen lässt [BWE BW et al. 2018]. Das Umweltministerium Baden-Württemberg legte Zahlen vor, wonach im Zeitraum vom 1. Januar 2015 bis zum 30. September 2017 die Planung für mindestens 350 Windenergieanlagen aufgegeben worden sei [Herr 2018]. Als Hauptgrund nennt das Ministerium Belange des Artenschutzes (36%) und des Planungsrechts (22%). In geringem Ausmaß spielten zudem die Luftsicherung (8%), Schutzgebiete (6%), militärische Belange (5%) und der Denkmalschutz (4%) eine Rolle.

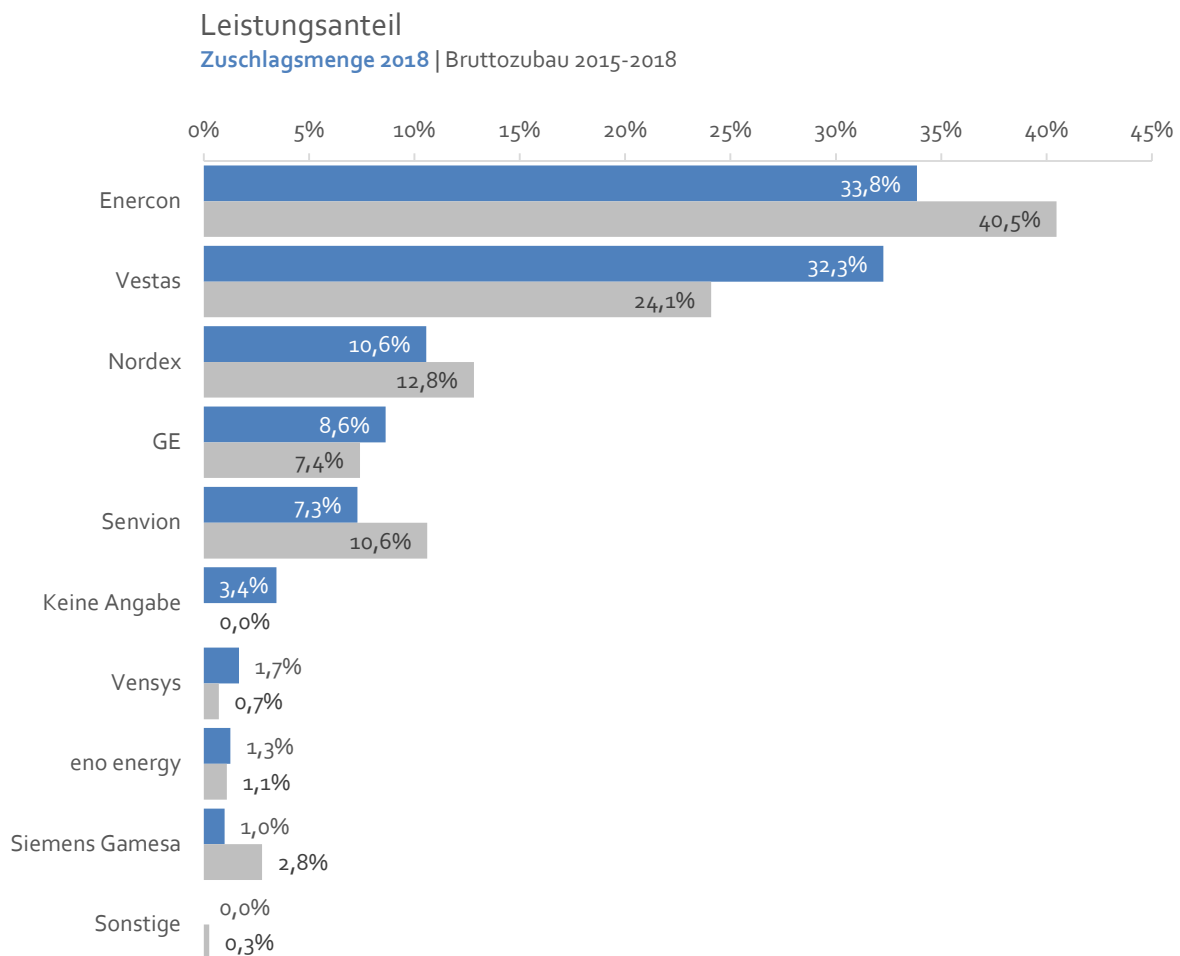
Länderübergreifend dürfte zudem gelten: Nicht alle Akteure sind bereit oder in der Lage die Zuschlags- und Preisrisiken zu tragen, die mit den Ausschreibungen einhergehen. So hängen die individuellen Zuschlagschancen von der Angebots- und Nachfragesituation ab. Schwankungen sind hierbei nicht nur durch Eingriffe – wie die Aussetzung der Bürgerenergieregulungen – möglich und beeinflussen folglich die realisierbaren Zuschlagswerte. Im Süden haben zudem schlechtere Windbedingungen die Aussichten auf Erfolg zunächst geschmälert. Dies kann die Investitionsbereitschaft gehemmt oder die Aktivitäten in andere Regionen verlagert haben.

6.1.5. Zuschlagsmenge nach Anlagenherstellern

Die Bundesnetzagentur hat im Jahr 2018 Zuschläge für 713 Windenergieanlagen erteilt – zwei Drittel davon werden nach dem aktuellen Stand der Planung von Enercon (258 WEA) und Vestas (214 WEA) errichtet. Dies geht aus den im Register der BNetzA erfassten Genehmigungen hervor. Bezogen auf die Zuschlagsmenge entspricht dies Anteilen von 33,8% für Enercon und 32,3% für Vestas. Es folgen Nordex mit 10,6%, GE mit 8,6% und Senvion mit 7,3%. Die hintersten Ränge belegen Vensys, eno energy und Siemens Gamesa mit jeweils weniger als 2%. Für 79 Windenergieanlagen (3,4% der Zuschlagsmenge) enthält das Register der BNetzA keine Angaben zum geplanten Hersteller.

Enercon kann seine Marktführerschaft in Deutschland damit vorerst behaupten – büßt jedoch gegenüber den Anteilen am Bruttozubauplan der vergangenen Jahre einige Prozentpunkte ein. In den Jahren 2015 bis 2018 lag Enercons Marktanteil im Mittel bei 40% (mengengewichtet). Vestas baut seine Marktanteile dagegen kräftig aus – zwischen 22% und 25% lagen diese zuletzt.

²² Auswertung auf Basis der Registerdaten 12/18 für Windenergieanlagen mit mehr als 750 kW.

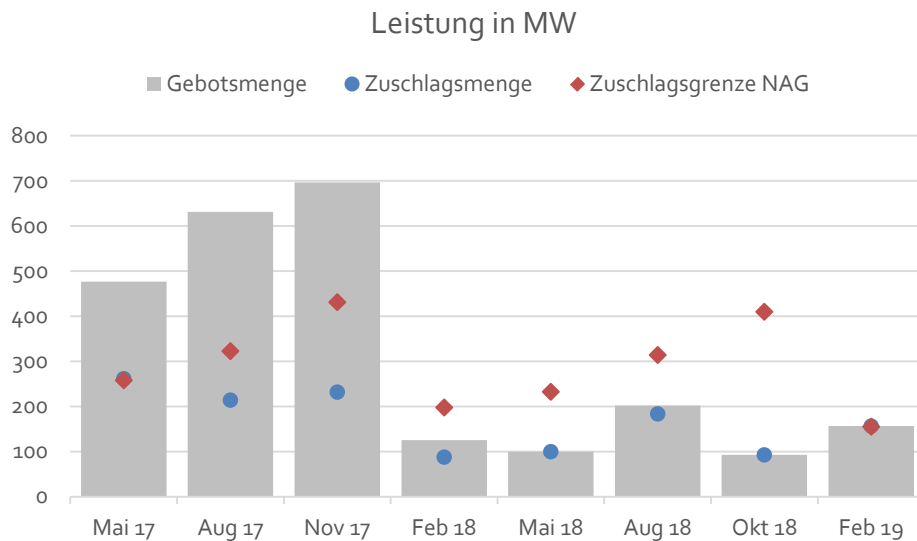


Quelle: Registerdaten 12/18, Darstellung: ZSW

Abbildung 62: Leistungsanteil nach Anlagenhersteller – Zuschlagsmenge 2018 vs. Bruttozubau 2015–2018

6.1.6. Wirkung des Netzausbaugesbietes

Die Begrenzung der Zuschlagsmengen im Netzausbaugesbiet blieb für die meisten Bieter bisher ohne Folgen. Abbildung 63 zeigt hierzu die Gebots- und Zuschlagsmengen sowie die jeweils zulässige Zuschlagsgrenze für alle Gebotsrunden ab Mai 2017. Obwohl die Gebotsmengen die Zuschlagsgrenzen in den ersten drei Gebotsrunden überschritten, musste die Bundesnetzagentur nur in der ersten Runde Gebote infolge der Zuschlagsgrenze für das Netzausbaugesbiet zurückweisen: 12 Gebote mit einem Leistungsumfang von 61 MW waren hiervon betroffen. Alle übrigen Gebote im Jahr 2017 lagen entweder über dem höchsten Zuschlagswert oder mussten aufgrund von Formfehlern vom Zuschlagsverfahren ausgeschlossen werden. Im Jahr 2018 unterschritten die Gebotsmengen in allen Gebotsrunden die Obergrenzen für das Netzausbaugesbiet, so dass diese die Zuschlagsvergabe nicht weiter beeinflussten. Im Februar 2019 lag die Gebotsmenge für das Netzausbaugesbiet mit 156 MW leicht oberhalb der Zuschlagsgrenze von rund 155 MW – die Zuschlagsvergabe blieb hiervon dennoch unberührt. Die Bundesnetzagentur konnte allen Geboten einen Zuschlag erteilen.



Quelle: BNetzA 2019b, Darstellung: ZSW

Abbildung 63: Gebotsmengen, Zuschlagsmengen und Obergrenzen im Netzausbaubereich in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land (Mai 2017 bis Oktober 2018)

In Summe blieben die Zuschlagsmengen mit 706 MW und 463 MW in den Jahren 2017 und 2018 weit unter der zulässigen Obergrenze von 902 MW pro Kalenderjahr. Dass die Zuschlagsgrenzen im Verlauf der beiden Jahre von Runde zu Runde anstiegen, liegt unter anderem daran, dass die Bundesnetzagentur die nicht ausgeschöpften Mengen einer Runde jeweils auf die Folgerunden des Jahres verteilte.

Beachtlich ist die geringe Zuschlagsquote im Jahr 2017 – so zeichnen sich die küstennahen Standorte im Netzausbaubereich eigentlich durch überdurchschnittlich gute Windbedingungen aus. Warum dennoch so wenige Projekte einen Zuschlag erzielten, ist ohne das Wissen über die Gebotsverteilung und die Details der einzelnen Projekte nicht zu beantworten. Unstrittig ist, dass das Referenztragsmodell den Ertragsvorteilen entgegenwirkt. Ein weiterer Erklärungsansatz ergibt sich aus der Dominanz einzelner Akteure und deren Aktionsradius. Zu den Gewinnern im Jahr 2017 zählten vor allem die von der Unternehmensgruppe UKA initiierten Projektgesellschaften (siehe unten). Ihre Projekte liegen mehrheitlich außerhalb des Netzausbaubereiches. Ferner könnten technische und genehmigungsrechtliche Einschränkungen eine Rolle gespielt haben. Die im Jahr 2017 vorgestellten Anlagentypen der nächsten Generation weisen Rotordurchmesser von bis zu 158 m auf. Bei gleichzeitig steigenden Nabelhöhen ragen ihre Blattspitzen entsprechend hoch. Nicht in allen Regionen lassen sich derart große Anlagen realisieren. So bestehen vor allem in Schleswig-Holstein vor dem Hintergrund der sehr kleinteiligen Siedlungsstruktur nach wie vor relativ scharfe Höhenbeschränkungen. In der Folge war Schleswig-Holstein im Jahr 2018 das einzige Flächenland in Deutschland, in dem die durchschnittliche Gesamthöhe der neu installierten Windenergieanlagen 150 m unterschritt, während der Bundesdurchschnitt bei 193 m lag. Viele der vorgestellten Neuentwicklungen adressieren zudem schwache bis mittlere Windstandorte und sind folglich nicht für die windstarken Küstenregionen zertifiziert.

Die geringen Gebotsmengen ab Februar 2018 haben verschiedene Gründe: An erster Stelle sind die geänderten Teilnahmebedingungen in Verbindungen mit dem allgemeinen Rückgang der Genehmi-

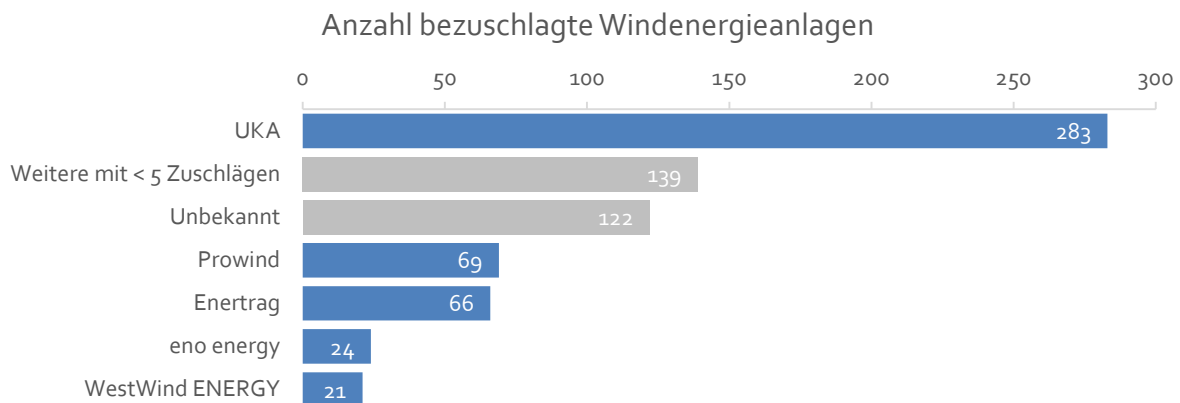
gungszahlen nach 2016 anzuführen (siehe oben). Im Netzausbauggebiet wurden in den Jahren 2017 und 2018 zusammen lediglich 210 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 684 MW genehmigt – 2015 waren es 1.101 MW und im Jahr 2016 sogar 3.346 MW. Zur mäßigen Genehmigungsentwicklung trägt unter anderem das Windkraft-Moratorium in Schleswig-Holstein bei. Seitdem das Oberverwaltungsgericht Schleswig im Jahr 2015 die Teilfortschreibungen der Regionalpläne I (Schleswig-Holstein Süd) und III (Schleswig-Holstein Mitte) für unwirksam erklärte [OVG SH 2015], werden Genehmigungen nur noch in Ausnahmefällen erteilt.²³ Möglich macht dies § 18a des Landesplanungsgesetzes, wonach die Errichtung von Windenergieanlagen in ganz Schleswig-Holstein vorläufig unzulässig ist. Das Moratorium gilt nach aktueller Rechtslage noch bis zum 5. Juni 2019 – eine erneute Verlängerung zeichnet sich jedoch ab [Hrach 2019].

Nicht bekannt ist, ob die Regelungen zum Netzausbauggebiet Akteure dazu bewegen, ihre Windkraftplanungen in andere Regionen zu verlagern.

6.1.7. Wirkung der Bürgerenergie-Regelungen

Die besonderen Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften bestimmten das Ausschreibungsgeschehen im Jahr 2017. Eigentlich zum Schutz schwächerer Akteure gedacht, erwiesen sich die Regelungen schnell als zentrale Schwachstelle im Ausschreibungsdesign. Etablierte Projektierer nutzten Lücken in der gesetzlichen Begriffsbestimmung, um von den eingeräumten Wettbewerbsvorteilen zu profitieren. So zeigen Auswertungen zu den Unternehmensverflechtungen, dass viele der 2017 erfolgreichen Bürgerenergiegesellschaften direkte oder indirekte Verbindungen zu mittelständischen Projektierern aufweisen. Besonders erfolgreich war die Unternehmensgruppe UKA: Ihr lassen sich allein 65 Zuschlüsse für 283 Windenergieanlagen zuordnen. Die Unternehmensgruppe mit Hauptsitz in Meißen (Sachsen) zählte damit zu den großen Ausschreibungsgewinnern der zweiten und dritten Runde. Mehrfach erfolgreich waren zudem das brandenburgische Energieunternehmen Enertrag mit 19 Zuschlüssen (66 WEA) sowie die in Osnabrück (Niedersachsen) ansässige Prowind GmbH mit 16 Zuschlüssen (69 WEA). Sieben Zuschlüsse (24 WEA) ließen sich der Projektentwicklungssparte des Anlagenherstellers eno energy zuordnen, fünf (21 WEA) entfielen auf Projekte von WestWind ENERGY. Bei 37 Zuschlüssen war eine Zuordnung zu einem größeren Unternehmen nicht möglich.

²³ Nach Angaben des Landesportals Schleswig-Holstein wurden in den Jahren 2015 bis 2017 insgesamt 383 Ausnahmen erteilt: 63 in 2015, 284 in 2016, 36 in 2017. Für den selben Zeitraum enthält das Register der BNetzA Genehmigungen im Umfang von 596 MW, 868 MW und 183 MW. 2018 zeigte sich ein weiterer Rückgang auf 88 MW.



Recherche: DWG, Darstellung: ZSW

Abbildung 64: Zuschlagsverteilung nach Unternehmen im Jahr 2017

Viele der Gesellschaften wurden erst kurz vor den Gebotsterminen gegründet – teils unter direkter Beteiligung bzw. Leitung von Mitarbeitern der Projektentwickler [Enertrag 2017, Prowind 2017]. 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 den vorhandenen Spielraum konsequent ausgenutzt haben, um von den gewährten Sonderregelungen zu profitieren. Die ursprünglich als Ausnahmen gedachten Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften entwickelten sich damit zum Regelfall.

Der Erfolg der Bürgerenergiegesellschaften hat weitreichende Folgen: So befinden sich viele der 2017 bezuschlagten Projekte nach wie vor in einer frühen Planungsphase. Die ausgeschriebene Leistung geht damit deutlich später ans Netz als ursprünglich erwartet – 4,5 Jahre haben Bürgerenergiegesellschaften hierzu Zeit. Der Regelfall sieht dagegen 2,5 Jahre vor. Die sich zeitlich nach hinten verschiebende Realisierung der 2017 ausgeschriebenen Windenergieleistung reißt folglich eine Lücke in den Zubau der kommenden Jahre. Nach dem Einbruch 2018, der noch auf das Übergangssystem zurückzuführen ist, ist in 2019 daher noch nicht mit einer Wiederbelebung des Marktes zu rechnen. 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. Ferner bestehen hohe finanzielle Anreize, die Zuschläge aus dem Jahr 2017 zu verwerfen, um im Zuge einer erneuten Ausschreibungsteilnahme von den inzwischen gestiegenen Zuschlagswerten zu profitieren. Gemäß § 36d EEG 2017 ist die Bundesnetzagentur zwar dazu angehalten, Gebote vom Zuschlagsverfahren auszuschließen, sofern diese sich auf bereits bezuschlagte Windenergieanlagen beziehen – in der Praxis dürfte es diesbezüglich jedoch regelmäßig Abgrenzungsschwierigkeiten geben. Grund hierfür: Den Geboten aus dem Jahr 2017 liegen keine eindeutig zuordenbaren Anlagen zugrunde. Wie lohnenswert eine erneute Teilnahme sein kann, zeigt die folgende Beispielrechnung:

Eine Bürgerenergiegesellschaft lässt ihren Zuschlag von November 2017 verfallen, indem sie dem Zuschlag keine genehmigte Windenergieanlage zuordnet. Gemäß § 55 Absatz 2 Satz 1 EEG 2017 muss sie hierfür eine Strafzahlung in Höhe von 15 EUR/kW an den regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber leisten. Die Strafzahlung ist durch die Erstsicherheit abgedeckt, die die Bürgerenergiegesellschaft bei Gebotsabgabe gezahlt bzw. in Form einer Bürgschaft hinterlegt hat. Der

einmaligen Strafzahlung stehen jedoch jährliche Mehreinnahmen durch einen höheren anzulegenden Wert gegenüber. Angenommen, die Bürgerenergiegesellschaft erhielt im Oktober 2018 erneut einen Zuschlag – die Differenz der Zuschlagswerte beträgt in diesem Fall 2,48 ct/kWh ($6,30 - 3,82$ ct/kWh). Bei einer ferner unterstellten Standortgüte von 70% mit einer jährlichen Stromerzeugung von 2.500 kWh/kW läge die Differenz der anzulegenden Werte bei 3,20 ct/kWh ($6,30$ ct/kWh * $1,29 - 3,82$ ct/kWh + $1,29$) und die jährlichen Mehreinnahmen beliefen sich auf 80 EUR/kW.

Unter den Zuschlägen der Jahre 2018 und 2019 befinden sich bereits erste Verdachtsfälle. So weisen einige der Gebote auffällige Bieter- und Standortüberschneidungen auf. Sollte das Modell Schule machen, stünde die Realisierung von annähernd 2,5 GW bezuschlagter Leistung auf dem Spiel – die Wirkung der für die kommenden Jahre geplanten Sonderausschreibungen würde damit zu einem großen Teil verpuffen.

Das Moratorium der Bürgerenergie-Regelungen gilt noch bis einschließlich Juni 2020. Danach würden die Regelungen gemäß der aktuellen Rechtslage erneut vollständig greifen. Um für Planungssicherheit zu sorgen, sollte die Bundesregierung daher möglichst bald klären, wie es ab 2020 weitergehen soll. Eine Rückkehr zur Situation von 2017 gilt es dabei zu vermeiden. Entweder sind die Bürgerenergie-Regelungen vollständig zu streichen und durch alternative Fördermaßnahmen zu ersetzen oder das Moratorium ist vorerst ein weiteres Mal zu verlängern, bis eine abschließende Regelung gefunden wurde.

6.1.8. Wirkung des Referenzertragsmodells

Das Referenzertragsmodell ermöglicht eine dem Standortertrag angepasste Vergütung. Damit kann der Ausbau in windschwächeren Regionen unterstützt werden, ohne gleichzeitig eine Überförderung in windhöffigeren Regionen in Kauf nehmen zu müssen. Hieran hat sich auch mit der Einführung der Ausschreibungen im Grundsatz nichts geändert. Dennoch tangiert der Wettbewerb die Wirkung des Instrumentes, da es neben den erzielbaren Erlösen nun auch die Zuschlagschancen maßgeblich beeinflusst.

Im Gesetzentwurf vom 21. Juni 2016 beschreiben die Fraktionen der CDU/CSU und SPD die Funktion des Referenzertragsmodells wie folgt: »Dieses fortentwickelte Modell schafft vergleichbare Wettbewerbsbedingungen in ganz Deutschland und trägt dadurch zu einem bundesweiten Zubau neuer Windenergieanlagen bei« [Bundestag 2016]. Ferner heißt es: »Die Korrekturfaktoren wurden so gewählt, dass ein deutschlandweiter Ausbau unterstützt und gleichzeitig windhöffigere Standorte stärker angereizt werden.« [Bundestag 2016]

Im vorliegenden Abschnitt wird die Wirkung des Referenzertragsmodells im Kontext der Ausschreibungen analysiert. Stärken und Schwächen des Modells werden diskutiert und es wird geklärt, inwiefern es seine beschriebene Funktion erfüllt.

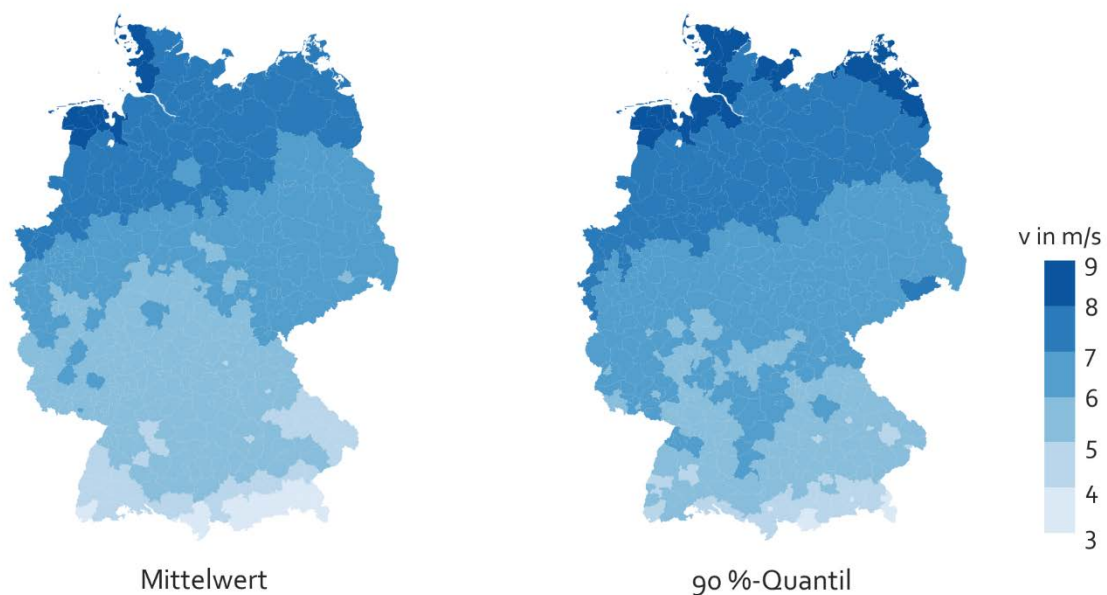
Das Referenzertragsmodell in der Theorie

An windhöffigen Standorten nahe der Küste lässt sich Strom aus Windenergie günstiger erzeugen als im Süden, wo die Windbedingungen in der Regel schlechter und mit höheren Unsicherheiten behaftet sind. Abbildung 65 verdeutlicht das starke Nord-Süd-Gefälle der Windgeschwindigkeiten in Deutschland. Diesem Umstand soll das Referenzertragsmodell Rechnung tragen. In einem Bereich von 70 bis 150% des Referenzertrags gleicht es Unterschiede hinsichtlich des Standortertrags anteil-

lig aus. Standorte über 150% sind die Ausnahme – Werte unter 70% treten dagegen durchaus häufiger auf (s. u.). Dabei wurde die Untergrenze erst mit dem EEG 2017 ausgehend von 80% herabgesetzt.

Die Gebots- und Zuschlagswerte sind auf den gesetzlich definierten Referenzstandort normiert. Die anzulegenden Werte werden nachträglich bestimmt, indem die Zuschlagswerte mit einem standortspezifischen Korrekturfaktor zwischen 0,79 und 1,29 multipliziert werden (vgl. Tabelle 10 in Abschnitt 4.1.3). Anlagen an guten Standorten werden damit schlechter gestellt, Anlagen an schlechten Standorten besser. Da die Bieter die Umrechnung bei der Gebotsabgabe berücksichtigen, rücken die Gebotswerte dichter zusammen – die Wettbewerbsbedingungen sind ausgeglichener und der Kostendruck erhöht sich auch für jene Bieter, die aufgrund guter bis sehr guter Windbedingungen Strom zu niedrigen Kosten erzeugen können. Für Bieter an schwächeren Standorten steigen die Zuschlagschancen – sie können sich durchsetzen, sofern die übrigen Ausgangsbedingungen günstig sind: effiziente Planung, keine oder geringe Genehmigungsaufgaben, günstige Erschließung des Standortes etc.

*Windgeschwindigkeit
auf 140 m in m/s*



Daten: anemos, Karte: © GeoBasis-DE / BKG 2016, Darstellung: ZSW

Abbildung 65: Windgeschwindigkeiten auf 140 m über Grund (links: Mittelwert, rechts: 90%-Quantil)

Es wirken somit zwei gegenläufige Effekte: Einerseits weicht das Referenzertragsmodell das Zuschlagskriterium auf, da sich die Vergabe nicht allein nach der Höhe des Vergütungsbedarfs richtet. Andererseits erhöht das Referenzertragsmodell den Kostendruck für alle Bieter, wodurch Kostensenkungen entlang der gesamten Wertschöpfungskette angestoßen und Mitnahmeeffekte reduziert werden.

Ferner unterstützt das Referenzertragsmodell eine gleichmäßigere Erschließung des vorhandenen Flächenpotenzials – unabhängig von den Standortbedingungen. Dadurch entsteht Kontinuität, die sich positiv auf die Raumplanung von Ländern und Kommunen sowie die Projektentwicklung aus-

wirkt. In Teilen des Landes bestehen aufgrund des beschränkten Differenzierungsbereichs diesbezüglich allerdings Einschränkungen.

Das Referenzertragsmodell in der Praxis

Die von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Gebots- und Zuschlagsdaten sind stark aggregiert und damit für eine detaillierte Untersuchung des Referenzertragsmodells ungeeignet. Zudem liegen für den Großteil der bezuschlagten Projekte keine Informationen zur Standortqualität vor. Letzteres hat zwei Gründe:

1. Viele der 2017 bezuschlagten Projekte befinden sich aufgrund der Bürgerenergie-Regelungen nach wie vor in einer frühen Planungsphase. Wesentliche Projektdetails sind damit ungewiss oder zumindest nicht öffentlich. Im Register (nach § 3 Nr. 39 EEG) der Bundesnetzagentur werden Projekte erst erfasst, wenn die bundesimmissionsschutzrechtliche Genehmigung vorliegt. Gemäß § 36g Absatz 1 EEG 2017 sind Bürgerenergiegesellschaften jedoch dazu verpflichtet, bei der Gebotsabgabe ein Gutachten über den zu erwartenden Stromertrag einzureichen – auch diese sind jedoch nicht öffentlich.
2. Gemäß Marktstammdatenregisterverordnung (MaStRV) sind Angaben zur Standortqualität²⁴ nur für in Betrieb befindliche Anlagen verpflichtend. Bis dahin erfolgt die Erfassung auf freiwilliger Basis. Im Jahr 2018 erteilte die Bundesnetzagentur Zuschläge für 713 Windenergieanlagen – für 189 davon (26,5%) enthält das Register der BNetzA freiwillige Angaben zur Standortqualität (Stand Dezember 2018).

Im Rahmen des Forschungsauftrags lässt sich folglich nicht im Detail klären, in welchem Maß das Referenzertragsmodell zu vergleichbaren Wettbewerbsbedingungen beiträgt. Gleiches gilt für Aussagen zur Vergütungshöhe, die aufgrund der normierten Gebote von den Zuschlagswerten abweicht. Erste Tendenzen lassen sich aus den öffentlich zugänglichen Daten dennoch ableiten.

Einfluss auf die regionale Verteilung

Würde das Referenzertragsmodell keine Wirkung entfalten, müssten die Zuschlagsquoten unter ansonsten vergleichbaren Bedingungen in windhöflicheren Regionen systematisch höher, in windschwachen Regionen systematisch niedriger ausfallen. Abbildung 66 gibt hierzu einen Überblick zur Verteilung der Zuschlagsquoten in den ersten vier Gebotsrunden.²⁵ Dargestellt ist die absolute Abweichung der jeweiligen Zuschlagsquoten vom Mittelwert einer Runde.

²⁴ Verhältnis der Ertragseinschätzung zum Referenzertrag nach Ertragsgutachten bzw. Verhältnis des Ertrags zum Referenzertrag nach Ablauf des Referenzzeitraums von fünf, zehn bzw. 15 Jahren.

²⁵ Aus den Gebotsrunden ab Mai 2018 lassen sich aufgrund des fehlenden Wettbewerbs keine Erkenntnisse ziehen. Mit Ausnahme von Gebotsausschlüssen erteilte die Bundesnetzagentur in diesen Runden allen Bietern einen Zuschlag.

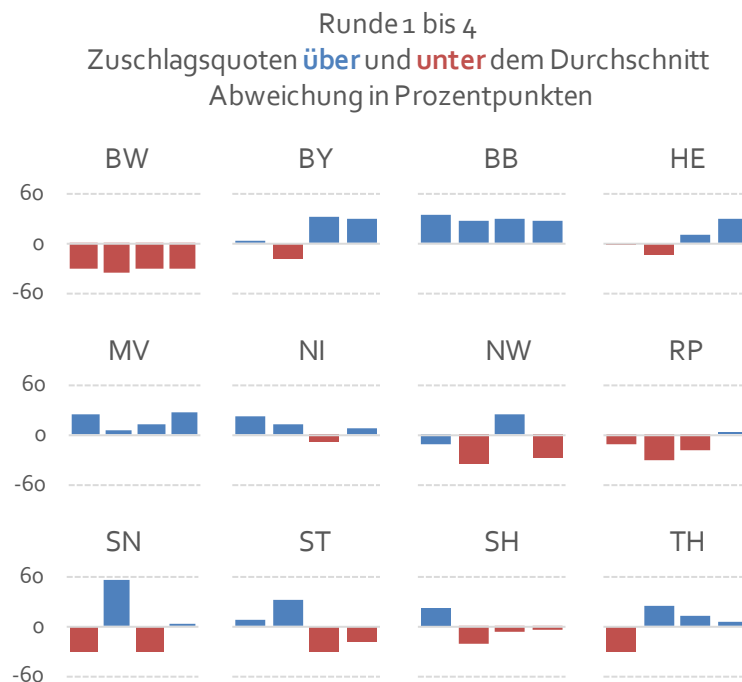


Abbildung 66: Zuschlagsquoten nach Bundesland (Mai 2017 bis Februar 2018)

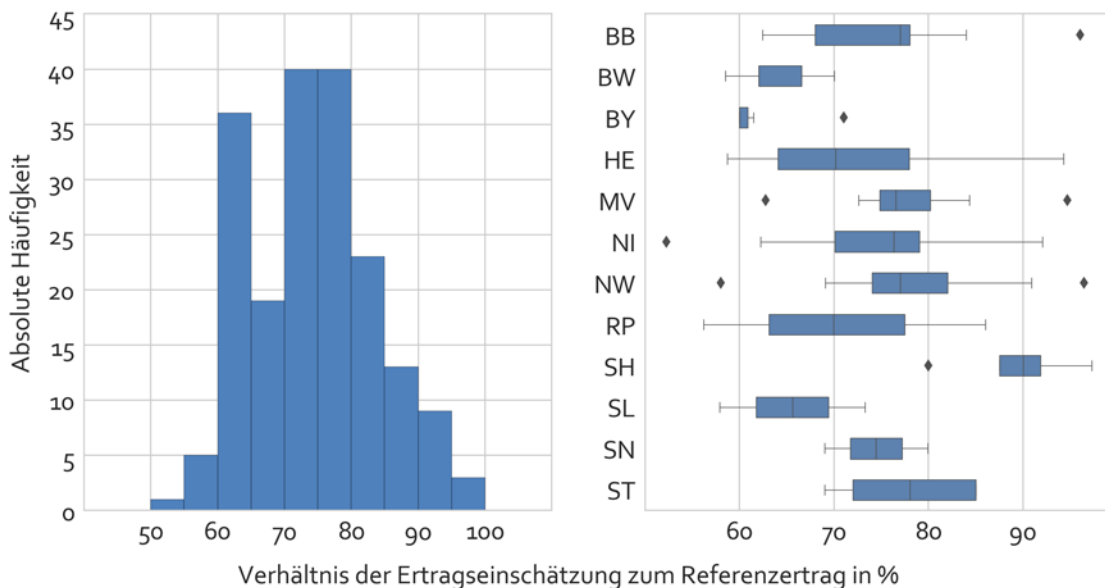
Die Zuschlagsquoten von **Brandenburg** liegen durchgängig 27 bis 34 Prozentpunkte über dem Durchschnitt – ein Ergebnis, das sich nur bedingt durch die vorherrschenden Windbedingungen erklären lässt. Zumindest in den ersten drei Runden werden die Ergebnisse jedoch von den Sondereffekten der Bürgerenergie-Regelungen überlagert (s. o.).

Ein umgekehrtes Bild zeigt sich in **Baden-Württemberg**: Die Zuschlagsquoten liegen zwischen 30 und 36 Prozentpunkten unter dem Durchschnitt. Das Ergebnis passt zu den tendenziell schlechteren Windbedingungen in Baden-Württemberg (vgl. Abbildung 65) und könnte als erstes Indiz gewertet werden, dass das Referenzertragsmodell an dieser Stelle keinen Wettbewerbsausgleich schafft. Die Ergebnisse beruhen jedoch auf einer vergleichsweise kleinen Gebotsmenge (vgl. Abbildung 63 im Anhang), so dass hier auch projektspezifische Einzeleffekte stärker ins Gewicht fallen. Anders lässt sich auch das Missverhältnis zwischen den Ergebnissen von Baden-Württemberg und Bayern kaum erklären. Mit 33 und 29 Prozentpunkten über dem Mittel verzeichnete **Bayern** in den Gebotsrunden im November 2017 und Februar 2018 die höchsten Zuschlagsquoten. Mit zusammen 3 Zuschlägen im Umfang von 38,1 MW handelt es sich aber auch hier um Einzelfälle.

Bemerkenswert sind zudem die Ergebnisse für **Schleswig-Holstein**: Trotz unmittelbarer Küstennähe mit guten bis sehr guten Standorten fielen die Zuschlagsquoten in den letzten drei der betrachteten Gebotsrunden stark bis leicht unterdurchschnittlich aus – was hier somit für die ausgleichende Wirkung des Referenzertragsmodells spricht. Daneben dürften schärfere Höhenbeschränkungen die Wettbewerbsposition schwächen.

Insgesamt zeigt sich: Mit wenigen Ausnahmen variieren die Zuschlagsquoten stark von Runde zu Runde. Ein deutliches Nord-Süd-Gefälle wie bei den Windbedingungen ist nicht zu erkennen.

Die Standortdifferenzierung des Referenzertragsmodells ist auf Standortqualitäten zwischen 70% und 150% beschränkt (vgl. Tabelle 10 in Abschnitt 4.1.3) – ein Teil der geplanten Anlagen fällt damit aus der Differenzierung und muss stärkere Wettbewerbsnachteile hinnehmen. Abbildung 67 zeigt hierzu die Standortgüte-Verteilung der 2018 bezuschlagten Windenergieanlagen, für die das Register der BNetzA Daten enthält (189 von 713 Windenergieanlagen). Der Median dieser Stichprobe liegt bei 74% und damit nur knapp über der Differenzierungsgrenze. In 70 Fällen (37%) beträgt die angegebene Standortgüte 70% oder weniger.



Datengrundlage: Registerdaten 1/19, Zuschlagslisten der BNetzA, Darstellung: ZSW

Abbildung 67: Standortgüte-Verteilung für im Jahr 2018 bezuschlagte Windenergieanlagen (Abdeckung: 189 von 713 Anlagen; links: gesamt, rechts: nach Bundesland)

Auch wenn die Stichprobe kein repräsentatives Bild der Standortgüteverteilung in Deutschland zeichnet, belegt sie dennoch, dass größere Teile des Ausbaus nicht von der ausgleichenden Wirkung des Referenzertragsmodells erfasst sind. Betroffen hiervon sind vor allem Standorte im Süden. Auswertungen auf Basis von Windatlasdaten, auf deren Basis die Höchstwertgebiete für die gemeinsamen Ausschreibungen festgelegt wurden, unterstreichen dies. So wurde festgestellt, dass in Höchstwertregion 3 (vgl. Abbildung 29 in Abschnitt o) in etwa 90-95% der Gesamtfläche Standortgüten von weniger als 80% aufweisen, 70-80% der Flächen haben Standortgüten unterhalb von 70%. Die angegebene Spannweite ergibt sich je nach zugrunde gelegten Annahmen für Ertragsabschläge (Verfügbarkeit, Parkwirkungsgrad, elektrische Verluste sowie genehmigungsrechtliche Auflagen). Die Auswertung anhand von Windatlasdaten ist mit Unsicherheiten behaftet – überdurchschnittliche Einzelstandorte können zudem ggf. unkenntlich sein. Dennoch lässt sich zeigen, dass in dieser Region im Vergleich zu den beiden anderen Höchstwertregionen nur ein kleinerer Teil der Standorte im Differenzierungsbereich des Referenzertragsmodells liegen dürfte.

Da der Korrekturfaktor außerhalb des Differenzierungsbereichs nicht weiter steigt, müssen betroffene Bieter für eine auskömmliche Vergütung höhere Gebotswerte abgeben. Ihre Zuschlagschancen werden dadurch geschmälert. Neben dieser direkten Folge wirkt sich die Differenzierungsgrenze jedoch auch auf die Finanzierungsbedingungen aus. Dies hängt mit der Überprüfung der Gütefaktoren nach fünf, zehn und 15 Jahren (vgl. Abschnitt 4.1.3) zusammen. Weicht der tatsächli-

che Standortertrag von den Erwartungen bzw. den erzielten Erträgen der Vorperiode ab, wird der anzulegende Wert korrigiert. Zudem werden zu viel oder zu wenig gezahlte Vergütungen durch eine Nach- oder Rückzahlung ausgeglichen. Die Regelung reduziert damit das Ertragsrisiko, was sich positiv auf die Finanzierungsbedingungen auswirkt. Für Projekte nahe oder unterhalb der Differenzierungsgrenze besteht die risikoausgleichende Nachzahlungsmöglichkeit nicht bzw. nur eingeschränkt. Sie müssen in der Folge mit schlechteren Finanzierungsbedingungen rechnen [GLS 2016].

Tatsächliches Vergütungsniveau

Belastbare Aussagen zum Vergütungsniveau sind erst nach der Inbetriebnahme möglich – und auch dann sind durch die Überprüfung der Standortqualitäten nach 5, 10 und 15 Jahren immer noch Korrekturen möglichen. Abbildung 68 spannt den möglichen Bereich der anzulegenden Werte auf. Die mittleren Zuschlagswerte wurden hierzu jeweils mit dem kleinsten und größten Korrekturfaktor multipliziert. Zudem sind die Extremwerte dargestellt, die sich aus den niedrigsten und höchsten Zuschlagswerten ableiten. Ausgehend von der Standortgüte-Verteilung in Abbildung 67 ist damit zu rechnen, dass das mittlere Vergütungsniveau eher am oberen Rand anzusiedeln ist. Für die am Höchstwert orientierten Runden (Aug/Okt 2018, Feb 2019) entspräche dies rund 8 ct/kWh.

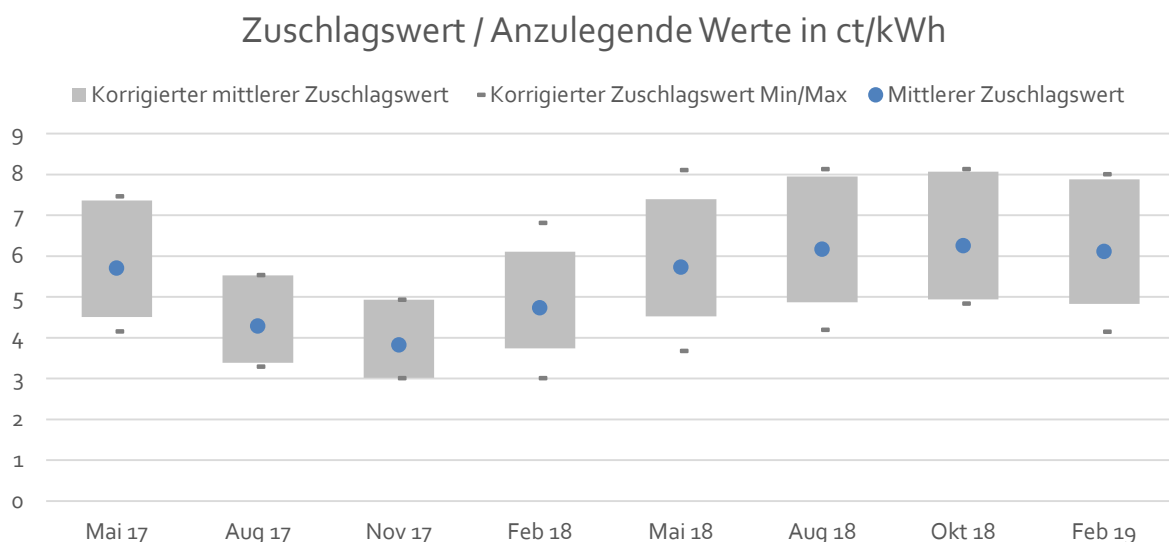


Abbildung 68: Korrigierte Zuschlagswerte (Mai 2017 bis Februar 2019)

Schlussfolgerungen

Das Referenzertragsmodell greift in den Wettbewerb ein: Es erhöht den Kostendruck für Bieter an guten bis sehr guten Standorten, steigert die Zuschlagschancen für Projekte in weniger windhöffigen Regionen und wirkt damit in Richtung eines weiter verteilten Zubaus.

Der Wirkung sind durch den eingeschränkten Anwendungsbereich jedoch Grenzen gesetzt. So deckt der Differenzierungsbereich trotz der erfolgten Absenkung der Untergrenze auf 70% nicht das volle Spektrum der genutzten Standorte ab. Im Hinblick auf die Kosteneffizienz ist die Beschränkung durchaus begründbar – vor allem in den windschwächeren Regionen im Süden schränkt es die Suche nach geeigneten Standorten jedoch ein bzw. verringert die Zuschlagschancen für dortige Projekte.

Die Investitionsbereitschaft wird gehemmt. Das ausgegebene Ziel, den Windenergieausbau deutschlandweit zu voranzutreiben, wird dadurch zumindest in Teilen konterkariert.²⁶

Die Gebots- und Zuschlagswerte sagen wenig über das Vergütungsniveau aus – dieses offenbart sich erst im Zuge der Inbetriebnahme. Grund hierfür ist die Normierung der Gebote in Verbindung mit den Meldepflichten zur Standortgüte: So steht es Betreibern frei, ob sie bei der Registrierung ihrer Genehmigung im Register (nach § 3 Nr. 39 EEG) Angaben zur voraussichtlichen Güte des Standorts machen wollen oder nicht. Die Pflicht dazu greift erst mit der Inbetriebnahme. Die daraus resultierende Intransparenz erschwert nicht nur technologieübergreifende Vergleiche, sondern verhindert auch eine sachgerechte Überprüfung des Instruments. Ob die Korrekturfaktoren angemessen sind, die Ziele zu unterstützen, ist so nur mit einem hohen Zeitverzug im Detail zu analysieren. Um zu bewerten, inwiefern das Referenzertragsmodell vergleichbare Wettbewerbsbedingungen schafft, gehört vor allem der Verlauf der Korrekturfaktoren innerhalb des Wirkraums auf den Prüfstand.

Abschließend ist zu betonen, dass die regionale Verteilung des Zubaus nicht allein vom Referenzertragsmodell abhängt. Länderspezifische Rahmenbedingungen wie Flächenausweisungen, Abstandsregelungen oder die Genehmigungspraxis beeinflussen die regionale Verteilung in erheblichem Maße und setzen der Steuerung auf Bundesebene Grenzen. Dies gilt für das Referenzertragsmodell in gleicher Weise wie für die im Koalitionsvertrag angekündigte Quotenregelung für Süddeutschland.

