

Evaluierungsbericht der Ausschreibungen für erneuerbare Energien

Ausschreibungen für Erneuerbare Energien nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und dem Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG)

Erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)

von:

Silvana Tiedemann, Marian Bons, Thobias Sach, Martin Jakob, Corinna Klessmann (Navigant)

Vasilios Anatolitis, Anna Billerbeck, Jenny Winkler, Holger Höfling (Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung ISI)

Tobias Kelm, Jochen Metzger, Henning Jachmann (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg)

Luise Bangert, Christoph Maurer, Bernd Tersteegen (Consentec GmbH)

Lion Hirth, Juliane Reimann (Neon)

Karl-Martin Ehrhart, Ann-Katrin Hanke (Takon GmbH)

Navigant Energy Germany GmbH
Albrechtstr. 10 c
10117 Berlin

T +49 30 7262 1410
guidehouse.com

Vorhaben: IC4 – 23305/002#022; 022/18

Projektnummer: #205795

7. Oktober 2019

Aus Gründen der besseren Lesbarkeit wird auf die gleichzeitige Verwendung männlicher und weiblicher Sprachformen verzichtet. Sämtliche Personenbezeichnungen gelten gleichermaßen für jederlei Geschlecht.

INHALTSVERZEICHNIS

Evaluierungsbericht der Ausschreibungen für erneuerbare Energien	1
1. Einleitung	1
1.1 Hintergrund.....	1
1.2 Ziel und Fragestellungen des Berichts.....	1
1.3 Gliederung	1
2. Daten und Datenaufbereitung	2
2.1 Gebotsdaten.....	2
2.2 Zusammenhängende sowie sich wiederholende Gebote	2
2.3 Ein- und Multi-Projekt-Bieter	3
2.4 Bestimmung der Standortgüte für Windenergie an Land.....	4
2.5 Bieterbefragung.....	4
3. Erneuerbare-Energien-Ziele und Ausschreibungen.....	6
3.1 Entwicklung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien im Vergleich zu den Mengenzielen des EEG 2017	6
3.2 Einfluss der Ausschreibungen auf die CO ₂ -Emission in Deutschland	8
4. Entwicklung der Förderkosten und Effektivität der Förderung.....	9
4.1 Entwicklung der Förderkosten.....	9
4.2 Verhältnis von Förderung und Investitionssumme	10
4.3 Kausalität zwischen Investitionen und Förderzahlungen.....	11
4.4 Vergleich der Ausschreibungsergebnisse mit der administrativen Vergütung	12
5. Netz- und Systemintegration.....	17
5.1 Methodik.....	17
5.1.1 Methodisches Vorgehen.....	17
5.1.2 Arten der Netz- und Systemintegration	18
5.1.3 Betrachtete Technologien und Anlagentypen	18
5.1.4 Wer trägt Integrationskosten?	18
5.2 Integrationskosten je Technologie	19
5.2.1 Marktwert (Spotmarkt-Erlöse)	19
5.2.2 Prognosefehler (Ausgleichsenergie)	20
5.2.3 Netze	21
5.2.4 Kurzfristige Perspektive	22
5.2.5 Langfristige Perspektive	27
5.3 Ergebnisse	31
6. Gebotsstrategien und Wechselwirkungen zwischen Ausschreibungsformaten.....	33
6.1 Definition von verzerrendem strategischem Bieten	33
6.2 Häufungspunkte bei den Gebotswerten.....	34
6.3 Gebotsverhalten von Wiederholern	38