6.1.9. Vorläufiges Fazit

Der Übergang zu den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land wurde von Sondereffekten mit zum Teil weitreichenden Folgen für den Windenergieausbau und die Branche überlagert. Im Jahr 2017 bestimmten die besonderen Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften das Auktionsgeschehen. Die als Ausnahmen gedachten Regelungen ziehen einen Einbruch der Ausbauzahlen in 2018/19 nach sich – mit entsprechenden Konsequenzen für Unternehmen und Beschäftigte. Die Umsetzung verzögert sich und ist aufgrund der frühen Planungsphase, in der sich die meisten Projekte zum Zeitpunkt des Zuschlags befanden, mit höheren Unsicherheiten behaftet. Ferner bestehen hohe finanzielle Anreize, die Zuschläge aus dem Jahr 2017 zu verwerfen, um im Zuge einer erneuten Ausschreibungsteilnahme von den inzwischen gestiegenen Zuschlagswerten zu profitieren. Die Ausschreibungen des Jahres 2017 drohen damit ihre angedachte Wirkung fast vollständig zu verfehlen. Im Jahr 2018 machte sich die geringe Zahl an genehmigten Projekten bemerkbar – drei von vier Gebotsrunden waren in der Folge unterzeichnet und die Bieter orientierten sich am Höchstwert.

Mit der weitgehenden Aussetzung der **Bürgerenergie-Regelungen** bis Juli 2020 konnte eine zentrale Schwachstelle des Ausschreibungsdesigns vorerst geheilt werden. Unberührt von dem Eingriff blieb das Privileg, vom Einheitspreisverfahren profitieren zu dürfen. Einige Bieter haben daher auch im Jahr 2018 die Sonderstellung der Bürgerenergiegesellschaften genutzt. Wie es nach dem Moratorium weitergeht, ist noch nicht geklärt. Eine Rückkehr zur Situation von 2017 ist jedoch unter allen

²⁶ Unter den Rahmenbedingungen des EEG 2014 (sowie früherer Versionen) hat das Referenzertragsmodell einen bundesweiten Ausbau stärker unterstützt. Dies lag vor allem an den Vergütungssätzen, die bei gleichzeitig niedrigen Fremdkapitalzinsen auch in weniger windhöffigeren Regionen eine auskömmliche Rendite ermöglichten. In windhöffigeren Gebieten wurden dagegen Zusatzrenditen erwirtschaftet (vgl. Wiss. Zwischenbericht, August 2017).

Umständen zu vermeiden. Entweder sind die Bürgerenergie-Regelungen vollständig zu streichen und durch alternative Fördermaßnahmen zu ersetzen oder das Moratorium ist ein weiteres Mal zu verlängern.

Der **fehlende Wettbewerb** in den Ausschreibungen des Jahres 2018 geht auf Probleme zurück, die sich nicht – oder zumindest nicht allein – durch eine Anpassung des Ausschreibungsdesigns beheben lassen. Der Ansturm auf das Übergangssystem fiel erheblich stärker aus als erwartet: allein im Dezember 2016 – kurz vor Fristende – wurden Anlagen mit einer Gesamtleistung von rund 5 GW genehmigt. Im Gesamtjahr 2016 waren es annähernd 9,5 GW. Das Einbrechen der Genehmigungszahlen in 2017 und 2018 lässt sich damit in Teilen auf Vorzieheffekte zurückführen. Zwei Jahre nach der Umstellung sollten diese jedoch allmählich überwunden sein – noch lässt die Trendwende jedoch auf sich warten. Der Bundesverband Windenergie macht hierfür unter anderem zu lange Genehmigungsverfahren verantwortlich und fordert, administrative Hemmnisse abzubauen [BWE 2018]. Die Forderung ist unterlegt mit Zahlen des Beratungsunternehmens enervis, wonach Projekte im Umfang von rund 10.000 MW im Genehmigungsverfahren feststecken. Möglich ist zudem, dass einige Akteure nach wie vor zurückhaltend auf die Umstellung reagieren, nicht bereit oder in der Lage sind, die zusätzlichen Risiken zu tragen, und sich in der Folge aus dem Markt zurückgezogen haben. Für zusätzliche Unsicherheiten dürften die Bürgerenergie-Regelungen sowie die stark gesunkenen Zuschlagswerte in 2017 gesorgt haben. Zur schwachen Genehmigungsentwicklung kommt hinzu, dass Genehmigungen immer häufiger beklagt werden. Dies hemmt die Teilnahme an den Ausschreibungen und verzögert die zeitnahe Realisierung der Projekte. Positiv auf die Investitionsbereitschaft dürften sich die gestiegenen Zuschlagswerte in 2018 auswirken. Das gleiche gilt für die Einigung hinsichtlich der Sonderausschreibungen. Durch die Ausweitung der Ausschreibungsmenge sinkt der Wettbewerbsdruck und die Zuschlagschancen steigen.

Um die Ausschreibungen zukünftig mit Leben zu füllen, sind hinreichend **planungsrechtlich abgesicherte Flächen** erforderlich. Abstandsregelungen wie in Bayern und die gerichtliche Aufhebung von Regional- und Flächennutzungsplänen wie in Schleswig-Holstein oder Brandenburg (Havelland-Fläming) wirken sich stark negativ auf die zur Verfügung stehenden Flächen aus. In der aktuellen Diskussion um die Wiederbelebung der Länderöffnungsklausel und die Abschaffung der Außenbereichsprivilegierung bedarf es daher eines ausgewogenen Kompromisses. Nicht ohne Grund sieht das Umweltbundesamt in diesem Kontext die Energiewende bedroht [UBA 2018]. Ferner ist die Rechtsicherheit von Regional- und Flächennutzungsplänen als zentrales Steuerungsinstrument und Gegengewicht zur Außenbereichsprivilegierung für Länder und Gemeinden zu stärken. Hierfür kann die Arbeit der „Plattform Genehmigungssituation“ der Fachagentur genutzt werden. Vor dem Hintergrund der Berichte über die Häufung von Klagen gegen genehmigte Windenergieanlagen ist zu prüfen, inwiefern Investoren und Bietern eine höhere Investitionssicherheit gewährleistet werden kann. Die Klagegründe sollten hierfür detailliert aufbereitet werden und geprüft werden, ob im Klagegerecht Anpassungen zur Straffung der Verfahren vorgenommen werden könnten.

Die **Höchstwerte** begrenzen die Kosten für Stromkunden, wenn in den Ausschreibungen mangels Beteiligung kein Wettbewerb herrscht. Der im EEG angelegte Anpassungsmechanismus kam aufgrund der Sondereffekte bislang nicht zum Tragen. Sowohl für 2018 als auch für 2019 legte die Bundesnetzagentur die Höchstwerte administrativ fest. Ein Vorstoß, die Eingriffsmöglichkeiten der Bundesnetzagentur flexibler zu gestalten und gleichzeitig die Planungssicherheit für Projektierer zu

erhöhen, konnte sich im Gesetzgebungsverfahren zum Energiesammelgesetz nicht durchsetzen. Der Gesetzentwurf vom 6. November 2018 sah vor, das fixe Anpassungsdatum (1. Dezember eines Jahres) zu streichen und die Anwendungsdauer der festgelegten Höchstwerte von einem Kalenderjahr auf 24 Monate zu erhöhen [Bundestag 2018].

Das **Referenzertragsmodell** erhöht den Kostendruck für Bieter an guten bis sehr guten Standorten, steigert die Zuschlagschancen für Projekte in weniger windhöffigen Regionen und wirkt damit in Richtung eines weiter verteilten Zubaus. Einschränkungen bestehen dennoch: Vor allem im Süden müssen Standorte trotz des Modells mit Wettbewerbsnachteilen rechnen. Dies liegt zum einen an der fehlenden Differenzierung für Standorte mit Gütefaktoren unterhalb von 70% und zum anderen an der Parametrierung, die darauf ausgelegt ist, windhöffigere Standorte stärker anzureizen. Ob die Parametrierung diese Funktion in der Praxis tatsächlich erfüllt, lässt sich auf Basis der vorliegenden Daten jedoch nicht im Detail untersuchen. Ein Problem sind diesbezüglich die Meldepflichten zur Standortgüte: So steht es Betreibern frei, ob sie bei der Registrierung ihrer Genehmigung im Register (nach § 3 Nr. 39 EEG) Angaben zur voraussichtlichen Güte des Standorts machen wollen oder nicht. Die Pflicht dazu greift erst mit der Inbetriebnahme.

Bereits im Koalitionsvertrag haben sich die Regierungsparteien darauf verständigt, den Ausbau im Süden zusätzlich zum Referenzertragsmodell durch eine Quote zu unterstützen. Noch ist offen, ob und wenn ja, wann diese ins EEG aufgenommen wird. Unabhängig von der Modellfrage gilt es länderspezifische Rahmenbedingungen im Blick zu behalten. Flächenausweisungen, Abstandsregelungen oder die lokale Genehmigungspraxis haben einen starken Einfluss auf die Projektentwicklung und setzen Steuerungsinstrumenten auf Bundesebene Grenzen.

Die Regelungen zum **Netzausbauggebiet** liefen weitgehend ins Leere – in 2017, weil sich Bieter südlich des Netzausbaugebietes mit niedrigeren Geboten durchsetzen konnten, in 2018 mangels Angebot. Nur in der ersten Gebotsrunde im Mai 2017 musste die Bundesnetzagentur vereinzelt Gebote zurückweisen. Die jährliche Zuschlagsobergrenze von 902 MW wurde sowohl 2017 als auch 2018 unterschritten: In den beiden Jahren erhielten Projekte im Umfang von 706 MW und 463 MW im Netzausbaugebiet einen Zuschlag. Eine Empfehlung zur Streichung des Instrumentes leitet sich daraus allerdings nicht ab. Im Rahmen der für 2019 vorgesehenen Evaluierung durch die Bundesnetzagentur sollte jedoch der Zuschnitt des Netzausbaugebietes im Lichte der aktuellen Netzengpässe sowie der beobachteten Zubau-Verteilung von Windenergieanlagen überprüft werden.

Zu einem zentralen Erfolgsindikator – der **Realisierungsquote** – lassen sich derzeit noch keine Aussagen treffen. Die Realisierungsfrist für Zuschläge der ersten Gebotsrunde läuft am 26. November 2019 ab – bis zum 26. Mai 2019 ist die Realisierung pönalfrei möglich. Der Großteil der 2017 erfolgreichen Projekte hat jedoch 24 Monate länger Zeit. Grund dafür sind die Bürgerenergie-Regelungen: Sie sehen eine Realisierungsfrist von 54 statt 30 Monaten vor.

6.2. Gemeinsame Ausschreibungen für Windenergieanlagen und Solaranlagen

Die Bundesnetzagentur hat im April und November 2018 erstmals Solar- und Windenergieanlagen gemeinsam ausgeschrieben. Die Gebotsrunden sind Teil eines dreijährigen Pilotvorhabens, mit dem

die Bundesregierung die Funktionsweise technologieübergreifender Ausschreibungen erprobt. Bisher gingen alle Zuschläge an Solaranlagen.

Beide Gebotsrunden waren deutlich überzeichnet: Den Ausschreibungsmengen von jeweils 200 MW standen Gebote im Umfang von 395 und 319 MW gegenüber. Solaranlagen stellten mit 241 und 308 MW den größten Anteil der Gebotsmengen – 61 bzw. 97%. Die Beteiligung von Windenergievorhaben brach nach der ersten Runde ein: Auf 36 Gebote mit 154 MW im April folgte ein einziges Gebot mit 11 MW im November. Grund hierfür ist die schwache Genehmigungsentwicklung. Sie hatte bereits in den vorhergehenden Windenergie-Ausschreibungen zu Unterzeichnungen und Zuschlägen knapp unter dem Höchstwert geführt (vgl. Abschnitt o).

Tabelle 21: Ausgeschriebene, zugeschlagene und sonstige Mengen (Apr/Nov 2018)

Gebotstermin	Ausgeschrieben (kW)	Geboten (kW)		Ausgeschlossen (kW)		Zugeschlagen (kW)	
		Wind	Solar	Wind	Solar	Wind	Solar
01.04.2018	200.000	154.480	241.000	25.230	4.990	0	209.860
01.11.2018	200.000	10.800	308.417	0	12.249	0	200.963

Quelle: BNetzA 2019

Die durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswerte legten ausgehend von 4,67 ct/kWh im April auf 5,27 ct/kWh im November 2018 zu – ein Anstieg um 0,6 ct/kWh. In den Solar-Ausschreibungen im Februar, Juni und Oktober 2018 lagen diese bei 4,33, 4,59 und 4,69 ct/kWh, im Februar 2019 bei 4,80 ct/kWh. Das Zuschlagsniveau in den gemeinsamen Ausschreibungen war im direkten Vergleich somit etwas höher (vgl. Abbildung 69) als in den Solar-Ausschreibungen.

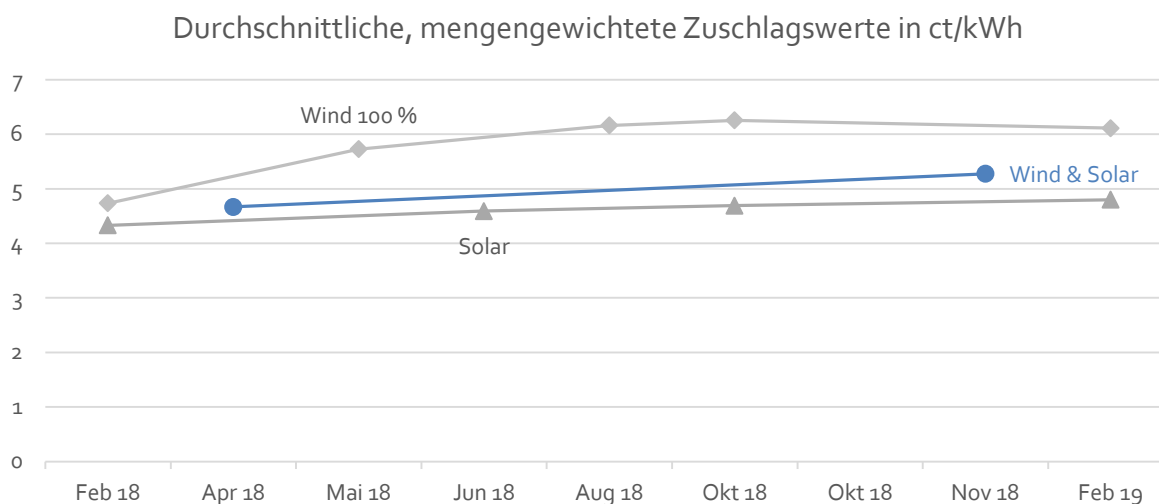


Abbildung 69: Durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswerte in den technologiespezifischen und -neutralen Ausschreibungen ab Februar 2018

Die Gebote für Windenergievorhaben überschritten mit einer Ausnahme (siehe unten) die Zuschlagswerte für Solaranlagen und erhielten somit keinen Zuschlag. Die Gebotsdifferenz zwischen Wind und Solar fiel mit durchschnittlich 2,41 ct/kWh im April vergleichsweise deutlich aus. Anders als in den reinen Wind-Ausschreibungen wird das Referenzertragsmodell in den gemeinsamen Ausschreibungen nicht angewendet. Auch die Gebote der Windenergievorhaben spiegeln folglich un-

mittelbar die benötigte bzw. angestrebte Vergütungshöhe wider. Unter Beteiligung von Projekten aus dem windreichen Norden wie auch aus windschwächeren Regionen im Süden reichte die Spanne der Gebotswerte von 5,60 bis 8,76 ct/kWh.

Als weitgehend wirkungslos erwiesen sich bisher die Regelungen zur Verteilernetzkomponente (vgl. Abschnitt o). Wie die Bundesnetzagentur mitteilte, lagen die meisten Projekte zwar innerhalb von Verteilernetzausbaugebieten, der damit verbundene Gebotsaufschlag beeinflusste den Ausgang der Ausschreibungen jedoch kaum – mit einer Ausnahme: Ohne die Regelungen hätte in der ersten Gebotsrunde zumindest ein Windenergieprojekt bezuschlagt werden können [BNetzA 2018c-d]. Das niedrigste Windenergie-Gebot lag mit 5,60 ct/kWh knapp unter dem höchsten Zuschlagswert der Runde.

Tabelle 22: Gebots- und Zuschlagswerte (Apr/Nov 2018)

Gebotstermin	Gebotswerte (ct/kWh)						Zuschlagswerte (ct/kWh)					
	Wind			Solar			Wind			Solar		
	Min	Max	Ø	Min	Max	Ø	Min	Max	Ø	Min	Max	Ø
01.04.2018	5,60	8,76	7,23	3,96	6,16	4,82	-	-	-	3,96	5,76	4,67
01.11.2018	7,04	7,04	7,04	4,65	7,88	5,70	-	-	-	4,65	5,79	5,27

Quelle: BNetzA 2019

7. Wesentliche 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.

7.1. Innerhalb des EEG

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.

Zubau-Einbruch und Genehmigungssituation in Zusammenhang mit dem Ausbaupfad

Gemäß § 4 Nr. 1 EEG 2017 wird 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. Im Rahmen des Energiesammelgesetzes (2018) hat der Gesetzgeber die Ausschreibungsmengen und die damit verbundenen Regelungen überarbeitet. Unter anderem sieht das EEG nun die Durchführung von zehn Sonderausschreibungen im Gesamtumfang von 4 GW im Zeitraum zwischen 2019 und 2021 vor. Alle Mengen sind als Bruttoleistungen formuliert, Stilllegungen von Altanlagen verändern das jährliche Ausschreibungsvolumen folglich nicht. Der Rückbau ist bei Bewertung und zukünftiger Weiterentwicklung der Zubaumengen somit stets mitzudenken, um die Frage der Zielerreichung von 65% erneuerbare Energien im Strombereich bis 2030 zu beurteilen.

Für 2019 ist zunächst, wie bereits 2018, von einem geringen Zubauniveau von etwa 2.000-2500 MW auszugehen. Aus den 2017 erteilten Zuschlägen wird kein nennenswertes Volumen erwartet und in 2018 wurde aufgrund des geringen Teilnahmenvolumens weniger als die insgesamt ausgeschriebene Menge bezuschlagt. Mit den Sonderausschreibungen wurde bereits auf den Zubau-Einbruch reagiert. Dies sendet ein wichtiges Signal an die Branche und mindert den fortgesetzten Zubau-Einbruch in 2020, was grundsätzlich zur Wiederbelebung des Marktes beiträgt. Allerdings ergeben sich nun in diesem Zusammenhang aktuelle Herausforderungen durch die schwache Genehmigungssituation. Ob der angestrebte und benötigte Zubau tatsächlich stattfinden wird, hängt von den zur Verfügung stehenden Projekten mit entsprechendem Planungsstand ab.

Derzeit wird keine ausreichende Anzahl an Genehmigungen erteilt und die Bundesländer sehen teils restriktive Bedingungen für die Windenergie vor oder Planungen stocken aus planungsrechtlichen Gründen. Durch die Länderöffnungsklausel mögliche Abstandsregelungen wie in Bayern sowie Entwicklungen wie die gerichtliche Aufhebung von Regional- und Flächennutzungsplänen wie in Schleswig-Holstein oder Brandenburg (Havelland-Fläming) wirken sich stark negativ auf die zur Verfügung stehenden Flächen aus. Politisch werden pauschale Abstandsvorgaben und Höhenbegrenzungen diskutiert, was sich beschränkend in Bezug auf weitere Genehmigungen und Planungen auswirken könnte. In der aktuellen Diskussion um die Wiederbelebung der Länderöffnungsklausel und die Abschaffung der Außenbereichsprivilegierung bedarf es daher eines ausgewogenen Kompromisses. Nicht ohne Grund sieht das Umweltbundesamt in diesem Kontext die Energiewende bedroht [UBA 2018].

Möglich ist zudem, dass einige Akteure nach wie vor zurückhaltend auf die Umstellung reagieren, nicht bereit oder in der Lage sind, die zusätzlichen Risiken zu tragen und sich in der Folge aus dem Markt zurückgezogen haben. Für zusätzliche Unsicherheiten dürften die Bürgerenergie-Regelungen sowie die stark gesunkenen Zuschlagswerte in 2017 gesorgt haben. Zur schwachen Genehmigungsentwicklung kommt hinzu, dass Genehmigungen immer häufiger beklagt werden. Dies hemmt die Teilnahme an den Ausschreibungen und verzögert die zeitnahe Realisierung der Projekte.

Positiv auf die Investitionsbereitschaft und die Wiederaufnahme von möglicherweise stillliegenden Planungen dürften sich die gestiegenen Zuschlagswerte in 2018 auswirken. Das gleiche gilt für die Einigung hinsichtlich der Sonderausschreibungen. Durch die Ausweitung der Ausschreibungsmenge sinkt der Wettbewerbsdruck und die Zuschlagschancen steigen. Begünstigend wirkt zudem, dass gleichzeitig nun die nächste Anlagengeneration mit neuen Plattformen und einer Vielzahl von Anlagentypen, die bereits im Hinblick auf das Ausschreibungssystem entwickelt wurden, ihre Marktreife erreicht.

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 Mieterstromgesetzes sowie die Ausweitung der Aussetzung auf alle Runden der Jahre 2018 bis einschließlich Juli 2020 sind mit Blick auf die eingetretenen Fehlentwicklungen folgerichtig. Die Ausnahmen untergruben 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, insbesondere dem verpflichtenden Nachweis einer bundesimmissionschutzrechtlichen Genehmigung zum Zeitpunkt der Ausschreibung, wird ein wichtiger Schritt zur Heilung des Ausschreibungssystems unternommen. Es bleibt die Frage, inwiefern alternative Möglichkeiten bestehen, kleinere Akteure zu stärken (siehe hierzu Abschnitt zur Akteursvielfalt).

Eingeschränkte regionale Verteilung

Die ersten drei Ausschreibungsrunden für die Windenergie an Land im Jahr 2017 zeigten ein relativ starkes Nord-Süd-Gefälle. In 2018 zeigte sich dies weniger stark, was aber mutmaßlich durch den mangelnden Wettbewerb begründet werden kann. Zur Wirkung des Referenzertragsmodells stellen die Autoren Folgendes fest: Das Referenzertragsmodell erhöht den Kostendruck für Bieter an guten bis sehr guten Standorten, steigert die Zuschlagschancen für Projekte in weniger windhöffigen Regionen und wirkt damit in Richtung eines gleichmäßiger verteilten Zubaus. Die Frage, ob die bestehenden Korrekturfaktoren angemessen sind, das Ziel eines bundesweiten Ausbaus in geeigneter Weise zu unterstützen, bleibt mangels auswertbarer Daten jedoch bislang offen. Fest steht, dass ein Teil der bereits heute genutzten Standortpotenziale aus dem Differenzierungsbereich des Modells fällt. Hieraus erwachsen Wettbewerbsnachteile, die vor allem süddeutsche Projekte treffen. Um dem zu begegnen und den Windenergiezubau trotz der Ausschreibungen überall in Deutschland zu ermöglichen, sind verschiedene Möglichkeiten bereits Gegenstand der Diskussion, darunter bspw. eine (ggf. regional geltende) Ausweitung des Differenzierungsbereichs sowie eine mögliche Quotenregelung für den Süden.

Um die Gebote im Ausschreibungssystem im Zusammenhang mit dem Referenzertragsmodell zu bewerten und Rückschlüsse zu dessen eventuell nötigen Weiterentwicklung ziehen zu können, müsste neben der regionalen Verortung der Gebote eine Analyse nach Windpotenzial erfolgen. 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 Hintergrund des Datenschutzes verwehrt.

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 sich jedoch als Fehlstellung erwiesen haben. Die Schwierigkeiten bestimmter kleinerer Akteure, sich unter Ausschreibungsbedingungen im Markt zu bewähren, verbleiben weiterhin.

Denn durch die de facto bestehende Notwendigkeit einer Ausschreibungsteilnahme zur Umsetzung eines Windenergieprojektes in Deutschland sind die Akteure zusätzlichen Risiken ausgesetzt (Zuschlagsrisiko, Erlösrisiko).²⁷ 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 auch vom allgemeinen Wettbewerbsniveau ab. Derzeit ist Letzteres zwar nicht hoch, allerdings kann dies nicht langfristig vorausgesetzt werden und sollte auch nicht das Ziel sein.

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.

Gegenüber kleinen Einzelakteuren haben große Bieter grundsätzlich einen systematischen Vorteil, da sie die Risiken über mehrere Projekte streuen und Verluste so besser auffangen können. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass einzelne Akteure von einer Teilnahme am Ausschreibungssystem absehen und ihre Aktivitäten in der bisherigen Form einstellen 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.

Die temporäre Aussetzung der besonderen Ausschreibungsbestimmungen für Bürgerenergiegesellschaften stellt für sich betrachtet keine Lösung dar, um die Akteursvielfalt in all ihren Facetten langfristig zu sichern. In Bezug auf die Frage, inwiefern alternative Möglichkeiten bestehen, kleinere Akteure zu stärken wurden bereits einige Optionen, wie staatliche Bürgschaften und Kredite mit Absicherung durch Risikofonds oder Investitionszuschüssen für die Projektentwicklung, diskutiert.

²⁷ 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.

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.

Akzeptanz

Eine ausreichende Akzeptanz in der Bevölkerung stellt einen zentralen Punkt für einen erfolgreichen weiteren Windenergieausbau dar. Insbesondere im Hinblick auf die Flächenverfügbarkeit und die rechtssichere Umsetzung von Flächen ergeben sich in diesem Bereich immer wieder Hemmnisse, die zu Verzögerungen, Auflagen und Restriktionen oder zur Nichtumsetzbarkeit von Projekten führen. Die derzeitig eingerichtete AG Akzeptanz beschäftigt sich mit dem Themenkomplex, die Diskussion konzentriert sich hier bisher aber relativ stark auf die Frage pauschaler Abstandsvorgaben und ggf. Höhenbegrenzungen. Hier fehlt tendenziell ein weiterer Blickwinkel.

Beispielsweise ist das Thema der Beteiligungsmodelle für die regionale Bevölkerung (Bürger und Kommunen) noch nicht ausreichend gelöst, und es läge ein relevantes akzeptanzförderndes Potenzial in einer Verstärkung solcher Möglichkeiten (finanzielle Beteiligungen stärken nachweislich die Akzeptanz vor Ort [FA Wind 2018b]). Das Thema ist Teil der in der »AG Akzeptanz« diskutierten Fragestellungen, zudem befasst sich derzeit ein Forschungsvorhaben mit der Fragestellung, wie Kommunen und kommunale Akteure finanziell besser beteiligt werden können.²⁸ Die Empfehlungen aus der AG Akzeptanz sind für Ende März 2019 angekündigt, jene aus dem Forschungsvorhaben für Juni 2019.

Die Befeuereung von Windenergieanlagen während der Nacht bzw. die roten Flugkennzeichnungen oder weiße Tagesbefeuereung war in der Vergangenheit stets eines der Hauptprobleme im Hinblick auf die Akzeptanz. Mit dem Energiesammelgesetz wurde in 2018 die Pflicht zur BNK für Windenergieanlagen eingeführt. Diese ist sowohl durch Neuanlagen als auch für den Anlagenbestand ab dem 1. Juli 2020 zu erfüllen. Die zukünftige Marktverfügbarkeit der Transpondertechnologie soll einen wichtigen Baustein zur flächendeckenden Einführung der BNK darstellen. Problematisch könnte sich in Bezug auf den Erfolg der neuen Regelungen darstellen, dass Betreiber bereits allein durch den Einbau eines entsprechenden Systems die gesetzlichen Bestimmungen erfüllen können. Um das System in der Folge tatsächlich zu betreiben, sind zunächst entsprechende Änderungen in der „Allgemeinen Verwaltungsvorschrift für die Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen“ (im Folgenden kurz: AVV) Voraussetzung. Erfolgt diese Änderung der AVV nicht, würde sich allein durch den Einbau derartiger Systeme an der Befeuereungssituation und somit im Hinblick auf die Akzeptanzprobleme nichts verändern. Alternativ zur Transponderlösung stehen bereits zugelassene BNK-Systeme mit aktivem und passivem Radar zur Verfügung, die allerdings in der Regel teurer sind und deren Einsatz aufgrund der derzeitigen gesetzlichen Regelungen gehemmt wird.

Das Thema Netzausbau spielt ebenfalls eine Rolle im Hinblick auf die Akzeptanz in der Bevölkerung. Fehlt dieser, müssen zunehmend Energiemengen abgeregelt werden, was häufig auf Unverständnis in der Bevölkerung stößt. Das Einspeisemanagement trägt somit zu Akzeptanzproblemen in der Bevölkerung bei, da es die Erreichung der Klimaschutzziele beeinträchtigen kann.

²⁸ Finanzielle Beteiligung von betroffenen Kommunen bei Planung, Bau und Betrieb von erneuerbaren Energieanlagen, Bearbeitung: IÖW, BBH & BBHC, IKEM, Laufzeit 01/2019–12/2020

Vergütungseinbußen bei negativen Preisen

Nach § 51 EEG 2017 verringert sich der Zahlungsanspruch auf Marktprämie bei negativen Spotmarktpreisen in mehr als sechs aufeinander folgenden Stunden auf null. Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 3 MW sind davon ausgenommen. Die Regelung hat zwar nicht dazu geführt, dass vermehrt Anlagen mit einer Leistung von unter 3 MW installiert wurden, hat aber Auswirkungen auf die Finanzierungsstrukturen von Windenergieprojekten. Bisher wurden durch die finanzierenden Banken relativ pragmatische Lösungen entwickelt. Sollten in Zukunft aber die Zeiträume mit negativen Preisen häufiger werden, kann dies zu relevanten Einnahme-Einbußen führen.

Nennleistungssteigerungen von Windenergieanlagen bei anteiliger Zahlung

Mit der Einführung von Ausschreibungen ist der Förderanspruch auf die bezuschlagte Leistung von Anlagen begrenzt. Ein Upgrade über die bezuschlagte Menge hinaus ist damit nicht förderberechtigt. Wird die Nennleistung einer bereits bezuschlagten Windenergieanlage z. B. durch ein Software-Update gesteigert, besteht der Zahlungsanspruch nur für einen Teil der fortan erzeugten und eingespeisten Strommengen. Nach § 23c EEG 2017 richtet sich die anteilige Zahlung nach der installierten Leistung der Anlage im Verhältnis zu dem jeweils anzulegenden Schwellenwert. Analysen bestätigen, dass das Verhältnis der Nennleistungen kein sinnvoller Indikator ist, um auf das Verhältnis der Energieerträge vor und nach einer Nennleistungssteigerung zu schließen. Das Vorgehen vernachlässigt die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit. So treten Windgeschwindigkeiten unterhalb der Nennwindgeschwindigkeit häufiger auf als oberhalb, was im Ergebnis zu einer Schlechterstellung der Betreiber führt, da durch ein Upgrade weniger Energiemenge einen Förderanspruch hat als ohne Upgrade. Somit kann bei Strompreisen unter dem anzulegenden Wert eine Schlechterstellung des Betreibers durch ein Anlagenupgrade entstehen. Es besteht also kein Anreiz Upgrades durchzuführen, die aufgrund der optisch unveränderten Anlagen ohne zusätzliche Wirkung auf die Akzeptanz einen höheren Energieertrag erzielen könnten.

7.2. Außerhalb des EEG

Mangelnde Flächenverfügbarkeit und prekäre Genehmigungssituation

Neben der Frage der Ausschreibungsmengen ist zurzeit in erster Linie die Genehmigungssituation ein entscheidender Knackpunkt in Bezug auf den zu erwartenden Zubau von Windenergieanlagen an Land. Hier sind neben grundlegenden Botschaften und Rahmenbedingungen des Bundes vor allem die Vorgaben und Regelungen auf Landesebene entscheidend. Pauschale Abstandsvorgaben wie in Bayern reduzieren das Flächenpotenzial erheblich. Ebenso wirkt sich die gerichtliche Aufhebung von Regional- und Flächennutzungsplänen stark negativ bezüglich der zur Verfügung stehenden Flächen aus.

Im Jahr 2018 wurde eine Windenergieleistung von 1.581 MW genehmigt, 2017 waren es 1.378 MW. Um die Ausschreibungen mit Leben zu füllen, wären Genehmigungen im Umfang von 2.800 MW bzw. für die Zusatzausschreibungen noch deutlich mehr erforderlich. Werden von den genehmigten Windenergieanlagen all jene abgezogen, für die bereits Zuschläge erteilt wurden, verbleibt derzeit ein Volumen von 1.473 MW, von denen mehr als 900 MW auf Anlagen entfallen, die vor 2017 ge-

nehmigt wurden und damit grundsätzlich im Rahmen des Übergangssystems hätten realisiert werden können. Wie Analysen zeigen, sind bei einem Großteil der noch nicht realisierten Projekte Klagen gegen die Genehmigung anhängig. Die Rechtssicherheit einer Genehmigung scheint derzeit somit begrenzt.

Der Einbruch der Genehmigungszahlen nach dem Boomjahr 2016 ist in weiten Teilen auf die beobachteten Vorzieheffekte und die in der Folge ausgedünnte Projekt-Pipeline sowie Effekte des Ausschreibungssystems (Rückzug von Akteuren) zurückzuführen. Bis neue Projekte die Genehmigungsreife erreichen, vergehen in der Regel mehrere Jahre. Von Projektbeginn bis zum Antrag der immisionsschutzrechtlichen Genehmigung vergehen durchschnittlich etwa drei Jahre, dazu kommen nochmals rund eineinhalb bis zwei Jahre für das Genehmigungsverfahren selbst. [FA Wind 2015] Laut vom Bundesverband WindEnergie (BWE) beauftragten Analysen stecken derzeit rund 10.000 MW im Genehmigungsverfahren fest [BWE 2018b].

Ein Beispiel für Flächen, die im Genehmigungsverfahren vermehrt mit Problemen kämpfen, sind solche, die im Umkreis von Drehfunkfeuern (Luftfahrtnavigationsanlagen) liegen. Während im direkten Umkreis (3 km) keine Windenergieanlagen gebaut werden dürfen, ist im Umkreis von bis zu 15 km eine Einzelfallabwägung notwendig. Eine Befragung des BWE ergab beispielsweise, dass allein durch Drehfunkfeuer (VOR (Very High Frequency Omnidirectional Radio Range) und DVOR (Doppler Very High Frequency Omnidirectional Radio Range) im Jahr 2015 Projekte mit einer Leistung von 2,3 GW (etwa 800 Windenergieanlagen) blockiert waren und bis zum Erhebungszeitpunkt nicht realisiert werden konnten [BWE 2015].

Die seit Juli 2018 durch die Fachagentur Wind koordinierte Plattform Genehmigungssituation hat zum Ziel, bestehende Hemmnisse bei der Genehmigung von Windenergieanlagen an Land zu identifizieren und deren Abbau voranzutreiben, was durch die Autoren begrüßt wird. Nach den Ergebnissen einer Hersteller-Befragung stellt die Regionalplanung derzeit das mit Abstand größte Hemmnisfeld dar. Einen größeren Einfluss hat zudem der Artenschutz – und hier insbesondere der Vogelschutz. Dahinter reihen sich der Widerstand durch Bürgerinitiativen, Belange der Flugsicherung sowie Typ- bzw. Hersteller-Wechsel ein. [FA WIND 2019]

Abstandsregelungen und Höhenbegrenzungen

Derzeit werden Abstandsregelungen und Höhenbegrenzungen wieder vermehrt zum Thema; zum einen durch entsprechende Regelungen auf Landesebene, zum anderen durch die bundespolitische Diskussion, vor allem im Zusammenhang mit der AG Akzeptanz.

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 1.000-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]. In Nordrhein-Westfalen sieht der am 19. Februar 2019 im Kabinett beschlossene Landesentwicklungsplan Nordrhein-Westfalen (LEP NRW) vor, dass bei der planerischen Steuerung von Windenergieanlagen in Regional- und Flächennutzungsplänen künftig ein Vorsorgeabstand von 1.500 m zu allgemeinen und reinen Wohngebieten einzuhalten ist. Zudem schließt die Neufassung des Landesentwicklungsplans die Nutzung der Windenergie im Wald weitgehend aus [NRW 2019]. Diese Entwicklungen werden kritisch gesehen, denn restriktive Abstandsregelungen schmälern das Flächenpotenzial für die Windenergienutzung erheblich. Eine lineare Erhöhung der Abstände zwischen Windpark und Wohnbebauung führt zu einer exponentiellen Reduktion der zur Verfügung stehenden Windparkfläche.

Auch Höhenbegrenzungen sind im Bereich der Raumordnung 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 Befeuerng sind hier aber grundsätzlich alternative Lösungsansätze zu Höhenbegrenzungen vorhanden (siehe nächster Abschnitt).

Zunehmende genehmigungsrechtliche Auflagen

In den letzten Jahren ist der Umfang der genehmigungsrechtlichen Auflagen an Windenergieprojekte deutlich angestiegen, und dieser Trend verstärkt sich laut Branchenstimmen zunehmend. 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.).

Die Ertragsabschläge aufgrund genehmigungsrechtlicher Auflagen resultieren in schlechteren Standortgütern als es das Windpotenzial vermuten ließe. Wie 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 solange Standortgüte über dem minimalen Differenzierungswert liegt (70% im EEG 2017). Letzteres kann an mittleren deutschen Windenergiestandorten bei dem oben skizzierten Umfang der Auflagen jedoch oft nicht der Fall, 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. Kurz- bis mittelfristige Maßnahmen zur Netzoptimierung und zur verbesserten Ausschöpfung der bestehenden Potenziale (Temperaturmonitoring, Phasenschiebertransformatoren sowie Online-Assistenzsysteme) wurden bisher nicht in ausreichender Weise genutzt. Diese Maßnahmen könnten zu einer Senkung bei den Redispatchkosten führen und den Windenergiezubau stärker vom Netzausbau entkoppeln. Zurzeit soll das Netzausbauggebiet bspw. den Windenergiezubau in den Gebieten mit Netzengpässen limitieren, gleichzeitig werden damit aber die windhöufigsten Standorte in ihrer Umsetzung begrenzt, was im Sinne der Erreichung der Klimaschutzziele hinterfragt werden kann.

8. Handlungsempfehlungen

Im Folgenden werden basierend auf den im Rahmen dieses Berichts erfolgten Analysen und Schlussfolgerungen sowie den festgestellten wesentlichen Hemmnissen für die weitere Entwicklung der Windenergie an Land konkrete Handlungsempfehlungen entwickelt.

Ausbaupfade und Ausschreibungsmengen an 65%-Ziel ausrichten

Es wird empfohlen, die Planung der zukünftigen Ausschreibungsmengen an der 65%-Zielsetzung zur Einhaltung der übergeordneten Klimaziele zu orientieren und klar in ein Sektorenziel für die Windenergie an Land zu übersetzen. Hierbei sind alle wesentlichen Einflussparameter, wie der Zubauverlauf bei anderen Erneuerbare Energien, die Rückbaugeschwindigkeit und die zu erwartenden Volllaststunden der unterschiedlichen Technologien zu berücksichtigen. Legt man den Durchschnitt der Szenarien des 2. NEP-Entwurfs [NEP 2019] zugrunde und geht von einer Windenergie-Leistung von 80 GW an Land bis 2030 aus, sind auch nach Ablauf der Sonderausschreibungen deutliche Anhebungen der geplanten Ausschreibungsmengen im Ausbaupfad erforderlich (nach ersten Abschätzungen lägen diese bei vergleichbarem Rückbauverhalten wie heute voraussichtlich bei etwa 5 GW pro Jahr). Das notwendige zukünftige Volumen sollte schnellstmöglich auf Basis von weiteren Untersuchungen zur Entwicklung von Rückbau und Anlagentechnologie näher bestimmt werden. Die langfristige Festlegung definierter, ausreichender Ausschreibungsmengen wird die Planungssicherheit in der Branche erhöhen und kann in Verbindung mit den zuletzt wieder gestiegenen Zuschlagswerten neue Planungsaktivitäten anreizen und damit auch wieder zur Erhöhung des Angebots in den Ausschreibungen und dadurch zur Steigerung des Wettbewerbs beitragen. Um die festgelegten Mengen langfristig auch tatsächlich zu erreichen, sollte die bereits in §28 EEG 2017 aufgenommene Regelung, das in den Kalenderjahren 2019 bis 2021 jährlich nicht bezuschlagte Ausschreibungsvolumen auf das Ausschreibungsvolumen des jeweils dritten darauffolgenden Kalenderjahrs zu übertragen, unbefristet angelegt werden.

Es wird weiterhin empfohlen, die bundespolitische Zielsetzung mit den Ländern abzustimmen, um zu einem schlüssigen Gesamtkonzept zu gelangen. Eine ausgewogene regionale Verteilung des zukünftigen Zubaus sowie damit einhergehend der Bereitstellung eines entsprechenden Flächenpotenzials sollte angestrebt werden.

Flächenverfügbarkeit sichern

Um die Ausschreibungen zukünftig mit Leben zu füllen und die Erreichung der 2030-Ziele zu gewährleisten, sind hinreichend planungsrechtlich abgesicherte Flächen unerlässlich. Der Schaffung der geeigneten diesbezüglichen Rahmenbedingungen ist daher eine hohe Priorität beizumessen. Die Außenbereichsprivilegierung sollte beibehalten und die Länderöffnungsklausel nicht wieder aufgegriffen werden. Zudem sollte im Rahmen entsprechender Abstimmungen und Prozesse darauf geachtet werden, dass die auf Bundesebene festgelegten Zielsetzungen sich in den Landesplanungen sowie Regionalplanungen widerspiegeln.

Die Rechtsicherheit von Regional- und Flächennutzungsplänen als zentrales Steuerungsinstrument und Gegengewicht zur Außenbereichsprivilegierung für Länder und Gemeinden ist zu stärken. Hierfür sollte die Arbeit der „Plattform Genehmigungssituation“ der Fachagentur genutzt werden. Vor dem Hintergrund der Berichte über die Häufung von Klagen gegen genehmigte Windenergieanla-

gen ist zu prüfen, inwiefern Investoren und Bieter eine höhere Investitionssicherheit gewährleistet werden kann. Die Klagegründe sollten hierfür detailliert aufbereitet werden und geprüft werden, ob im Klagerecht Anpassungen zur Straffung der Verfahren vorgenommen werden könnten.

Keine pauschale Festlegung von Abstandsvorgaben und restriktiven Höhenbegrenzungen

Die bestehenden immissionsschutzrechtlichen Regelungen zur Einhaltung von Mindestabständen zwischen den Windenergieanlagen und der Wohnbebauung haben sich bewährt. Sie berücksichtigen die akustischen und optischen Auswirkungen des Ausbaus der Windenergieanlagen und die entsprechenden örtlichen Gegebenheiten und sind damit sachgerecht. Darüber hinaus haben die Planungsbehörden ausreichend Spielraum bei der Abwägung im Planungsprozess sachgerechte Lösungen zu finden. Pauschale Abstandsvorgaben können zu einer erheblichen Reduktion der für die Windenergienutzung zur Verfügung stehenden Flächen führen und eine lokale Abwägung verhindern. Zudem wären in Bearbeitung befindliche sowie ggf. auch bereits bestehende Regional- und Flächennutzungspläne davon betroffen bzw. dadurch beeinflusst, was zu erhöhten Planungskosten und -zeiten auf Seiten der Regionalplanung sowie der weiteren betroffenen Akteure führen würde.

In der derzeitigen Diskussion um mögliche Höhenbegrenzungen sollte darauf geachtet werden, dass es nicht zu technologischen Rückschritten kommt (d.h. keine Festlegung unterhalb des Status Quo der Anlagentechnologie – bspw. lagen im Zubau 2018 bereits 75% der Anlagen im Bereich von 200 bis 240 m Gesamthöhe) und Kostensenkungspotenziale weiter erfolgreich erschlossen werden können. Zudem sollten Unterschiede in den Bundesländern in dieser Hinsicht vermieden werden, da dies insbesondere in Bundesländern mit weniger windhöffigen Bedingungen zu Wettbewerbsnachteilen führt. Insgesamt gilt es demnach, die Interessen aller Beteiligten angemessen zu berücksichtigen und den Spielraum für Einzelfallabwägungen zu erhalten. Restriktive Höhenbegrenzungen mit dem Ziel einer Akzeptanzsteigerung, die in der Folge den Zubau der neuesten und effizientesten Anlagen in einigen Gebieten verhindern, könnten indirekt auch gegenläufige Effekte haben, wenn aufgrund der niedrigeren Energieerträge je Anlage die zu installierende Anlagenanzahl erhöht werden muss, um dieselbe Strommenge aus Windenergie an Land zu erzeugen.

Standortdifferenzierung erhalten

Die Regelungen zur Standortdifferenzierung sind seit dem EEG 2000 ein zentrales Element des EEG und haben erheblich dazu beigetragen, dass ein bundesweiter Windenergieausbau stattfinden kann. Aus diesem Grund wird unbedingt empfohlen, Mechanismen zur Standortdifferenzierung auch im Ausschreibungssystem fortzusetzen. Bisher wird dies durch Beibehaltung des Referenzertragsmodells in der technologiespezifischen Ausschreibung umgesetzt.

Die Entwicklungen im Bereich der Standortdifferenzierung und regionalen Verteilung sollten stetig wissenschaftlich evaluiert werden, um seine zielgerichtete Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells und eine Abstimmung mit bei Bedarf zu ergreifenden weiteren oder ersetzenden Maßnahmen zur Erreichung einer regionalen Zubauverteilung sicher zu stellen (siehe nachfolgende Empfehlung).

Regionale Verteilung bei Bedarf zusätzlich flankieren

Auswertungen im Rahmen des Vorhabens haben gezeigt, dass ein Teil der bereits heute genutzten Standortpotenziale aus dem Differenzierungsbereich des Referenzertragsmodells fällt. Hieraus er-

wachsen Wettbewerbsnachteile, die vor allem süddeutsche Projekte treffen. Eine weitere Absenkung der Differenzierungsgrenze würde folglich die Wettbewerbsposition jener Vorhaben stärken. Gleiches gilt für die bereits im Koalitionsvertrag angedachte Mindestquote für Projekte südlich des Netzengpasses oder die im Rahmen des Energiesammelgesetzes zunächst diskutierte Netzkomponente. In beiden Fällen gilt es dabei zu berücksichtigen, dass länderspezifische Rahmenbedingungen, wie Flächenausweisungen oder Abstandsregelungen, die Projektentwicklung und damit auch die potenziellen Zuschlagsanteile der jeweiligen Region in erheblichem Umfang bestimmen. Zudem führt sowohl eine Ausweitung des Differenzierungsbereichs als auch die Einführung einer Mindestquote in der Tendenz zu höheren Förderkosten in Abhängigkeit von der allgemeinen Wettbewerbssituation.

Transparenz des Referenzertragsmodells erhöhen

Das Referenzertragsmodell ist ein elementarer Baustein der Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und mit unmittelbaren Auswirkungen auf die Wettbewerbsposition einzelner Bieter sowie ganzer Regionen verbunden. Dennoch erschweren fehlende Meldepflichten nicht nur die Interpretation der Ausschreibungsergebnisse, sondern verhindern auch die zeitnahe und sachgerechte Evaluierung und Weiterentwicklung des Instruments. Die Autoren empfehlen daher, den Katalog der Pflichtangaben nach MaStRV für die Meldung von Genehmigungen (Status in Planung/ im Bau) im Register (nach § 3 Nr. 39 EEG) um Angaben des Verhältnis der Ertragseinschätzung zum Referenzertrag nach Ertragsgutachten (Katalognummer: II.2.5.3, Anlage zur MaStRV) zu ergänzen. Aktuell muss die Meldung erst bei Inbetriebnahme verpflichtend erfolgen. Die Angabe ist sowohl erforderlich, um ausgehend von den Zuschlagswerten das Vergütungsniveau (den anzulegen Werten) zu bestimmen, als auch, um die Wirkung und Angemessenheit der Korrekturfaktoren zu bewerten.

Bürgerenergie-Regelungen dauerhaft einschränken – Alternativen vorbereiten

Mit der weitgehenden Aussetzung der Bürgerenergie-Regelungen bis Juli 2020 hat die Bundesregierung eine zentrale Schwachstelle des Ausschreibungsdesigns vorerst geheilt. Um für Planungssicherheit zu sorgen, ist die Bundesregierung nun gefordert, den Fortbestand der Regelungen möglichst bald zu klären. Die Autoren empfehlen hierzu ein zweistufiges Vorgehen: Im Rahmen einer Sofortmaßnahme sollten die Befristung aufgehoben und die vorgenommenen Einschränkungen bis auf weiteres als generelle Bedingung festgelegt werden. Es sollte zudem erwogen werden, darüber hinaus auch die zurzeit noch wirksamen Sonderregelungen für BEG außer Kraft zu setzen. Die Bezuschlagung nach Einheitspreisverfahren kann bei steigendem Wettbewerb zu Fehlanreizen führen (die in der aktuellen, durch Unterzeichnungen gekennzeichneten Ausschreibungssituation noch nicht beobachtet werden können). Parallel sollte die Bundesregierung eine ergebnisoffene und wissenschaftlich unterstützte Diskussion um alternative Unterstützungsmöglichkeiten anstoßen. In diesem Kontext bedarf es zudem einer Konkretisierung des bisher eher allgemein formulierten Ziels, die Akteursvielfalt erhalten zu wollen. Hierbei sollte bei der Analyse zurückliegender Ausschreibungen auch der Frage nachgegangen werden, welche Arten von Projektstrukturen und Bürgerprojekten ggf. bisher ganz von einer Ausschreibungsteilnahme abgesehen haben bzw. welche Akteure aus dem Markt verschwinden sowie das Verhalten nicht bezuschlagter Projekte zu beobachten. In dem Zusammenhang stellt sich die Frage, inwiefern das Zuschlagsrisiko für kleinere Projektierer anderweitig außerhalb des Ausschreibungsdesigns reduziert werden kann, z.B. durch eine Unterstützung kleinerer Unternehmen in der Phase der Projektierung bis zur Gebotsabgabe.

Beschränkungen für Pilotwindenergieanlagen lockern und Transparenz erhöhen

Die Ausnahmen für Pilotwindenergieanlagen an Land erleichtern den Betrieb von Prototypen und unterstützen die Innovationskraft der Branche. Anpassungsbedarf sehen die Autoren hinsichtlich der Leistungsbeschränkung auf 6 MW – zum einen, da Offshore-Windenergieanlagen diese Grenze bereits heute überschreiten und regelmäßig zunächst an Land getestet werden, zum anderen, da sich inzwischen auch die ersten Onshore-Anlagen dieser Grenze nähern. Aufgrund der unterschiedlichen Nennleistungsbereiche, in denen sich On- und Offshore-Prototypen derzeit in der Regel bewegen, wird empfohlen, das Mengenkontingent für an Land zu errichtende Prototypen differenziert nach Windenergieanlagentypen für den Einsatz an Land und auf See auszuweisen und dabei so festzulegen, dass dieses eine angemessene Anzahl an Prototypen-Installationen ermöglicht. Die Meldung der Prototypen bei Inbetriebnahme und entsprechend hieran ausgerichteter Mengenkontrolle wird kritisch gesehen, da dies die Risiken erhöht und die Finanzierung von Pilotwindenergieanlagen erschwert. Die Regelung sollte so angepasst werden, dass eine Zuweisung des Vergütungsanspruchs bei Genehmigungserteilung erfolgt und daraufhin könnte, ähnlich der Regelung bei regulären Projekten eine begrenzte Umsetzungsfrist gelten. Die Details der Regelungsänderung sollten in enger Abstimmung mit der BNetzA entwickelt werden. Auswertungen im Rahmen des Vorhabens haben zudem gezeigt, dass das Register der BNetzA in der Vergangenheit keine belastbare Grundlage dafür war, die Inanspruchnahme der Ausnahmeregelungen für Pilotanlagen zu verfolgen. Zwar besteht die Hoffnung, dass sich die Datenqualität mit der Einführung des Marktstammdatenregisters schrittweise verbessert, dies gilt es jedoch kritisch zu begleiten.

Alternativen zur Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen erarbeiten

Der § 51 EEG 2017 stellt Betreiber vor finanzielle Risiken, die sie selbst nur eingeschränkt beherrschen können (keine „effizienten“ Risiken) und die insbesondere im Hinblick auf die Finanzierung von Windenergieprojekten zukünftig zu einem relevanten Hemmnis werden könnten. Aus diesem Grund sollte §51 eine Übergangsregelung sein, da die damit verbundenen Risiken für Betreiber in Zukunft voraussichtlich immer weiter steigen werden und ggf. zu einem Hindernis für den weiteren Zubau werden könnten. Vielmehr sollten weitreichendere Maßnahmen zur Umgestaltung des Strommarkts ergriffen werden, so dass Flexibilitäten angereizt und negative Preise vermieden werden.

Regelungen zur bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung nachjustieren

Für den Erfolg der BNK-Regelung ist eine zügige Rechtssicherheit durch Änderung der AVV unerlässlich, ein Entwurf zur Änderung der AVV muss somit sehr zeitnah vorgelegt werden. Aufgrund der engen Fristen könnte es ansonsten zu der Situation kommen, dass Betreiber Systeme zur Erfüllung der gesetzlichen Bestimmungen bereits einbauen, ohne dass diese betrieben werden können (mit dem Risiko, dass das System auch im Zeitverlauf nicht freigegeben wird). Dadurch entstünden Kosten und an der Befeuerungssituation würde sich gegenüber heute letztlich nichts verändern. Falls die AVV kurzfristig geändert wird, müssen die Systeme aufwendige Anerkennungsverfahren durchlaufen, auch dies sollte im Hinblick auf die Fristsetzung beachtet werden. Kommt es in diesem Gesamtprozess an irgendeiner Stelle absehbar zu einem Zeitverzug, sollte rechtzeitig von der Option zur Fristverlängerung Gebrauch gemacht werden.

Insbesondere in Bezug auf Bestandsanlagen ist die Fristsetzung kaum einzuhalten und sollte zeitlich nach hinten verschoben werden. Hierbei ist zu beachten, dass es ansonsten bei kurzfristig sehr starker Nachfrage zu unerwünschten Preisentwicklungen bei BNK-Systemen durch mangelnde Anbieteranzahl bei extrem hoher Nachfrage kommen kann. Um hier technologieübergreifenden Wettbewerb zu fördern, ist eine möglichst hohe Anzahl unterschiedlicher Technologien und Anbieter erforderlich; neben bereits zugelassenen Aktiv- und Passiv-Radarsystemen sollte also zumindest eine weitere zugelassene Lösung des Sekundärradars mit Nutzung von Transpondersignalen mit ausreichend langem Vorlauf auf dem Markt verfügbar sein.

In Bezug auf die Auswahl von BNK-Systemen durch Betreiber sollte die bisherige Formulierung im Gesetzestext, die durch den starken Bezug auf die Transpondertechnologie keine Technologieoffenheit nahe legt, in eine neutralere Formulierung überführt werden. Weiterhin sollte eine Dokumentationspflicht geprüft werden, um die Wirksamkeit der neuen Regelungen sicher zu stellen. Denkbar wäre hier bspw. eine Prüfung der BNK-Systeme im Rahmen der an Windenergieanlagen regelmäßig durchzuführenden wiederkehrenden Prüfungen.

Anwohnerschutz, Naturschutz, Anforderungen des Luftverkehrs und Klimaschutz ausgewogen gestalten

Derzeit werden sehr viele Windenergieprojekte beklagt und die Ausmaße dessen führen zu Problemen bei der Rechtssicherheit von Genehmigungen und der Teilnehmeranzahl in den Ausschreibungen. Gleichzeitig werden restriktive Pauschalvorgaben im Bereich Abstandsvorgaben und Höhenbegrenzungen diskutiert, was sehr relevante Auswirkungen auf die Chance zur Erreichung der Klimaschutzziele hätte. Zudem führen die in Genehmigungen formulierten Auflagen zu immer größeren Ertragsverlusten und erreichen nicht selten Größenordnungen von bis zu 10% vom Jahresertrag, wodurch zum einen die Wirtschaftlichkeit und damit Umsetzbarkeit der Projekte bedroht ist und zum anderen die auf die Klimaschutzziele anwendbare Strommenge reduziert wird.

Aufgrund der geschilderten Entwicklungen und in Zusammenhang mit der dichten Besiedlungsstruktur in Deutschland erscheint es notwendig, eine neue und fundiert diskutierte Abwägung zwischen Anwohnerschutz, Naturschutz und Klimaschutz einzuleiten und zu allgemeinen Empfehlungen und Zielsetzungen zum Umgang mit diesen Fragen zu gelangen.

Auch im Hinblick auf Akzeptanzprobleme könnten im Bereich der Flächenfrage noch Potenziale erschlossen werden. Beispielsweise könnte im Zuge der oben angeregten grundsätzlichen Diskussion vertieft geprüft werden, inwiefern ggf. bisher nicht genutzte Flächen im Außenbereich aktiviert werden könnten, die bislang aufgrund vermeintlicher Nutzungskonkurrenzen nicht für die Windenergienutzung berücksichtigt wurden. Wenn bspw. ein Teil der Flächen, die ursprünglich aus Gründen von Infrastruktur, Artenschutz, Wasserschutz oder Luftfahrt ausgeschlossen wurden, mit der Windenergienutzung in Einklang gebracht werden könnten, könnte sich hierdurch auch ergeben, dass Flächen in größerer Entfernung zur Bevölkerung genutzt werden, die weniger Akzeptanzprobleme hervorrufen.

Bei dem sensiblen Thema Artenschutz sollten Akteure, wie bspw. Naturschutz- und Umweltverbände sowie Fachexperten in die Diskussion eingebunden werden. Hilfreich könnte in diesem Bereich u.a. die Klärung von Grundsatzfragen (wie bspw. im Bereich Tötungsverbot) sein, die auf Bundesebene konkreter ausgearbeitet werden könnten.

Im Bereich der Luftfahrt bestehen derzeit Hemmnisse insbesondere in Bezug auf die Abstände zu Drehfunkfeueranlagen (VOR – Very High Frequency Omnidirectional Radio Range und DVOR – Doppler Very High Frequency Omnidirectional Radio Range). In Deutschland existieren hierzu vergleichsweise restriktive Regelungen. Laut einer Erhebung des BWE kann derzeit ein Flächenpotenzial für eine Leistung von etwa 2,3 GW aufgrund von ausstehenden Einzelfallprüfungen nicht erschlossen werden [BWE 2015]. Wenn die Vorgaben weniger stark restriktiv ausgestaltet würden und die Vielzahl an Einzelfallprüfungen abnehmen würden, könnte zusätzliche Flächenpotenziale erschlossen werden. Der Diskussionsprozess um diese Fragen sollte weiter voran gebracht werden.

Akzeptanz erhalten

Es wird empfohlen, die Anstrengungen zur Erhaltung der Akzeptanz in der Bevölkerung zu verstärken. Hierzu ist eine Kommunikations-Offensive zu starten und den Informationsstand der Bürger über die Energiewende, die Zusammenhänge beim Netzausbau und der Strompreisbildung und die Notwendigkeit eines weiteren Windenergieausbaus zu verbessern. Das Vertrauen in die Umsetzung ist zu erhöhen, indem die Notwendigkeit des Ausbaus und einzelner Maßnahmen für Anwohner erkennbar und nachvollziehbar ist und diese im Zweifel bereit sind, die landschaftsverändernden Einschnitte zu akzeptieren. Hier bieten sich ggf. auch die Einrichtung von Informations-, Beratungs- oder Servicestellen in den Bundesländern an. Es wird zudem empfohlen, die Möglichkeiten sowohl für eine finanzielle Beteiligung der Bürger vor Ort sowie einer Anreizsetzung für Kommunen (bspw. über entsprechende Abgaben) zu erweitern. Bereits vorliegende entsprechende Modellvorschläge sollten nach ihrer Prüfung in entsprechende gesetzliche Regelungen überführt werden. Länderspezifische Regelungen sollten auch hier vermieden werden, um sich ggf. hierdurch ergebende lokale Nachteile für Projekte in den Ausschreibungen auszuschließen.

Netzintegration beschleunigen

Es wird empfohlen, verstärkt alle Maßnahmen entsprechend des Stands der Technik bis 2023 auszu-schöpfen, die zur Verfügung stehen, um vorhandene Netze zu optimieren und dort neue Technologien anzuwenden (bspw. Hochtemperaturleiterseile, Temperatur-Monitoring, Phasenschiebertransformatoren sowie Online-Assistenzsysteme). Im Bereich der Betriebsführung sollte kurzfristig eine Roadmap festgelegt werden, wie die heutige präventive Betriebsführung der Übertragungsnetze durch eine reaktive Betriebsführung abgelöst werden kann. Hierdurch können Redispatch-Kosten deutlich gesenkt und eine Entzerrung von Windenergiezubau und Netzerweiterung erfolgen. Parallel sollte der Netzausbau vorausschauend vorangetrieben werden, um die Notwendigkeit von Einspeisemanagement zu reduzieren. Eine stärkere Gleichverteilung über Deutschland kann auch zu einer verbesserten Netz- und Systemsicherheit beitragen.

Zudem wird empfohlen, Maßnahmen zu ergreifen, dass Strom aus Windenergie zunehmend in den betreffenden Zeiten anders genutzt oder gespeichert werden kann. Hierzu muss der Stromsektor flexibler gestaltet werden (bspw. Flexibilisierung der Nachfrage) und der Weg für entsprechende Geschäftsmodelle geöffnet werden. Bestehende Hemmnisse für die Sektorenkopplung sind auszuräumen.

Nennleistungssteigerungen von Windenergieanlagen bei anteiliger Zahlung

Mit der Einführung von Ausschreibungen ist der Förderanspruch auf die bezuschlagte Leistung des Projekts begrenzt. Ein Upgrade über die bezuschlagte Menge hinaus ist damit nicht förderberechtigt.

tigt. Wird die Nennleistung einer bereits bezuschlagten Windenergieanlage z. B. durch ein Software-Update gesteigert, besteht der Zahlungsanspruch nur für einen Teil der fortan erzeugten und eingespeisten Strommengen. Nach § 23c EEG 2017 richtet sich die anteilige Zahlung nach der installierten Leistung der Anlage im Verhältnis zu dem jeweils anzulegenden Schwellenwert. Aus dieser Regelung resultiert ein Nachteil hinsichtlich der geförderten Strommenge und der erzielbaren Erlöse für den Anlagenbetreiber, der die Durchführung eines Upgrades wirtschaftlich unattraktiv macht, auch wenn die erzeugte Strommenge am Standort durch das Upgrade erhöht werden könnte.

Es wird daher empfohlen, die Regelung zur anteiligen Zahlung für Windenergie an Land anzupassen, um einen effizienten Windenergieausbau sicherzustellen. In diesem Zusammenhang sollte zunächst geklärt werden, welche Referenzerträge für die Ermittlung der Standortgüte maßgeblich sind. Darauf aufbauend könnte die anteilige Zahlung zum Beispiel in Abhängigkeit von den anzulegenden Referenzerträgen erfolgen, weitere Vorschläge sollten abgewogen werden. Unabhängig von der Anpassung der anteiligen Zahlung wird empfohlen eine Bagatellgrenze für die Überschreitung der bezuschlagten Menge einzuführen, um unverhältnismäßig hohen Aufwand zur Berechnung von anteiligen Zahlungen bei geringfügigen Anpassungen der verwendeten Technologie abzufangen.

9. Literaturverzeichnis

- AGEE-Stat 2019 Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, Stand: Februar 2019, verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html , zuletzt abgerufen am 2.5.2019
- Agora Energiewende 2018 Agora Energiewende (2018): Wie weiter mit dem Ausbau der Windenergie? Zwei Strategievorschläge zur Sicherung der Standortakzeptanz von Onshore Windenergie.
- 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); Mattern, S.; Dr. Altröck, 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
- Registerdaten Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), Register (nach § 3 Nr. 39 EEG), verschiedene Stände der EEG-Anlagenstammdaten (außer PV-Gebäudeanlagen) mit Registrierung vor Start des MaStR
- 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 12/17
- BDB 2019 Betreiber-Datenbasis, WEA-Standortdaten, Stand 01/19
- 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
- BGBl. I 1996 S. 1189 Gesetz zur Änderung des Baugesetzbuchs, Bundesgesetzblatt Jahrgang 1996 Teil I Nr. 40 S. 1189.

- BGBI. I 2016 S. 2258 Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien, Bundesgesetzblatt Jahrgang 2016 Teil I Nr. 49 S. 2258.
- BGBI. I 2016 S. 3106 Gesetz zur Änderung der Bestimmungen zur Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenversorgung, Bundesgesetzblatt Jahrgang 2016 Teil 1 Nr. 65 S. 3106.
- BGBI. I 2017 S. 1693 Zweite Änderung: Zweites Gesetz zur Novellierung von Finanzmarktvorschriften auf Grund europäischer Rechtsakte (Zweites Finanzmarktnovellierungsgesetz – 2. FiMaNoG), Bundesgesetzblatt Jahrgang 2017 Teil I Nr. 39 S. 1693.
- BGBI. I 2017 S. 2503 Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (Netzentgeltmodernisierungsgesetz), Bundesgesetzblatt Jahrgang 2017 Teil I Nr. 48 S. 2503.
- BGBI. I 2017 S. 2532 Gesetz zur Förderung von Mieterstrom und zur Änderung weiterer Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, Bundesgesetzblatt Jahrgang 2017 Teil I Nr. 49 S. 2532.
- BGBI. I 2017 S. 3167 Verordnung zu Ausschreibungen für KWK-Anlagen und innovative KWK-Systeme, zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen sowie zur Änderung weiterer Verordnungen, Bundesgesetzblatt Jahrgang 2017 Teil I Nr. 57 S. 3167.
- BGBI. I 2018 S. 1850 Gesetz zur Änderung des Tiergesundheitsgesetzes, des Bundesjagdgesetzes und des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, Bundesgesetzblatt Jahrgang 2018 Teil I Nr. 38 S. 1850.
- BGBI. I 2018 S. 2549 Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften, Bundesgesetzblatt Jahrgang 2018 Teil I Nr. 47 S. 2549.
- BGBI. I. 2018 S. 862 Drittes Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, Bundesgesetzblatt Jahrgang 2018 Teil I Nr. 22 S. 862.
- 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

- BMWi 2018 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018): Bundesbericht Energieforschung 2018 – Forschungsförderung für die Energiewende, Juni 2018.
- BMWi 2018b Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018): 7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung – Innovationen für die Energiewende, September 2018.
- BMWi 2019 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019): Entwurf des integrierten nationalen Energie- und Klimaplan, 04.01.2019.
- BMWi 2019b Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019): Kommission »Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung«, Abschlussbericht, Januar 2019.
- 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 (2017): Festlegung 8175-02-00-17/1 vom 29.11.2017, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Onshore/Festlegung17_1.html
- BNetzA 2017b Bundesnetzagentur (2017): Festlegung der Verteilernetzausbaugebiete und der Verteilernetzkomponente (8175-06-00-17/1) vom 18.12.2017, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/GemeinsAusschr/FestlegungVNAusbaugebiet.html
- 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
- BNetzA 2018 Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030 vom 15. Juni 2018
- BNetzA 2018a Bundesnetzagentur (2018): EE-Förderung Windenergie an Land – Oktober bis Dezember 2018, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html
- BNetzA 2018b Bundesnetzagentur (2018): Festlegung 8175-02-00-18/1 vom 27.11.2018, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Onshore/Festlegung18_1.pdf
- BNetzA 2018c Bundesnetzagentur (2018): Ergebnisse der gemeinsamen Ausschreibung von Wind- und Solaranlagen, Pressemitteilung vom 12.04.2018
- BNetzA 2018d Bundesnetzagentur (2018): Ergebnisse der zweiten gemeinsamen Ausschreibung von Wind- und Solaranlagen, Pressemitteilung vom 19.11.2018
- BNetzA 2019 Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): Statistiken zum Ausschreibungsverfahren zur Ermittlung der finanziellen Förderung von Windenergieanlagen an Land nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG), Stand 15.02.2019
- BNetzA 2019b Bundesnetzagentur (2019): Statistiken zum Ausschreibungsverfahren zur Ermittlung der finanziellen Förderung von Windenergieanlagen an Land nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG), Stand 15.02.2019.
- BNetzA 2019c Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen Gesamtjahr und Viertes Quartal 2018, Stand 17.05.2019, online verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bunde>

snetzagentur/Publikationen/Berichte/2019/Quartalsbericht_Q4_2018.pdf?__blob=publicationFile&v=4

- BR Wie weiter mit dem Ausbau der Windenergie? Zwei Strategievorschläge zur Sicherung der Standortakzeptanz von Onshore Windenergie.
- 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).
- BüGembeteilG M-V 2016 Gesetz über die Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern sowie Gemeinden an Windparks in Mecklenburg-Vorpommern (Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz - BüGembeteilG M-V), vom 18. Mai 2016, GVOBl. M-V 2016, S. 258
- Bundesrat 2018a Bundesrat (2018): Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Antrag des Landes Nordrhein-Westfalen vom 9. Februar 2018, Bundesrat Drucksache 3/18.
- Bundesrat 2018b Bundesrat (2018): Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Gesetzesantrag des Landes Niedersachsen vom 17. Januar 2018, Bundesrat Drucksache 9/18.
- Bundesrat 2018c Bundesrat (2018): Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Gesetzentwurf des Bundesrates vom 2. Februar 2018, Bundesrat Drucksache 3/18 (Beschluss).
- Bundesrat 2018d Land Brandenburg (2018): Entschließung des Bundesrates zur Entprivilegierung der Windenergienutzung, Antrag des Landes Brandenburg, Bundesrat Drucksache 509/18
- Bundesrat 2018e Land Nordrhein-Westfalen (2018): Entwurf eines Gesetzes zur Stärkung der planerischen Steuerung der Windenergienutzung und zur Wiederbelebung der Länderöffnungsklausel zur Vorgabe von Mindestabständen zwischen Windenergieanlagen und zulässigen Nutzungen, Gesetzesantrag des Landes Nordrhein-Westfalen, Bundesrat Drucksache 484/18 vom 02.10.2018.
- Bundesrat 2018f Bundesrat (2018): Plenarprotokoll 971 vom 19.10.2018.
- Bundestag 2016 Deutscher Bundestag (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), Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und SPD, Drucksache 18/8860 vom 21.06.2016.

- Bundestag 2018 Deutscher Bundestag (2018): Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften, Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und SPD, Drucksache 19/5523 vom 06.11.2018.
- BWE 2015 Bundesverband WindEnergie e.V.: 2. BWE-Umfrage: Windenergie und Flugsicherung, Berlin, September 2015, online verfügbare unter <https://publikationen.windindustrie-in-deutschland.de/2-bwe-umfrage-windenergie-und-flugsicherung/54463544>,
- BWE 2016 Bundesverband WindEnergie e.V.: 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.windenergie.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.
- BWE 2018b Bundesverband Windenergie e.V. (2018), Genehmigungsstau blockiert Energiewende, Pressemitteilung vom 11.10.2018. <https://www.windenergie.de/presse/pressemitteilungen/detail/genuehmigungsstau-blockiert-energie-wende/>
- BWE 2019 Bundesverband Windenergie (BWE): Weiterbetriebmöglichkeiten von WEA für die Zeit nach dem EEG-Vergütungszeitraum – Beispiele aus der „Praxis“, Vortrag vom 28. Februar 2019, verfügbar unter: https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/files/node/4490/2_Derouiche.pdf (letzter Zugriff: 19.03.2019)
- BWE 2019b Bundesverband WindEnergie (2019): Ausbauzahlen für das Gesamtjahr 2018 in Deutschland: Windenergie an Land – Zubau bricht stark ein, Mittel- und Langfristperspektive muss jetzt gesetzlich fixiert werden. Pressemitteilung vom 29.01.2019 sowie persönliche Statements im Rahmen der Pressekonferenz.
- BWE 2019c Bundesverband WindEnergie (2019): Mangelnde Teilnahme an Ausschreibungen zeigt hohe Verunsicherung der Branche. Pressemitteilung vom 15.02.2019.

- BWE BW et al. 2018 Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE) Landesverband Baden-Württemberg, Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (2018): Noch mehr Wind(energie) in Baden-Württemberg, 10. Windbranchentag Baden-Württemberg, https://www.zsw-bw.de/fileadmin/user_upload/PDFs/Veranstaltungen/Flyer_Windbranchentag_BW_2018.pdf
- CDU 2018 CDU Deutschland (2018): Sonstige Beschlüsse, 31. Parteitag der CDU Deutschland, 7. bis 8. Dezember, Hamburg Messe, https://www.cdu.de/system/tdf/media/dokumente/sonstige_beschlusse_final.pdf?file=1
- CDU et al. 2018 CDU, CSU und SPD (2018): Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 19. Legislaturperiode, <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975226/847984/5b8bc23590d4cb2892b31c987ad672b7/2018-03-14-koalitionsvertrag-data.pdf>
- CDU, CSU und SPD 2018 Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD vom 7. Februar 2018.
- Daimler 2018 Daimler. Mercedes-Benz Cars treibt die Nachhaltigkeit in den Werken voran. Verfügbar unter: <https://www.daimler.com/nachhaltigkeit/betrieblicher-umweltschutz/co2-neutrale-produktion.html>, letzter Zugriff: 07.03.2019..
- DNV GL 2016 DNV GL: STANDARD - Lifetime extension of wind turbines (Edition March 2016) - DNVGL-ST-0262.
- dpa 2018 dpa Deutsche Presse-Agentur (2018): 10H-Regel zeigt Wirkung: Kaum noch Anträge für Windräder, 26.02.2018, <https://www.sueddeutsche.de/news/wirtschaft/energie--muenchen-10h-regel-zeigt-wirkungkaum-noch-antraege-fuer-windraeder-dpa.urn-newsml-dpa-com-20090101-180226-99-240576>
- 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 IIe 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 2018 Lüers, S.; Rehfeldt, Dr.-Ing. K.; Wallasch, A.-K.; Vogelsang, K. (Deutsche WindGuard). Januar 2018. Status des Windenergieausbaus in Deutschland 2017. Im Auftrag von BWE und VDMA Power Systems.
- DWG 2019 Deutsche WindGuard. Januar 2019. Status des Windenergieausbaus in Deutschland - Jahr 2018. Im Auftrag von BWE und VDMA Power Systems.
- 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 2018 Deutsche WindGuard/ZSW: Wissenschaftlicher Bericht - Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz, Teilvorhaben II e): Wind an Land. März 2018.
- E&M 2018 Energie & Management (E&M), Ralf Köpke: Neuer Hype PPA. Artikel vom 15.12.2018.
- E&M 2018b Energie & Management (E&M), Ralf Köpke: Statkraft schließt ersten deutschen Windstrom-PPA ab. Artikel vom 03.09.2018.
- Ecofys et al. 2015 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.
- 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.
- EE 2018 Erneuerbare Energien: Zukunft der Windkraft. Warum sich PPAs für Windparks durchsetzen. Artikel vom 08.06.2019.
- 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
- Enecon 2018b Enercon: Zurück zum Ring – EP3-Kompaktdesign setzt auf Funktionalität in Retro-Form. Artikel im Enercon Windblatt 01/28, verfügbar unter: https://www.enercon.de/fileadmin/Redakteur/Medien-Portal/windblatt/pdf/Windblatt_01_18_DE.pdf, letzter Zugriff 20.03.2019
- Enercon 2018 ENERCON beliefert VDKL-Kühlhäuser mit grüner Energie aus Bestandswindparks. Pressemitteilung vom 19.09.2018. Verfügbar unter: <https://www.enercon.de/de/aktuelles/enercon-beliefert-vdkl-kuehlhaeuser-mit-gruener-energie-aus-bestandswindparks/>. Letzter Zugriff: 08.03.2019.
- 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.
- Energy Brainpool 2019 Energy Brainpool: Power Purchase Agreements II: Marktanalyse, Bepreisung & Hedgingstrategien. 29.01.2019.
- Enertrag 2017 Enertrag (2018): Ausschreibungen: voller Erfolg der Bürgerenergiegesellschaften in Zusammenarbeit mit ENERTRAG, Pressemitteilung vom 15.07.2017. Verfügbar unter: https://www.enertrag.com/index.php?id=594_presse-meldung-details&no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=195&cHash=3cfb9d6e38ec37958bc2dea8388590, letzter Zugriff am 04.07.2017
- FA Wind 2015 Fachagentur Windenergie an Land (2015): Dauer und Kosten des Planungs- und Genehmigungsprozesses von Windenergieanlagen an Land
- FA Wind 2018 Fachagentur Windenergie an Land e.V.: Bedarfsgerechte Befuerungstechnologien [online] zuletzt abgerufen am 14.2.2018 unter: <https://www.fachagentur-windenergie.de/themen/befuerung/bedarfsgerechte-befuerung-von-windenergieanlagen.html>
- FA Wind 2018b Fachagentur Windenergie an Land e.V. : Umfrage zur Akzeptanz der Windenergie an Land - Herbst 2018, November 2018.
- FA Wind 2019 Fachagentur Windenergie an Land (2019): Ausbau- und Genehmigungssituation der Windenergie an Land – Abstandserfordernisse und Genehmigungshemmnisse. Vortrag von Jürgen Quentin am 13.02.2019 im Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BWMi).
- FGW 2015 FGW e.V. - Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien, Referenzerträge für einzelne Anlagentypen mit unterschiedlichen Nabenhöhen, Stand April 2015

- FIS 2018 Forschungsinformationssystem: Ansätze zur Problemlösung bei der Befuerung von Windenergieanlagen [online] Zuletzt abgerufen am 14.2.2018 unter: <https://www.forschungsinformationssystem.de/servlet/is/407804/>
- GCGET 2019 Global Commission on the Geopolitics of Energy Transformation (2019): A New World – The Geopolitics of the Energy Transformation. ISBN 978-92-9260-097-6.
- GL 2009 Germanischer Lloyd: Richtlinie für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen (Ausgabe 2009); Vorschriften und Richt-linien, 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.
- GVOBl. 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 18.05.2016. GVOBl. M-V 2016 S. 258.
- GWEC 2019 Global Wind Energy Council, 2018. Global Wind Statistics 2018: Brüssel.
- Handelsblatt 2018 Handelsblatt: VW will den E-Golf-Nachfolger klimaneutral herstellen. Artikel vom 04.12.2018.
- Handelsblatt 2018b Handelsblatt: Greenpeace Energy sichert alten Windparks den Betrieb. Artikel vom 06.09.2018.
- Handelsblatt 2019 Handelsblatt: CO₂-freie Produktion bis 2050: Thyssen-Krupp will Hochöfen dichtmachen. Artikel vom 21.01.2019.
- Hanke 2018 Steven Hanke: EU will Genehmigungsverfahren für Erneuerbare beschleunigen. energate messenger vom 12.10.2018.
- Herr 2018 Michael Herr (2018): Die Windkraft in BW in den Genehmigungsverfahren – eine Bilanz, Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft, 10. Windbranchentag Baden-Württemberg am 21.06.2018.
- Herz/Valentin 2014 Herz, Dr. Steffen / Valentin, Dr. Florian: Direktvermarktung, Direktlieferung und Eigenversorgung nach EEG 2014. Berlin, EnWZ 8/2014.
- Hirschl 2019 Bernd Hirschl (2019): Finanzielle Beteiligung: Schlüssel zur Akzeptanz?! Überblick über Vorschläge zur finanziellen Beteiligung von betroffenen Kommunen, Workshop »Flächen und Akzeptanz für Wind an Land« am 13.02.2019 im BMWi.

- Hrach 2019 Marcus Hrach (2019): „Verlängerung des Moratoriums ist niederschmetternd“, energate messenger plus, 18.01.2019.
- 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 Ille Stromerzeugung aus Windenergie. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Juli 2014.
- IFOK 2018 IFOK, Deutsche WindGuard, Solarpraxis Engineering, Prognos, Institut für ökologische Wirtschaftsforschung, Becker Büttner Held (2018): Erneuerbare Energien-Vorhaben in den Tagebauregionen, Projektbericht vom 26.10.2018.
- ISI 2018 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). Dezember 2018. Monitoring der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien, im Rahmen der Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz
- IWES 2019 Windmonitor, Auswertung zu Vollaststunden, verfügbar unter: http://windmonitor.iee.fraunhofer.de/windmonitor_de/3_Onshore/5_betriebsergebnisse/1_vollaststunden/ (letzter Zugriff am 19.03.2019)
- IWR 2017 Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR), 2017, Der IWR-Windertragsindex für Regionen. <http://www.iwr.de/wind/wind/windindex/>, zuletzt abgerufen am 5.7.2017.
- KfW 2019 KfW: Konditionenübersicht für Endkreditnehmer in den Förderprogrammen der KfW Bankengruppe, Stand: 15.03.2019.
- Köck 2017 Wolfgang Köck (2017): Zur Parallelität von Wassernutzungsrechten und Windnutzungsrechten, Zeitschrift für Umweltrecht 12/2017.
- KPMG 2018b KPMG: Power Purchase Agreements mischen den Markt für Windenergie auf. Ökostrom wird dank Direktabnahmeverträgen für Unternehmen immer attraktiver. Verfügbar unter: <https://klardenker.kpmg.de/power-purchase-agreements-mischen-den-markt-fuer-windenergie-auf/>. Letzter Zugriff: 08.03.2019.
- Landtag BB 2018 Landtag Brandenburg (2019): Gesetz zur Zahlung einer Sonderabgabe an Gemeinden im Umfeld von Windenergieanlagen (Windenergieanlagenabgabengesetz – BbgWindAbgG), Gesetzentwurf der SPD-Fraktion und der Fraktion DIE LINKE vom 17.01.2019, Drucksache 6/10392.
- 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)

- MNRE 2018 Government of India, Ministry of New and Renewable Energy (2018): A target of installing 175 GW of renewable energy capacity by the year 2022 has been set, Pressemitteilung vom 19.07.2018.
- Naturstrom Naturstrom AG: Volle Windkraft voraus. Broschüre. 2018. Verfügbar unter: https://www.naturstrom.de/fileadmin/landingpages/Landingpages_Strom/2018/NATURSTROM_AG_Volle_Windkraft_voraus.pdf. Letzter Zugriff: 08.03.2019.
- NEP 2019 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH: Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Stand: 15. April 2019, online verfügbar unter: <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2030-2019>
- 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
- Netztransparenz 2018 Bewegungsdaten 2017 gemäß der EEG-Jahresabrechnungen, 2018. Online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen>
- Netztransparenz 2018a EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2017, 2018. Online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>
- NRW 2019 Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (2019): Geplante Änderungen des LEP NRW, Entwurf gemäß Kabinettsbeschluss vom 19.02.2019.
- OVG BE/BB 2018 Oberverwaltungsgericht Berlin-Brandenburg (2018): Regionalplan »Havelland-Fläming 2020« ist unwirksam – 22/18, Pressemitteilung vom 05.07.2018, <https://www.berlin.de/gerichte/oberverwaltungsgericht/presse/pressemitteilungen/2018/pressemitteilung.719009.php>
- OVG NI 2014 Niedersächsisches Oberverwaltungsgericht (2014): Festlegungen zur Windkraftnutzung im Regionalen Raumordnungsprogramm des Landkreises Cuxhaven für unwirksam erklärt, Pressemitteilung vom 15.05.2014.
- OVG SH 2015 Schleswig-Holsteinisches Oberverwaltungsgericht (2015): OVG Schleswig erklärt die Teilfortschreibung des Regionalplans 2012 für die Planungsräume I und III zur Ausweisung von Eignungsgebieten für die Windenergie für unwirksam, Pressemitteilung vom 21.01.2015.
- Prowind 2017 Prowind (2017): Hoher Mitarbeiter-Beteiligungsgrad zeigt starke Verbundenheit, Pressemitteilung vom 31.03.2017.

- 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>
- Quentin 2019 Jürgen Quentin (2019): Ausbau- und Genehmigungssituation der Windenergie an Land – Abstandserfordernisse und Genehmigungshemmnisse, Workshop »Flächen und Akzeptanz für Wind an Land« am 13.02.2019 im BMWi.
- 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
- Schmidt-Eichstaedt 2018 Gerd Schmidt-Eichstaedt (2017): Wem gehört der Wind? Oder: Der Wind als Bodenschatz, https://www.landtag.brandenburg.de/media_fast/5701/170929%20S-E_Wem%20geh%C3%B6rt%20oder%20Wind%20%282%29.pdf
- Senvion 2019 Senvion: Senvion takes action to strengthen business model and execution. Pressemitteilung vom 24.02.2019. Verfügbar unter: <https://www.senvion.com/global/en/newsroom/press-releases/detail/senvion-takes-action-to-strengthen-business-model-and-execution/>, letzter Zugriff: 20.03.2019
- 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-oeko-anlagen-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_jahrta1.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_jahrta1.asp, zuletzt abgerufen am 6.3.2017.
- Statistische Ämter 2019 "Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2014, Fläche und Bevölkerung nach Ländern. Online verfügbar unter: <https://www.statistikportal.de/de/bevoelkerung/flaeche-und-bevoelkerung>, zuletzt abgerufen am 04.03.2019.
- STMI Bayern 2016 Bayerisches Staatsministerium des Innern, für Sport und Integration (2016): Anwendungshinweise zur 10 H-Regelung, Stand Juni 2016.
- STMI Bayern 2018 Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie (2018): Anfrage zum Plenum des Herrn Abgeordneten Markus Rinderspacher (SPD), Antwort vom 12.04.2018.
- STMI Bayern et al. 2016 Gemeinsame Bekanntmachung der Bayerischen Staatsministerien des Innern, für Bau und Verkehr, für Bildung und Kultus, Wissenschaft und Kunst, der Finanzen, für Landesentwicklung und Heimat, für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie, für Umwelt und Verbraucherschutz, für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten sowie für Gesundheit und Pflege (2016): Hinweise zur Planung und Genehmigung von Windenergieanlagen (WEA), Windenergie-Erlass – BayWEE, 19.07.2016.
- StromStG 2016 Stromsteuergesetz, zuletzt geändert durch Art. 19 Abs. 13 G v. 23.12.2016.
- SUER 2018 Hartmut Kahl, Nils Wegner (2018): Kommunale Teilhabe an der lokalen Wertschöpfung der Windenergie: Das Instrument einer Außenbereichsabgabe, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht (# 9), Juni 2018.
- UBA 2018 Umweltbundesamt (2018): Klimaschutz: Windenergieanlagen weiterhin privilegieren, Mitteilung vom 07.11.2018, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klimaschutz-windenergieanlagen-weiterhin>

- UBA 2019 Umweltbundesamt (UBA): Statistik des deutschen Herkunftsnachweisregisters 2018. Stand: 30.09.2018.
- 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_publication_2017_06_MBI-Energy-Daily.pdf
- Untersteller 2018 Franz Untersteller (2018): 10. Windbranchentag unter schwierigen Rahmenbedingungen, <https://www.baden-wuerttemberg.de/de/service/presse/pressemitteilung/pid/10-windbranchentag-unter-schwierigen-rahmenbedingungen-1/>
- Vestas Wind Systems A/S: Annual Report 2017, 2018.
- Wegner 2015 Nils Wegner (2015): Fehlerquellen von Windkonzentrationszonenplanungen, Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht Nr. 14 vom 07.09.2015.
- Wegner 2018 Nils Wegner (2018): Fehlerquellen von Windkonzentrationszonenplanungen – ein Update, Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht Nr. 37 vom 14.12.2018.
- 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
- WindEurope: Wind energy in Europe in 2018 – Trends and statistics , 2019.
- Windturbine 2018 Windturbine Magazin: Erste Windstrom-PPAs in Deutschland abgeschlossen. Artikel vom 24.09.2018. Verfügbar unter: <https://windturbine.com/magazin/innovationen-aktuelles/103648/erste-windstrom-ppas-in-deutschland-abgeschlossen.html>. Letzter Zugriff: 08.03.2019.
- Zaspel-Heisters 2014 Länderöffnungsklausel im BauGB – Länderspezifische Mindestabstände für Windenergieanlagen und ihre räumlichen Auswirkungen
- 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.

10. Anhang

Tabelle 23: Verteilernetzausbauggebiete und Verteilernetzkomponente

Landkreis / kreisfreie Stadt	VNK Wind	VNK PV
Aichach-Friedberg	0,00	0,88
Altenburger Land	0,42	0,35
Altmarkkreis Salzwedel	0,58	0,08
Altötting	0,00	0,88
Alzey-Worms	0,58	0,08
Anhalt-Bitterfeld	0,56	0,13
Ansbach	0,07	0,88
Aurich	0,58	0,08
Bad Tölz-Wolfratshausen	0,00	0,88
Barnim	0,50	0,22
Bayreuth	0,58	0,08
Bernkastel-Wittlich	0,49	0,23
Birkenfeld	0,58	0,08
Börde	0,58	0,08
Cloppenburg	0,58	0,08
Cochem-Zell	0,58	0,08
Cuxhaven	0,58	0,08
Dahme-Spreewald	0,58	0,08
Deggendorf	0,00	0,88
Diepholz	0,58	0,08
Dillingen a. d. Donau	0,00	0,88
Dithmarschen	0,58	0,08
Donnersbergkreis	0,58	0,08
Eifelkreis Bitburg-Prüm	0,58	0,08
Emden, Stadt	0,58	0,08
Emsland	0,58	0,08
Erding	0,00	0,88
Friesland	0,58	0,08
Gotha	0,58	0,08
Grafschaft Bentheim	0,58	0,08
Havelland	0,58	0,08
Heidekreis	0,58	0,08
Hof	0,58	0,08
Höxter	0,58	0,08
Jerichower Land	0,58	0,08
Kusel	0,58	0,08
Kyffhäuserkreis	0,58	0,08
Landkreis Rostock	0,58	0,08
Landsberg am Lech	0,00	0,88
Landshut	0,00	0,88

Landkreis / kreisfreie Stadt	VNK Wind	VNK PV
Leer	0,58	0,08
Lüchow-Dannenberg	0,58	0,08
Ludwigslust-Parchim	0,58	0,08
Lüneburg	0,58	0,08
Main-Tauber-Kreis	0,58	0,08
Märkisch-Oderland	0,58	0,08
Mecklenburgische Seenplatte	0,58	0,08
Mühldorf a. Inn	0,00	0,88
Neuburg-Schrobenhausen	0,00	0,88
Neumarkt i.d. OPf.	0,42	0,35
Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim	0,24	0,64
Nienburg (Weser)	0,58	0,08
Nordfriesland	0,58	0,08
Nordwestmecklenburg	0,58	0,08
Oder-Spree	0,53	0,16
Oldenburg	0,58	0,08
Ostallgäu	0,00	0,88
Osterholz	0,58	0,08
Ostholstein	0,58	0,08
Ostprignitz-Ruppin	0,58	0,08
Paderborn	0,58	0,08
Passau	0,00	0,88
Passau	0,00	0,88
Peine	0,58	0,08
Potsdam-Mittelmark	0,54	0,16
Prignitz	0,58	0,08
Rendsburg-Eckernförde	0,58	0,08
Rhein-Hunsrück-Kreis	0,58	0,08
Rosenheim	0,00	0,88
Rotenburg (Wümme)	0,58	0,08
Rottal-Inn	0,00	0,88
Saale-Holzland-Kreis	0,58	0,08
Saale-Orla-Kreis	0,40	0,38
Salzlandkreis	0,58	0,08
Schleswig-Flensburg	0,58	0,08
Sömmerda	0,58	0,08
St. Wendel	0,58	0,08
Stade	0,58	0,08
Steinburg	0,58	0,08
Stendal	0,58	0,08
Straubing-Bogen	0,00	0,88
Teltow-Fläming	0,58	0,08
Trier-Saarburg	0,58	0,08

Landkreis / kreisfreie Stadt	VNK Wind	VNK PV
Uckermark	0,58	0,08
Uelzen	0,58	0,08
Unstrut-Hainich-Kreis	0,58	0,08
Unterallgäu	0,00	0,88
Verden	0,58	0,08
Vogelsbergkreis	0,58	0,08
Vorpommern-Greifswald	0,58	0,08
Vorpommern-Rügen	0,58	0,08
Vulkaneifel	0,58	0,08
Waldshut	0,00	0,88
Weißenburg-Gunzenhausen	0,30	0,54
Wesermarsch	0,58	0,08
Wittenberg	0,58	0,08
Wittmund	0,58	0,08
Würzburg	0,29	0,56

Quelle: BNetzA 2017b

Tabelle 24: Gebotsmengen je Bundesland in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land (Mai 2017 bis Februar 2019) in kW

Bundesland	Mai 17	Aug 17	Nov 17	Feb 18	Mai 18	Aug 18	Okt 18	Feb 19
BW	88.300	67.800	76.000	57.900	34.800	71.750	30.550	11.00
BY	63.220	27.600	28.500	20.100	2.400	39.200	76.450	12.500
BB	246.660	611.060	454.130	108.570	87.310	136.150	65.950	89.870
HB					3.400			
HE	148.850	177.730	206.670	81.350	24.900	37.880	44.500	2.780
MV	136.000	300.980	353.700	37.500	59.400	88.950	42.250	
NI	476.400	500.210	429.600	191.906	55.300	36.120	42.150	173.990
NW	478.650	574.560	497.775	140.550	139.800	99.700	24.950	103.990
RP	148.330	149.680	104.550	166.650	50.350	49.550	14.800	8.800
SL						9.000	21.900	9.000
SN	3.450	38.550	3.600	9.350	12.650	6.600	3.300	5.500
ST	45.000	73.800	100.500	68.280	79.580	29.600		42.900
SH	231.470	250.120	254.970	52.050	33.300	95.200	15.000	27.150
TH	58.550	154.850	80.850	55.100	20.950	8.900	6.550	12.600
k. A.	11.850							
Gesamt	2.136.730	2.926.940	2.590.845	989.306	604.140	708.600	388.350	499.390

Quelle: BNetzA 2019b

Tabelle 25: Zuschlagsmengen je Bundesland in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land (Mai 2017 bis Februar 2019) in kW

Bundesland	Mai 17	Aug 17	Nov 17	Feb 18	Mai 18	Aug 18	Okt 18	Feb 19
BW				23.100	34.800	71.750	28.200	11.000
BY	21.400	4.800	18.000	20.100	2.400	30.800	68.650	12.500
BB	157.610	382.750	273.300	106.270	87.310	136.150	65.950	89.870
HB					3.400			
HE	42.150	38.780	85.200	81.350	24.900	37.880	44.500	2.780
MV	76.000	126.600	154.800	16.450	59.400	70.150	42.250	
NI	246.800	238.710	90.000	154.306	55.300	32.520	42.150	173.300
NW	96.600		271.375	61.100	139.800	99.700	24.950	85.300
RP	29.400	7.500	13.200	124.100	50.350	49.550	14.800	8.800
SL						0	6.900	9.000
SN		35.100		7.050	12.650	6.600	3.300	4.700
ST	16.800	49.200		36.600	79.580	29.600		39.300
SH	119.900	36.000	58.500	35.650	33.300	95.200	15.000	27.150
TH		93.450	36.000	42.850	20.950	6.550	6.550	12.600
Gesamt	806.660	1.012.890	1.000.375	708.926	604.140	666.450	363.200	476.300

Quelle: BNetzA 2019b

Tabelle 26: Gebots- und Zuschlagsmengen nach Bietertypen in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land (Mai 2017 bis Februar 2019) in kW

Gebotstermin	Gebote		Zuschläge	
	BEG	Nicht BEG	BEG	Nicht BEG
01.05.2017	1.523.260	613.470	775.860	30.800
01.08.2017	2.460.850	466.090	958.290	54.600
01.11.2017	2.307.220	283.625	992.950	7.425
01.02.2018	193.650	795.656	155.250	553.676
01.05.2018	113.400	490.740	113.400	490.740
01.08.2018	43.000	665.600	43.000	623.450
01.10.2018	58.200	330.150	58.200	305.000
01.02.2019	91.820	407.570	91.820	384.480

Quelle: BNetzA 2019b

Tabelle 27: Gebotsvolumen, Zuschlagsvolumen und Obergrenze im Netzausbaubereich in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land (Mai 2017 bis Februar 2019) in kW

Gebotstermin	Obergrenze	Gebotsvolumen	Zuschlagsvolumen
01.05.2017	258.000	476.820	261.350
01.08.2017	322.000	631.550	213.450
01.11.2017	430.550	696.670	231.300
01.02.2018	197.313	125.106	87.656
01.05.2018	231.963	99.550	99.550
01.08.2018	314.121	202.150	183.350

Gebotstermin	Obergrenze	Gebotsvolumen	Zuschlagsvolumen
01.10.2018	409.791	92.500	92.500
01.02.2019	154.945	156.450	156.450

Quelle: BNetzA 2019b

Tabelle 28: Standortgüte-Verteilung für 2018 bezuschlagte Windenergieanlagen (Abdeckung: 189 von 713 Anlagen, v = verfügbar, g = gesamt)

Bundesland	Anzahl v/g	Mittelwert	Min	25% Quantil	Median	75% Quantil	Max
Baden-Württemberg	15/44	63.7	58,5	62.0	62,0	66.6	70,0
Bayern	7/37	61.8	60,0	60.0	60,0	60.8	71,0
Brandenburg	13/123	74.8	62,4	68.0	77,0	78.0	96,0
Hessen	24/57	71.8	58,7	64.1	70,2	77.9	94,3
Mecklenburg-Vorpommern	19/60	77.7	62,8	74.8	76,5	80.2	94,7
Niedersachsen	38/85	76.2	52,3	70.1	76,3	79.0	92,0
Nordrhein-Westfalen	36/103	78.0	58,0	74.0	77,0	82.0	96,4
Rheinland-Pfalz	24/71	70.9	56,2	63.1	70,0	77.4	86,0
Saarland	2/2	65.6	57,9	61.7	65,6	69.4	73,3
Sachsen	2/9	74.4	69,0	71.7	74,4	77.2	79,9
Sachsen-Anhalt	5/44	77.8	69,0	72.0	78,0	85.0	85,0
Schleswig-Holstein	4/55	89.3	80,0	87.5	90,0	91.8	97,2
Gesamt	189/713						

Quelle: Registerdaten 12/2018, Auswertung: ZSW

11. Anlagen

1. Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Nabenhöhen von Windenergieanlagen
2. Anreizsituation für Hybrid-Parks (Kombination aus Windenergie und PV)
3. Ausgestaltung von Höchstwertregionen in der technologieübergreifenden Ausschreibung
4. Szenarien zum Zubau aus Ausschreibungen für Windenergie an Land in den Jahren ab 2017
5. Kostendruck und Technologieentwicklung im Zuge der ersten Ausschreibungsrunden für die Windenergie an Land
6. Anreize und rechtliche Spielräume zum Verzicht auf die Nutzung erteilter Zuschläge
7. Bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung

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: SP17012A2
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.....	38
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 Ertragsabschlägen	37
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 Nabenhöhen	44

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Spannweite der ermittelten Standortgüten für unterschiedliche Nabenhöhen, Hellmann-Exponent 0,25	28
Tabelle 2: Spannweite der ermittelten Standortgüten für unterschiedliche Nabenhöhen, Hellmann-Exponent 0,15	29
Tabelle 3: Spannweite der ermittelten Standortgüten für unterschiedliche Nabenhöhen, Hellmann-Exponent 0,35	30
Tabelle 4: Einfluss des Hellmann-Exponenten auf die Standortgüte nach Nabenhöhe	31
Tabelle 5: Verfügbare Anlagenkonfigurationen in Bezug auf die Gesamt-höhe mit spezifischer Flächenleistung von 200-300 W/m ² so-wie 300-400 W/m ²	41

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 Rauigkeitslänge 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 Windhöflichkeit 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

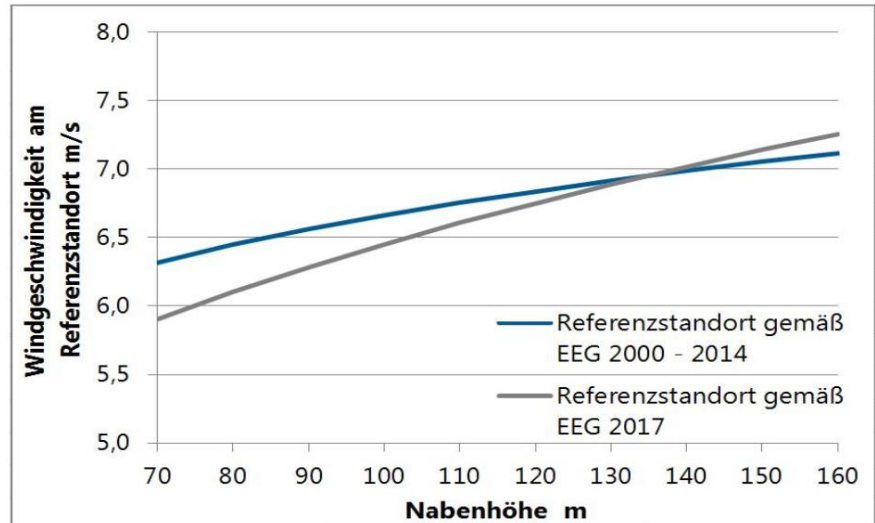
Der neue Referenzstandort wird gleichzeitig aber so gewählt, dass sich die Grundlagen zur Bewertung der Standortgüte spezifischer Windenergieanlagen verändern. Dies ergibt sich durch die Wahl des Hellmann-Faktors von 0,25. Bei einem Faktor von etwa 0,16 wären der Verlauf des Höhenprofils vergleichbar 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.