6.4 Gebotsverhalten von Multi-Projekt-Bietern	39
6.5 Sonstige Auffälligkeiten Unterbieten in Einheitspreisauktionen	40
6.6 Befragungsergebnisse zur Einbeziehung zusätzlicher Informationen bei der Gebotsstrategie	40
6.7 Wechselwirkungen zwischen Ausschreibungsformaten und anderen Erlösoptionen.....	42
7. Windenergie an Land	43
7.1 Einleitung.....	43
7.1.1 Das Ausschreibungsdesign für Windenergie an Land	43
7.1.2 Anzahl erfolgreicher Ausschreibungsrunden	44
7.2 Evaluierungsfragen des Fragenkatalogs	44
7.2.1 Bestands- und Technologieentwicklung.....	44
7.2.2 Förderkostenreduktion und Förderhöhe.....	47
7.2.3 Wettbewerb	51
7.2.4 Realisierungsrate; Präqualifikationsbedingungen, Pönalen und Realisierungsfristen	59
7.2.5 Räumliche Verteilung und Steuerung, Netz- und Systemintegration.....	64
7.2.6 Akteursvielfalt	69
7.2.7 Ausschreibungsverfahren.....	76
7.3 Diskussion	77
8. Photovoltaikanlagen	81
8.1 Einleitung.....	81
8.1.1 Das Ausschreibungsdesign für PV-Anlagen	81
8.1.2 Wie viele verschiedene Ausschreibungen sind erfolgt?.....	83
8.2 Evaluierungsfragen des Fragenkatalogs	83
8.2.1 Bestands- und Technologieentwicklung.....	83
8.2.2 Förderkostenreduktion und Förderhöhe.....	92
8.2.3 Wettbewerb	96
8.2.4 Realisierungsrate; Präqualifikationsbedingungen, Pönalen und Fristen.....	107
8.2.5 Räumliche Verteilung und Steuerung, Netz- und Systemintegration.....	112
8.2.6 Akteursvielfalt	116
8.2.7 Ausschreibungsverfahren.....	118
8.3 Diskussion	120
9. Biomasse	122
9.1 Einleitung.....	122
9.1.1 Das Ausschreibungsdesign für Biomasseanlagen	122
9.1.2 Wie viele verschiedene Ausschreibungen sind erfolgt?.....	122
9.2 Evaluierungsfragen des Fragenkatalogs	123
9.2.1 Bestands- und Technologieentwicklung.....	123
9.2.2 Förderkostenreduktion und Förderhöhe.....	129
9.2.3 Wettbewerb	132
9.2.4 Realisierungsrate; Präqualifikationsbedingungen, Pönalen und Fristen.....	138
9.2.5 Räumliche Verteilung und Steuerung, Netz- und Systemintegration.....	139
9.2.6 Akteursvielfalt	140
9.2.7 Ausschreibungsverfahren.....	142

9.3 Diskussion	143
10. Windenergie auf See	144
10.1 Einleitung	144
10.1.1 Das Ausschreibungsdesign für Windenergie auf See	144
10.1.2 Besondere Charakteristika der Windenergie auf See	144
10.2 Evaluierungsfragen des Fragenkatalogs	145
10.2.1 Bestands- und Technologieentwicklung	145
10.2.2 Förderkostenreduktion und Förderhöhe	147
10.2.3 Wettbewerb	149
10.2.4 Realisierungsrate; Präqualifikationsbedingungen, Pönalen und Fristen	152
10.2.5 Regionale Verteilung und Steuerung, Netz- und Systemintegration	152
10.2.6 Ausschreibungsverfahren	153
10.3 Diskussion	153
11. Grenzüberschreitende Ausschreibungen	155
11.1 Einleitung	155
11.1.1 Das Ausschreibungsdesign der grenzüberschreitenden Ausschreibung	155
11.2 Evaluierungsfragen des Fragenkatalogs	156
11.2.1 Bestands- und Technologieentwicklung	156
11.2.2 Förderkostenreduktion und Förderhöhe	157
11.2.3 Wettbewerb	159
11.2.4 Realisierungsrate; Präqualifikationsbedingungen, Pönalen und Fristen	163
11.2.5 Räumliche Verteilung und Steuerung, Netz- und Systemintegration	163
11.2.6 Akteursvielfalt	163
11.2.7 Ausschreibungsverfahren	163
11.3 Diskussion	164
12. Technologieübergreifende Ausschreibungen	165
12.1 Das Ausschreibungsdesign der technologieübergreifenden Ausschreibungen	165
12.2 Vor- und Nachteile technologieübergreifender und technologiespezifischer Ausschreibungen	165
12.3 Evaluierungsfragen des Fragenkatalogs	169
12.3.1 Bestands- und Technologieentwicklung	169
12.3.2 Förderkostenreduktion und Förderhöhe	173
12.3.3 Wettbewerb	174
12.3.4 Realisierungsrate; Präqualifikationsbedingungen, Pönalen und Fristen	176
12.3.5 Räumliche Verteilung und Steuerung, Netz- und Systemintegration	177
12.4 Diskussion	180
13. Innovationsausschreibungen	182
Anhang A Zuordnung der Kapitel zum Fragenkatalog in der Version vom 23.11.2016	184
Anhang B Annahmen zu Emissionsfaktoren, zur Entwicklung der Förderkosten und Zur Effektivität der Förderung	193
Anhang C Detaillierte Methodik und Datenquellen zum Kapitel Netz- und	