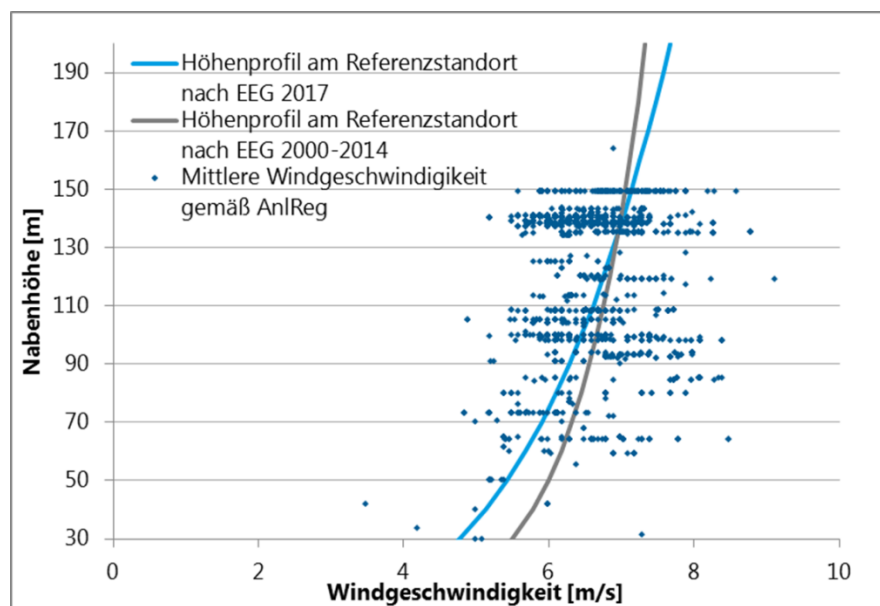
Abbildung 1:
Windgeschwindigkeit
am Referenzstandort
nach EEG 2014 und
EEG 2017 in Abhängig-
keit von der Nabhöhe



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]

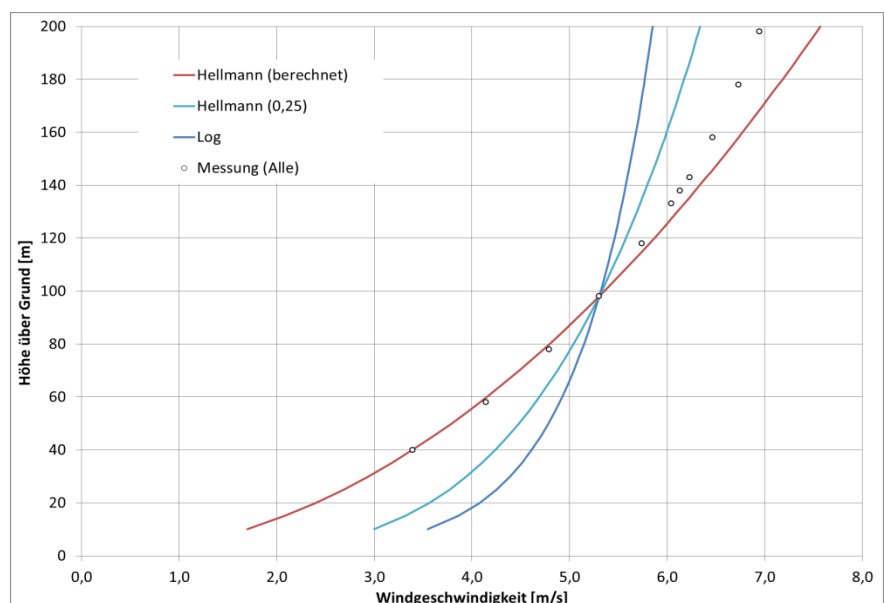
Beispielsweise ist die Windgeschwindigkeitssteigerung auf einer Hügelkuppe vor allem in einigen zehn Metern Höhe zu beobachten und nimmt in darüber hinaus gehenden Höhen wieder ab. Dies ist bei der Extrapolation der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe zu beachten, da diese bei modernen Windenergieanlagen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

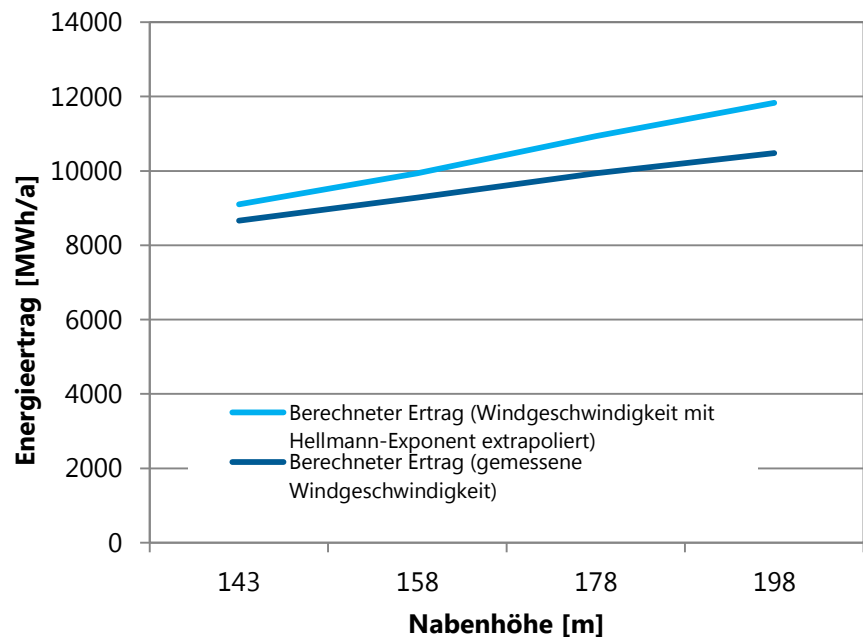
Abbildung 3: Abgleich von Messpunkten der Windgeschwindigkeit mit dem logarithmischen Profil sowie dem Hellmann-Profil nach EEG 2017 und dem berechneten Hellmann-Profil [DWG 2017]



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]

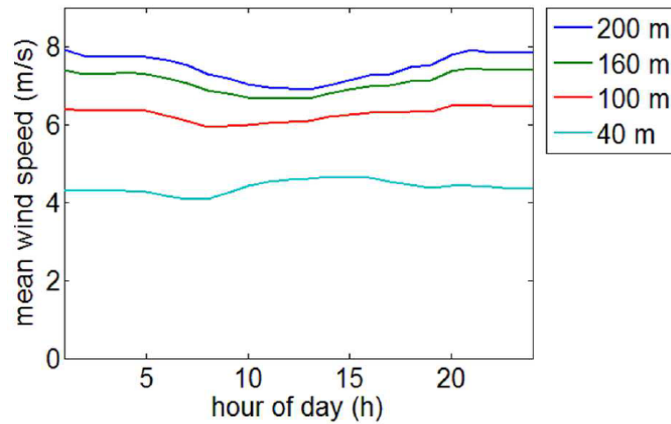
3.2 TAGESGÄNGE DER WINDGESCHWINDIGKEIT IN GROßER HÖHE

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.

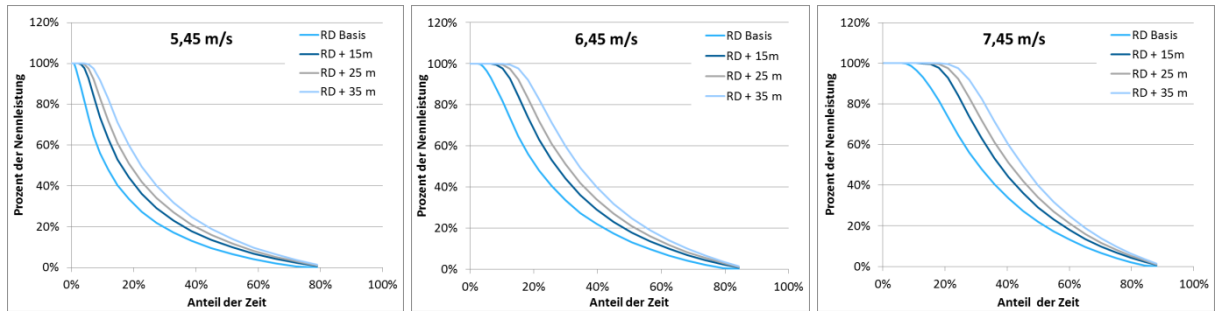
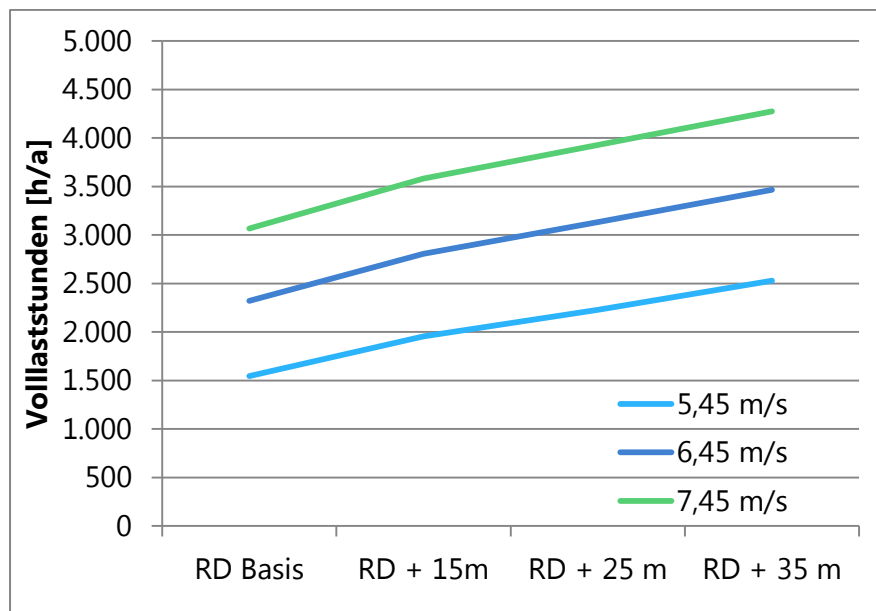


Abbildung 6:
Leistungsdauerlinien bei unterschiedlichen Rotordurchmessern und Windgeschwindigkeiten

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.

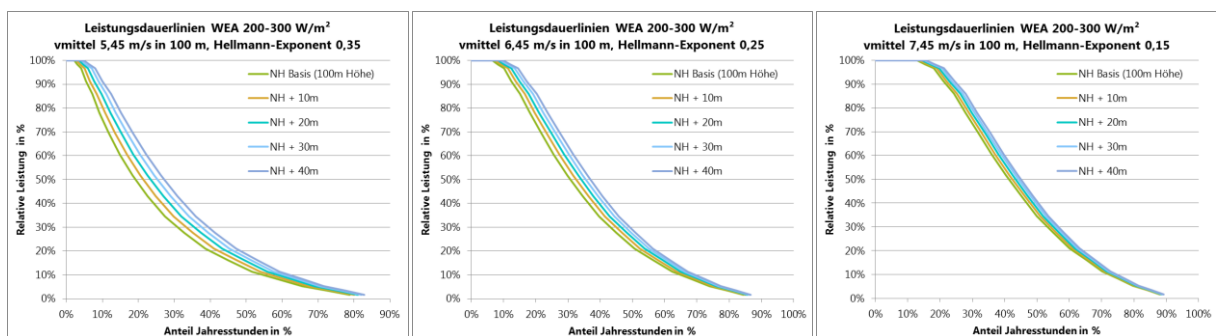
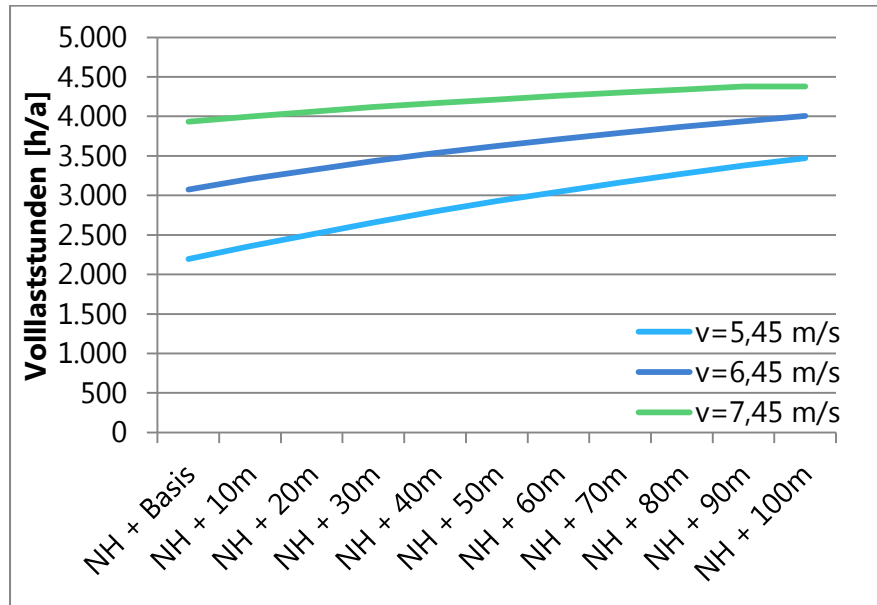


Abbildung 8:
Leistungsdauerlinien
bei unterschiedlichen
Nabenhöhen und
Windbedingungen

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 0,13% 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

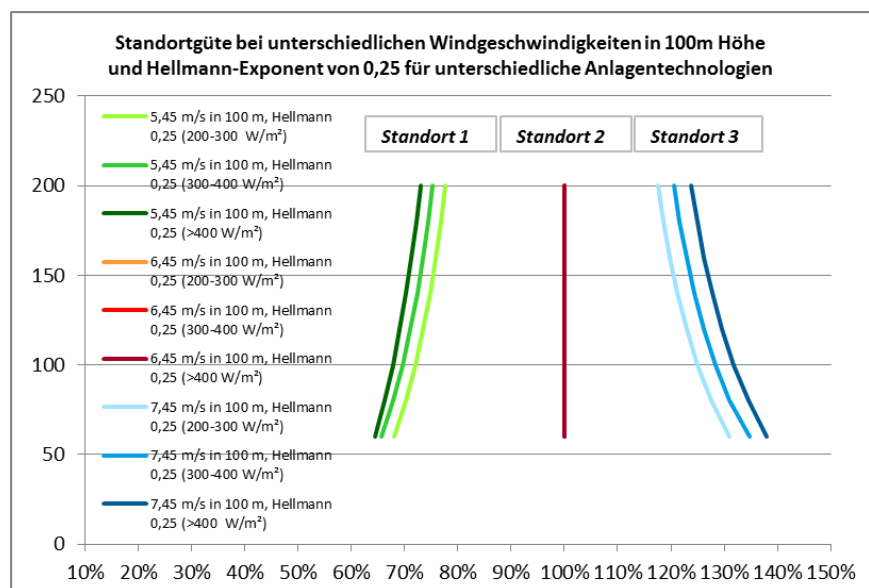
Im Folgenden wird zunächst die Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe variiert und mit einem gegenüber dem Referenzstandort gleichbleibenden Höhenprofil (Hellmann-Exponent von 0,25) hinterlegt. Es werden folgende Standort-Fälle betrachtet:

- 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

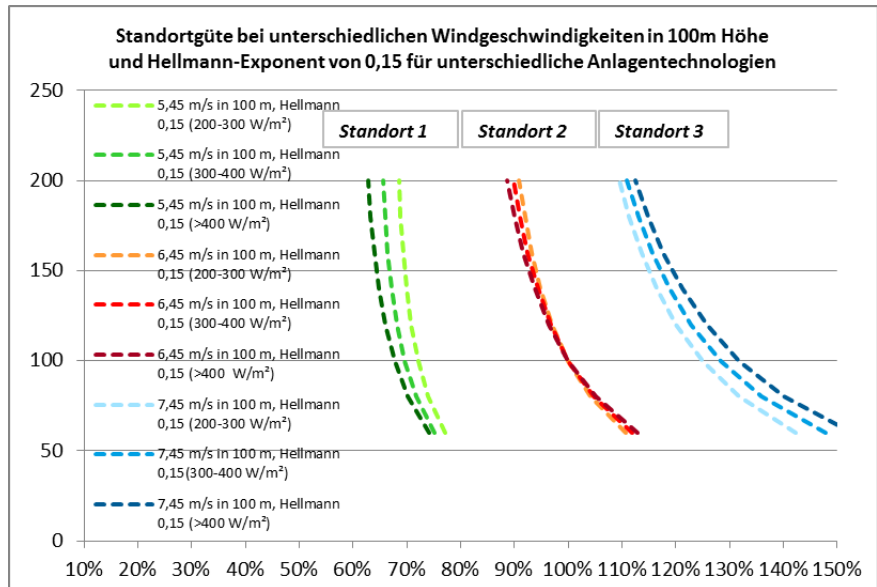
Es werden folgende Standort-Fälle in Verbindung mit den bekannten Technologieannahmen berechnet:

- 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

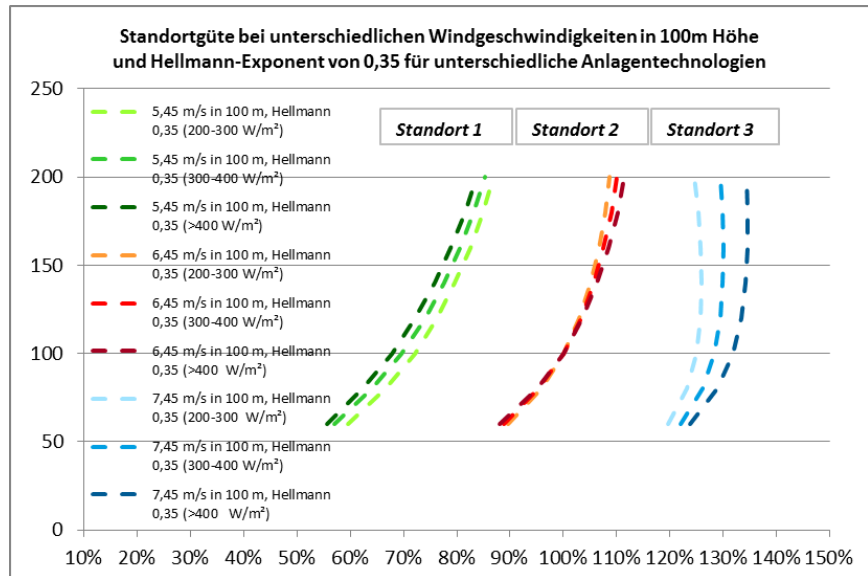
Spannweite Standortgüte zwischen unterschiedlichen Nabenhöhen (60-200 m) abhängig von der Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe bei einem Hellmann-Exponent von 0,15									
Bewertung je nach Nabenhöhe	200-300 W/m²			300-400 W/m²			>400 W/m²		
	min	max	Spanne	min	max	Spanne	min	max	Spanne
5,45 m/s	68,5%	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									
	200-300 W/m ²			300-400 W/m ²			>400 W/m ²		
Bewertung je nach Nabenhöhe	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

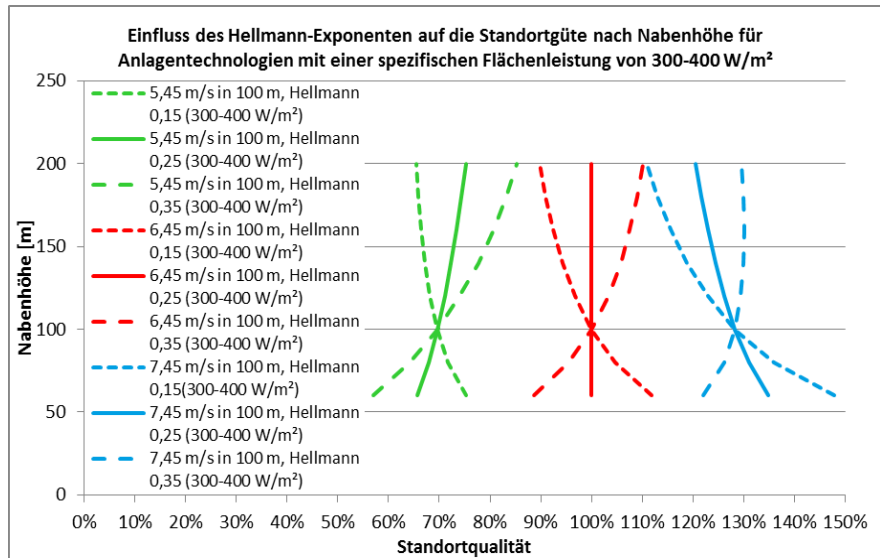


Abbildung 13 bezieht sich auf die Anlagentechnologie mit einer spezifischen Flächenleistung von 300-400 W/m². Für die weiteren Anlagentechnologien findet sich ein sehr ähnliches Bild, allerdings sind die Spannweiten im Hinblick auf die Bewertung unterschiedlicher Nabenhöhen je nach Hellmann-Exponent 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, das 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:

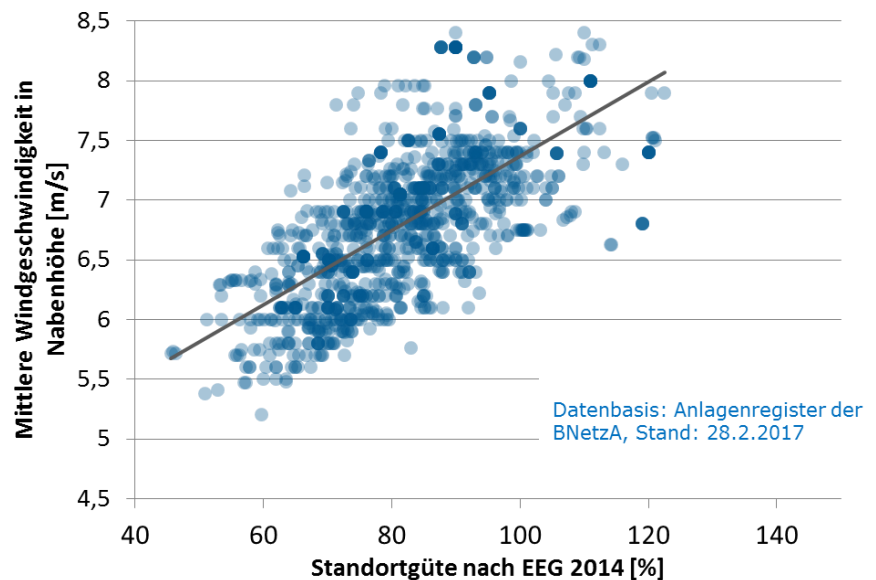
- **Investitionskosten:** Im Bereich der Analyse der Hauptinvestitionskosten konnte gezeigt werden, dass die Nabenhöhe einen klaren Einfluss auf die Höhe der spezifischen Investitionskosten nimmt (steigend mit der Nabenhöhe).
- **Energieerträge:** Eine Steigerung der Nabenhöhe bedeutet die Erreichung 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.

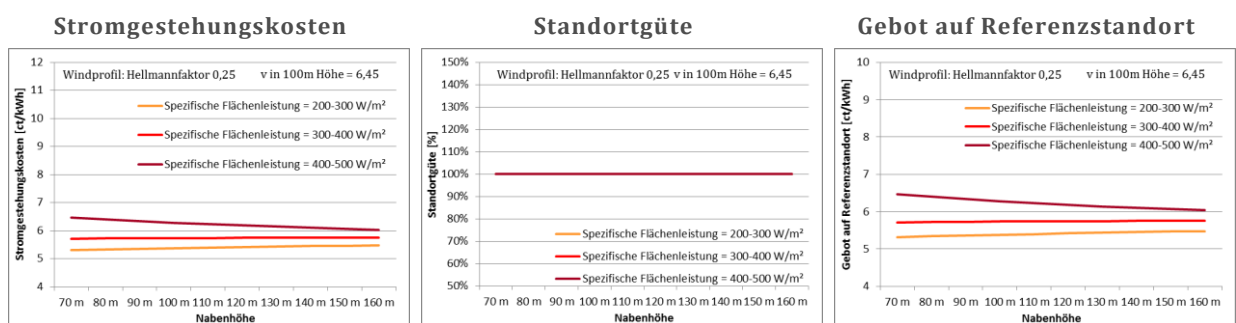


Abbildung 15: Auswertung der Stromgestehungskosten, Standortgüte und Mindestgebote an Standort 2 bei Hellmann-Exponent von 0,25

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.

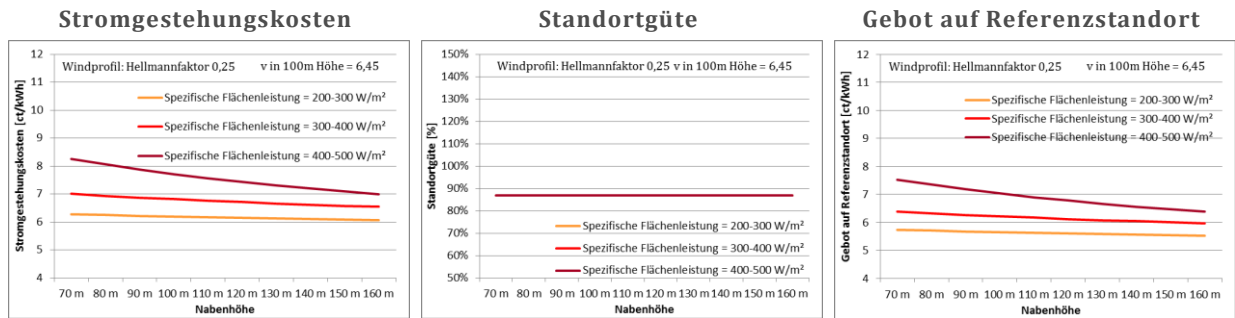


Abbildung 16:
Stromgestehungskosten, Standortgüte und potentielle Gebote am Referenzstandort inkl. Berücksichtigung von Ertragsabschlägen

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.

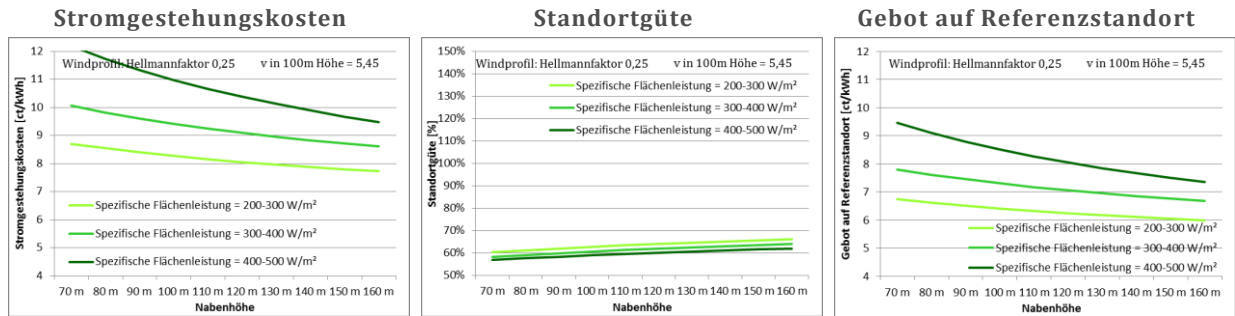


Abbildung 17: Stromgestehungskosten, Standortgüte und potentielle Gebote an einem windschwächeren Standort (Hellmann-Exponent 0,25; 5,45 m/s in 100m Höhe)

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.

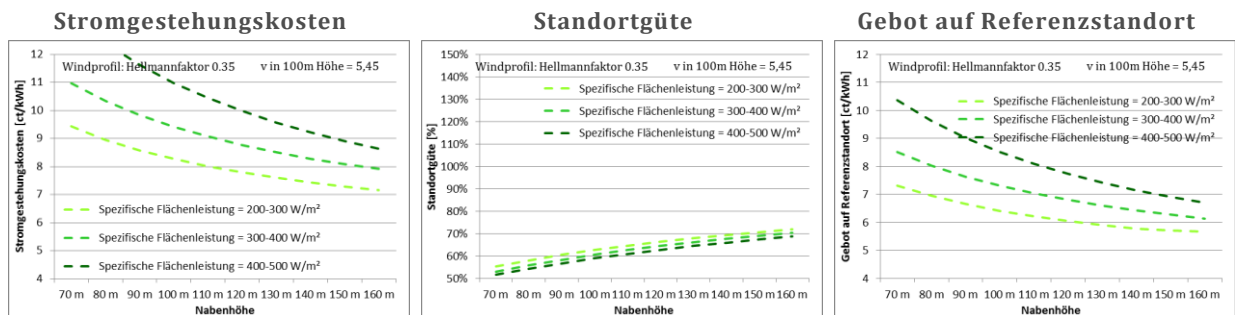


Abbildung 18: Stromgestehungskosten, Standortgüte und potentielle Gebote an einem windschwächeren Standort (Hellmann-Exponent 0,35; 5,45 m/s in 100m Höhe)

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.

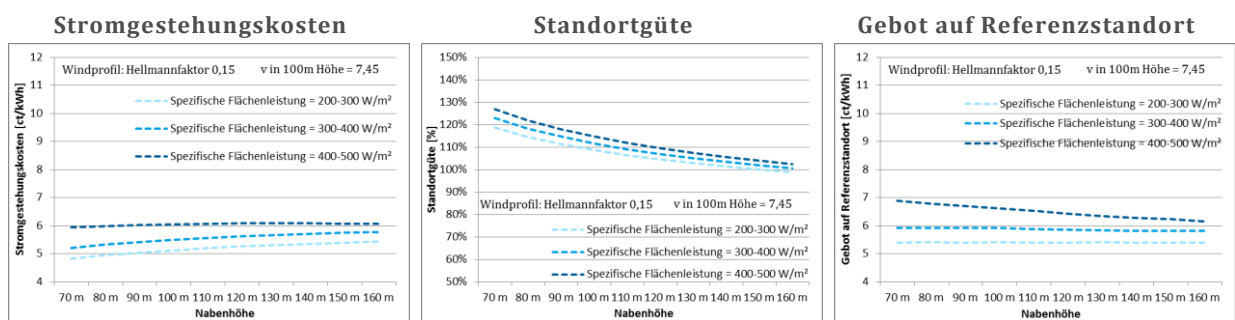


Abbildung 19: Stromgestehungskosten, Standortgüte und potentielle Gebote an einem windstärkeren Standort (Hellmann-Exponent 0,15; 7,45 m/s in 100m Höhe)

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.

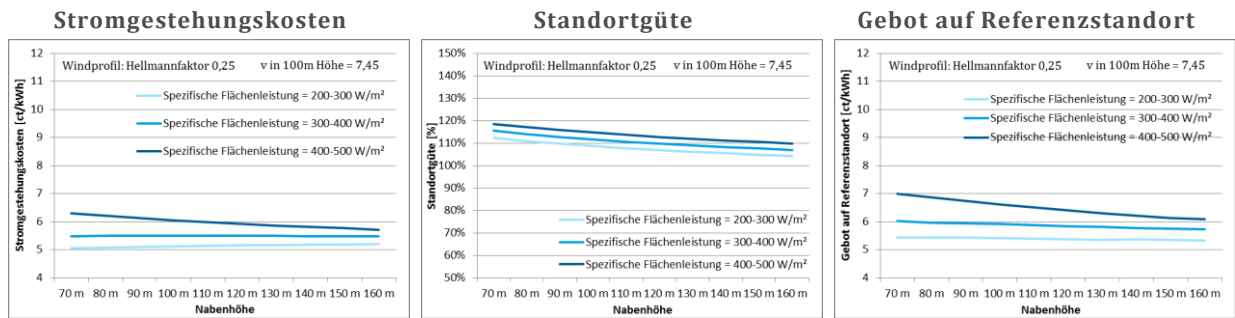


Abbildung 20:
Stromgestehungskosten, Standortgüte und potentielle Gebote an einem windstärkeren Standort inkl. Berücksichtigung von Ertragsabschlägen (Hellmann-Exponent 0,25; 7,45 m/s in 100 m Höhe)

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 Standortgütern 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.

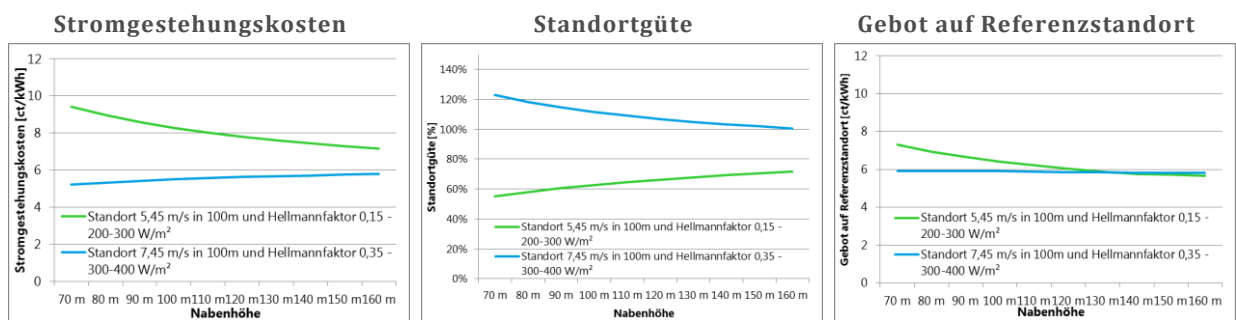


Abbildung 21: Theoretische Mindestgebote für unterschiedliche Nabenhöhen

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 VOLLASTSTUNDEN 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	6,87 ct/kWh	6,87 ct/kWh	6,87 ct/kWh	6,87 ct/kWh	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 SCHLUSSEFOLGERUNGEN 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

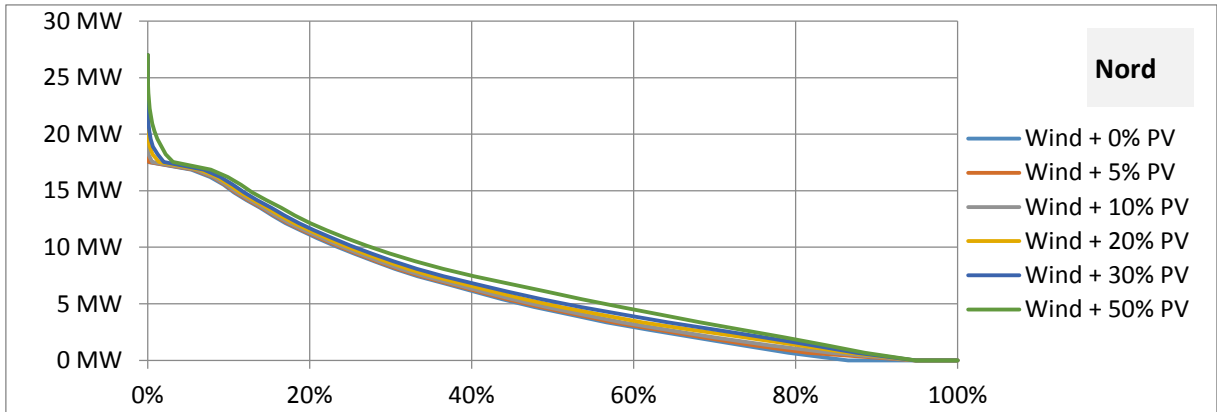


Abbildung 1

Standort Mitte

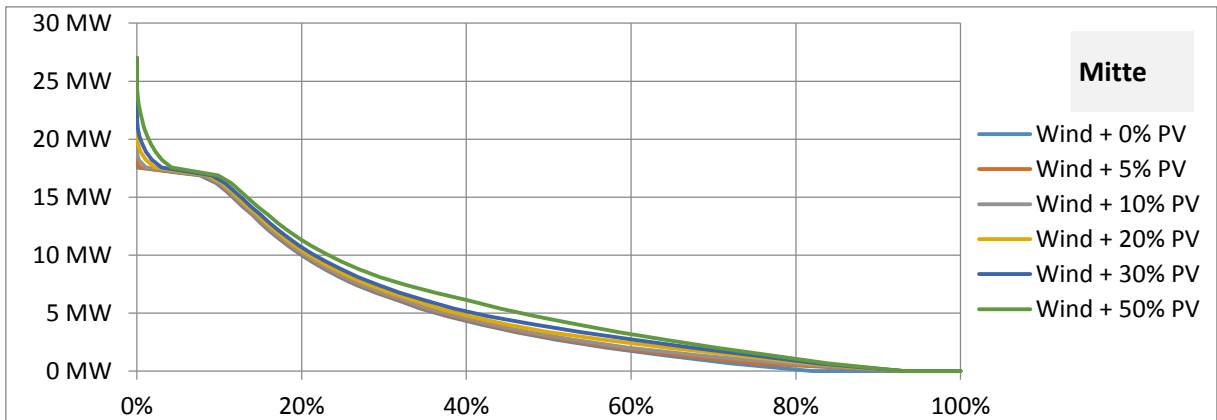


Abbildung 2

Standort Süd

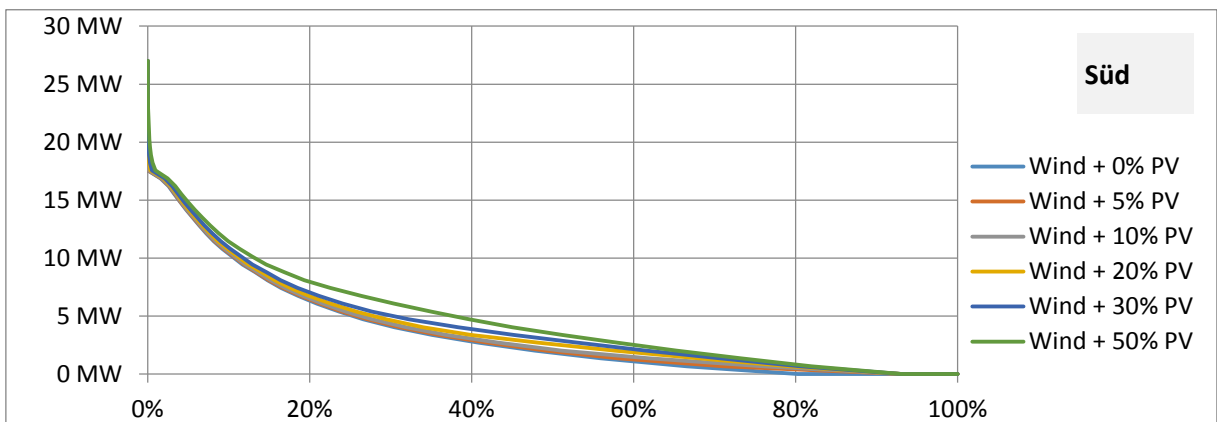


Abbildung 3

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 (ohnehin 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 Eingangsparemeter 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

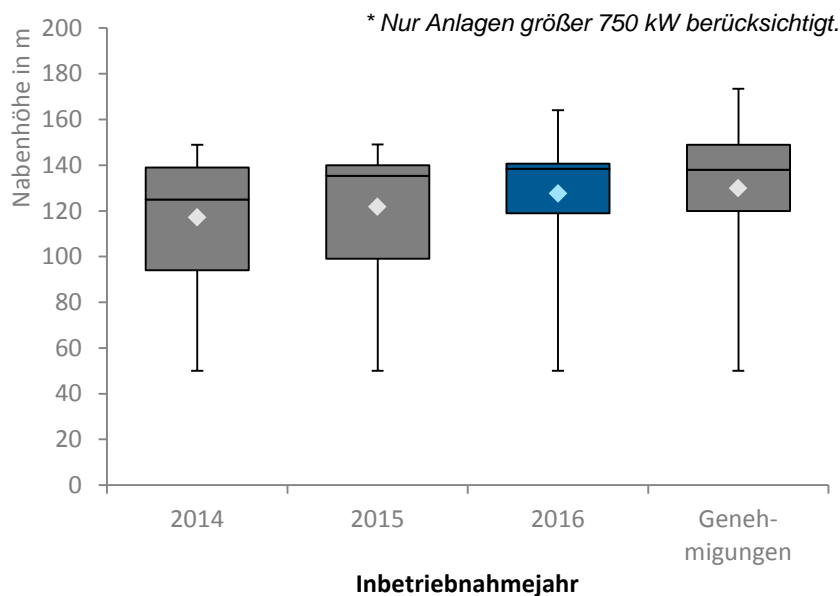
Aus diesen Gründen erscheint es nicht angebracht, bei der Regionenfestlegung ein stark komplexes Verfahren zu verfolgen. Es sollte vielmehr ein praktisch umsetzbarer Weg eingeschlagen werden und bei der darauf aufbauenden Höchstwertfestlegung gesichert werden, dass diese nicht zu ambitioniert festgelegt 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.

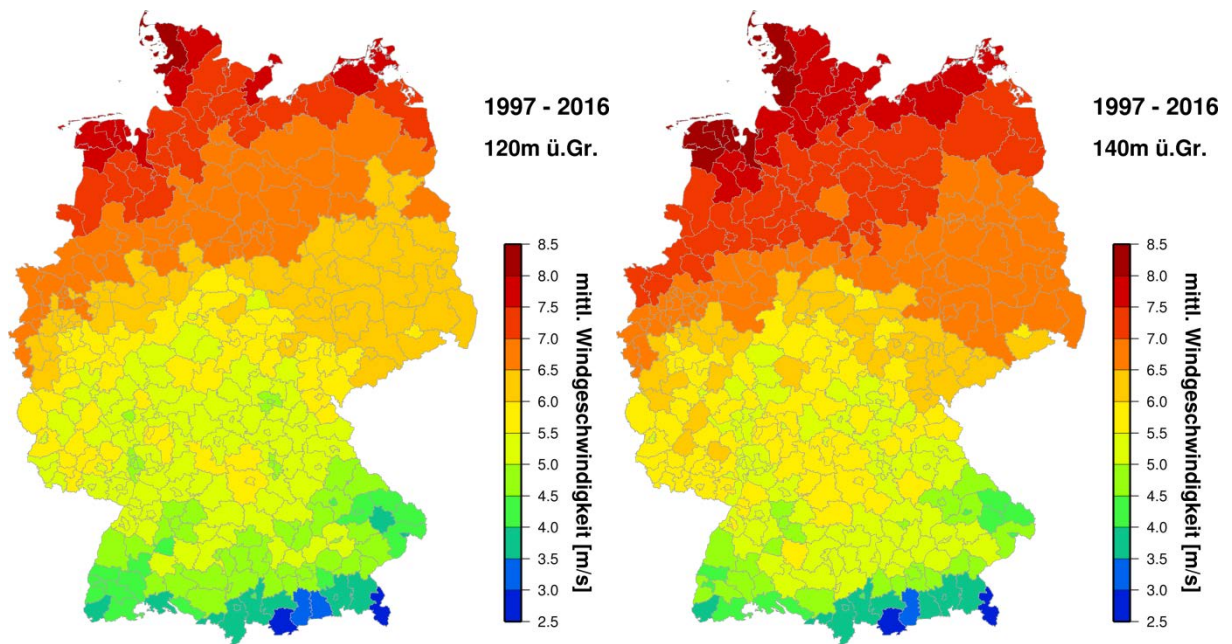


Abbildung 3:
Mittlere Windgeschwindigkeit in Deutschland in 120 m und 140 m Höhe über Grund
[anemos 2017]

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

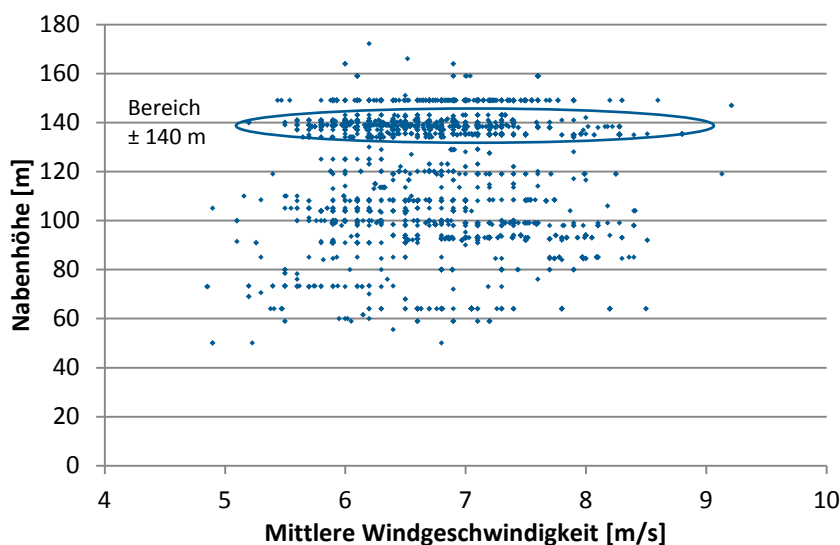
Als ersten Schritt zur Regionenfestlegung ist zu prüfen, welche mittleren Windgeschwindigkeiten in 140 m Höhe eine zentrale Rolle für die Planung von Windenergieprojekten einnehmen. Denn nur in diesen Windgeschwindigkeitsbereichen ist es sinnvoll, über Zonierungen nachzudenken.

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.

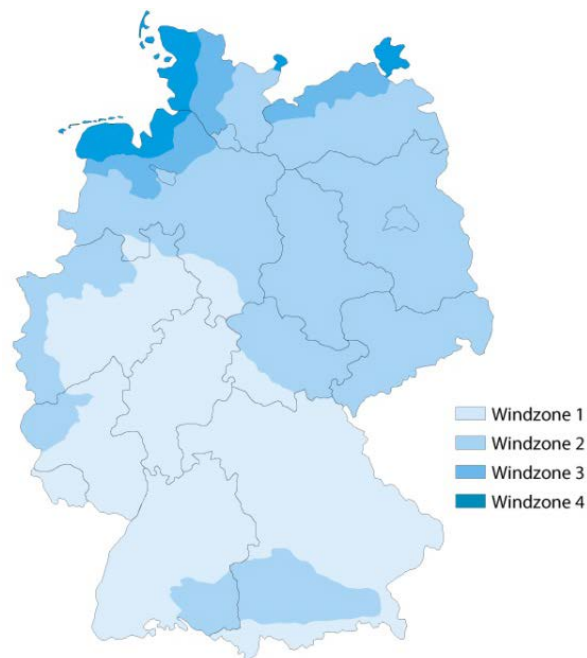
Die IEC-Windklassen beruhen unter anderem auf definierten mittleren Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe. Die Anlagenhersteller ordnen diese jedem Anlagentyp zu, um jeweils die mögliche Bandbreite an Standorten zu definieren, für die dieser konstruiert wurde. Die IEC-Klassen benennen folgende Auslegungswerte 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.

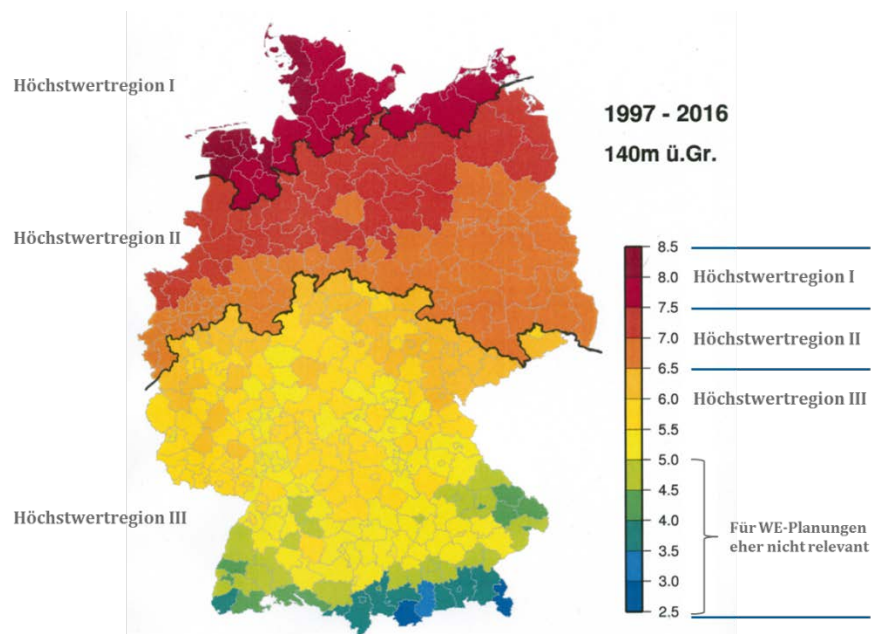
4.1 KARTENDARSTELLUNG DER HÖCHSTWERTREGIONEN

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.

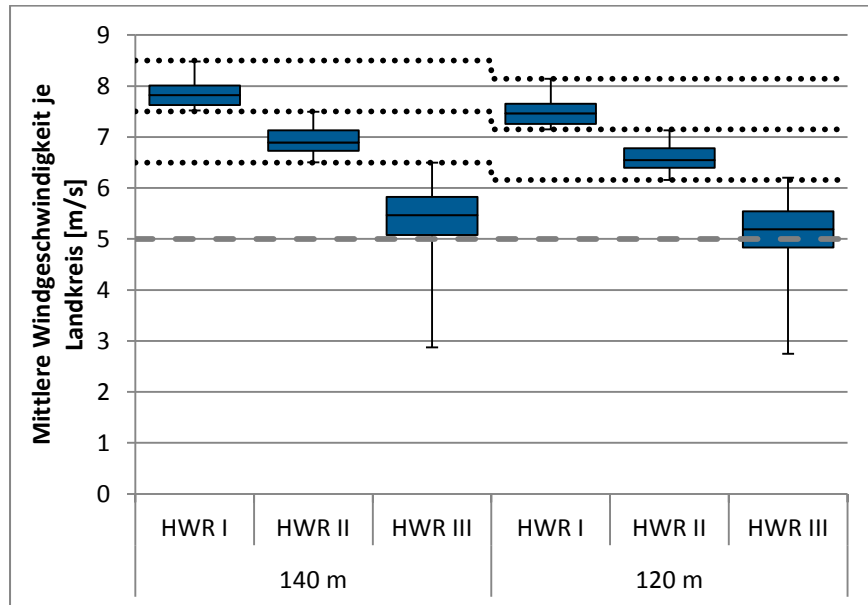
4.2 VERIFIZIERUNG ANHAND VON WINDDATEN FÜR 120 M HÖHE

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:

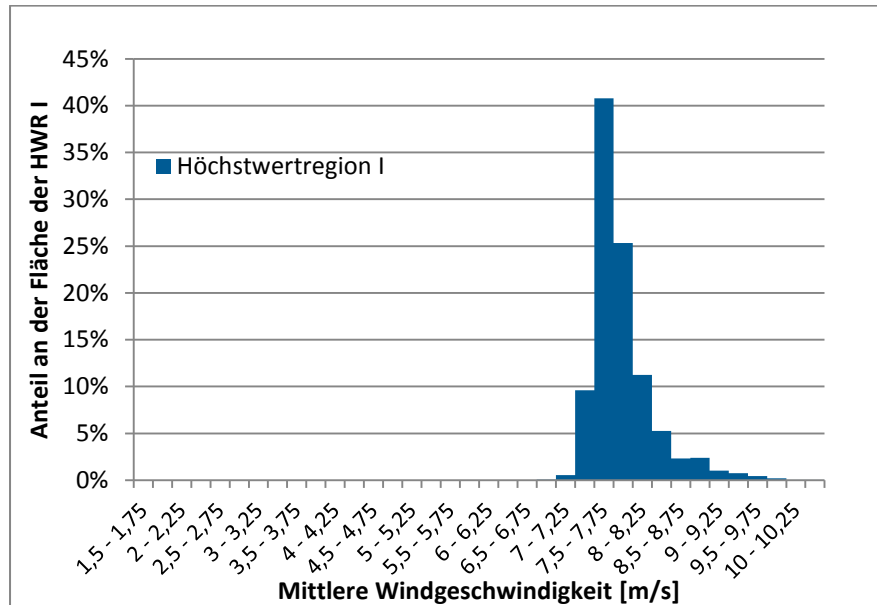
- Mittelwert der Windgeschwindigkeit
- Median der Windgeschwindigkeit
- Standardabweichung
- Minimale Windgeschwindigkeit
- Maximale Windgeschwindigkeit
- 25%-Quantil bis 75%-Quantil
- Durchschnittliche Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit (Formparameter A und k)
- Standortverteilung je Verwaltungsbezirk 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

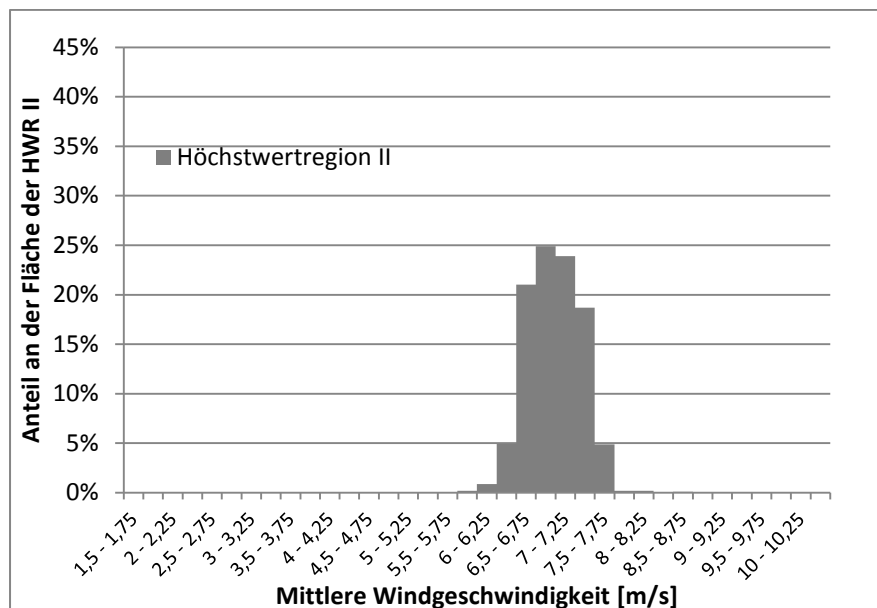
Datenbasis: [anemos
2017]



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

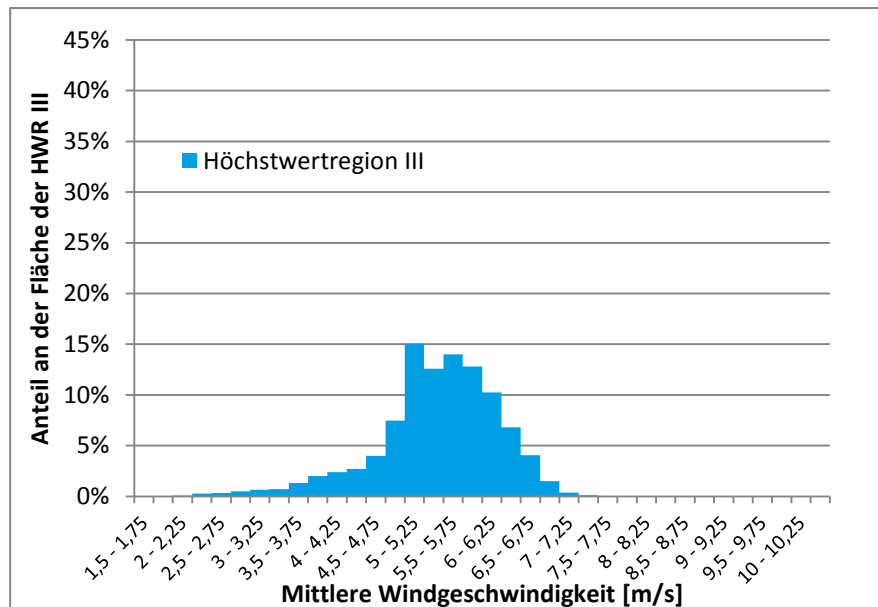
Datenbasis: [anemos
2017]



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]



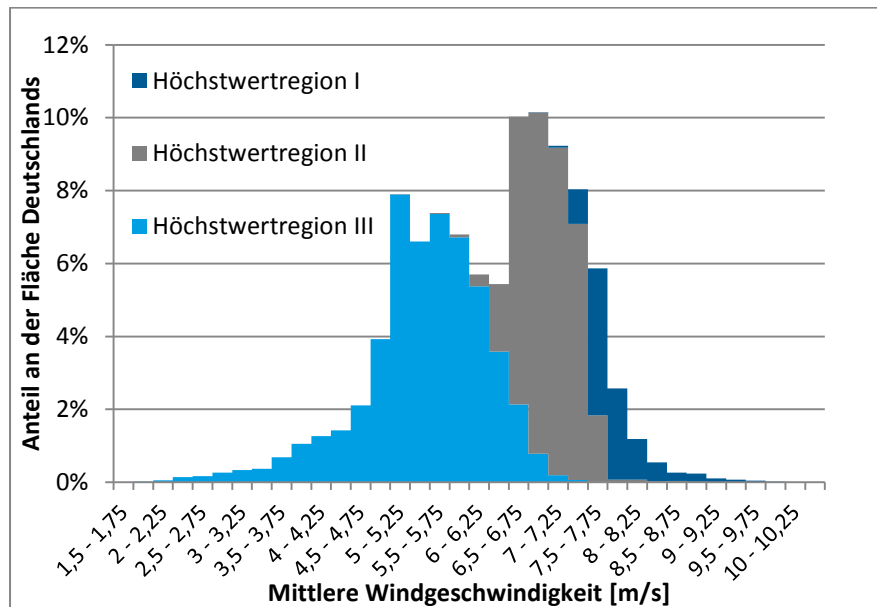
In Höchstwertregion III ist die breiteste Verteilung hinsichtlich der Windhöffigkeit der vorhandenen Standorte zu beobachten, da in diese Region auch alle Standorte fallen, die eine mittlere Windgeschwindigkeit unterhalb von 5 m/s in 140 m Höhe aufweisen. Dies betrifft etwa 23% der Standorte in dieser 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]



Es gibt nach den getroffenen Zuordnungen anhand der mittleren Windgeschwindigkeit der Landkreise in den Randbereichen leichte Überschneidungen. Diese resultieren aus innerhalb der Landkreise liegenden Flächen, deren spezifische mittlere Windgeschwindigkeit leicht ober- oder unterhalb der Grenzwerte liegt. Etwa 3% der Flächen verfügen über eine leicht niedrigere Windgeschwindigkeit als die Definitionswerte der Windgeschwindigkeit für die entsprechende Höchstwertregion und werden somit einer Region zugeordnet, die für diese einen ambitionierteren Höchstwert bedeutet. Die Abweichung von den für die jeweilige Region definierten Windgeschwindigkeiten sind vergleichsweise gering. Folglich können wie eingangs gezeigt (Kapitel 3.1) die Effekte von vorteilhaften Kostenstrukturen etc. den Auswirkungen von etwas geringeren Windgeschwindigkeiten auf den Energieertrag entgegen wirken.

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 Standortgütern (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 Standortgüten in den einzelnen Regionen vorgenommen werden. Hierzu werden die errechneten Erträge ins Verhältnis zum jeweiligen Referenzertrag gesetzt und mittlere Standortgüten in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeitsdefinition generiert.

5.2 ERGEBNISSE ZUR STANDORTGÜTE-VERTEILUNG IN DEN HÖCHSTWERTREGIONEN

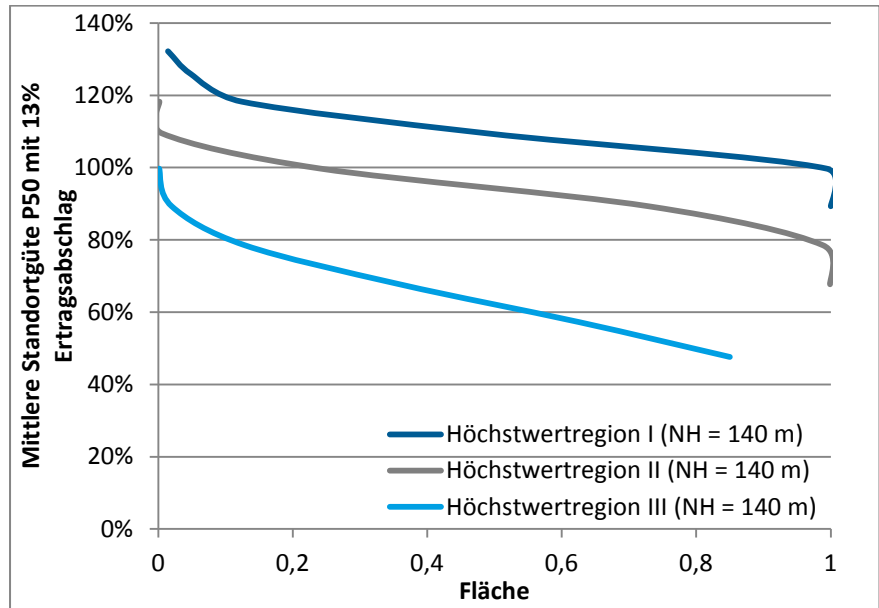
Im Folgenden werden auf Basis der oben stehenden Erläuterungen Auswertungen zur Regionen-spezifischen Standortgüte-Verteilung erstellt. Hierbei werden stets ein Basisfall sowie ein Variationsfall (mit zusätzlichen Ertragsabschlägen) dargestellt.

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 Standortgüten je Höchstwertregion.

Abbildung 12:
Mittlere Standortgüte nach Höchstwertregionen bei einem Ertragsabschlag von 13% bezogen auf den P50-Ertrag

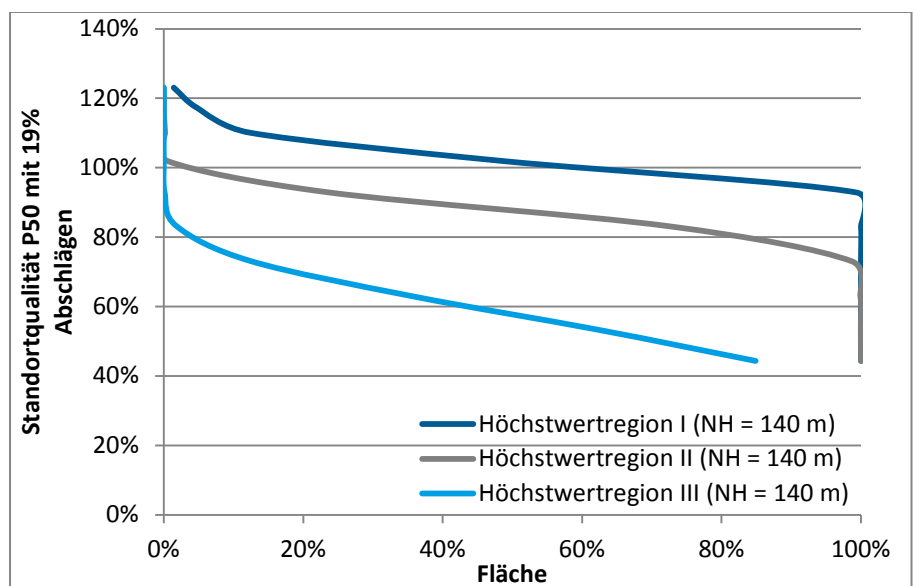


Variationsfall

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.

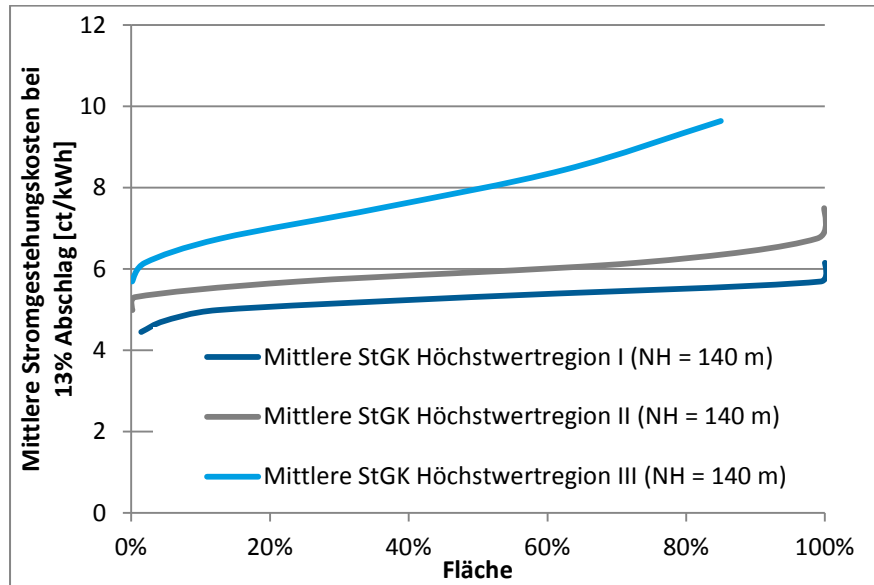
5.4 ABSCHÄTZUNG DER KOSTENSITUATION IN DEN EINZELNEN HÖCHSTWERTREGIONEN

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 Ver-
meidung 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 Grafschaft 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-Höchstadt
	Kreis Kleve	Landkreis Forchheim
	Kreis Lippe	Landkreis Freising
	Kreis Mettmann	Landkreis Freyung-Grafenau
	Kreis Minden-Lübbecke	Landkreis Fürstenfeldbruck
	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

SZENARIEN ZUM ZUBAU DER
WINDENERGIE AN LAND
2017-2023

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

SZENARIEN ZUM ZUBAU AUS AUSSCHREIBUNGEN FÜR WINDENERGIE AN LAND IN DEN JAHREN AB 2017

Kurztitel: Zubau-Szenarien ab 2017

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

Projektnummer (AG): 03MAP344
Projektnummer (AN): VW16165
Berichtsnummer: SP17015A1
Datum: 29.09.2017
© 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 25 Seiten inklusive Deckblatt.

INHALTSVERZEICHNIS

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	IV
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	V
TABELLENVERZEICHNIS	V
1 HINTERGRUND.....	1
2 ZUBAU IM ÜBERGANGSSYSTEM.....	3
3 ZUBAU IM AUSSCHREIBUNGSSYSTEM.....	5
3.1 AUSSCHREIBUNGSERGEBNISSE	5
3.2 UMSETZUNGSDAUER IM AUSSCHREIBUNGSSYSTEM.....	7
3.2.1 Umsetzungsdauer von regulären Projekten	8
3.2.2 Umsetzungsdauer von Bürgerwindprojekten ohne BImSchG- Genehmigung	10
4 RESULTIEREDE ZUBAU-SZENARIOEN	12
4.1 BASIS-SZENARIO	12
4.1.1 Variation der Ergebnisse in der gemeinsamen Ausschreibung von Wind an Land und PV	14
4.2 AMBITIONIERTES SZENARIO DURCH BESCHLEUNIGTE UMSETZUNGSDAUER.....	16
4.3 AUSBLICK: VERZICHT AUF AUSNAHMEREGLUNG FÜR PROJEKTE OHNE BIMSCHG-GENEHMIGUNG.....	17
5 FAZIT	19
LITERATURVERZEICHNIS.....	20

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BNetzA	Bundesnetzagentur
BEP	Bürgerenergieprojekt
PV	Photovoltaik
WEA	Windenergieanlage

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1:	Geplante bzw. tatsächliche Inbetriebnahme von WEA, die vor dem 1. Januar 2017 genehmigt wurden.....	3
Abbildung 2:	Resultierende Verteilung für reguläre Projekte mit vorliegender BImSchG-Genehmigung im Basis-Szenario und im ambitionierten Szenario	9
Abbildung 3:	Resultierende Verteilung für Bürgerwind- Projekte ohne vorliegende BImSchG-Genehmigung im Basis-Szenario und im ambitionierten Szenario	11
Abbildung 4:	Jährlicher Brutto-Zubau Basis-Szenario.....	13
Abbildung 5:	Jährlicher Brutto-Zubau bei 100%-iger Bezuschlagung von Wind in der gemeinsamen Ausschreibung von Wind und PV	14
Abbildung 6:	Jährlicher Brutto-Zubau bei 100%-iger Bezuschlagung von PV in der gemeinsamen Ausschreibung von Wind und PV.....	15
Abbildung 7:	Jährlicher Brutto-Zubau bei beschleunigter Umsetzung von Regulären Projekten und BEP	16
Abbildung 8:	Jährlicher Brutto-Zubau bei Verzicht auf die Ausnahmeregelung für Projekte ohne BImSchG-Genehmigung ab 2018	18

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1:	Annahme für die Ausschreibungsergebnisse im Basis-Szenario bis Ende 2020	6
Tabelle 2:	Mittlere Umsetzungsdauer nach Inbetriebnahmejahr	7
Tabelle 3:	Brutto-Zubau nach Jahren in der Übersicht für das Basis-Szenario.....	13
Tabelle 4:	Brutto-Zubau nach Jahren in der Übersicht für das Basis-Szenario sowie bei 100%-iger Bezuschlagung von Wind bzw. PV in der gemeinsamen Ausschreibung von Wind und PV.....	15
Tabelle 5:	Brutto-Zubau nach Jahren in der Übersicht für das Basis-Szenario sowie bei einer ambitionierteren Umsetzungsdauer	17
Tabelle 6:	Brutto-Zubau nach Jahren in der Übersicht für das Basis-Szenario sowie bei Verzicht auf die Ausnahmeregelung für Projekte ohne BImSchG-Genehmigung ab 2018.....	18

1 HINTERGRUND

In den ersten beiden Ausschreibungsrunden für die Windenergie an Land im Jahr 2017 ging der Großteil der Zuschläge an Projekte von Bürgerenergiegesellschaften. Dies löste eine Vielzahl an Fragen aus, bspw. zur Umsetzungswahrscheinlichkeit und Umsetzungszeiträumen dieser Projekte sowie zur Situation der genehmigten, nicht bezuschlagten Projekte.

Ausnahmen für Bürgerenergiegesellschaften

Grundsätzlich sollen an den Ausschreibungen für die Windenergie an Land nach EEG 2017 Projekte mit vorliegender Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) teilnehmen, es ist jedoch eine Ausnahmeregelung definiert. Unter der Voraussetzung, dass es sich bei den Projekten um sogenannte Bürgerenergiegesellschaften handelt, dürfen Gebote für bis zu sechs Windenergieanlagen an Land mit einer zu installierenden Leistung von insgesamt nicht mehr als 18 Megawatt abgegeben werden, ohne dass eine BImSchG-Genehmigung vorliegt. Projekte dieser Bürgerenergiegesellschaften werden im Folgenden als Bürgerenergieprojekte (BEP) bezeichnet. [EEG 2017]

Große Zuschlagsanteile für Bürgerenergieprojekte (BEP)

Die ersten beiden Ausschreibungsrunden für Windenergie an Land weisen einen sehr großen Anteil dieser bisher noch nicht genehmigten BEP auf. 92% der in der ersten bzw. 94% der in der zweiten Ausschreibungsrunde bezuschlagten Leistung verfügt nicht über eine Genehmigung. Einer Analyse der ersten Ausschreibungsrunde sind Genehmigungsverfahren für die bezuschlagten Projekte oftmals noch nicht eingeleitet. [BNetzA 2017a und 2017b, DWG 2017]

Befürchtung langer Umsetzungszeiten für BEP

Die Ausnahmeregel für die BEP beinhaltet neben den geänderten Teilnahme-Voraussetzungen auch eine Verlängerung der regulären Umsetzungsfrist von 30 auf 54 Monate. Ein Großteil der bezuschlagten Leistung könnte somit erst deutlich später in Betrieb genommen werden als reguläre Projekte. Es bestehen keine starken Anreize für eine frühzeitige Umsetzung (Wegfall des Degressions-Instruments), und insbesondere in der zweiten Ausschreibungsrunde war der durchschnittliche Zuschlagswert mit 4,29 ct/kWh verhältnismäßig gering. Gleichzeitig sind in der Zukunft Kostensenkungen durch Eintritt neuer Anlagentechnologien in den Markt (4 MW-Klasse mit weiter gesteigerten Rotordurchmessern) Kostensenkungen zu erwarten. Die Anreizstrukturen deuten demnach eher in Richtung einer späten Umsetzung der BEP – damit zusammenhängend ergibt sich die Befürchtung eines Zubau-Einbruchs in

2019 und 2020, der im Rahmen der vorliegenden Analyse nachgegangen wird.

Bereits vor der zweiten Ausschreibungsrunde wurde der Entwicklung durch die Politik entgegengesteuert. Die Teilnahme von BEP ohne Genehmigung für die ersten beiden Ausschreibungsrunden 2018 wurde ausgesetzt. [Bundesgesetzblatt 2017] Zur Frage, wie sich der Zubau von Windenergieanlagen an Land in den nächsten Jahren unter dieser Maßgabe entwickeln könnte, wurden im vorliegenden Papier Szenarien erarbeitet. Dabei ist zu beachten, dass der Zubau vielen Einflussfaktoren, so zum Beispiel den Kapazitäten der Hersteller, den die Installation beeinflussenden Wettergegebenheiten, dem strategischen Verhalten der Projektentwickler etc. unterliegt. Neben einem Basis-Szenario werden daher im Folgenden auch einige Abwandlungen sowie ein Ausblick, welche Veränderungen bei vollständiger Streichung der Ausnahmeregelung für nicht-genehmigte Projekte eintreten könnten, dargestellt.

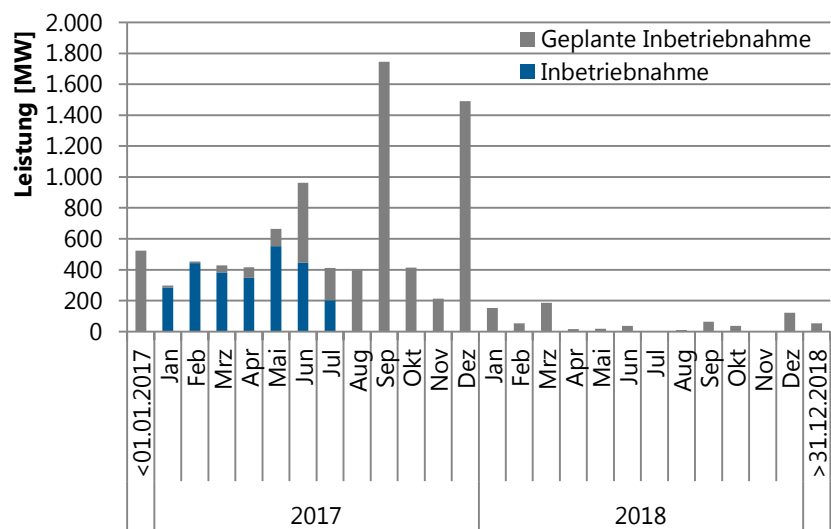
2 ZUBAU IM ÜBERGANGSSYSTEM

Der Zubau von Windenergieanlagen in den Jahren 2017 und 2018 wird vor allem durch die Anlagen bestimmt, die im Rahmen des Übergangssystems installiert werden. Das Übergangssystem erlaubt für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2017 genehmigt und dem Anlagenregister rechtzeitig gemeldet wurden sowie nicht auf die Teilnahme am Übergangssystem verzichtet haben, die Installation bis zum 31. Dezember 2018 ohne Teilnahme an der Ausschreibung.

Um den Zubau 2017 und 2018 abzuschätzen, muss eine Annahme getroffen werden, wie schnell die Umsetzung der Projekte im Übergangssystem erfolgt. Die Annahme wird dabei auf die tatsächlichen bzw. geplanten Inbetriebnahmedaten gemäß des Anlagenregisters der BNetzA (vgl. Abbildung 1) aufgebaut.

Abbildung 1:
Geplante bzw. tatsächliche Inbetriebnahme von WEA, die vor dem 1. Januar 2017 genehmigt wurden

Datenbasis: AnlReg
7/17



Die geplanten Inbetriebnahmen zeigen starke Peaks zum jeweiligen Quartalsende in 2017 und kaum Projekte in 2018. Die Peaks liegen bei bis zu rund 1.750 MW pro Monat. In den letzten, durchaus starken Zubaujahren betrug der höchste (zwischen 2014 und 2017 maximale monatliche Zubauwert rund 1 GW (Peak im Monat Dezember). Weiterhin zeigen die Abweichungen zwischen geplanten und tatsächlichen Inbetriebnahmedaten der im Anlagenregister erfassten Anlagen, dass im Mittel eine leichte Verzögerung gegenüber der Planung üblich ist. Für Anlagen mit tatsächlicher Inbetriebnahme ab 2015 wurde eine mittlere Inbetriebnahmeverspätung gegenüber der angegebenen geplanten Inbetriebnahme um einen Monat festgestellt.

Es wird im Folgenden angenommen, dass zum einen die Projekte sich gegenüber dem geplanten Inbetriebnahmedatum in der Regel etwas verspäten und zudem keine Peaks oberhalb der bisherigen gemittelten monatlichen Peaks auftreten. Zudem ist anzunehmen, dass sich in Bezug auf die Zubauverteilung über das Jahr eine ähnliche Struktur wie bereits in 2016 und 2017 ergibt (leichte Peaks zum Quartalsende, etwas stärkerer Peak zum Jahresende). Es wird zudem angenommen, dass 5% der Projekte, die die sich für das Übergangssystem qualifiziert haben, nicht rechtzeitig umgesetzt werden können. Dies könnte beispielsweise bei Klagen gegen die Genehmigung der Fall sein.

Die Anlagenhersteller werden kein verstärktes Interesse haben, zusätzliche Kapazitäten aufzubauen um den Großteil der Übergangsprojekte bereits 2017 zu realisieren, sondern eher anstreben, auch 2018 noch einen nennenswerten Anteil zu stellen, um die vorhandenen Kapazitäten auszulasten. Die Anlagenbetreiber hingegen werden, angereizt durch die sinkenden anzulegenden Werte, versuchen, die Projekte schnellstmöglich umzusetzen. Sie sind dabei jedoch von den Installationskapazitäten der Hersteller abhängig.

Da es unterschiedliche Interessenslagen zur Zubau-Verteilung in 2017 und 2018 gibt, werden im Folgenden zwei Szenarien dargestellt:

Basis-Szenario

Im Basis-Szenario folgt somit aus den getroffenen Annahmen für die Übergangsprojekte ein Zubau von rund 5,2 GW im Jahr 2017. Für das Jahr 2018 verbleiben aus den Übergangsprojekten entsprechend rund 3,5 GW.

Ambitioniertes Szenario

Im Szenario für einen stark ambitionierten Zubau wird abweichend angenommen, dass der monatliche Zubau dem jeweiligen Höchstwert der Vorjahre entsprechen kann. Dies führt zu einem Zubau von 5,8 GW im Jahr 2017 und 2,9 MW in 2018.

Beide Szenarien sehen einen geringen Anteil nicht realisierter Projekte (5%) vor, alle anderen Projekte werden fristgemäß bis Ende 2018 umgesetzt. In beiden Fällen besteht somit keine Auswirkung auf den Zubau in 2019 und 2020.

3 ZUBAU IM AUSSCHREIBUNGSSYSTEM

Spätestens ab 2019 wird der Zubau durch Projekte bestimmt, die an den Ausschreibungen ab 2017 teilgenommen haben. Es wird im Folgenden davon ausgegangen, dass kein Zubau außerhalb der Ausschreibungen zu berücksichtigen ist. Da der Großteil der Anlagen, die in den Ausschreibungsrunden bezuschlagt wurden, noch nicht im Anlagenregister erfasst ist (entweder weil keine Genehmigung und somit kein Meldeanlass für das Anlagenregister vorliegt oder weil sie noch nicht bezuschlagt wurden), kann das geplante Inbetriebnahmedatum nicht als Indikator für den Realisierungszeitpunkt dienen. Weiterhin wird das strategische Verhalten der Projektierer aufgrund der geänderten Rahmenbedingungen den Zubau voraussichtlich ebenfalls beeinflussen.

Die für die kommenden Ausschreibungsergebnisse sowie für die Umsetzungsdauer getroffenen Annahmen werden im Folgenden erläutert. Es werden analog zum Vorgehen bei den Übergangsanlagen jeweils mindestens ein Basis-Szenario sowie ein ambitioniertes Szenario entworfen.

3.1 AUSSCHREIBUNGSERGEBNISSE

Die Ausschreibungsvolumina sind durch das EEG definiert, jedoch sind Annahmen notwendig, um auf Anteile an regulären Projekten und BEP zu schließen. Weiterhin beeinflusst die ab 2018 durchzuführende gemeinsame Ausschreibung, in der Wind- gegen PV-Projekte bieten werden, den Zeitpunkt, zu dem Zuschläge für Windenergie an Land erfolgen.

Berücksichtigt werden in den Szenarios sowohl die Ausschreibungsrunden für Windenergie an Land als auch die gemeinsame Ausschreibung für Wind und PV. Die Option, Pilotanlagen sowie Anlagen mit einer Leistung unter 750 kW außerhalb der Ausschreibung zu installieren, wird vernachlässigt. Um den aus den Ausschreibungsrunden resultierenden Windenergiezubau zu bewerten, werden für das Basis-Szenario folgende Annahmen getroffen:

Basis-Szenario

- *Der Anteil von BEP an den Zuschlägen mit Teilnahmeberechtigung für BEP wurde mit 95% entsprechend der Erfahrung aus den ersten beiden Runden festgesetzt.*
- *Der Anteil von genehmigten BEP an den gesamten BEP wurde auf 2% festgesetzt, dies entspricht ebenfalls im*

Mittel den Ergebnissen der ersten beiden Ausschreibungsrunden.

- Für die gemeinsame Ausschreibung wird im Basis-Szenario unterstellt, dass die Zuschläge zu gleichen Teilen an Windenergie- und PV-Projekte gehen.
- Es wurde eine Fortführung der derzeitigen Rahmenbedingungen angenommen. Für die beiden ersten Ausschreibungsrunden in 2018 wurde dabei berücksichtigt, dass nur genehmigte Projekte teilnahmeberechtigt sind.

In Tabelle 1 ist die Zuschlagsverteilung aus den Annahmen zu den Ausschreibungsergebnissen im Basis-Szenario dargestellt.

Tabelle 1:
Annahme für die Ausschreibungsergebnisse im Basis-Szenario bis Ende 2020

Grün = Ausschreibungsrunden mit BImSchG-Genehmigung als Teilnahmevoraussetzung

Lila = gemeinsame Ausschreibungen von Windenergie an Land und PV

Ausschreibungstermin	Zuschlagsmenge	davon reguläre Projekte	davon BEP
01.05.2017	807 MW	31 MW	776 MW
01.08.2017	1.013 MW	51 MW	962 MW
01.11.2017	1.000 MW	50 MW	950 MW
01.02.2018	700 MW	700 MW	
01.04.2018	200 MW	100 MW	
01.05.2018	700 MW	700 MW	
01.08.2018	700 MW	35 MW	665 MW
01.10.2018	700 MW	35 MW	665 MW
01.11.2018	200 MW	100 MW	
01.02.2019	650 MW	33 MW	618 MW
01.04.2019	200 MW	100 MW	
01.05.2019	650 MW	33 MW	618 MW
01.08.2019	650 MW	33 MW	618 MW
01.10.2019	650 MW	33 MW	618 MW
01.11.2019	200 MW	100 MW	
01.02.2020	931 MW	47 MW	884 MW
01.04.2020	200 MW	100 MW	
01.06.2020	884 MW	44 MW	840 MW
01.10.2020	884 MW	44 MW	840 MW
01.11.2020	200 MW	100 MW	

Varierte Ergebnisse gemeinsame Ausschreibung

Im Bereich der Ausschreibungsergebnisse werden zwei zusätzliche Möglichkeiten in Bezug auf die gemeinsame Ausschreibung dargestellt:

- 100% Zuschlagsanteil für die Windenergie
- 0% Zuschlagsanteil für die Windenergie

Ausblick: Aufhebung von Sonderregelungen für BEP

Im Rahmen eines Ausblicks greif ein weiteres Szenario auf, welche Veränderungen die vollständige Aufhebung der aktuell bestehenden Sonderregelungen für Projekte ohne Genehmigung auf den Zubauverlauf hätte.

3.2 UMSETZUNGSDAUER IM AUSSCHREIBUNGSSYSTEM

Die Annahmen zum möglichen Realisierungsverlauf in der Ausschreibung werden von den verfügbaren Informationen zur Umsetzungsdauer (Zeit zwischen Genehmigung und Inbetriebnahme) von Windenergieprojekten mit Inbetriebnahme zwischen August 2014 und Ende Juli 2017 aus dem Anlagenregister der BNetzA abgeleitet.

Ziel der im bisherigen System umgesetzten Windenergieprojekte war eine möglichst schnelle Umsetzung der Projekte, um möglichst vor der nächsten Degressionsstufe in Betrieb zu gehen. Es wurden folgende mittlere Umsetzungsdauern gemeldet.

Tabelle 2:
Mittlere Umsetzungsdauer nach Inbetriebnahmejahr

Inbetriebnahmejahr	Mittlere Umsetzungsdauer
2014 (ab August 2014)	11,8 Monate
2015	11,4 Monate
2016	11,2 Monate
2017 (bis Juli 2017)	10,8 Monate
2014-2017 (Stand 31.7.17)	11,3 Monate

Datenquelle: AnlReg 7/2017, N=4.315 WEA, 12,16 GW

Im Ausschreibungssystem ist der Druck, Projekte möglichst zeitnah nach der Genehmigung umzusetzen, grundsätzlich geringer als bisher, da die quartalsweise Degression der anzulegenden Werte entfällt. Der zeitliche Druck resultiert ausschließlich aus den Realisierungsfristen, die mit 30 Monaten für reguläre Bieter (24 Monate pönalfrei) bzw. 54 Monate für BEP jedoch hinreichend Spielräume bieten, sofern sich die Realisierung nicht durch externe Einflüsse (z. B. Klagen) verzögert. Ungeachtet dessen dürfte sich die notwendige Realisierungszeit durch die Ausschreibung leicht verlängern, da gewisse Planungsschritte erst nach der Zuschlagserteilung erfolgen. Die Angaben im Anlagenregister zur geplanten Inbetriebnahme der im Jahr 2017 genehmigten Anlagen bestätigen diese Tendenz. Die sich daraus ableitende Realisierungsdauer beträgt im Durchschnitt 15 Monate und damit rund 4 Monate länger als bisher.

Basis-Szenario

Das Basis-Szenario stützt sich demnach auf folgende Grundannahmen:

- *Die Umsetzung dauert zukünftig länger aufgrund von Planungsschritten, die erst nach Zuschlag erfolgen können (bspw. Finanzierungsdetailkonzeption) sowie ggf. erfolgreicher nachgelagerter Preisverhandlungen.*
- *Die Bürgerenergiegesellschaften streben eher eine späte Genehmigungserteilung an, daraufhin folgt der Umsetzungszeitraum.*
- *Die grundlegende Verteilung der Projekte auf unterschiedliche Umsetzungszeiträume wird als Annahme aus den bisherigen Datensätzen aufgebaut.*
- *Zwischen der Umsetzungsdauer von regulären Projekten und BEP ist zu unterscheiden. Für die Umsetzungsdauer von BEP mit Genehmigung wird dasselbe Umsetzungsverhalten wie für genehmigte reguläre Projekte angenommen.*

3.2.1 UMSETZUNGSDAUER VON REGULÄREN PROJEKTEN

Bereits genehmigte reguläre Projekte erhalten tendenziell eine geringere Förderung als BEP, da sie nicht von der Einheitspreisregel profitieren. Der Kostendruck für diese Projekte ist folglich besonders hoch. Kostensenkungen können erzielt werden, indem ggf. innerhalb des Genehmigungsrahmens neu verhandelt wird. Im Rahmen einer Änderungsanzeige oder Änderungsgenehmigung kann bspw. ein ähnlicher Anlagentyp eines anderen Herstellers eingesetzt werden, solange die Genehmigungsbehörden die Änderung nicht als wesentliche Änderung des Anlagencharakters einschätzen. Sollte eine Neugenehmigung erforderlich sein, verfällt der Zuschlag. [FA Wind 2017] Durch typenunabhängige Genehmigungen, die in der Branche diskutiert werden, könnte die Nutzung der optimalen verfügbaren Technologie ggf. vereinfacht werden.

Grundsätzlich gilt, dass im Ausschreibungssystem der Druck sehr viel stärker auf dem Kostenfaktor als auf dem Zeitfaktor (früheres System mit Degressionsanreizen) liegt. Deshalb werden Kostenpositionen nach Zuschlag nochmals geprüft und nachverhandelt werden, auch wenn sich dadurch die Inbetriebnahme des Projekts nach hinten verschiebt.