Systemintegrationskosten	196
Anhang D Details der quantitativen Analyse	198

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Anzahl der im Analysezeitraum stattgefundenen und evaluierten Ausschreibungsrunden nach Ausschreibungsformat und Jahr.	2
Abbildung 2: Verteilung der PV-Befragungsteilnehmer nach bezuschlagter Leistung	5
Abbildung 3: Vermiedene Emissionen durch die bisher im Rahmen des EEG 2017 bezuschlagten Anlagen	8
Abbildung 4: Förderzahlungen an die Anlagen aus den Ausschreibungen nach dem EEG 2017 (real, Preisbasis 2018, zwei Offshore-Windparks wurden nicht berücksichtigt)	9
Abbildung 5: Entwicklung der mittleren Förderzahlungen der Technologien (real, Preisbasis 2018, zwei Offshore-Windparks wurden nicht berücksichtigt)	10
Abbildung 6: Verhältnis von Förderzahlungen und Investitionen für bezuschlagte Anlagen nach dem EEG 2017 (real, Preisbasis 2018, ohne Bürgerenergie (BG), ohne Biomassebestandsanlagen und ohne Berücksichtigung von zwei Offshore-Windparks)	11
Abbildung 7: Gegenüberstellung der anzulegenden Werte nach dem EEG 2014 und den durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswerte ab 2018 für Windenergieanlagen an Land nach dem EEG 2017	13
Abbildung 8: Gegenüberstellung der anzulegenden Werte nach dem EEG 2014 und den durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswerte für Solaranlagen	14
Abbildung 9: Gegenüberstellung der anzulegenden Werte nach dem EEG 2014 und den durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswerte für Biomasseanlagen (Neuanlagen).....	15
Abbildung 10: Gegenüberstellung der anzulegenden Werte nach dem EEG 2014 und den durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswerte für Windenergieanlagen auf See (ohne zwei Offshore-Windparks)	15
Abbildung 11: Betroffenheit der Winderzeugung von Einspeisemanagement je Bundesland (Schleswig-Holstein und Niedersachsen zusammengefasst) und durchschnittliche kurzfristige Netzintegrationskosten (Engpassmanagementkosten in Folge von Einspeisemanagement) nach Technologie für Schleswig-Holstein und Niedersachsen sowie Hessen (Auswertungsjahr: 2017).....	25
Abbildung 12: Häufigkeit von Einspeisemanagementmaßnahmen je Umspannwerk im Netzgebiet des Verteilungsnetzbetreibers E.ON Avacon im Jahr 2018	26
Abbildung 13: Ableitung der langfristigen Netzintegrationskosten im Übertragungsnetz für Winderzeugung an Land auf Basis von Berechnungen im Vorhaben „Langfrist- und Klimaszenarien“	28
Abbildung 14: Langfristige Netzintegrationskosten für das Hochspannungsnetz differenziert nach Wind- und Solar-Erzeugung und Landkreisen; Die Werte entsprechender Höhe der Verteilernetzkomponente pro Landkreis	30
Abbildung 15: Gebotswerte Ausschreibung Biomasse 01. September 2018	35
Abbildung 16: Gebotswerte Ausschreibung Windenergie an Land 01. Februar 2019.....	35
Abbildung 17: Gebotswerte Ausschreibung Windenergie an Land 01. August 2017	36
Abbildung 18: Gebotswerte Ausschreibung Solar 01. Oktober 2018	37
Abbildung 19: Häufigkeiten der Nachkommastellen bei Ausschreibungen für Solaranlagen.....	37
Abbildung 20: Anzahl von Neuprojekten und Wiederholprojekten für Windenergie an Land	38
Abbildung 21: Einschätzung der Befragungsteilnehmer zu Einflussfaktoren auf Gebote in den PV-Ausschreibungen	41
Abbildung 22: Einschätzung der Befragungsteilnehmer zu Einflussfaktoren auf Gebote in den Wind-Ausschreibungen	41
Abbildung 23: Entwicklung der installierten Leistung für Windenergie an Land in Deutschland seit 1992	45
Abbildung 24: Entwicklung der Anlagendimension für Windenergie an Land (Quelle: Fachagentur Windenergie an Land)	46
Abbildung 25: Brutto-Zubau und genehmigte Leistung von Windenergie an Land. Anlagen von Januar bis August Quelle:	47
Abbildung 26: Mittlere Stromgestehungskosten (SGK) der 4-MW-Klasse auf Basis einer vereinfachten Abschätzung der möglichen Kostensenkungspotenziale durch Ertragssteigerungen. Anzulegende	