Basis-Szenario

Folgende Annahmen liegen dem Basis-Szenario für die Umsetzungsdauer von regulären Projekten zugrunde:

- Für die Projekte im Ausschreibungssystem wird aus strategischen Gründen eine um etwa 8 Monate längere Umsetzungszeit ab Zuschlag kalkuliert als es bei bisherigen Windenergieprojekten im Vergütungssystem nach EEG 2014 ab Genehmigung der Fall war.
- Die Häufigkeitsverteilung der bisherigen Umsetzungs-dauern wird als Basisannahme genutzt und an die veränderten Rahmenbedingungen angepasst.
- Rund 5% der bezuschlagten Leistung sind nicht innerhalb der Fristen realisierungsfähig und verlieren ihren Zuschlag.
- BEP, die bereits bei Zuschlag über eine Genehmigung verfügen, folgen dem zeitlichen Umsetzungsschema von regulären Projekten. Mögliche strategische Unterschiede werden vernachlässigt.

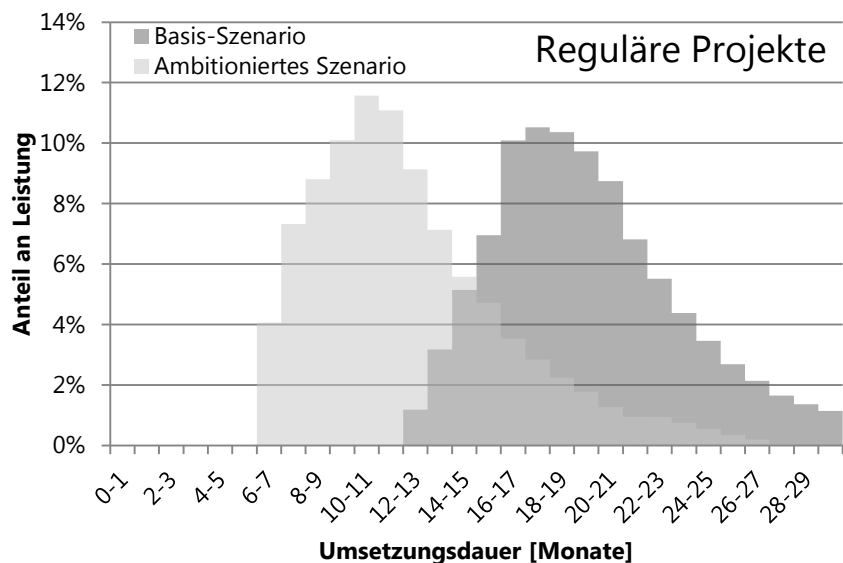
Ambitioniertes Szenario

Folgende Annahmen liegen dem ambitionierten Szenario für die Umsetzungs-dauer von regulären Projekten zugrunde:

- Die BEP verzichten auf ein strategisches Verzögern der Errichtung.
- Es wird eine Umsetzungs-dauer von durchschnittlich 12 Monaten zwischen Zuschlag und Inbetriebnahme angesetzt (entspricht annähernd heutigen Umsetzungszeiten).

Die folgende Abbildung 2 stellt die resultierenden Umsetzungs-verläufe für reguläre Projekte in beiden Szenarien dar.

Abbildung 2:
Resultierende Verteilung für reguläre Projekte mit vorliegender BImSchG-Genehmigung im Basis-Szenario und im ambitionierten Szenario



3.2.2 UMSETZUNGSDAUER VON BÜRGERWINDPROJEKTEN OHNE BIMSchG-GENEHMIGUNG

Neben den Realisierungszeiten zwischen Genehmigung und Inbetriebnahme ist für BEP eine Annahme für den Genehmigungszeitpunkt zu treffen. Es ist davon auszugehen, dass die Projekte die Genehmigung relativ spät anstreben werden, um eine möglichst moderne Anlagentechnologie planen zu können. Auch laut einer Analyse der Deutschen WindGuard zur ersten Ausschreibungsrunde sind viele der BEP vermutlich noch in einem relativ frühen Stadium. [DWG 2017]

Basis-Szenario

Folgende Annahmen liegen dem Basis-Szenario für die Umsetzungsdauer von BEP ohne BImSchG-Genehmigung zugrunde:

- *Die Genehmigung erfolgt nach durchschnittlich zweieinhalb Jahren (gleichmäßig verteilt von 18 bis 42 Monate).*
- *Die Verteilung der bisherigen Umsetzungsdauern wird als Basisannahme genutzt und an die veränderten Rahmenbedingungen angepasst.*
- *Rund 20% der Projekte sind nicht innerhalb der definierten Fristen realisierungsfähig und verlieren ihren Zuschlag.*
- *Die Möglichkeit der Verlängerung der Umsetzungsfrist um ein halbes Jahr im Fall einer Klage gegen die Genehmigung wird vernachlässigt.*

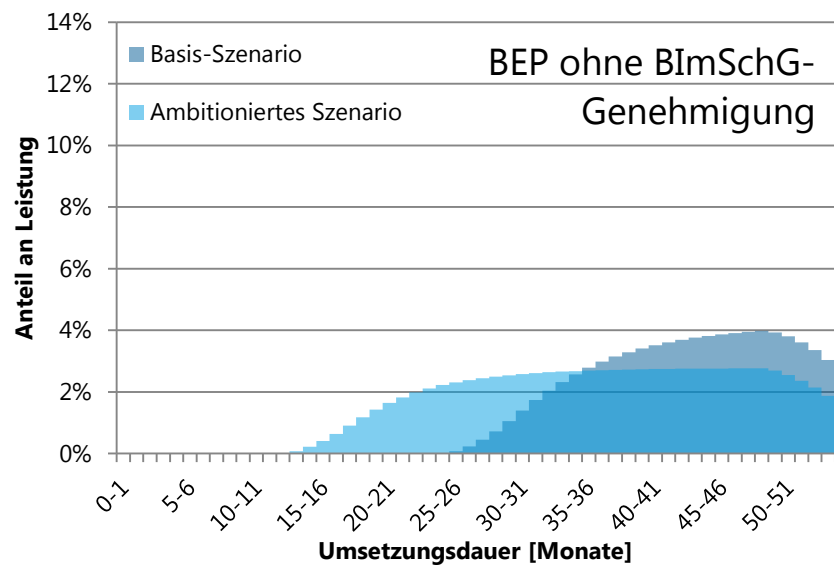
Ambitioniertes Szenario

Das ambitionierte Szenario sieht folgende abweichende Annahmen vor:

- *Es wird eine im Mittel um ein halbes Jahr beschleunigte Genehmigungserteilung angenommen, die insgesamt breiter über den Zeitraum zwischen Bezuschlagung und Umsetzung verteilt ist.*
- *Der Leistungsanteil, der nicht innerhalb der definierten Fristen realisierungsfähig ist und damit seinen Zuschlag verliert wird zusätzlich auf 10% abgesenkt.*

Die folgende Abbildung 3 stellt die resultierenden Umsetzungsverläufe für BEP in beiden Szenarien dar.

Abbildung 3:
 Resultierende Verteilung für Bürgerwind-Projekte ohne vorliegende BImSchG-Genehmigung im Basis-Szenario und im ambitionierten Szenario



4 RESULTIERENDE ZUBAU-SZENARIOEN

Im Folgenden werden die sich auf Basis der zuvor beschriebenen Eingangsparameter ergebenden Zubau-Szenarien vorgestellt.

4.1 BASIS-SZENARIO

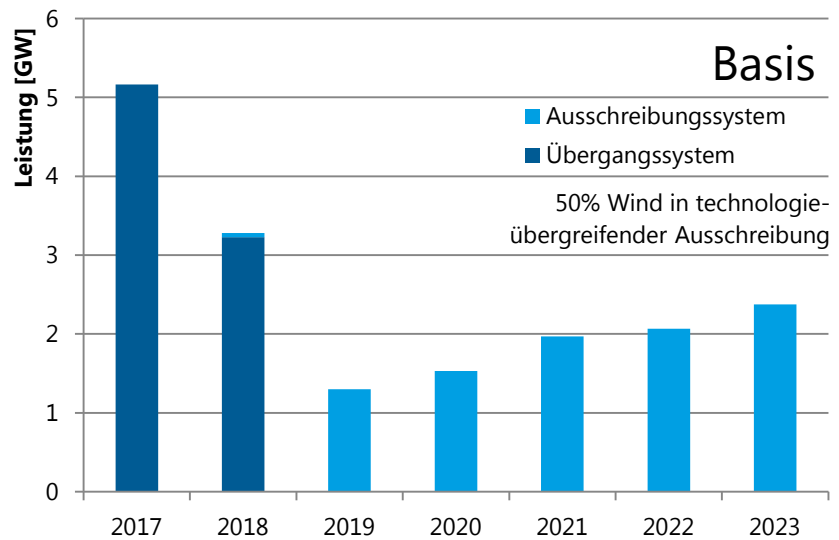
Annahmen

Das Basis-Szenario beschreibt das bei unveränderten Rahmenbedingungen wahrscheinliche strategische Verhalten der Projektierer unter starkem Kostendruck. Es setzt sich zusammen aus den in Kapitel 3 vorgestellten Basis-Szenarien, d.h.:

- *Der Zubau von Anlagen im Übergangssystem erfolgt mit Schwerpunkt im Jahr 2017, jedoch werden auch 2018 noch maßgebliche Anteile der Übergangsanlagen errichtet.*
- *Die Projekte, die einen Zuschlag im Ausschreibungssystem erhalten haben, werden strategisch verzögert umgesetzt, um beispielsweise durch Nachverhandlungen dem Kostendruck gerecht zu werden, oder die Einführung der nächsten, kosteneffizienteren Anlageklasse abzuwarten.*
- *Es wird davon ausgegangen, dass 5% der bezuschlagten regulären Leistung, und 20% der Leistung aus BEP ohne Genehmigung nicht innerhalb der Fristen umgesetzt werden können.*
- *Wenn Projekte ohne BImSchG-Genehmigung zur Teilnahme an der Ausschreibung zugelassen sind, entsprechen die Anteile von BEP und regulären Projekten denen in den bisher durchgeführten Ausschreibungsrunden (Mai und August 2017).*
- *Zudem wird angenommen, dass Windenergie an Land 50% der Leistungszuschläge aus der gemeinsamen Ausschreibung erhält.*

Die folgende Abbildung 4 stellt die resultierenden Ergebnisse für den Zubau zwischen 2017 und 2023 dar.

Abbildung 4:
Jährlicher Brutto-
Zubau Basis-Szenario



Nach einem sehr starken Zubau in 2017 sinkt der Zubau in 2018 bereits deutlich ab, liegt jedoch mit 3,3 GW immer noch auf relativ hohem Niveau. Erste Installationen der genehmigten Projekte aus den ersten Ausschreibungsrunden 2017 könnten bereits 2018 vorgenommen werden. 2019 bricht der Zubau unter diesen Annahmen im Vergleich zu 2017 um 75% auf ein Rekordtief ein. Mit etwa 1,3 GW könnte der Zubau der Niedrigste seit Einführung des EEG werden. Ab 2020 steigen die Zubauwerte langsam wieder an, liegen jedoch zunächst immer noch etwa 70% unter den Zubau in 2017, und erreichen bei unveränderten Rahmenbedingungen 2023 einen Wert von etwa 2,4 GW. Aufgrund der großen Anteile von BEP ohne BIm-SchG-Genehmigung beeinflussen diese Projekte mit Umsetzungsfrist von 54 Monaten den Zubau am stärksten.

Tabelle 3:
Brutto-Zubau nach Jah-
ren in der Übersicht für
das Basis-Szenario

Jahr	Zubauannahme 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

Ausgehend vom Basis-Szenario wird im Folgenden zunächst der Einfluss der Ergebnisse der gemeinsamen Ausschreibung untersucht.

4.1.1 VARIATION DER ERGEBNISSE IN DER GEMEINSAMEN AUSSCHREIBUNG VON WIND AN LAND UND PV

In den beiden zunächst dargestellten Szenarien werden die Ergebnisse der gemeinsamen Ausschreibung für Wind und PV verändert. Die hier bezuschlagten Windenergieanlagen sind bereits genehmigt und werden den Basisannahmen nach entsprechend schneller umgesetzt als Projekte ohne Genehmigung. Weiterhin werden Kapazitäten, die in der gemeinsamen, technologieübergreifenden Ausschreibung bezuschlagt werden, erst im Folgejahr vom Ausschreibungsvolumen abgezogen. Demzufolge beginnt der Umsetzungszeitraum für Projekte aus dieser Ausschreibung früher, als bei Bezuschlagung desselben Volumens in der regulären Ausschreibung.

Abweichend vom Basis-Szenario wird der Anteil von an Windenergie an Land gehenden Zuschlagsmenge in der gemeinsamen Ausschreibung auf 100% (Szenario Basis + gem. Aussch.: vgl. Abbildung 5) bzw. auf 0% (Szenario Basis - gem. Aussch.: vgl. Abbildung 6) festgelegt.

Abbildung 5:
Jährlicher Brutto-
Zubau bei 100%-iger
Bezuschlagung von
Wind in der gemeinsa-
men Ausschreibung
von Wind und PV

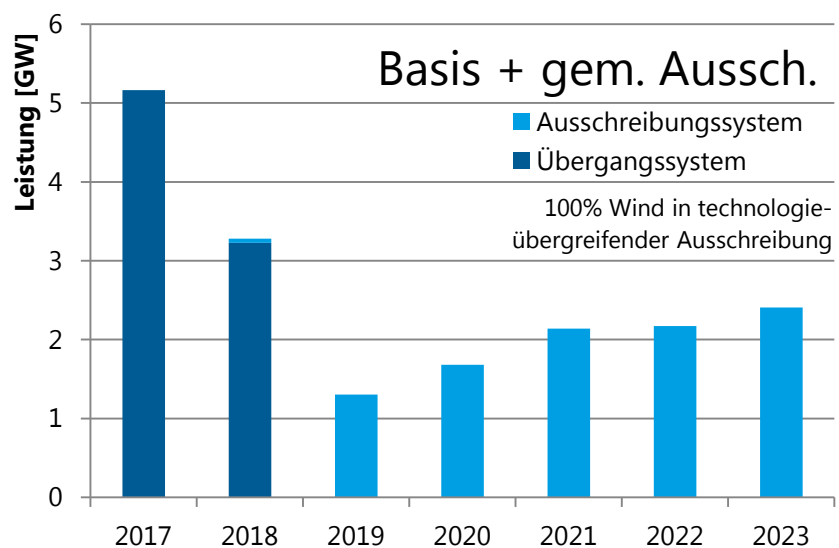
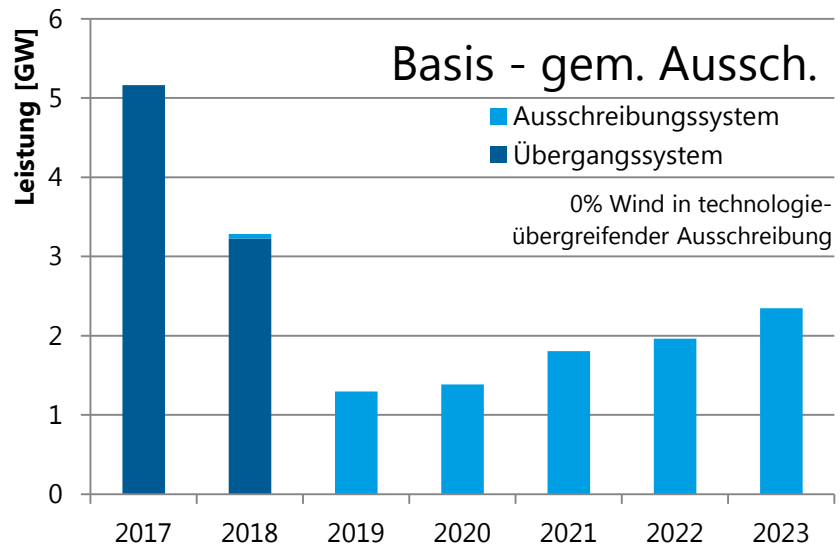


Abbildung 6:
 Jährlicher Brutto-Zubau bei 100%-iger Bezuschlagung von PV in der gemeinsamen Ausschreibung von Wind und PV



Während im Vergleich zum Basisszenario der Zubau im Jahr 2019 durch größere oder kleinere Erfolge in der gemeinsamen Ausschreibung mit PV kaum beeinflusst wird, könnte aufgrund der schnelleren Umsetzung bei 100%-iger Bezuschlagung von Wind in der gemeinsamen Ausschreibung im Jahr 2020 ein leicht stärkerer Zubau hervorgerufen werden. Bei ausbleibenden Zuschlägen für Wind in der gemeinsamen Ausschreibung wird ein geringerer Zubau erzielt als im Basis-Szenario und somit die Einbruchproblematik verschärft. Insgesamt sind die Auswirkungen der veränderten Annahmen auf den Zubau in 2019 und 2020 stark begrenzt.

Tabelle 4:
 Brutto-Zubau nach Jahren in der Übersicht für das Basis-Szenario sowie bei 100%-iger Bezuschlagung von Wind bzw. PV in der gemeinsamen Ausschreibung von Wind und PV

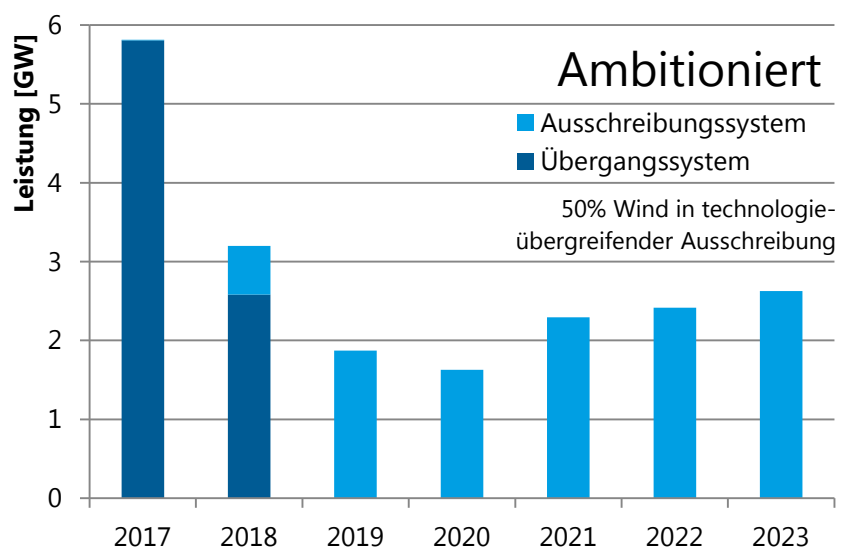
Jahr	Zubauannahme Basis 50% Wind	Zubauannahme +gem. Aussch. 100% Wind	Zubauannahme - gem. Aussch. 0% Wind
2017	5,2 GW	5,2 GW	5,2 GW
2018	3,3 GW	3,3 GW	3,3 GW
2019	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW
2020	1,5 GW	1,7 GW	1,4 GW
2021	2,0 GW	2,1 GW	1,8 GW
2022	2,1 GW	2,2 GW	2,0 GW
2023	2,4 GW	2,4 GW	2,3 GW

4.2 AMBITIONIERTES SZENARIO DURCH BESCHLEUNIGTE UMSETZUNGSDAUER

Die Umsetzungsgeschwindigkeit der Projekte in Übergang- und Ausschreibungssystem ist ein weiterer zu variierender Aspekt. Im Übergangssystem wurde die Umsetzungsgeschwindigkeit auf Basis der mittleren monatlichen Zubauzahlen in den vergangenen Jahren drei Jahren beschränkt. Dem entgegen steht der Anreiz der Projektierer, möglichst schnell zu realisieren, um eine möglichst hohe Vergütung zu erzielen. Der Zubau im Szenario mit beschleunigter Umsetzungsdauer (ambitioniertes Szenario) wird daher an den jeweils seit 2014 höchsten monatlichen Zubauwerten orientiert.

Für das Ausschreibungssystem wurde im Basis-Szenario angenommen, dass die Projektierer sich strategisch verhalten und die Realisierung zu Gunsten der Erzielung höchstmöglicher Kostensenkungen möglichst weit hinauszögern. Für das ambitionierte Szenario wird hingegen angenommen, dass eine schnellere Umsetzung angestrebt wird. Weiterhin wird im ambitionierten Szenario angenommen, dass nur 10% der Leistung, die ohne vorliegende Genehmigung einen Zuschlag erhalten hat, nicht umgesetzt werden kann.

Abbildung 7:
Jährlicher Brutto-
Zubau bei beschleunig-
ter Umsetzung von Re-
gulären Projekten und
BEP



Anders als im Basis-Szenario wird im ambitionierten Fall mit beschleunigter Umsetzung bereits 2017 ein größerer Anteil der Übergangsanlagen errichtet. In 2018 folgen weitere Übergangsanlagen sowie etwa ein halbes Gigawatt von Anlagen aus dem Ausschreibungssystem. Trotz Verlagerung der Übergangsanlagen ins Jahr 2017 bleibt der Zubau 2018 gegenüber dem Basis-Szenario deshalb größtenteils unverändert. Die Beschleu-

nigung der Umsetzung und die verbesserte Realisierungsquote puffern den Zubaueinbruch auf 1,9 GW im Jahr 2019 zwar ab, jedoch verschiebt sich das Zubautief mit 1,6 GW ins Jahr 2020. Der Anstieg erfolgt bei gleichbleibenden Rahmenbedingungen und weiterhin schneller Umsetzung auf 2,6 GW in 2023.

Durch eine beschleunigte Umsetzung der regulären Projekte und der BEP kann der schwache Zubau in 2019 und 2020 ein wenig abgefangen werden, jedoch kann die Problematik nicht vollständig aufgehoben werden.

Tabelle 5:
Brutto-Zubau nach Jahren in der Übersicht für das Basis-Szenario sowie bei einer ambitionierteren Umsetzungsdauer

Jahr	Zubauannahme Basis	Zubauannahme Ambitioniert
2017	5,2 GW	5,8 GW
2018	3,3 GW	3,2 GW
2019	1,3 GW	1,9 GW
2020	1,5 GW	1,6 GW
2021	2,0 GW	2,3 GW
2022	2,1 GW	2,4 GW
2023	2,4 GW	2,6 GW

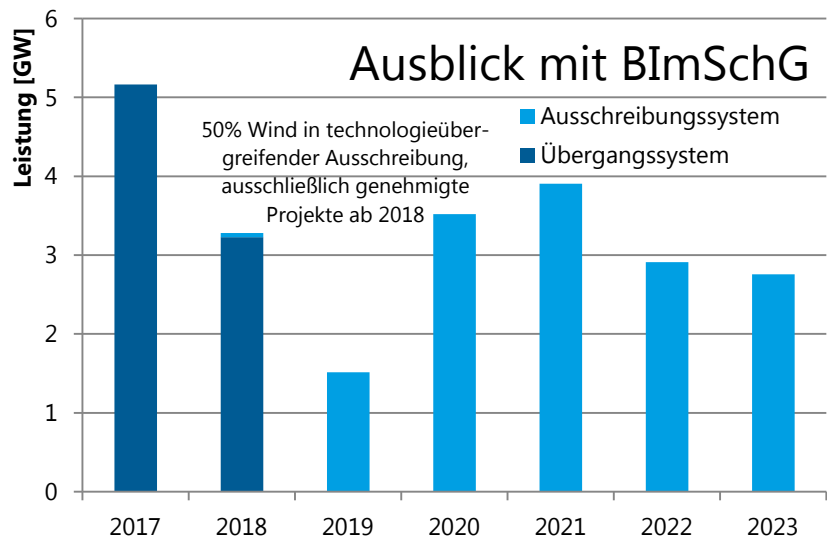
4.3 AUSBLICK: VERZICHT AUF AUSNAHMEREGLUNG FÜR PROJEKTE OHNE BIMSCHG-GENEHMIGUNG

In den bisher dargestellten Szenarien wurde angenommen, dass die Rahmenbedingungen im Ausschreibungssystem unverändert bleiben. Im Folgenden wird betrachtet, wie sich der Zubau darstellen könnte, wenn die Rahmenbedingungen verändert werden. Dabei werden folgende Annahmen getroffen:

- *Ab 2018 sind in allen folgenden Ausscheidungsrunden nur Projekte mit BImSchG-Genehmigung teilnahmeberechtigt. Die Veränderungen der Ausschreibungsergebnisse gegenüber dem Basis-Szenario betreffen somit alle Ausschreibungsrunden für Windenergie an Land ab August 2018.*
- *Es nehmen immer genügend Projekte teil, um das gesamte Ausschreibungsvolumen auszuschöpfen.*
- *Alle weiteren Annahmen (z.B. Umsetzungsdauer, Bezugschlagung in der gemeinsamen Ausschreibung, Nichtrealisierungsquote) entsprechen den Annahmen des Basis-Szenarios.*

Die folgende Abbildung 8 stellt den veränderten Zubauverlauf dar.

Abbildung 8:
 Jährlicher Brutto-
 Zubau bei Verzicht auf
 die Ausnahmeregelung
 für Projekte ohne BIm-
 SchG-Genehmigung ab
 2018



Der Brutto-Zubau in den Jahren 2017 und 2018 wird durch den Ausschluss von Projekten ohne BImSchG-Genehmigung ab 2018 nicht beeinflusst. Auch im Jahr 2019 bewirkt die erst in der zweiten Jahreshälfte 2018 gegenüber dem Status Quo veränderten Ausschreibungsbedingungen nur eine vergleichsweise geringe Zubausteigerung auf 1,5 GW.

In den Jahren 2020 und 2021 kann der Zubau aufgrund der Änderung der Rahmenbedingungen jedoch erheblich gesteigert werden. Da sowohl die in 2017 bezuschlagten BEP als auch die in 2018 bezuschlagten regulären Projekte zu großen Teilen in diesen Jahren realisiert werden, steigt der Brutto-Zubau auf Werte zwischen 3,5 und knapp 4 GW an.

Tabelle 6:
 Brutto-Zubau nach Jah-
 ren in der Übersicht für
 das Basis-Szenario so-
 wie bei Verzicht auf die
 Ausnahmeregelung für
 Projekte ohne BIm-
 SchG-Genehmigung ab
 2018

Jahr	Zubauannahme Basis	Zubauannahme Genehmigung
2017	5,2 GW	5,2 GW
2018	3,3 GW	3,3 GW
2019	1,3 GW	1,5 GW
2020	1,5 GW	3,5 GW
2021	2,0 GW	3,9 GW
2022	2,1 GW	2,9 GW
2023	2,4 GW	2,8 GW

5 FAZIT

Verstärkter Markteinbruch in 2019 und 2020

Die Untersuchungen unterliegen aufgrund der vielen Unbekannten großen Unsicherheiten, jedoch lässt sich schlussfolgernd feststellen, dass durch den hohen Anteil von BEP ohne BImSchG-Genehmigung an den ersten beiden Ausschreibungsrunden aller Voraussicht nach ein verstärkter Markteinbruch in den Jahren 2019 und 2020 bewirkt wird. Die aufgrund der Einführung von Ausschreibungen mit stark begrenzten Volumina ohnehin schwierige Marktsituation wird somit verschärft.

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 Szenarien-Darstellung recht eindeutig.

Zentraler Einflussfaktor Umsetzungszeiträume der BEP

Der zentrale unsichere Einflussfaktor mit nennenswerten Auswirkungen auf den erwarteten Zubau in 2019 und 2020 ist die Umsetzungszeit der BEP. Aus den geschilderten Gründen wird hier aber das Basis-Szenario mit strategisch später Umsetzung als wahrscheinlich erachtet, um die Gebote halten zu können bzw. Erlöse zu maximieren.

Verpflichtende Genehmigung kann Markteinbruch 2019 nicht verhindern

Die Einführung einer verpflichtenden BImSch-Genehmigung könnte ab 2020 zu einem normalisierten jährlichen Zubau führen, kann aber nicht den Markteinbruch im Jahr 2019 verhindern.

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
- 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.
- DWG 2017 Deutsche WindGuard: Analyse der Ergebnisse der 1. Ausschreibungsrunde für die Windenergie an Land, im Auftrag des Bundesverbands WindEnergie (BWE), August 2017
- MW NI et al 2017 Niedersächsisches Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr sowie mehrere Verbände und Unternehmen, Positionspapier zur Ausschreibung für die Windenergie an Land: Die Ergebnisse der Ausschreibung für Windenergie an Land verfehlen wesentliche Ziele des EEG, August 2017
- BGBl 2017 Bundesgesetzblatt Jahrgang 2017 Teil I Nr. 49, Gesetz zur Förderung von Mieterstrom und zur Änderung weiterer Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, ausgegeben in Bonn am 24. Juli 2017.
- FA Wind 2017 Dr. Marike Endell, Jürgen Quentin (Fachagentur Windenergie an Land): EEG 2017 – Ausschreibungsbedingte Neuerungen für Windenergieanlagen an Land, 2. aktualisierte Auflage, Berlin 2017

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.

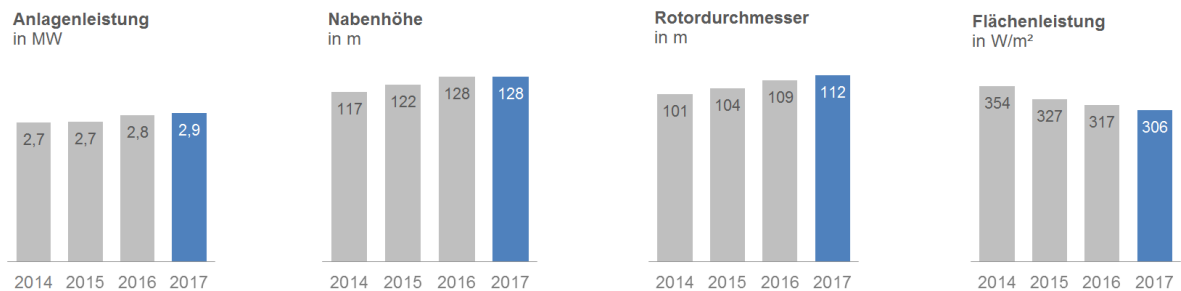


Abbildung 1:
Durchschnittliche Anlagenkonfiguration der Neuinstallationen 2014-2017 [ZSW 2017]

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.

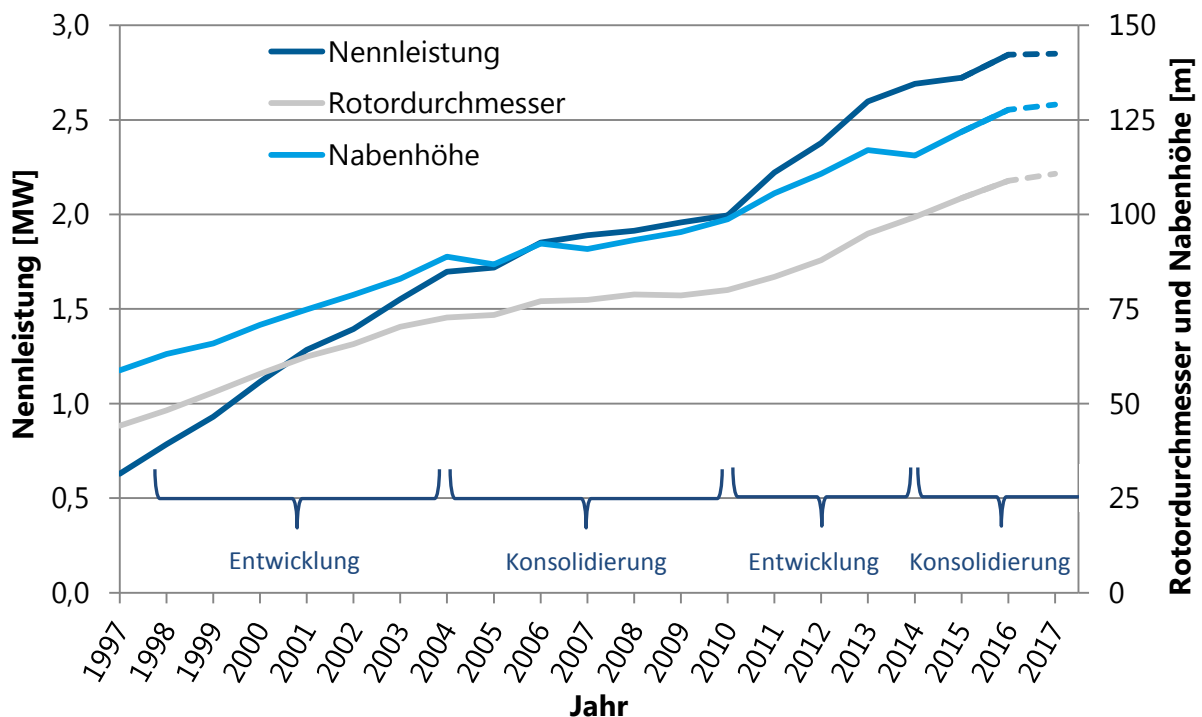


Abbildung 2:

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.

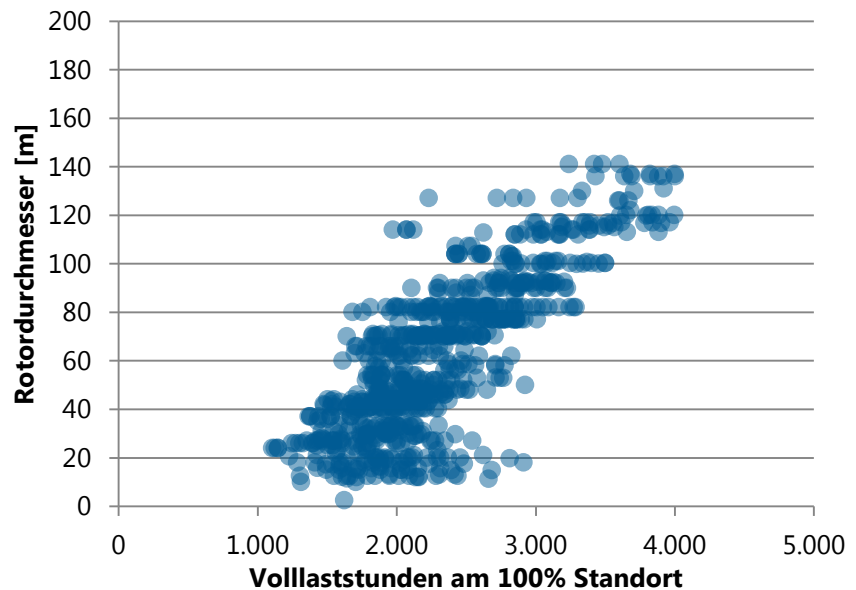
2.4 SPEZIFISCHE ERTRAGSSTEIGERUNG ÜBER DIE TECHNOLOGIE-ENTWICKLUNG

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

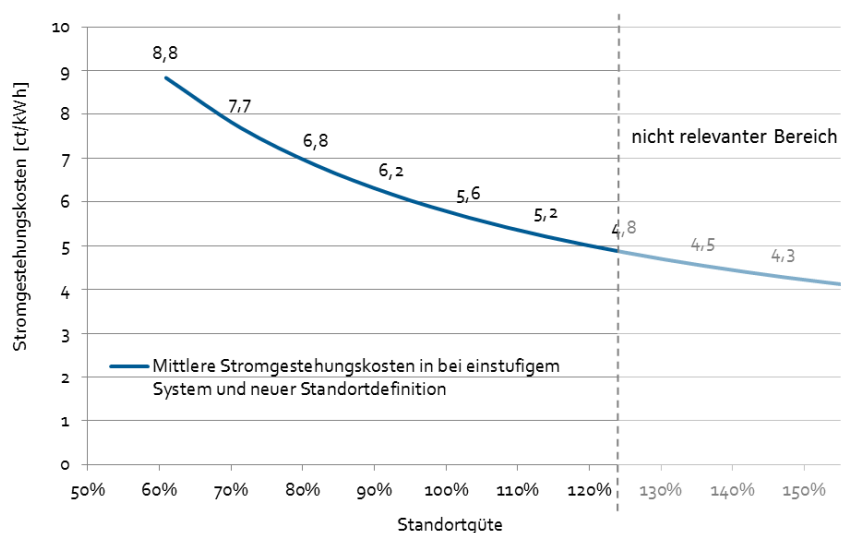
Im Basisfall wurden im Rahmen der Mitte 2017 erstellten Analyse Stromgestehungskosten für ein zweistufiges Vergütungssystem errechnet. Die zugrunde liegenden Daten für die

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.

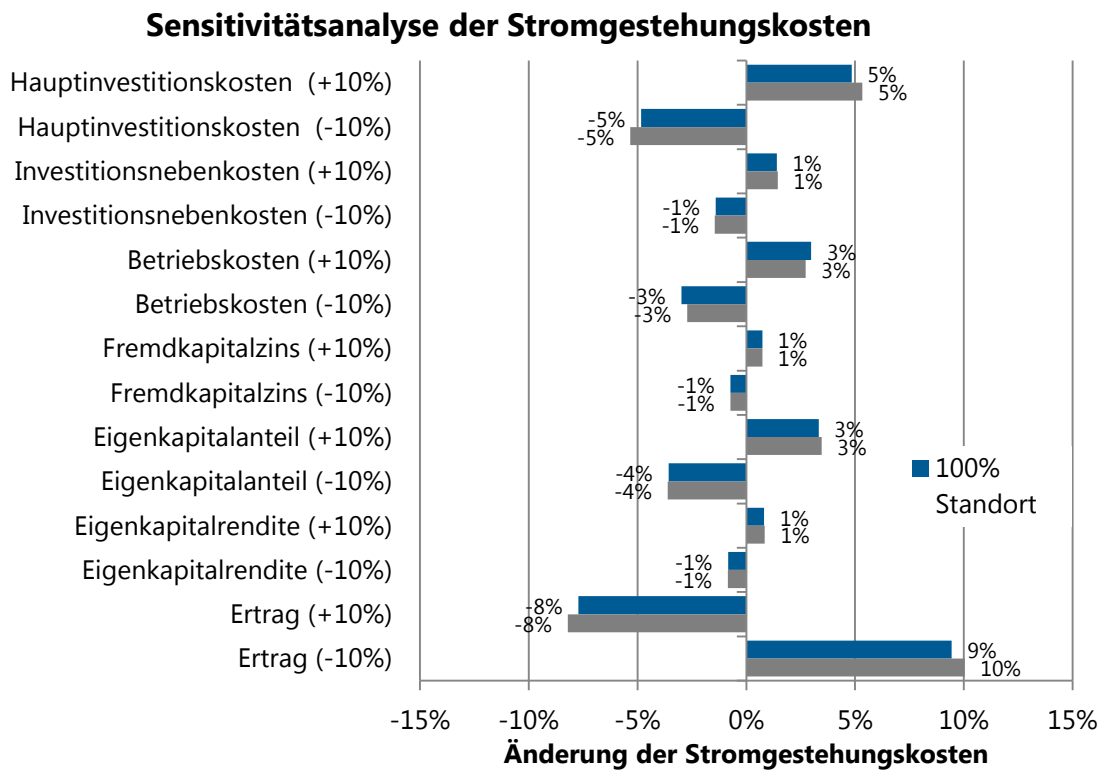


Abbildung 6:

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.

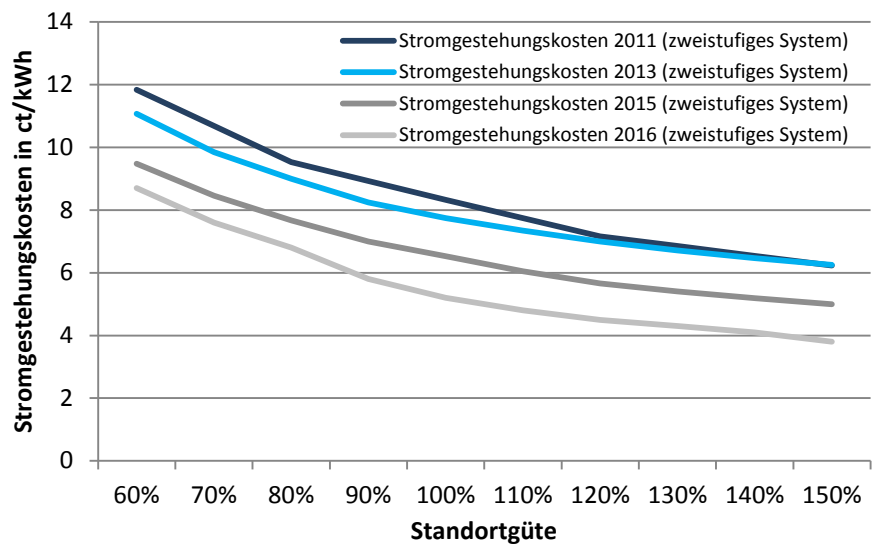
3.1.3 ANALYSE DER STROMGESTEHUNGSKOSTEN-ENTWICKLUNG IM ZEITVERLAUF

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.

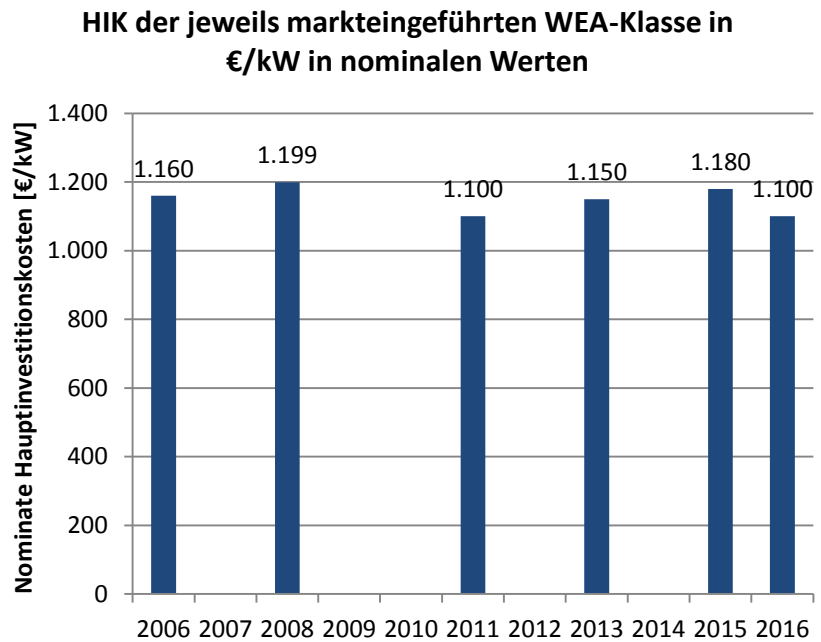
Eine gängige Möglichkeit zur Herleitung ist die Analyse der bisherigen Kostenentwicklung im Zeitverlauf. Hierfür wird an dieser Stelle ein etwas anderer Ansatz als in bisherigen Analysen zur durchschnittlichen Kostenentwicklung gewählt.

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.

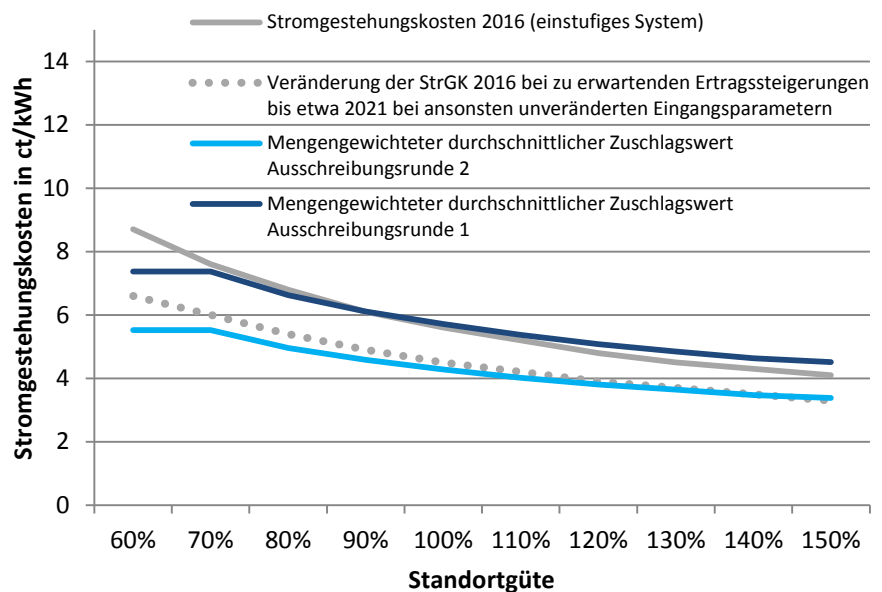
Auf dieser Basis kann vermutet werden, dass sich ein ähnlicher Effekt auch ergeben wird, wenn die derzeit auf den Markt kommende 4 MW-Klasse zur marktrelevantesten Technologie wird.

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

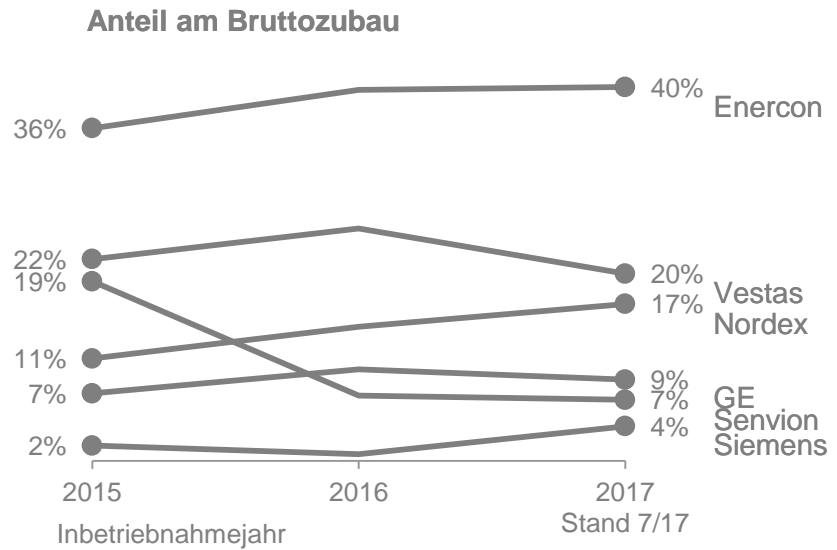
DWG 2012-17, ZSW 2017

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.

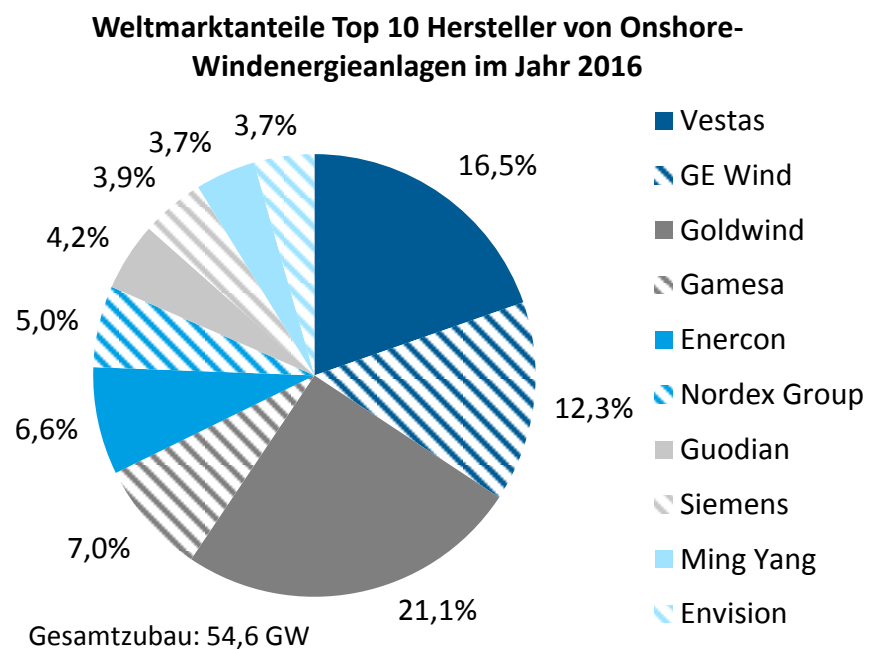
Abbildung 10:
Entwicklung der
Marktanteile der maß-
geblichen Hersteller
am deutschen Wind-
energiemarkt

[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.

ANREIZE UND RECHTLICHE SPIEL-
RÄUME ZUM VERZICHT AUF DIE NUT-
ZUNG ERTEILTER ZUSCHLÄGE

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

ANREIZE UND RECHTLICHE SPIELRÄUME ZUM VERZICHT AUF DIE NUTZUNG ERTEILTER ZUSCHLÄGE

Kurztitel: Verzicht auf Nutzung von Zuschlägen

Autoren:

**DEUTSCHE
WINDGUARD**

Silke Lüers
Anna-Kathrin Wallasch



Henning Jachmann

Projektnummer (AG): 03MAP344
Projektnummer (AN): VW16165
Berichtsnummer: SP18003A0
Datum: 19.01.2018
© 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 17 Seiten inklusive Deckblatt.

INHALTSVERZEICHNIS

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	IV
1 HINTERGRUND.....	1
2 LESART DES EEG ZU RECHTLICHEN SPIELRÄUME ZUM VERZICHT AUF DIE NUTZUNG BEREITS ERTEILTER ZUSCHLÄGE	2
3 WIRTSCHAFTLICHER ANREIZ ZUM VERZICHT AUF DIE NUTZUNG BEREITS ERTEILTER ZUSCHLÄGE	6
LITERATURVERZEICHNIS.....	10
ANHANG - GESETZLICHE GRUNDLAGE	11
AUSSCHLUSS VON GEBOTEN	11
§ 33 Abs. 2 EEG 2017	11
§ 36d EEG 2017	11
AUSSCHLUSS VON BIETERN	11
§ 34 EEG 2017	11
ENTWERTUNG VON ZUSCHLÄGEN	12
§ 35a EEG 2017	12
BESONDERHEITEN BEG.....	12
§ 36g Abs. 3 EEG 2017	12

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

BEG	Bürgerenergiegesellschaft nach EEG 2017
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1:	Dauer bis zum Ausgleich der verlorenen Sicherheit durch Mehreinnahmen bei Verzicht auf die Nutzung des Zuschlags eines Bürgerwindprojekts ohne Genehmigung zugunsten eines Zuschlags mit Genehmigung.....	7
Tabelle 2:	Erforderliche Gebotshöhe zur Ausgleich der verlorenen Sicherheit durch Mehreinnahmen bei Verzicht auf die Nutzung des Zuschlags eines Bürgerwindprojekts ohne Genehmigung zugunsten eines Zuschlags mit Genehmigung innerhalb von 2, 5 bzw. 10 Jahren	8

1 HINTERGRUND

Der mengengewichtete Zuschlagswert ist im Rahmen der ersten drei Ausschreibungsrunden für Windenergie an Land von 5,71 ct/kWh auf 3,82 ct/kWh gefallen [BNetzA 2017b]. Die Ausschreibungen wurden von Bietern dominiert, die von den besonderen Ausschreibungsbestimmungen für Bürgerenergiegesellschaften nach § 36g EEG 2017 Gebrauch machten. Der entscheidende Wettbewerbsvorteil resultierte nach Brancheneinschätzungen aus der um zwei Jahre längeren Realisierungsfrist. Diese erlaubt es den Bürgerenergiegesellschaften, von den Effizienzvorteilen einer neuen, in der Entwicklung befindlichen Anlagengeneration zu profitieren.

Da die außerordentlich hohe Inanspruchnahme des § 36g EEG 2017 die regulären Rahmenbedingungen unterhöhlt, hat der Gesetzgeber die Ausnahmeregelungen für die ersten beiden Ausschreibungsrunden im Jahr 2018 weitgehend ausgesetzt.¹ Insbesondere gilt die Vorlage einer BImSchG-Genehmigung für alle Teilnehmer gleichermaßen als zentrale Qualifikationsvoraussetzung.

Die weitgehende Aufhebung der Ausnahmeregelungen hat Auswirkungen auf das Zuschlagsniveau. Da sich die Gebote nunmehr auf bereits heute genehmigungsfähige Windenergieanlagen beziehen, dürfte der starke Verfall der Zuschlagswerte vorerst unterbrochen werden. Ein leichter Anstieg des Zuschlagsniveaus ist vielmehr wahrscheinlich.²

Vor diesem Hintergrund hat das BMWi das Konsortium mit der Prüfung der folgenden Fragestellungen betraut:

- Welche rechtlichen Spielräume bestehen für die erfolgreichen Bieter aus den drei Ausschreibungsrunden 2017, ihre Zuschläge zugunsten einer erneuten Teilnahme mit der Aussicht auf einen höheren Zuschlagswert fallen zu lassen? (siehe Kapitel 2)

¹ Vgl. 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)

² Siehe hierzu ebenfalls Festlegung 8175-02-00-17/1 der Bundesnetzagentur [BNetzA 2017c]. Der Höchstwert für die Ausschreibungen im Jahr 2018 wurde darin auf 6,3 ct/kWh festgelegt. Die Bundesnetzagentur nutze damit den ihr gegebenen Ermessensspielraum, da sie davon ausgeht, dass die Gebotsmengen mit den gemäß § 36 Absatz 2 EEG rechnerisch ermittelten Werten nicht vollständig ausgeschöpft werden.

- Welchen Einfluss hat die Höhe der Pönale in diesem Kontext? (siehe Kapitel 3)

Eine abschließende juristische Bewertung dieser Fragestellung kann das Konsortium aufgrund seiner rein energiewirtschaftlichen Ausrichtung nicht leisten. Die nachfolgenden Ausführungen zur Interpretation des EEG geben daher lediglich die Lesart der Autoren wieder, die es juristisch zu überprüfen gilt.

2 LESART DES EEG ZU RECHTLICHEN SPIELRÄUME ZUM VERZICHT AUF DIE NUTZUNG BEREITS ERTEILTER ZUSCHLÄGE

Im folgenden Abschnitt wird der Frage nachgegangen, welche rechtlichen Spielräume ein Bieter hat, durch eine erneute Teilnahme an den Ausschreibungen einen höheren Zuschlagswert für ein bereits bezuschlagtes Projekt zu erzielen. Relevant sind in diesem Kontext vor allem die Regelungen zur Rückgabe und zum Ausschluss von Geboten.

Anders als bei den Ausschreibungen für Solaranlagen (vgl. § 37d EEG 2017) sieht das EEG für die Ausschreibungen im Bereich der Windenergie an Land nicht die Möglichkeit vor, dass Bieter einen einmal erteilten Zuschlag zurückgeben. Die Entwertung eines Zuschlags kann lediglich aus anderen – formalen – Gründen erfolgen. Gleichzeitig ist die Bundesnetzagentur dazu berechtigt, ein Gebot auszuschließen, bei dem die Standortangabe ganz oder teilweise mit der eines bereits bezuschlagten Projektes übereinstimmt, es sei denn, der Zuschlag ist bereits entwertet (vgl. § 33 Abs. 2 EEG 2017).

§ 36d EEG 2017 ergänzt bzw. konkretisiert die allgemeinen Bestimmungen zum Ausschluss von Geboten (§ 33) für Windenergieanlagen an Land. Demnach schließt die Bundesnetzagentur Gebote für Windenergieanlagen an Land aus, wenn sie für eine in dem Gebot angegebene Windenergieanlage an Land bereits einen Zuschlag erteilt hat, der zum Gebotstermin nicht entwertet worden ist.

Zu beachten sind die unterschiedlichen Ansatzpunkte. Während § 33 EEG 2017 an dem im Gebot angegebenen Standort bzw. konkreter den dort angegebenen Flurstücken ansetzt, bezieht sich § 36d EEG 2017 auf die in dem Gebot angegebene Windenergieanlage. Letzteres ist insbesondere in Verbindung

mit den Teilnahmevoraussetzungen für reguläre Bieter zu sehen. Gemäß § 36 EEG 2017 müssen für alle Anlagen, auf die sich die Gebote beziehen, bereits drei Wochen vor dem Gebotstermin Genehmigungen erteilt worden sein. Zudem sind die Anlagen mit den erforderlichen Daten an das Anlagenregister (später: Marktstammdatenregister) zu melden. Durch die Angabe der Identifikationsnummer des Registers und des Aktenzeichens der Genehmigung bei der Gebotsabgabe sind die den Geboten unterliegenden Windenergieanlagen eindeutig zuordenbar.

Anders sieht dies bei Geboten nach § 36g aus. Die besonderen Ausschreibungsbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften erlauben ausdrücklich eine Teilnahme ohne vorliegende BImSchG-Genehmigung. Zudem ist das Gebot lediglich an den im Gebot angegebenen Landkreis gebunden. Bis zur eindeutigen Zuordnung von Windenergieanlage und Zuschlag, die gemäß § 36g Abs. 3 innerhalb von zwei Monaten nach der Erteilung der Genehmigung bei der Bundesnetzagentur zu beantragen ist, sind die Voraussetzungen zur Anwendung des § 36d EEG 2017 (Ausschluss von Geboten für Windenergieanlagen) damit nicht bzw. nur bedingt gegeben. Nach der Lesart der Autoren greifen in diesem Fall folglich die übergeordneten, allgemeinen Bestimmungen des § 33 EEG 2017. Die Voraussetzungen hierzu sind grundsätzlich gegeben, da Bürgerenergiegesellschaften trotz der Übertragbarkeit des Zuschlags innerhalb des angegebenen Landkreises nicht von der Pflicht entbunden sind, bei der Gebotsabgabe jeweils einen konkreten Standort für die geplanten Windenergieanlagen anzugeben. Hierzu gehört gemäß § 30 Abs. 1 Nr. 6 das Bundesland, der Landkreis, die Gemeinde, die Gemarkung und die betroffenen Flurstücke.

Beim Ausschluss von Geboten nach § 33 Abs. 2 wurde der Bundesnetzagentur durch die Formulierung als Kannbestimmung ein gewisser Ermessensspielraum eingeräumt. Das heißt, die Bundesnetzagentur kann ein Gebot ausschließen, wenn es ganz oder teilweise zu Überschneidungen bei den Standortangaben kommt, sie muss dieses Gebote jedoch nicht ausschließen (Einzelfallabwägung). In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass bei entsprechender Größe in der Praxis zum Teil auch mehr als eine Windenergieanlage auf einem Flurstück geplant und realisiert wird. Beispiele hierfür finden sich auch in den ersten Ausschreibungsrunden (vgl. u. a. die Gebote mit den Zuschlagsnummern WIN17-1-203 und

WIN17-1-229 [BNetzA 2017a]). Trotz der Überschneidungen³ wurden die Gebote in diesem und in weiteren Fällen jedoch nicht von der Bundesnetzagentur ausgeschlossen. Grund hierfür dürfte sein, dass seitens der Bundesnetzagentur kein begründeter Verdacht dafür bestand, dass die Bieter gar keine Realisierungsabsichten hegen (vgl. Nebenbedingung gemäß § 33 Abs. 2 Satz 1).

Für Bürgerenergiegesellschaften, die erwägen, durch eine erneute Teilnahme an den Ausschreibungen für ein bereits bezuschlagtes Projekt einen höheren Zuschlagswert zu erzielen, bestehen damit grundsätzlich die folgenden Optionen:

1. Der Bieter versucht unter Angabe desselben Standorts eine erneute Teilnahme und nimmt damit das Risiko in Kauf, dass sein Gebot ggf. von der BNetzA ausgeschlossen wird.
2. Der Bieter beantragt die Zuordnung des bestehenden Zuschlags zu genehmigten Windenergieanlagen an einem anderen Standort innerhalb des Landkreises, um den vorliegenden Standort für Folgerunden „frei zu machen“. Diese Option kann sich dann als sinnvoll erweisen, wenn der Bieter so dem Projekt mit dem höheren Energieertrag den höheren Zuschlag zuordnet.
3. Der Bieter wartet die Entwertung des bestehenden Zuschlags ab bzw. forciert diese aktiv.

Auf die Spielräume für Option 4 wird nachfolgend vertieft eingegangen:

Die allgemeinen Vorschriften zur Entwertung von Zuschlägen regelt § 35a EEG 2017. Keiner der gelisteten Fälle bietet einen offensichtlichen Ansatzpunkt für eine vom Bieter vorzeitig angestrebte Entwertung seines Zuschlags, wobei die Formulierung in § 35a Abs. 1 Nr. 4 EEG 2017 allerdings sehr weit gefasst ist („... oder auf sonstige Weise seine Wirksamkeit verliert...“). Mögliche Ansatzpunkte liefert dagegen § 36g Abs. 3 Satz 3 EEG 2017. Demnach erlischt der Zuschlag, „soweit keine Zuordnung innerhalb der verlängerten Frist nach Satz 1 erfolgt, die Zuordnung nicht innerhalb der Frist nach Satz 2 beantragt oder der Antrag abgelehnt worden ist.“ Insbesondere die letzten beiden Kriterien bieten unter Umständen die Möglichkeit, durch einen bewussten Formfehler eine vorzeitige Entwertung des Zuschlags zu erwirken und damit den Weg für eine erneute Teilnahme zu ebnen. In diesem Fall gibt der Bie-

³ § 33 Abs. 2 Nr. 2a erlaubt den Ausschluss von Geboten auch bei Standortüberschneidungen innerhalb derselben Ausschreibungsrunde

ter jedoch den bereits erteilten Zuschlag auf, ohne die Sicherheit zu haben, dass er in einer der zukünftigen Ausschreibungsrunden erneut erfolgreich ist.

Fazit: Nach der Lesart der Autoren, muss ein Bieter (hier: Bürgerenergiegesellschaft), der einen bestehenden Zuschlag vorzeitig zugunsten einer erneuten Teilnahme an der Ausschreibung fallen lassen will, (2) im Vorfeld eine Zuordnung des Zuschlags zu einer anderen (bereits genehmigten) Anlage im Landkreis vornehmen, oder (3) eine Entwertung des Zuschlags durch einen Formfehler forcieren bzw. provozieren. Ansatzpunkt für Dritts bietet ggf. § 36g Abs. 3 Satz 3 EEG 2017.

Vor dem Hintergrund, dass sich ein Gebot, das nach Maßgabe des § 36g EEG 2017 eingereicht wurde, nicht eindeutig einer Windenergieanlage zuordnen lässt (zumindest bis seitens des Bieters die Zuordnung beantragt wurde), lässt sich im Einzelfall ggf. argumentieren, dass sich das neue Gebot auf eine andere Windenergieanlage am selben Standort (auf demselben Flurstück) bezieht. Die Plausibilität dieser Argumentation ist im Zweifel von der BNetzA für jeden Fall individuell zu prüfen. Somit ist auch die Abgabe eines Gebots auf denselben Standort denkbar (1).

Die Autoren empfehlen, eine rechtliche Prüfung des Sachverhalts durch das Vorhaben „Rahmenvertrag Recht“ durchführen zu lassen.

3 WIRTSCHAFTLICHER ANREIZ ZUM VERZICHT AUF DIE NUTZUNG BEREITS ERTEILTER ZUSCHLÄGE

Unabhängig von der rechtlichen Grundlage zum Verzicht auf die Nutzung bereits erteilter Zuschläge muss es für einen Bieter wirtschaftlich reizvoll sein, damit er dies in Erwägung zieht. Mit dem Verzicht auf einen Zuschlag nimmt der Bieter in Kauf, die Sicherheit, die für Bürgerenergieprojekte ohne Genehmigung bei 15 €/kW liegt (Erstsicherheit, vgl. § 36g Abs. 2 Nr. 1), zu verlieren.

Dies wäre dann wirtschaftlich, wenn mit einem neuen Gebot für dieselbe Anlage eine um so viel höhere Vergütung erzielt werden kann, dass die Nichterstattung der Sicherheit, die bei Abgabe des ersten, bezuschlagten Gebots fällig war, ausgeglichen werden kann. Je kürzer die Dauer bis zum Ausgleich der verlorenen Sicherheit durch Mehreinnahmen bei Verzicht auf die Nutzung des Zuschlags ist, desto größer ist der wirtschaftliche Vorteil. Vereinfachend wird nachfolgend die Zeit bis Ausgleich der verlorenen Sicherheit als Maß für die Wirtschaftlichkeit der Verzichtsentscheidung herangezogen.

In Abhängigkeit davon, in welcher Gebotsrunde die BEG einen Zuschlag erhalten hat, beträgt der anzulegende Wert am 100%-Standort 5,78 ct/kWh (Runde 1), 4,29 ct/kWh (Runde 2) oder 3,82 ct/kWh (Runde 3). [BNetzA 2017b] Ein Gebot, das für ein Projekt mit BImSchG-Genehmigung in den ersten beiden Ausschreibungsrunden 2018 abgegeben wird, kann maximal mit einem anzulegenden Wert am 100%-Standort in Höhe von 6,3 ct/kWh bezuschlagt werden.

Wie groß der Zeitraum Dauer bis zum Ausgleich der verlorenen Sicherheit durch Mehreinnahmen bei Verzicht auf einen bestehenden Zuschlag zugunsten eines neuen ist, hängt von der gewählten Anlagentechnologie, der Standortgüte, sowie der Differenz zwischen den Zuschlagswerten ab. Die Anlagentechnologie beeinflusst den Energieertrag, der bei einer Standortgüte von 100% erzielt wird. In Verbindung mit der Standortgüte wird der tatsächlich vergütete Energieertrag definiert. Je höher dieser ist, desto schneller wird die Pönale ausgeglichen. Je größer die Differenz zwischen den Gebotswerten ist, desto größer ist der Anreiz für den Verzicht auf die Nutzung eines bereits erteilten Zuschlags. Das heißt der Anreiz für Zuschläge aus der dritten Ausschreibungsrunde 2017 ist am größten, für Zuschläge aus der ersten Runde am ge-

ringsten. In den folgenden Rechenbeispielen sind Diskontierung sowie Kosten der erneuten Bereitstellung einer Sicherheit außer Acht gelassen. Weiterhin wird in der Rechnung davon ausgegangen, dass der erste Zuschlag tatsächlich verfällt und nicht durch ein weiteres Projekt im selben Landkreis verwertet werden kann.

In Tabelle 1 ist die jeweilige Dauer bis zum Ausgleich der verlorenen Sicherheit durch Mehreinnahmen bei Verzicht auf die Nutzung des Zuschlags eines Bürgerwindprojekts ohne Genehmigung zugunsten eines Zuschlags mit Genehmigung für verschiedene Beispielfälle, unterschiedliche Standortgüten und unterschiedliche Zuschlagszeitpunkte dargestellt.

Tabelle 1:

Dauer bis zum Ausgleich der verlorenen Sicherheit durch Mehreinnahmen bei Verzicht auf die Nutzung des Zuschlags eines Bürgerwindprojekts ohne Genehmigung zugunsten eines Zuschlags mit Genehmigung

Beispiel 1: Kapazitätsfaktor am 100% Standort: 0,4 Zuschlagswert des zweiten Zuschlags: 6,3 ct/kWh Standortgüte: 60 – 120%							
Standortgüte Erster Zuschlag	60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%
Runde 1	128 Monate	109 Monate	106 Monate	103 Monate	99 Monate	96 Monate	92 Monate
Runde 2	33 Monate	28 Monate	28 Monate	27 Monate	26 Monate	25 Monate	24 Monate
Runde 3	27 Monate	23 Monate	22 Monate	22 Monate	21 Monate	20 Monate	19 Monate
Beispiel 2: Kapazitätsfaktor am 100% Standort: 0,45 Zuschlagswert des zweiten Zuschlags: 6,3 ct/kWh Standortgüte: 60 – 120%							
Standortgüte Erster Zuschlag	60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%
Runde 1	113 Monate	97 Monate	95 Monate	91 Monate	88 Monate	85 Monate	82 Monate
Runde 2	29 Monate	25 Monate	24 Monate	24 Monate	23 Monate	22 Monate	21 Monate
Runde 3	24 Monate	20 Monate	20 Monate	19 Monate	18 Monate	18 Monate	17 Monate
Beispiel 2: Kapazitätsfaktor am 100% Standort: 0,4 Zuschlagswert des zweiten Zuschlags: 5,3 ct/kWh Standortgüte: 60 – 120%							
Standortgüte Erster Zuschlag	60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%
Runde 1	nicht wirtschaftlich vorteilhaft						
Runde 2	66 Monate	56 Monate	55 Monate	53 Monate	51 Monate	49 Monate	48 Monate
Runde 3	45 Monate	38 Monate	37 Monate	36 Monate	35 Monate	34 Monate	32 Monate

Die überschläglichen Berechnungen zeigen bereits, dass ein wirtschaftlicher Anreiz zum Verzicht auf die Nutzung eines

Zuschlags besteht. Der Zeitraum, bis die Mehreinnahmen den nominalen Wert der verlorenen Sicherheit erreichen, ist je nach Annahmenset in vielen Fällen vergleichsweise kurz. Jedoch zeigt sich auch, dass für einige Standorte unter bestimmten Annahmen kein wirtschaftlicher Vorteil erzielbar ist und somit kein Anreiz besteht, den Zuschlag fallenzulassen.

In einer alternativen Betrachtung ist in Tabelle 2 dargestellt, welche Zuschlagshöhe erforderlich ist, um den nominalen Ausgleich der verlorenen Sicherheit durch Mehreinnahmen bei Verzicht auf die Nutzung des Zuschlags eines Bürgerwindprojekts ohne Genehmigung zugunsten eines Zuschlags mit Genehmigung innerhalb von 2, 5 Jahren bzw. 10 Jahren zu erzielen.

Tabelle 2:
Erforderliche Gebotshöhe zur Ausgleich der verlorenen Sicherheit durch Mehreinnahmen bei Verzicht auf die Nutzung des Zuschlags eines Bürgerwindprojekts ohne Genehmigung zugunsten eines Zuschlags mit Genehmigung innerhalb von 2, 5 bzw. 10 Jahren⁴

Beispiel 1: Kapazitätsfaktor am 100% Standort: 0,4 Dauer bis zum Ausgleich der verlorenen Sicherheit durch Mehreinnahmen: 2 Jahre Standortgüte: 60 – 120%							
Standortgüte Erster Zuschlag	60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%
Runde 1	8,55 ct/kWh	8,15 ct/kWh	8,09 ct/kWh	8,00 ct/kWh	7,92 ct/kWh	7,85 ct/kWh	7,78 ct/kWh
Runde 2	7,06 ct/kWh	6,66 ct/kWh	6,60 ct/kWh	6,51 ct/kWh	6,43 ct/kWh	6,36 ct/kWh	6,29 ct/kWh
Runde 3	6,59 ct/kWh	6,19 ct/kWh	6,13 ct/kWh	6,04 ct/kWh	5,96 ct/kWh	5,89 ct/kWh	5,82 ct/kWh
Beispiel 2: Kapazitätsfaktor am 100% Standort: 0,4 Dauer bis zum Ausgleich der verlorenen Sicherheit durch Mehreinnahmen: 5 Jahre Standortgüte: 60 – 120%							
Standortgüte Erster Zuschlag	60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%
Runde 1	6,89 ct/kWh	6,73 ct/kWh	6,70 ct/kWh	6,67 ct/kWh	6,64 ct/kWh	6,61 ct/kWh	6,58 ct/kWh
Runde 2	5,40 ct/kWh	5,24 ct/kWh	5,21 ct/kWh	5,18 ct/kWh	5,15 ct/kWh	5,12 ct/kWh	5,09 ct/kWh
Runde 3	4,93 ct/kWh	4,77 ct/kWh	4,74 ct/kWh	4,71 ct/kWh	4,68 ct/kWh	4,65 ct/kWh	4,62 ct/kWh
Beispiel 2: Kapazitätsfaktor am 100% Standort: 0,4 Dauer bis zum Ausgleich der verlorenen Sicherheit durch Mehreinnahmen: 10 Jahre Standortgüte: 60 – 120%							
Standortgüte Erster Zuschlag	60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%
Runde 1	6,23 ct/kWh	6,25 ct/kWh	6,24 ct/kWh	6,22 ct/kWh	6,21 ct/kWh	6,19 ct/kWh	6,18 ct/kWh
Runde 2	4,84 ct/kWh	4,76 ct/kWh	4,75 ct/kWh	4,73 ct/kWh	4,72 ct/kWh	4,70 ct/kWh	4,69 ct/kWh

⁴ Die durchgestrichenen Werte liegen über dem maximal zulässigen Gebotswert von 6,3 ct/kWh für die ersten beiden Ausschreibungsrunden in 2018. [BNetzA 2017c]

Runde 3	4,37 ct/kWh	4,29 ct/kWh	4,28 ct/kWh	4,26 ct/kWh	4,25 ct/kWh	4,23 ct/kWh	4,22 ct/kWh
---------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------

Die Beispielrechnungen zeigen, dass insbesondere für die Ausschreibungsrunden 2 und 3 (August und November 2017) ein Zuschlag deutlich unter dem maximal zulässigen Gebot zu einem nominalen Ausgleich binnen 5 bzw. 10 Jahren führt. Der Ausgleich binnen 2 Jahren ist hingegen eher bei Projekten möglich, die den Zuschlag in der dritten Ausschreibungsrunde erhalten haben. Für diese besteht demnach ein besonders hoher Anreiz, einen bestehenden BEG-Zuschlag ohne Genehmigung zugunsten eines Zuschlags mit Genehmigung Fallenzulassen.

Die Beispielrechnungen zeigen, dass die Höhe der Pönale, die für Bürgerenergieprojekte ohne Genehmigung nur dem Wert der Erstsicherheit (15 €/kW) entspricht, nicht ausreicht, um den wirtschaftlichen Anreiz zum Verzicht auf die Nutzung von Zuschlägen vollständig aufzuheben. Durch das starke Absinken der Zuschlagswerte im Verlauf der Ausschreibungsrunden 2017 ist insbesondere für die späten Runden ein Anreiz vorhanden.

In der Praxis hängt die Höhe des Anreizes im Detail stets von der gewählten Anlagentechnologie, der Standortgüte, dem Wettbewerb in den kommenden Ausschreibungsrunden (und den daraus resultierenden erzielbaren Zuschlagswerten) sowie der jeweiligen Bewertung durch den Bieter ab.

LITERATURVERZEICHNIS

- BNetzA 2017a BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Gebotstermin 1. Mai 2017 - Öffentliche Bekanntgabe der Zuschläge. [online]. 2017. [Zugriff am: 19. Dezember 2017]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/Elektrizitaetund-Gas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/Gebotstermin_01_05_2017/Gebotstermin_01_05_17_node.html
- BNetzA 2017b BUNDESNETZAGENTUR. Ergebnisse der Ausschreibungsrunden für Windenergie-Anlagen an Land 2017. [online]. November 2017. [Zugriff am: 19. Dezember 2017]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/Elektrizitaetund-Gas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html
- BNetzA 2017c BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Festlegung 8175-02-00-17/1 [online]. 2017. [Zugriff am: 12. Dezember 2017]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen_2017/Onshore/Festlegung17_1.pdf?__blob=publicationFile&v=1

ANHANG - GESETZLICHE GRUNDLAGE

AUSSCHLUSS VON GEBOTEN

§ 33 ABS. 2 EEG 2017

(2) Die Bundesnetzagentur kann ein Gebot ausschließen, wenn der begründete Verdacht besteht, dass der Bieter keine Anlage auf dem in dem Gebot angegebenen Standort plant, und

- auf den in dem Gebot angegebenen Flurstücken bereits eine Anlage in Betrieb genommen worden ist oder
- die in dem Gebot angegebenen Flurstücke ganz oder teilweise übereinstimmen
 - a. mit den in einem anderen Gebot in derselben Ausschreibung angegebenen Flurstücken oder
 - b. mit den in einem anderen bezuschlagten Gebot in einer vorangegangenen Ausschreibung angegebenen Flurstücken, sofern der Zuschlag nicht entwertet worden ist.**

Ein Ausschluss von Geboten nach Satz 1 Nummer 1 oder Nummer 2 Buchstabe b ist nicht zulässig, wenn zu einer Anlage weitere Anlagen zugebaut werden sollen oder eine bestehende Anlage ersetzt werden soll und hierfür Gebote abgegeben werden.

§ 36D EEG 2017

Die Bundesnetzagentur schließt Gebote für Windenergieanlagen an Land nach § 33 von dem Zuschlagsverfahren aus, wenn sie für eine in dem Gebot angegebene Windenergieanlage an Land bereits einen Zuschlag erteilt hat, der zum Gebotstermin nicht entwertet worden ist.

AUSSCHLUSS VON BIETERN

§ 34 EEG 2017

Die Bundesnetzagentur kann Bieter und deren Gebote von dem Zuschlagsverfahren ausschließen, wenn

1. der Bieter

- a. vorsätzlich oder grob fahrlässig Gebote unter falschen Angaben oder unter Vorlage falscher Nachweise in dieser oder einer vorangegangenen Ausschreibung abgegeben hat oder
 - b. mit anderen Bietern Absprachen über die Gebotswerte der in dieser oder einer vorangegangenen Ausschreibung abgegebenen Gebote getroffen hat,
- 2. die Gebotsmengen mehrerer Zuschläge eines Bieters aus mindestens zwei vorangegangenen Ausschreibungen vollständig entwertet worden sind oder**
3. der Bieter bei mindestens zwei Geboten nach der Erteilung des Zuschlags für eine Solaranlage die Zweitsicherheit nach § 37a Satz 2 Nummer 2 nicht innerhalb der Frist bei der Bundesnetzagentur geleistet hat.

ENTWERTUNG VON ZUSCHLÄGEN

§ 35A EEG 2017

- (1) Die Bundesnetzagentur entwertet einen Zuschlag,
- 1. soweit der Zuschlag nach Ablauf der Frist zur Realisierung der Anlage erlischt,
 - 2. wenn der Bieter seinen Zuschlag zurückgeben darf und soweit er von diesem Recht Gebrauch gemacht hat,
 - 3. soweit die Bundesnetzagentur den Zuschlag nach dem Verwaltungsverfahrensgesetz zurücknimmt oder widerruft oder
 - 4. wenn der Zuschlag durch Zeitablauf oder auf sonstige Weise seine Wirksamkeit verliert.
- (2) Wird eine Zahlungsberechtigung nachträglich aufgehoben, wird auch der zugrundeliegende Zuschlag entwertet.

BESONDERHEITEN BEG

§ 36G ABS. 3 EEG 2017

- (3) Der Zuschlag, der auf ein Gebot nach Absatz 1 erteilt wird, ist an den in dem Gebot angegebenen Landkreis als Standort gebunden, und die Frist nach § 36e Absatz 1 verlängert sich für diesen Zuschlag um 24 Monate. Die Bürgerenergiegesell-

schaft muss innerhalb von zwei Monaten nach der Erteilung der Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (materielle Ausschlussfrist) bei der Bundesnetzagentur die Zuordnung des Zuschlags zu den genehmigten Windenergieanlagen an Land beantragen. **Der Zuschlag erlischt, soweit keine Zuordnung innerhalb der verlängerten Frist nach Satz 1 erfolgt, die Zuordnung nicht innerhalb der Frist nach Satz 2 beantragt oder der Antrag abgelehnt worden ist.** Die Bundesnetzagentur ordnet den Zuschlag auf den Antrag nach Satz 2 bis zu sechs Windenergieanlagen an Land mit einer zu installierenden Leistung von insgesamt nicht mehr als 18 Megawatt, höchstens jedoch in der Höhe der Gebotsmenge des bezuschlagten Gebots, verbindlich und dauerhaft zu, wenn

1. der Antrag nach Satz 2 die Angaben nach § 36 Absatz 2 enthält,
2. die Windenergieanlagen in dem Landkreis errichtet werden sollen, der in dem Gebot angegeben ist,
3. durch Eigenerklärung nachgewiesen wird, dass
 - a. die Gesellschaft von der Gebotsabgabe bis zur Antragstellung ununterbrochen eine Bürgerenergiegesellschaft war und die Gesellschaft und deren Mitglieder oder Anteilseigner vor der Antragstellung keine Verträge zur Übertragung ihrer Anteile oder Stimmrechte nach der Antragstellung geschlossen oder sonstige Absprachen zur Umgehung der Voraussetzungen nach § 3 Nummer 15 getroffen haben, soweit die vereinbarte Übertragung oder die sonstigen Absprachen dazu führen, dass nach der Antragstellung die Voraussetzungen nach § 3 Nummer 15 nicht mehr erfüllt sind oder umgangen werden, und
 - b. die Gemeinde, in der die geplanten Windenergieanlagen errichtet werden sollen, oder eine Gesellschaft, an der diese Gemeinde zu 100 Prozent beteiligt ist, eine finanzielle Beteiligung von 10 Prozent an der Bürgerenergiegesellschaft hält oder der entsprechenden Gemeinde oder einer Gesellschaft, an der diese Gemeinde zu 100 Prozent beteiligt ist, eine finanzielle Beteiligung von 10 Prozent an der Bürgerenergiegesellschaft angeboten worden ist, und
4. die Zweitsicherheit nach Absatz 2 geleistet worden ist.

BEDARFSGERECHTE
NACHTKENNZEICHNUNG

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

BEDARFSGERECHTE NACHTKENNZEICHNUNG

Kurztitel: Bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung

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

Projektnummer (AG): 03MAP344
Projektnummer (AN): VW16165
Berichtsnummer: SP18010A2
Datum: 10.12.2018
© 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 28 Seiten inklusive Deckblatt.

INHALTSVERZEICHNIS

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	IV
1 HINTERGRUND.....	1
2 BETROFFENER BESTAND	3
3 KOSTEN FÜR DIE BEDARFSGESTEUERTE NACHTKENNZEICHNUNG.....	5
3.1 BNK-TECHNOLOGIEN	5
3.2 INVESTITIONSKOSTEN DES BNK-SYSTEMS	7
3.3 ANLAGENSEITIGE INVESTITIONSKOSTEN	10
3.4 BETRIEBSKOSTEN	13
4 AUSWIRKUNG VON EINER BNK-PFLICHT AUF DIE STROMGESTEHUNGSKOSTEN ...	15
4.1 EINFLUSS AUF NEUPROJEKTE.....	17
4.2 EINFLUSS AUF BESTANDSPROJEKTE.....	18
LITERATURVERZEICHNIS.....	21

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AVV Luft	Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen
BNK	Bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung
DFS	Deutsche Flugsicherung
WEA	Windenergieanlage
WP	Windpark

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Anteile der Windenergieanlagen im Bestand mit mehr als 100 m Gesamthöhe nach Installationsjahren Datenquelle: BDB 2018, AnlReg 2018.....	4
Abbildung 2: Investitionskosten für BNK-Systeme.....	7
Abbildung 3: Anzahl der an BNK angeschlossenen Windenergieanlagen	9
Abbildung 4: Investitionskosten (Turn-Key) und Anschlussgebühren (Dienstleistung) je Windenergieanlage	10
Abbildung 5: Anlagenseitige Investitionskosten bei der Implementierung eines BNK-Systems	12
Abbildung 6: Jahresgebühr für BNK-Dienstleistung bzw. Betriebskosten für das BNK-System (Transpondersystem) (Aktivradar) und Betriebskosten für den BNK-Betrieb an der Windenergieanlage	14

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Übersicht der BNK-Technologien.....	5
Tabelle 2: Eingangsannahme zu Investitionskosten für das BNK-System und Betriebskosten in Abhängigkeit vom der BNK-Technologie und der anlagenseitigen Investitionskosten in Abhängigkeit vom Anlagenalter für die Stromgestehungskosten-Analyse.....	16
Tabelle 3: Mittlerer Einfluss der Implementierung eines BNK-Systems auf die Stromgestehungskosten eines Neuprojekts.....	17
Tabelle 4: Mittlerer Einfluss der Implementierung eines BNK-Systems auf die Stromgestehungskosten von Bestandsprojekten bei anlagenseitigen Investitionskosten in Höhe von 10.000 € je Anlage	Fehler! Textmarke nicht definiert.
Tabelle 5: Einfluss der Implementierung eines BNK-Systems auf die Stromgestehungskosten von Bestandsprojekten bei niedrigen und hohen anlagenseitigen Investitionskosten (3.000 €/WEA bzw. 20.000 €/WEA)	19

1 HINTERGRUND

Befeuerung mindert
Akzeptanz

Windenergieanlagen mit einer Gesamthöhe von über 100 m müssen als Luftfahrthindernis gekennzeichnet werden. Insbesondere die Nachtkennzeichnung, die je nach Konfiguration aus einer rotblinkenden Befeuerung auf der Gondel, einer Blattspitzenbefeuerung und einer Hindernisbefeuerung am Turm bestehen kann, wird dabei von Anwohnern als störend empfunden und beeinflusst die Akzeptanz von Windenergie-Projekten negativ. Seit einigen Jahren ist eine sogenannte Bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung (BNK) zugelassen, mit der die Befeuerung der Anlagen ausgeschaltet wird, wenn sich kein Flugkörper in der Nähe befindet. Durch die bedarfsgerechte Befeuerung soll die Akzeptanz von modernen Windenergieanlagen, die fast ausschließlich eine befeuerungspflichtige Gesamthöhe aufweisen, gesteigert werden. Da die gesetzlichen Rahmenbedingungen bisher eine Lösung für die bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung, die die Transpondertechnik von Flugkörpern nutzt, nicht vorsahen, wurden in den letzten Jahren vor allem Radarsysteme (weiter)entwickelt.

Vergleich der Auswirkungen verschiedener Systeme zur bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung auf die Kostensituation

Im Rahmen des Vorhabens Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß §97 des EEG 2014 im Teilvorhaben Windenergie an Land (Vorhaben Iie, Fachlos 6) erfolgt im Folgenden eine Kurzbetrachtung des betroffenen Anlagenbestands sowie der möglichen Kosten für die Umsetzung einer bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung. Die vorliegende Analyse dient dabei der Vorbereitung einer möglichen gesetzlichen Regelung zur Einführung einer BNK¹. Im Rahmen der Analyse werden verschiedene vorhandene und mögliche BNK-Systeme betrachtet und einander gegenübergestellt. Der Schwerpunkt liegt hierbei auf einem Vergleich der Investitions- und Betriebskosten der einzelnen Systeme sowie den zu erwartenden Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten sowohl von Neu- als auch Altanlagen. Die getroffenen Annahmen zu Kosten der Implementierung von BNK-Systemen beruhen auf den Angaben verschiedener Marktakteure und ergänzenden Recherchen. Die Ergebnisse unterliegen aufgrund großer genannter Bandbreiten und unbekannter Effekte einer

¹ Am 30. November 2018 hat der Bundestag das Energiesammelgesetz verabschiedet. Das Energiesammelgesetz beinhaltet unter anderem eine Verpflichtung, neue und bestehende Windenergieanlagen mit einer Einrichtung zur bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung auszustatten.

Skaleneffekte sind möglich, entgegen steht die Situation eines Anbietermarkts mit nachfrageseitigem Termindruck

möglichen schnellen weitergreifenden BNK-Verpflichtung einer großen Unsicherheit.

Weiterhin wurden im Folgenden keine Abschätzungen im Hinblick auf mögliche zukünftige Kostenentwicklungen getroffen. Bei den im Papier betrachteten Technologien handelt es sich um jüngere technische Entwicklungen, für die Kosteninformationen zum Status Quo gesammelt wurden. Zudem hat man sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Energiesammelgesetz auf eine BNK-Verpflichtung für Neu- und Bestandsprojekte mit ambitionierten Nachrüstfristen verständigt. Die Nachfrage nach BNK-Systemen wird somit voraussichtlich in den nächsten Jahren deutlich steigen. Die Anzahl der Anbieter hingegen ist zurzeit limitiert. So stehen mögliche Skaleneffekte, die Kostensenkungen hervorrufen könnten, einem tendenziell Kostensteigerungen hervorrufenden Anbietermarkt mit nachfrageseitigem Termindruck gegenüber.

Weitere Aspekte, die für eine umfassende Bewertung der Vor- und Nachteile der Systeme notwendig wären, wie beispielsweise Umweltauswirkungen, Akzeptanz und Produktionskapazitäten oder die Zulassungswahrscheinlichkeit alternativer BNK-Systeme sowie die Bewertung der unterschiedlichen Technologien, werden nicht adressiert.

2 BETROFFENER BESTAND

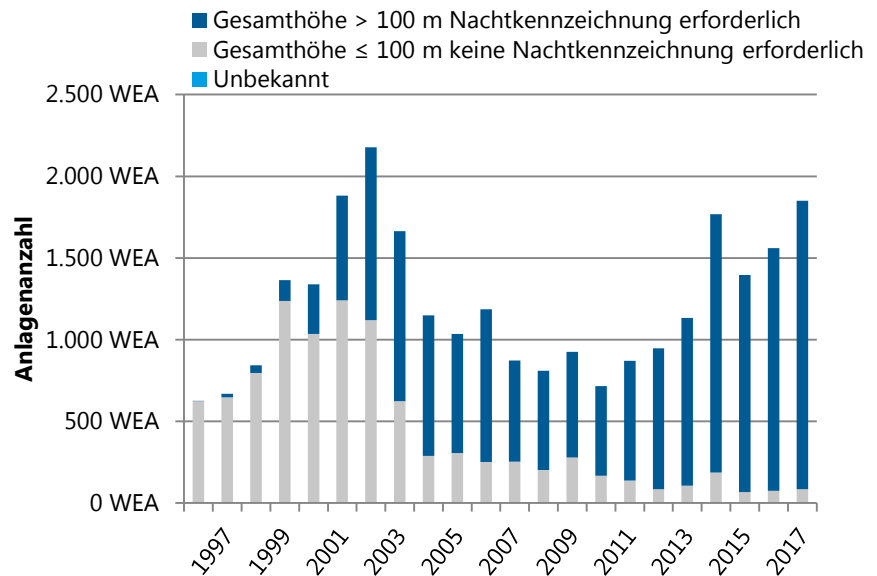
In der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV Luft) ist die Befeuerung von Windenergieanlagen geregelt. Grundsätzlich ist für alle WEA mit einer Gesamthöhe von über 100 m eine Befeuerung vorgesehen. In besonderen Fällen müssen auch kleinere Anlagen als Luftfahrthindernisse gekennzeichnet werden.

Die modernen, heutzutage installierten Windenergieanlagen haben fast ausschließlich eine Gesamthöhe von deutlich über 100 m. Nur in wenigen Einzelfällen sind in den letzten Jahren noch kleinere Anlagen mit einer Gesamthöhe von unter 100 m errichtet worden – vermutlich an Standorten, an denen genehmigungsrechtlich oder aus anderen Gründen keine größere Anlage durchsetzbar war. Eine Verpflichtung zur bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung würde somit nahezu alle neu zu installierenden Windenergieanlagen betreffen.

Etwa 59% der Bestandsanlagen sind kennzeichnungspflichtig

Sollte eine BNK-Verpflichtung rückwirkend für Bestandsanlagen wirksam werden, müssten auch ältere Anlagen mit BNK-Systemen nachgerüstet werden. Bereits Ende der neunziger Jahre wurden erste WEA mit einer Gesamthöhe von über 100 m errichtet. Der Anteil solcher Anlagen ist seither zunehmend gestiegen. Bereits 2002 erreichte knapp die Hälfte der installierten Anlagen die Kennzeichnungsschwelle. Bestandsanlagen mit Installation zwischen 2004 und 2011 sind zu etwa 75% kennzeichnungspflichtig und in den nachfolgenden Jahren lag der Anteil bei 90% oder höher. Die Anteile der Windenergieanlagen im Bestand mit mehr als 100 m Gesamthöhe nach Installationsjahren sind in Abbildung 1 dargestellt. Im Gesamtbestand (inklusive der WEA die vor 1996 und im bisherigen Verlauf des Jahres 2018 installiert wurden) liegt der Anteil der Anlagen mit einer Gesamthöhe über 100 m bei etwa 59% (ca. 17.000 WEA).

Abbildung 1:
 Anteile der Windenergieanlagen im Bestand mit mehr als 100 m Gesamthöhe nach Installationsjahren
 Datenquelle: BDB 2018, AnlReg 2018



Während die Anlagenanzahl zwar eine Indikation liefert, wie weitgreifend eine Befeuerverpflichtung auf den Bestand wirken würde, kann auf Basis dieser Daten keine Anzahl an erforderlichen BNK-Systemen abgeleitet werden. Die Verteilung der Anlagenstandorte und die Auswahl der BNK-Systeme beeinflusst, wie viele Anlagen ein gemeinsames System nutzen können und wie viele Systeme folglich notwendig sind, um den gesamten Anlagenbestand abzudecken.

3 KOSTEN FÜR DIE BEDARFSGERECHTE NACHTKENNZEICHNUNG

Begrenzte Datenlagen zu Kosten der BNK

Die Datenlage über die Kosten der BNK ist verhältnismäßig beschränkt. Zudem sind die Daten schwer vergleichbar. Die Gründe dafür sind vielfältig: So ist die Anzahl der Anbieter mit zugelassenen Systemen gering, die Anzahl der umgesetzten Projekte ist begrenzt und die Kosten scheinen projektspezifisch deutlich zu variieren. Mittels einer stichprobenartigen Befragung von Anbietern (Interviews) und ergänzenden Desktop-Recherchen wurden die im Folgenden dargestellten Daten² gesammelt. Es wird dabei zwischen verschiedenen BNK-Technologien unterschieden und die anfallenden Kostenarten sowie unterschiedliche Anlagenklassen werden differenziert betrachtet.

3.1 BNK-TECHNOLOGIEN

Aktiv- und Passivradarsysteme sowie transpondersignalbasierte Systeme

BNK-Systeme lassen sich aktuell in drei Systeme unterteilen: Aktiv- und Passivradarsysteme sowie transpondersignalbasierte Systeme. Während beim Aktiv- und Passivradarsystemen Signalreflexionen an Flugobjekten empfangen und ausgewertet werden, werden bei der Transponderlösung Signale empfangen die den Luftfahrzeuge ausgesendet werden. Die Technologien wurden bereits in verschiedenen Veröffentlichungen (u.a. FA Wind 2016) beschrieben. Daher folgt in Tabelle 1 nur ein kurzer Überblick über die berücksichtigten Technologien und ihre Eigenschaften.

Tabelle 1:
Übersicht der BNK-Technologien

	Aktivradar	Passivradar	Transponderlösung
Funktionsweise	Aussendung und Messung von am Flugobjekt reflektierten Radarsignalen	Messung von vorhandenen, von dritten gesendeten Signalen (DV BT ₁ und DV BT ₂) und der am Flugobjekt reflektierten Signale	Messung der vom Flugobjekt gesendeten Signalen
Anbieter	DarkSky Quantec/(Terma/Nordex) Vestas IntelliLight	Parasol	Lanthan

² Verbal beschriebene Kosten (z.B. vielfaches von, fast keine etc.) wurden soweit wie möglich genutzt, genannte Bandbreiten sind durch den oberen und unteren Wert dargestellt.

	Aktivradar	Passivradar	Transponderlösung
Zulassung	Ja Zulassung durch die DFS im September 2015 (DarkSky) bzw. März 2016 (Quantec/Nordex) [FA Wind 2016]	ja Zulassung durch die DFS im Mai 2018 [Dirkshof 2018]	nein Zur Zeit nicht Zulassungsfähig gemäß AVV Luft aufgrund der Abhängigkeit von der technischen Ausstattung der Luftfahrzeuge
Reichweite je System	Unterschiedlich, nach Anzahl der Sensoren und Ausrichtung [DarkSky 2018b] 18 km Radius bei 360° Abdeckung bzw. 36 km Reichweite [Quantec 2018b, Vestas 2018]	Reichweite hängt von der Größe der Flugobjekte ab und beträgt mindestens 10 km Reichweite [Wind-Kraft Journal 2018]	Parametrierbar, empfohlene Reichweite je System: 10-15 km, keine separate Schaltung angeschlossener Anlagen/Parks [Lanthan 2018]
Installation	Am Anlagenturm oder auf frei stehendem Mast [Vestas 2018]	Am Anlagenturm [Parasol 2018]	Anlagengondel [Lanthan 2018]
Anzahl Sensoren	Unterschiedlich, Systemabhängig: mindestens ein Sender / Sensor bei kleineren Projekten, mindestens zwei bei größeren [DarkSky 2018b] ein Sender/Sensor [VDI 2016]	(Mindestens) 3 Sensoren mit je zwei Antennen, kein eigener Sender [Dirkshof 2018, Erneuerbare Energien 2018]	Mindestens ein System, abhängig von Reichweite und Signalkommunikation unter den Anlagen mehr Systeme [Lanthan 2018]
Anschluss von WEA	Anschluss des Detektionssystems an eine zentrale BNK-Schnittstelle – zum Beispiel im WP, ggf. erforderlicher Aufbau / Ertüchtigung eines Kommunikationsnetzwerkes im WP zur Anbindung der Befuerungssysteme und Ertüchtigung / Austausch von nicht BNK-fähigen Befuerungssystemen [Quantec 2017] Anschluss an Zentralschnittstellen zur Befuerung für das gesamte Projekt oder, sofern keine Zentralschnittstelle zur Verfügung steht, an eine BNK-Schnittstelle des Befuerungssystems (ggf. Umrüstungsbedarf) [DarkSky 2018b]	Der Connector kommuniziert anschließend mit der bereits verbauten Beleuchtung (Typ und Hersteller müssen bekannt sein) und ist völlig unabhängig vom Windkraftanlagentyp und dessen Software. Dieser Vorgang kann über eine herkömmliche Internetverbindung mit geringer Bandbreite erfolgen. [Parasol 2018]	Keine Unabhängige Steuerung der angeschlossenen Windenergieanlagen möglich [Lanthan 2018]
Einschränkungen	Genehmigungsbedarf für Radarsender Frequenzbereich notwendig		Funktion abhängig von funktionierenden Transpondern (Transponderpflicht)
Nutzungsdauer / Vertragsdauer bei Dienstleistungen	Mindestens entsprechend der Windenergieanlagen-Nutzungsdauer (20+ Jahre) [Vestas 2018]		Transponder: 20 Jahre (10 – 12 Jahre für die Batterie) [BNK-Anbieter 2018]

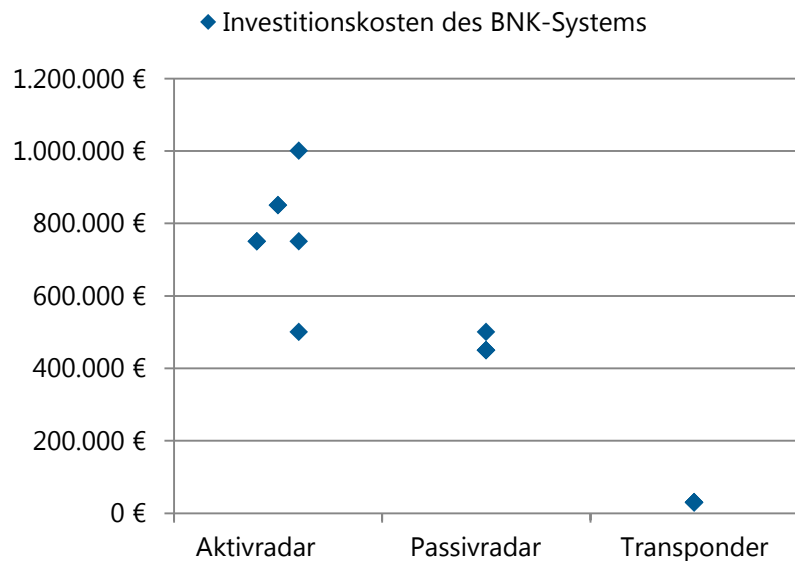
3.2 INVESTITIONSKOSTEN DES BNK-SYSTEMS

Die Investitionskosten für BNK-Systeme variieren stark und hängen insbesondere von der gewählten Technologie ab. Zurzeit sind in Deutschland sowohl Aktiv- als auch Passivradar-Systeme zur bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung zugelassen. Die Investitionskosten für diese Systeme belaufen sich laut Angaben von Anbietern und weiteren Recherchen auf mehrere hunderttausend Euro. Die Investitionskosten für Aktivradar-Systeme liegen dabei den vorliegenden Angaben und Einschätzungen bei 500.000 - 1.000.000 € und damit über den Investitionskosten für Passivradarsysteme (450.000 - 500.000 €).

Systemkosten für Transponderlösung am geringsten

Die Kosten für eine Transponderlösung, die in Deutschland zurzeit noch nicht zugelassen ist, sind gemäß vorliegenden Angaben deutlich geringer und belaufen sich auf etwa 30.000 € je System. In Abbildung 2 sind die Investitionskosten der unterschiedlichen Technologien in einer vergleichenden Übersicht dargestellt.

Abbildung 2: Investitionskosten für BNK-Systeme



Angeschlossene Anlagenanzahl beeinflusst Kostensituation entscheidend

Tatsächlich ist die Aussagekraft der Höhe der Investitionskosten sehr beschränkt, da die Anfangsinvestition je System auf alle innerhalb der Reichweite befindlichen angeschlossenen Windenergieanlagen umgelegt werden kann. Wie groß die Anlagenanzahl dabei ist, hängt von verschiedenen Faktoren, wie der Reichweite des Systems und der in der betrachteten Region befindlichen Anlagenanzahl sowie der Positionierung des Systems ab. Folglich können bei strategisch platzierten Systemen mit großer Reichweite in Regionen mit vielen Anlagen die Investitionskosten auf deutlich mehr Windenergieanlagen um-

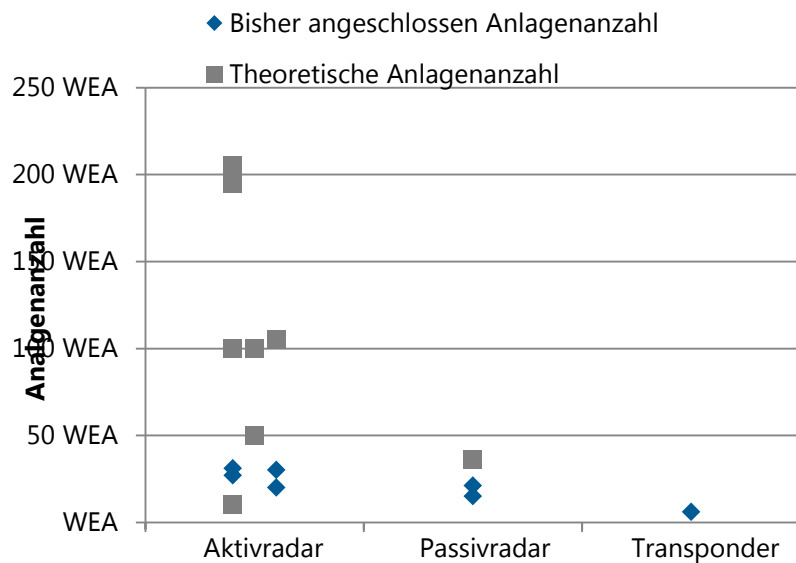
Abschätzung einer erwarteten Anlagenanzahl je System

gelegt werden, als bei Systemen, die beispielsweise in einer Region umgesetzt werden, in der nur sehr wenige Windenergieanlagen errichtet sind. Auch kann es bei einigen Systemen Synergieeffekte geben, wenn die abgedeckte Fläche durch Ergänzung einzelner Sensoren erheblich erweitert werden kann.

Die erwartete Anlagenanzahl, die mit Hilfe eines BNK-Systems bedarfsgerecht befeuert werden kann, hat einen großen Einfluss auf die Kostenbewertung. Um eine Abschätzung der zu erwartenden Anlagenanzahl je System treffen zu können, wurden diesbezüglich auf Basis von Interviews und Literaturliteraturauswertungen stichprobenartig Daten erhoben. Eine Unsicherheit begründet sich insbesondere darin, dass zwar für Beispielprojekte die Anzahl der Anlagen des initialisierenden Projekts beispielsweise in Pressemitteilungen bekannt gemacht werden, jedoch unklar ist, ob im weiteren Projektverlauf weitere Anlagen in der Umgebung hinzugekommen sind oder noch werden. In anderen Quellen wird die vorgesehene oder maximal erwartete Anlagenanzahl kommuniziert, dabei ist jedoch unsicher, ob die theoretischen Annahmen tatsächlich eintreffen werden, oder ob beispielsweise in einer Region konkurrierende Systeme vorhanden sein werden, die die Anlagenanzahl je System reduzieren. Ohne eine gesetzliche Verpflichtung zum BNK ist auch der Anteil an Bestandsanlagen, die ein verfügbares BNK-System freiwillig nutzen werden, sehr unsicher. Weiterhin befinden sich die ersten BNK-Systeme tendenziell eher in Regionen mit einer großen Anlagendichte. In Regionen mit geringem Windenergieausbau sind insbesondere bei Systemen mit großer Reichweite deutlich weniger Anlagen je System zu erwarten als in Regionen mit großem Windenergieanteil. Nichtsdestotrotz geben die Werte einen ersten Eindruck, wie viele Anlagen ein System umfassen könnte.

Wie Abbildung 3 zeigt, ist die Bandbreite der gesammelten Werte erheblich. Es zeigt sich dennoch ein Zusammenhang mit der in Kapitel 3.1 benannten Reichweite der verschiedenen Systeme, die beim Aktivradar am größten ist.

Abbildung 3:
Anzahl der an BNK an-
geschlossenen Wind-
energieanlagen



Die Investitionskosten für ein BNK-System, die vom Betreiber der Windenergieanlagen zu tragen sind, hängen zudem vom gewählten Geschäftskonzept ab. Investiert der Betreiber in ein eigenes System, fallen die vollen Investitionskosten an, kauft er hingegen die BNK als Dienstleistung ein, werden die Investitionskosten für das System von Dritten übernommen und nur anteilig an den Projektierer weitergereicht. Unklar bleibt dabei vorerst, ob ein solches Dienstleistungsangebot in Regionen mit geringem Windenergieausbau entstehen kann.

Turn-Key-Projekte und BNK als Dienstleistung

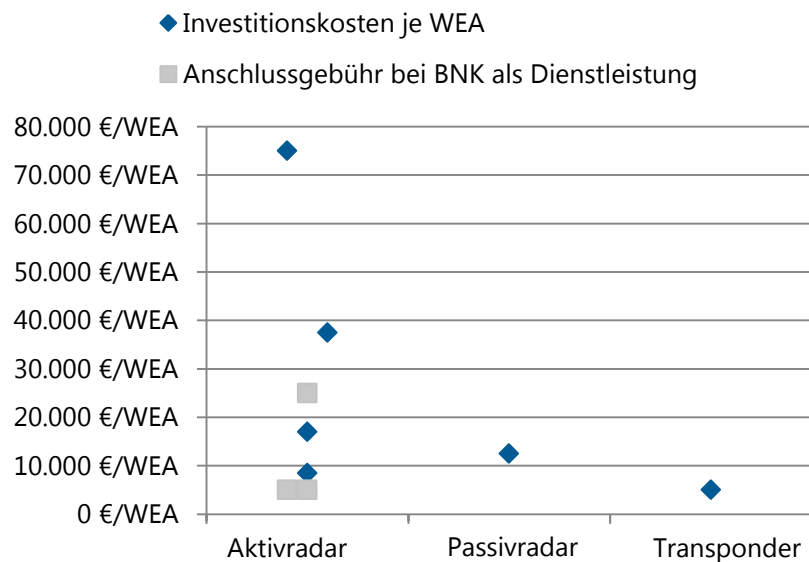
Bisher stehen den sogenannten Turn-Key-Lösungen, bei denen ein BNK-System betriebsbereit an den Windparkbetreiber oder den Zusammenschluss mehrerer Betreiber übergeben wird, Dienstleistungsangebote gegenüber, in denen die Bereitstellung des BNK-Signals weiteren Anlagenbetreibern angeboten wird. Solche Angebote entstehen dort, wo sich ein initiiender Projektbetreiber und ein Anbieter von BNK-Systemen finden und gemeinsam ein Projekt anstoßen. BNK als Dienstleistung kann theoretisch sowohl aus der Hand eines übergeordneten BNK-Anbieters erfolgen als auch aus der Hand eines Parkbetreibers, der ein Turn-Key-System erworben hat und die Nutzung des Signals weiteren Windenergieanlagenbetreibern im Einzugsgebiet des Systems anbietet.

In Fall der Turn-Key-Lösung sind die Investitionskosten auf die am Initialprojekt beteiligten Anlagen umzulegen, um die Kosten je Anlage zu ermitteln. Werden im weiteren Verlauf zusätzliche Anlagen an das System angeschlossen, sinken die jeder einzelnen Anlage zuzuordnenden Kosten nachträglich.

Bei Dienstleistungsangeboten werden eine einmalige Anschlussgebühr und fixe jährliche Beiträge (siehe Betriebskos-

ten) abgerufen. Die Höhe derselben wird durch die Kosten des Systems sowie die Anzahl der zu erwartenden Anlagenanschlüsse bestimmt. In Abbildung 4 sind die Investitionskosten je Anlage für Datensätze, die sowohl die Anlagenanzahl als auch die Investitionskosten beinhalten, dargestellt. Zudem sind die Anschlussgebühren (einmalige Zahlung zu Vertragsbeginn) für Dienstleistungskonzepte mit dargestellt. Für den nach oben hin ausreißenden Datensatz hinsichtlich der Kosten pro Windenergieanlage für ein Aktivradar-System (75.000 € je WEA bei 10 WEA im Projekt vgl. FA Wind) wird davon ausgegangen, dass sich das Projekt entweder in einer sehr (von weiteren Windparks) abgelegenen Gegend befindet oder sich um das initiiierende Projekt handelt und zu einem späteren Zeitpunkt zusätzliche Anlagen angeschlossen werden können.

Abbildung 4:
Investitionskosten
(Turn-Key) und An-
schlussgebühren
(Dienstleistung)
je
Windenergieanlage



Die gesammelten Daten zeigen eine sehr große Bandbreite hinsichtlich der Gesamtkosten der unterschiedlichen Systeme auf. Die Höhe der Investitionskosten relativiert sich deutlich, wenn die Kosten auf die anbindbaren Windenergieanlagen umgelegt werden. Nichtsdestotrotz bleibt eine große projektspezifische Bandbreite bestehen, die insbesondere vom ausgewählten System und der Anlagenanzahl abhängt.

3.3 ANLAGENSEITIGE INVESTITIONSKOSTEN

Neben den Investitionskosten in das eigentliche BNK-System (Sensoren etc.) sind (Windenergie)anlagenseitig ebenfalls Kosten zu erwarten. In Abhängigkeit von den vorhandenen Schnittstellen können die notwendigen Investitionen an den Anlagen bzw. im Park erheblich variieren. Neue Projekte kön-

nen von Anfang an auf die Implementierung eines BNK-Systems ausgelegt werden, an Bestandsprojekten sind möglicherweise Nachrüstungen notwendig. Die Angaben reichen diesbezüglich weit auseinander, da verschiedene Marktteilnehmer sehr unterschiedlichen Nachrüstbedarf erwarten.

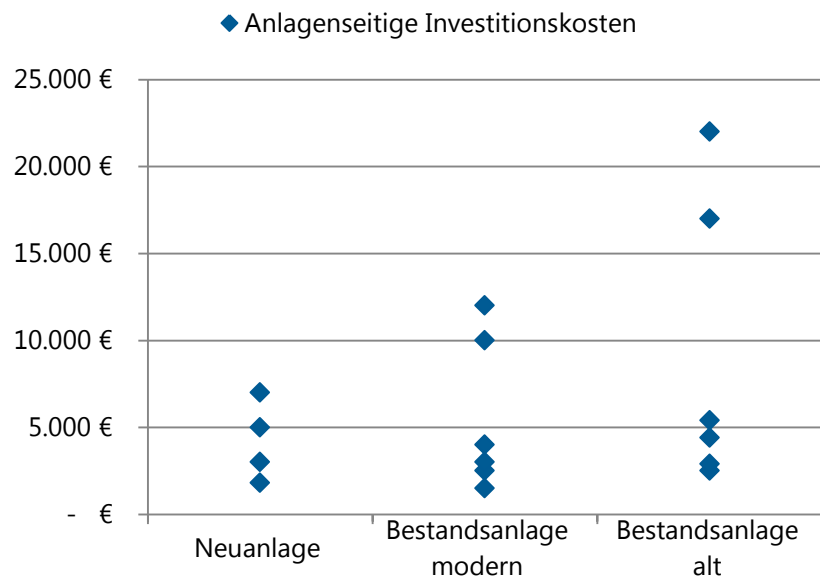
Generell werden die BNK-Systeme so ausgelegt, dass theoretisch Anlagen jeden Typs und Alters an die Systeme angegliedert werden können. In Abhängigkeit von den im jeweiligen Park bzw. an der jeweiligen Anlage vorhandenen Einrichtungen (Schnittstellen, Befeuerungskonfiguration etc.) sind dabei unterschiedliche zusätzliche Investitionen erforderlich.

Die BNK-Systeme können entweder über eine zentrale Schnittstelle mit der gesamten Befeuerung eines Windparks kommunizieren oder die einzelnen Befeuerungssysteme der Anlagen separat ansprechen. Entsprechende Kommunikationssysteme müssen gegebenenfalls eingerichtet werden. Je nach Anbieter und Konfiguration können unterschiedliche Steuerungselemente je Windpark oder je Anlage erforderlich sein. Weiterhin muss das Befeuerungssystem der Anlagen BNK-tauglich sein. Umrüstungen werden teilweise ebenfalls von den BNK-Anbietern angeboten. [DarkSky 2018b, Quantec 2017b]

Bei BNK-Nachrüstung stark variierende Kosten, insbesondere bei älteren Bestandsanlagen höhere Kosten zu erwarten

Die Kosten, die somit anlagenseitig für die Implementierung des BNK-Systems entstehen, können sehr stark variieren und die Datenbasis ist beschränkt. Grundsätzlich ist die Umsetzung in neuen Projekten, in denen eine BNK von Anfang an vorgesehen ist, optimal. Eine nachträgliche Ergänzung ist an neueren Bestandsanlagen tendenziell einfacher und kostengünstiger zu realisieren als an älteren, jedoch kann eine Notwendigkeit für kostenintensive Nachrüstungen nicht verallgemeinert werden. In Abbildung 5 sind die verfügbaren indikativen Kostenabschätzungen für die anlagenseitige Investition dargestellt. Bei Investitionskosten, die je Windpark anfallen, wurde eine Anzahl von fünf Windenergieanlagen je Projekt angesetzt.

Abbildung 5:
Anlagenseitige Investitionskosten bei der Implementierung eines BNK-Systems



Die Angaben zu den erwarteten anlagenseitigen Kosten für die Implementierung von BNK-Systemen variieren insbesondere für alte Bestandsanlagen mit suboptimalen Strukturen variieren stark. Während einige Akteure deutlich steigende anlagenseitige Kosten mit zunehmendem Anlagenalter erwarten, sehen andere Marktakteure auch für ältere Bestandprojekte viele Möglichkeiten individuelle, aber kostengünstige Lösungen für die anzuschließenden Windparks/Anlagen zu finden. Dabei ist das tatsächliche Inbetriebnahmedatum weniger entscheidend als die in Bestandsprojekten vorhandene Infrastruktur (Anschlüsse, Vernetzung, Befuerungssystem etc.). Die Einordnung zu „Bestandsanlage modern und alt“ ist folglich weniger auf das tatsächliche Anlagenalter, sondern vielmehr auf den Stand der Technik der vorhandenen Netz-Infrastruktur und die Anforderungen des verwendeten BNK-Systems (Notwendigkeit der Standardisierung) bezogen. Eine abschließende Bewertung zur Wahrscheinlichkeit von sehr hohen anlagenseitigen Kosten konnte nicht getroffen werden.

Verhältnismäßig große Auswirkungen auf die ertragsbezogenen Kosten bei älteren Bestandsanlagen

Da modernere Anlagen über eine größere Nennleistung verfügen und auch höhere Energieerträge erzielen als ältere Bestandsanlagen, sind die möglichen größeren Kosten je WEA bezogen auf die erzeugte Kilowattstunde für Bestandsanlagen mit hohem Nachrüstaufwand besonders schwerwiegend. Erschwerend kommt zudem hinzu, dass die verbleibende Betriebsdauer bei älteren Anlagen deutlich geringer sein kann, als bei neuen Windparks.

3.4 BETRIEBSKOSTEN

Hinsichtlich der Betriebskosten ist zwischen tatsächlichen Betriebskosten der BNK-Systeme und den anfallenden Kosten im Falle einer Nutzung der BNK als Dienstleistung zu differenzieren. Außerdem zu berücksichtigen sind die auf die Windenergieanlage bezogenen, aus der BNK resultierenden zusätzlichen Betriebskosten.

Für die BNK-Systeme sind zum Beispiel gemäß AVV Luft Wartungskonzepte vorzulegen, die mindestens eine Systemüberprüfung alle 6 Monate beinhaltet. Die Betriebskosten eines Aktivradars werden unabhängig von der angeschlossenen Anlagenanzahl verschiedenen Quellen nach auf Werte zwischen 10.000 € bis 50.000 € pro Jahr beziffert. Hier ist wie auch bei den Investitionskosten zu beachten, dass die Kosten auf alle angeschlossenen Anlagen umzulegen sind. Für Passivradarsysteme liegen keine spezifischen Angaben vor. Für Transpondersysteme wird hingegen von Branchenakteuren angegeben, dass keine oder nur sehr geringe Wartungskosten und Betriebskosten anfallen^{3,4}. Die Angaben der Betriebskosten für die noch nicht zugelassenen Transponderlösungen werden aufgrund geringerer Erfahrungen zum Betrieb unter Berücksichtigung der Regelungen der AVV Luft als unsicherer eingeschätzt.

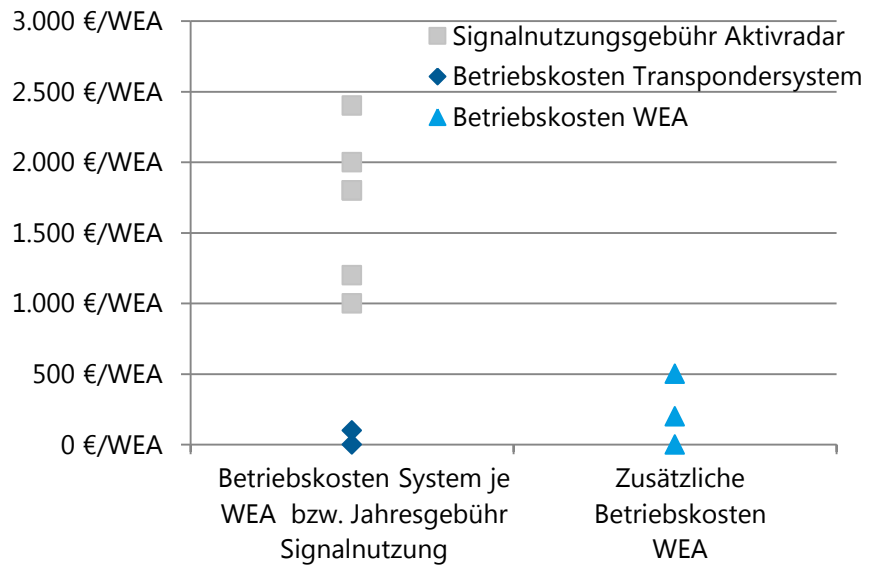
Für Anlagenbetreiber, die die BNK als Dienstleistung einkaufen, bestehen die Betriebskosten aus den monatlichen Gebühren zum Erhalt des Signals. Angaben zufolge belaufen sich diese auf 1.000 € bis 2.400 € je Windenergieanlage jährlich für Aktivradarsysteme.

Zu den Betriebskosten des BNK-Systems bzw. der Jahresgebühr für die Signalnutzung sind die zusätzlichen Betriebskosten zu addieren, die an der Anlage anfallen. Dies kann z.B. erhöhte Kosten für das Monitoring der Befuerung an den Anlagen beinhalten. Diese Kosten werden jedoch von verschiedenen Quellen als eher gering eingeschätzt und erhöhen die Kosten, die ohnehin für das Anlagen-Monitoring anfallen, nur sehr geringfügig. In Abbildung 6 sind die Betriebskosten unterteilt nach den unterschiedlichen Kostenblöcken, dargestellt.

³ Gemäß AVV Luft ist ein Wartungskonzept unter Beachtung der Wartungsvorgaben des Herstellers, welches eine Systemüberprüfung mindestens alle 6 Monate beinhaltet, erforderlich. Zu den Kosten dafür liegen keine ergänzenden Informationen vor.

⁴ Hinweise auf eine begrenzte Lebensdauer der Batterien von Transponderlösungen weisen auf die Notwendigkeit von Ersatzinvestitionen im Bereich von Wartung und Reparatur hin. Diese können jedoch nicht beziffert werden.

Abbildung 6:
 Jahresgebühr für BNK-Dienstleistung bzw. Betriebskosten für das BNK-System (Transpondersystem) (Aktivradar) und Betriebskosten für den BNK-Betrieb an der Windenergieanlage



4 AUSWIRKUNG VON EINER BNK-PFLICHT AUF DIE STROMGESTEHUNGSKOSTEN

Nachdem die unterschiedlichen Kostengruppen betrachtet wurden, soll im Folgenden abgeschätzt werden, welche Auswirkungen die Implementierung eines BNK-Systems im Windpark auf die Stromgestehungskosten hat. Es ist davon auszugehen, dass sich unter anderem durch den Stand der Technik im Park (z.B. Nennleistung und BNK-Fähigkeit der WEA), den Energieertrag des Projekts, die Nähe weiterer Projekte, die Verfügbarkeit und Auswahl der BNK-Technologie und die verbleibende Betriebsdauer erhebliche Unterschiede in den Auswirkungen auf die Kosten je Kilowattstunde ergeben. Ein vollständiges Bild möglicher Effekte einer BNK-Verpflichtung lässt sich nicht darstellen, da beispielsweise „Worst-Case“-Fälle (geringer Energieertrag, wenig genutzte Region, keine Zulassung der Transponderlösung u.Ä.) nicht beziffert werden können.

Effekte auf die Stromgestehungskosten auf Basis mittlerer Annahmen

Aus den großen Bandbreiten der Kostenblöcke werden im Folgenden mittlere Annahmen für verschiedene Projektkonstellationen generiert, die dazu dienen, einen möglichen Effekt auf die Stromgestehungskosten abzuschätzen. Dabei ist anzumerken, dass die Konstellationen keinesfalls die gesamte Bandbreite an möglichen Fällen abdecken. Hinsichtlich der anlagenseitigen Investitionskosten sind insbesondere für Bestandsanlagen erhebliche Bandbreiten in Bezug auf die erwarteten Kosten benannt worden, sodass unterschiedliche Kostenannahmen berücksichtigt werden.

Berücksichtigt werden im Folgenden Aktivradarsystem und Transponderlösungen in jeweils zwei Anwendungsbeispielen. Die Datenlage ließ nur für diese beiden Systeme hinreichende Annahmen zu, für das Passivradar liegen zu wenige Informationen vor. Die Anwendungsbeispiele sind an den vorliegenden Informationen zu den verschiedenen Systemen orientiert. Da eine Skalierung der Annahmen nicht ohne weiteres möglich ist, unterscheiden sich die Fallkonstellationen. Hierdurch ist ein Vergleich des Einflusses auf die Stromgestehungskosten zwischen den Technologien nur in der Tendenz möglich.

Tabelle 2:
Eingangsannahme zu Investitionskosten für das BNK-System und Betriebskosten in Abhängigkeit von der BNK-Technologie und den anlagenseitigen Investitionskosten in Abhängigkeit vom Anlagenalter für die Stromgestehungskosten-Analyse

BNK-Technologie	Projektkonstellation	Investitionskosten für das BNK-System	Betriebskosten system- und anlagenseitig
Aktivradar	Stark genutzte Region, viele Anlagen am System	5.000 €/WEA	1.400 €/WEA/a
	Weniger stark genutzte Region, weniger Anlagen am System	25.000 €/WEA	2.200 €/WEA/a
Transponderlösung	Großer Park, kompaktes Layout (20 WEA)	2.000 €/WEA	300 €/WEA/a ⁵
	Kleiner Park, kompaktes Layout (5 WEA)	6.000 €/WEA	500 €/WEA/a
Anlagenalter		(Windenergie)anlagenseitige Investitionskosten	
Neuanlage		3.000 €/WEA	
Bestandsanlage (modern)		niedrig: 3.000 €/WEA hoch: 10.000 €/WEA	
Bestandsanlage alt		niedrig: 3.000 €/WEA hoch: 20.000 €/WEA	

Es wird dabei im Folgenden nicht berücksichtigt, dass die Transponderlösung zurzeit noch nicht zugelassen ist und daher noch nicht angewendet werden kann. Auch mögliche Effekte durch das Entstehen eines Verkäufermarkts bei Einführung einer Verpflichtung zur BNK für viele Anlagen sind vernachlässigt. Weiterhin werden gegenläufige Effekte, wie die zum Beispiel möglichen Kosteneinsparungen durch geminderte Ausgleichszahlungen bei der Umsetzung von Neuprojekten mit BNK, vernachlässigt. Eine abschließende Einordnung der zu erwartenden Kosten für die Vielzahl der möglichen Anlagen- und Projektkonstellationen kann somit in diesem Papier aufgrund der Unsicherheiten nicht erfolgen.

⁵ Annahme auf Basis von Anbieterinformationen, keine ergänzenden Annahmen zu erforderlichen Wartungskonzepten gemäß AVV Luft oder möglichen Ersatzinvestitionen.

4.1 EINFLUSS AUF NEUPROJEKTE

Um den Einfluss einer BNK auf ein Neuprojekt zu bewerten, müssen die Rahmenbedingungen definiert werden. Im Folgenden wird von einem Neuprojekt mit BImSchG im Ausschreibungssystem gemäß EEG Erfahrungsbericht [DWG/ZSW 2018] ausgegangen. Die notwendige mittlere Investition für eine BNK (system- und anlagenseitig) ist gegenüber den Gesamtinvestitionskosten für ein Neuprojekt vergleichsweise gering. Da die Mehrkosten von vornherein einkalkuliert werden können, sind keine Probleme hinsichtlich der Finanzierung zu erwarten.

Tabelle 3:

Mittlerer Einfluss der Implementierung eines BNK-Systems auf die Stromgestehungskosten eines Neuprojekts

Mittlerer Einfluss auf die Stromgestehungskosten in ct/kWh		Standortgüte						
BNK-Technologie	Projektkonstellation	60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%
Aktivradar	Stark genutzte Region, viele Anlagen am System	+0,04	+0,03	+0,03	+0,03	+0,02	+0,02	+0,02
	Weniger stark genutzte Region, weniger Anlagen am System	+0,08	+0,07	+0,06	+0,05	+0,05	+0,04	+0,04
Transponder	Großer Park, kompaktes Layout (20 WEA)	+0,01	+0,01	+0,01	+0,01	+0,01	+0,01	+0,01
	Kleiner Park, kompaktes Layout (5 WEA)	+0,02	+0,01	+0,01	+0,01	+0,01	+0,01	+0,01

Der mittlere Einfluss auf die Stromgestehungskosten eines Neuprojekts bewegt sich im zweistelligen Nachkommabereich und ist somit verhältnismäßig gering. Die Transponderlösung hat in den gezeigten Beispielfällen die geringsten Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten. Da die Beispielfälle sich nur schwer direkt vergleichen lassen, sind aber Konstellationen denkbar, in denen es in Abhängigkeit der Anlagendichte einer Region wirtschaftlich sein kann, ein anderes System zu wählen. Insbesondere in Regionen mit geringer Anlagendichte ist jedoch zu erwarten, dass die Investitionskosten je Windenergieanlage für eine Transponderlösung stets am geringsten sind.

Einfluss auf die Stromgestehungskosten steigt, je geringer der Energieertrag ist

Da die Gesamtkosten für die Anschaffung eines BNK-Systems unabhängig von den Energieerträgen sind (Fixkosten), wirken sich diese umso stärker aus, je geringer der Energieertrag eines

Projektes ist. Die Anlagentechnologie, die den Beispielen zugrunde liegt, weist eine Nennleistung von 3 bis 3,5 MW auf. Da die Kostenannahmen je Anlage definiert sind, wird in den Berechnungen nicht deutlich, dass der Einfluss auf die Stromgestehungskosten bei größerer Nennleistung und daraus resultierendem größeren Energieertrag sinkt und bei kleinerer Nennleistung steigt. Ähnliche Effekte gelten für den Einsatz eines größeren Rotordurchmessers oder einer steigenden Nabenhöhe. Extremsituationen (z.B. keine Zulassung der Transponderlösung bei kleinen Windparks ohne Synergien durch Nachbarprojekte) sind nicht berücksichtigt.

4.2 EINFLUSS AUF BESTANDSPROJEKTE

Die Bewertung des Einflusses einer nachträglich verpflichtend eingeführten BNK auf die Stromgestehungskosten von Bestandsanlagen ist nur näherungsweise möglich. Neben den auch für Neuprojekte geltenden Einschränkungen in Bezug auf die Datenlage kommen weitere zu berücksichtigende Aspekte, wie z.B. die weitere zu erwartende verbleibende Betriebsdauer, die anlagenseitigen Nachrüstkosten oder die Anlagenkonfiguration und die erzielten Energieerträge hinzu, für die im Rahmen einer allgemeinen Abschätzung Annahmen getroffen werden müssen. Insbesondere für Anlagen mit kurzer zu erwartender Restbetriebszeit oder sehr geringer Nennleistung können die Kosten je kWh deutlich höher liegen als in einem angenommenen durchschnittlichen Fall.

Vereinfachend wird im Folgenden exemplarisch von einer Bestandsanlage mit 2 MW Nennleistung, einen Rotordurchmesser von etwa 80 m und einer Nabenhöhe von knapp 70 m ausgegangen. Eine solche Anlage ist gemäß AVV Luft kennzeichnungspflichtig. Die verbleibende Betriebsdauer der Anlagen wird auf 15, 10 bzw. 5 Jahre festgelegt und die Standortgüte der Anlagen wird von 70% über 90% bis 110% variiert.

Kostenseitig wird hinsichtlich des genutzten BNK-Systems und der anzuschließenden Anlagenanzahl zwischen den vier bereits für Neuprojekte angewandten Fällen (vgl. Tabelle 2) unterschieden.

Hohe Unsicherheit im Hinblick auf Nachrüstkosten

Insbesondere hinsichtlich der Nachrüstkosten besteht jedoch eine hohe Unsicherheit. Für Bestandsanlagen, die noch keine Vernetzungsinfrastruktur aufweisen, könnten die Kosten gemäß Aussage einiger Branchenakteure noch einmal erheblich steigen (Nachrüstung von alten Bestandsanlagen). Auf der anderen Seite wird von anderen Marktaktoren erwartet, dass die

anlagenseitigen Kosten auch für Bestandsanlagen niedrig sind und keine größeren Nachrüstungen erforderlich sein werden, wenn für die Einbindung der Signale individuelle, für das jeweilige Projekt optimierte Lösungen genutzt werden. Daher ist der Einfluss der Implementierung eines BNK-Systems auf die Stromgestehungskosten von Bestandsprojekten im Folgenden sowohl bei niedrigen und als auch bei hohen anlagenseitigen Investitionskosten (3.000 €/WEA bzw. 20.000 €/WEA) in Tabelle 4 dargestellt (Ausweisung Sensitivitäten).

Es wird weiterhin davon ausgegangen, dass die Anlage mit einem Aufwand 10.000€ (hohe Kostenannahme für eine moderne Bestandsanlage, siehe Tabelle 2) nachgerüstet werden kann.

Der mittlere Einfluss der Implementierung einer BNK auf die Stromgestehungskosten ist für Bestandsanlagen deutlich größer als für neue Projekte. Dies ist neben der kleineren Anlagenleistung und dem somit geringeren Energieertrag auf die geringere erwartete verbleibende Betriebsdauer und die höheren Nachrüstkosten zurückzuführen.

Tabelle 4:
Einfluss der Implementierung eines BNK-Systems auf die Stromgestehungskosten von Bestandsprojekten bei unterschiedlichen anlagenseitigen Investitionskosten (3.000 €/WEA, 10.000 €/WEA bzw. 20.000 €/WEA)

Mittlerer Einfluss auf die Stromgestehungskosten in ct/kWh			Verbleibende Betriebsdauer 15 Jahre			Verbleibende Betriebsdauer 10 Jahre			Verbleibende Betriebsdauer 5 Jahre		
BNK-Technologie	Projektkonstellation	Anlagenseitige Investitionskosten je WEA	Standortgüte			Standortgüte			Standortgüte		
			70%	90%	110%	70%	90%	110%	70%	90%	110%
Aktivradar	Stark genutzte Region, viele Anlagen am System	3.000 €/WEA	+0,08	+0,06	+0,05	+0,08	+0,06	+0,05	+0,11	+0,08	+0,07
		10.000 €/WEA	+0,10	+0,08	+0,06	+0,11	+0,09	+0,07	+0,16	+0,12	+0,10
		20.000 €/WEA	+0,13	+0,10	+0,08	+0,15	+0,12	+0,10	+0,23	+0,18	+0,15
	Weniger stark genutzte Region, weniger Anlagen am System	3.000 €/WEA	+0,17	+0,13	+0,11	+0,20	+0,15	+0,12	+0,29	+0,22	+0,18
		10.000 €/WEA	+0,19	+0,15	+0,12	+0,22	+0,17	+0,14	+0,34	+0,26	+0,21
		20.000 €/WEA	+0,22	+0,17	+0,14	+0,26	+0,21	+0,17	+0,41	+0,32	+0,26
Transponder	Großer Park, kompaktes Layout (20 WEA)	3.000 €/WEA	+0,03	+0,02	+0,02	+0,03	+0,02	+0,02	+0,05	+0,04	+0,03
		10.000 €/WEA	+0,05	+0,04	+0,03	+0,06	+0,05	+0,04	+0,10	+0,08	+0,06
		20.000 €/WEA	+0,08	+0,06	+0,05	+0,10	+0,08	+0,06	+0,17	+0,13	+0,11
	Kleiner Park, kompaktes Layout (5 WEA)	3.000 €/WEA	+0,05	+0,04	+0,03	+0,06	+0,04	+0,04	+0,08	+0,07	+0,05
		10.000 €/WEA	+0,07	+0,05	+0,04	+0,08	+0,07	+0,05	+0,13	+0,10	+0,09
		20.000 €/WEA	+0,10	+0,08	+0,06	+0,12	+0,10	+0,08	+0,21	+0,16	+0,13

Die Bandbreite der Kostenannahmen für die anlagenseitige Investition zeigen deutlich, dass durch unterschiedliche Branchenakteure sehr unterschiedliche Einflüsse einer BNK-Verpflichtung auf die Stromgestehungskosten erwartet werden. Auch andere Eingangsparameter liegen in Bandbreiten vor. Besonders die anschließbare Anlagenanzahl und Verfügbarkeit von unterschiedlichen BNK-Technologien übt deutlichen Einfluss auf die Kosten aus. In Teilen könnten individuelle Lösungen für den Anschluss an eine BNK zu Kostensenkungen führen, auch eine flächendeckend mögliche Verwendung von Transpondern würde sich kostenmindernd auswirken. Grundsätzlich könnte sich aber insbesondere für ältere, abgelegene errichtete Bestandsanlagen ein großes Risiko ergeben, durch eine BNK-Verpflichtung eine erhebliche Steigerung der Stromgestehungskosten in Kauf nehmen zu müssen.

LITERATURVERZEICHNIS

- Anlagenhersteller 2018 Anfrage bei Anlagenhersteller im Oktober 2018
- AnlReg 2018 BNetzA: EEG-Anlagenstammdaten - Veröffentlichung der Registerdaten (08/2014 bis 08/2018), online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/VOeFF_Registerdaten/2018_08_Veroeff_RegDaten.xlsx?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt abgerufen am 4.10.2018.
- AVV Luft Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen, online verfügbar unter http://www.verwaltungsvorschriften-im-internet.de/bsvwbund_08052007_LF156116410.htm
- BDB 2018 Betreiber-Datenbasis: Registerdaten, Stand 01.10.2018
- BNK-Anbieter 2018 Verschiedene Anfragen an und Gespräche mit Entwicklern und Anbietern von verschiedener BNK-Systeme, 2018.
- Dark Sky 2018 Dark Sky GmbH: Preisbeispiel bei einem Projekt mit 100 WEA, online zuletzt abgerufen unter <https://www.airspex.com/> am 17.10.2018
- Dark Sky 2018b Dark Sky GmbH: Dark Sky Broschüre, Stand September 2018, online verfügbar unter https://www.airspex.com/wp/wp-content/uploads/2015/02/Dark-Sky_Broschure_Web.pdf
- Dirkshof 2018 Dirkshof – Natürlich Energie gewinnen: Handout aktueller Stand Parasol 06 2018, online verfügbar unter https://www.dirkshof.de/fileadmin/Dateien/Passivradar_Infos/Parasol_Funktion_Entwicklung_Technik_06_2018.pdf
- DWG/ZSW 2018 Deutsche WindGuard GmbH/ Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß §97 Erneuerbare-Energien-Gesetz Teilvorhaben II e): Wind an Land, März 2018, online verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/bericht-eeg-6-wind-an-land.pdf?__blob=publicationFile&v=5
- Erneuerbare Energien 2018 Erneuerbare Energien: Beilage Branchentag SH, Seite 17, April 2018, online abrufbar unter https://www.dirkshof.de/fileadmin/Die_Presse_ueber_uns/2018-04-18_Erneuerbare_Energien_Beilage_BT_SH.pdf

- FA Wind 2016 Fachagentur Windenergie an Land: Bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung von Windenergieanlagen, Hintergrundpapier, online abrufbar unter https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Befeuerung/FA-Wind_Hintergrundpapier_BNK_2016-07-27.pdf, Berlin, Juni 2016.
- FA Wind 2018 Fachagentur Windenergie an Land: ON – OFF Fachaustausch zur bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung von Windenergieanlagen; Dokumentation, online abrufbar unter https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Befeuerung/FA_Wind_ONOFF_Dokumentation_2018-01_Web_M.pdf, Berlin, Januar 2018.
- Ingenieurbüro 2018 Gespräch mit Ingenieurbüro im November 2018
- IWR 2015 IWR Online: Enertrag beendet nächtliches Dauerblinker an Windkraftanlagen, Meldung vom 01.04.2015, online verfügbar unter <http://www.iwr.de/druckansicht.php?id=28531>
- Lanthan 2018 Gerd Möller (Lanthan Gesellschaft für technische Entwicklungen mbH & Co. KG): T00110 Transponder-basierte BNK, Version 1.0 vom 02.02.2018.
- Parasol 2018 Parasol GmbH: Broschüre "Bedarfsgesteuerte Hindernisbefeuerung - Passiv-Radar-System für Windkraftanlagen", online verfügbar unter https://www.dirkshof.de/fileadmin/Dateien/Passivradar_Info/parasol_broschuere_web.pdf, zuletzt abgerufen am 22.10.2018.
- Parkbetreiber 2018 Anonyme Befragung von Parkbetreibern im Oktober 2018
- Quantec 2017 Quantec Sensors GmbH: Zum Beispiel Windpark Bollenhagen: Bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung mit Full Service vom ersten Tag an, online verfügbar unter <https://www.quantec-sensors.com/aktuell/news-archiv/windpark-bollenhagen/>, Hannover, 18.04.2017
- Quantec 2017b Quantec: Broschüre zu BNK im Überblick, Stand 9/17, online verfügbar unter https://www.quantec-sensors.com/fileadmin/downloads/publicfiles/01_BNK_im%20%C3%9Cberblick.pdf.
- Quantec 2018 Quantec Sensors GmbH: Bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung (BNK) - Akzeptanzsteigerung durch Schutz von Mensch und Umwelt mit bedarfsgesteuerter Kennzeichnung, Präsentation, online verfügbar unter <https://www.quantec-sen->

- sors.com/fileadmin/downloads/publicfiles/02_BNK_Pr%C3%A4sentation.pdf, zuletzt abgerufen am 17.10.2018
- Quantec 2018b Quantec Sensors GmbH: »Wenn es Nacht wird in der Prignitz«: Windpark Krampfer blinkt ab sofort bedarfsgesteuert. Video im Artikel, online verfügbar unter <https://www.quantec-sensors.com/aktuell/news-archiv/windpark-krampfer-bnk-aktiv/>, Isernhagen, 08.01.2018.
- Quantec 2018c Quantec Sensors GmbH: Bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung: Kein nächtliches Dauerblinken in der Region Brake Unterweser, online verfügbar unter <https://www.quantec-sensors.com/aktuell/news-archiv/bnk-in-der-region-brake-unterweser/>, Isernhagen, 13.09.2018.
- VDI 2016 VDI Nachrichten: Die Nacht wird wieder dunkler, Artikel von Torsten Thomas und Ralf Köpke, 22. Juli 2016, Ausgabe 29, online verfügbar unter <https://www.vdi-nachrichten.com/Technik-Wirtschaft/Die-Nacht-dunkler>
- VDMA 2018 "VDMA: Einschätzung zu Übergangsfristen für Bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung von Windenergieanlagen (BNK) und Kosten für Nachrüstungsarbeiten in Projekten, Schreiben an das BMWi vom 19.10.2018"
- Vestas 2018 Vestas: Vestas IntelliLight - Active Aviation Light Management, Broschüre, Stand 02/2018, online verfügbar unter [http://nozebra.ipapercms.dk/Vestas/Communication/Product brochure/TurbineOptions/vestas-intelilight/#/](http://nozebra.ipapercms.dk/Vestas/Communication/Product%20brochure/TurbineOptions/vestas-intelilight/#/)
- WID 2018 Windindustrie in Deutschland, ein Projekt des Bundesverband WindEnergie e.V.: Passiv-Radar-System (Parasol) - Made in Nordfriesland, Fachartikel vom 06.04.2018, online verfügbar unter <https://www.windindustrie-in-deutschland.de/fachartikel/passiv-radar-system-parasol-made-in-nordfriesland/>
- Wind-Kraft Journal 2018 Anerkennung des Passiv-Radar-Systems PARASOL, Ausgabe 3/18, Seite 21, online verfügbar unter https://www.dirkshof.de/fileadmin/Die_Presse_ueber_uns/2018-03_Windkraftjournal_Anerkennung_Parasol.pdf