Werte basierend auf den mengengewichteten Zuschlagsmittelwerten der Gebotstermine Mai, August und November 2017.....	49
Abbildung 27: Mittlere Stromgestehungskosten (SGK) nach Standortgüte im Ausschreibungssystem (Realisierung 2019/2020). Anzulegende Werte basierend auf den mengengewichteten Zuschlagsmittelwerten der Gebotstermine Februar und Oktober 2018.....	50
Abbildung 28: Zuschlagswahrscheinlichkeit je Ausschreibungsrunde für Windenergie an Land.....	51
Abbildung 29: Angebotenes und bezuschlagtes Volumen in den Ausschreibungsrunden für Windenergieanlagen an Land in MW	52
Abbildung 30: Anzahl der Zuschläge je Ausschreibungsrunde für Windenergie an Land.....	52
Abbildung 31: Welche Faktoren sind aus Ihrer Sicht für das geringe Angebot in den Ausschreibungen verantwortlich?	53
Abbildung 32: Aus welchen Gründen haben Sie bislang (noch) nicht geboten?	53
Abbildung 33: Zuschlagspreise je Ausschreibungsrunde für Windenergie an Land	54
Abbildung 34: Teilnahmedauer an Ausschreibungsrunden von Windenergie an Land Projekten bis zum Zuschlag	55
Abbildung 35: Teilnahmedauer von Windenergie an Land Projekten bis zu Projektaufgabe.....	56
Abbildung 36: Marktkonzentration Windenergie an Land - Gebotsvolumen	57
Abbildung 37: Anzahl der Bieter pro 100 MW Gebotsvolumen	57
Abbildung 38: Marktkonzentration Windenergie an Land - Zuschlagsvolumen.....	58
Abbildung 39: Realisiertes Volumen je Ausschreibungstermin für Windenergie an Land.....	60
Abbildung 40: Anteil der bereits realisierten Gebote in Prozent für Windenergie an Land	60
Abbildung 41: Halten sie die Höhe der Pönale bei verspäteter oder Nicht-Realisierung für angemessen?.....	62
Abbildung 42: Wir würden mehr Projekte in die Ausschreibung einbringen, wenn... ..	63
Abbildung 43: Wie lange sollte die Frist aus Ihrer Sicht stattdessen sein?	64
Abbildung 44: Regionale Verteilung bezuschlagter Windenergieanlagen (Stand September 2019) ...	65
Abbildung 45: Anzahl der bezuschlagten und nicht-bezuschlagten Gebote je Bundesland (in dieser Grafik werden auch ungültige Gebote als nicht bezuschlagt ausgewiesen)	66
Abbildung 46: Verteilung der Projektvolumina über die Standortgüte getrennt nach bezuschlagten und nicht bezuschlagten Mengen. Abgedeckt ist 65 % der Projektvolumina, da Bürgerenergieprojekten ohne BImSchG-Genehmigung keine Standortgüte zugewiesen werden konnte.....	67
Abbildung 47: Verteilung der Projektvolumina über die Standortgüte getrennt nach bezuschlagten und nicht bezuschlagten Mengen für die Gebotsrunde Februar 2018 (links: Gebotsmenge in MW; rechts: Anteil an Gebotsmenge).	68
Abbildung 48: Zuschlagsmenge bzw. Obergrenze im Netzausbaugebiet bei den technologiespezifischen Ausschreibungen in den Jahren 2017 bis 2019	69
Abbildung 49: Anzahl der Ein- und Multiprojektbieter über alle technologiespezifischen Ausschreibungsrunden für Windenergie an Land bis einschließlich September 2019 (links) und Anzahl ihrer Projekte (rechts).....	70
Abbildung 50: Anteil der Ein- und Multi-Projekt-Bieter an der Gebots- und Zuschlagsmenge kumuliert über alle technologiespezifischen Ausschreibungsrunden für Windenergie an Land bis einschließlich September 2019.....	70
Abbildung 51: Regionalität der Projekte verschiedener Bietergruppen der Windausschreibungen; die Zahlenwerte geben die Anzahl an Bieter an.	71
Abbildung 52: Anzahl der teilnehmenden und erfolgreichen Bieter der bisher erfolgten Ausschreibungsrunden für Windenergie an Land. Es wird zwischen Bürgerenergiegesellschaften (BEG) und Nicht-Bürgerenergiegesellschaften (Nicht-BEG) unterschieden.	72
Abbildung 53: Histogramm der Gebotsvolumina für Bürgerenergieprojekte	74
Abbildung 54: Histogramm der Gebotsvolumina für nicht Bürgerenergieprojekte.....	74
Abbildung 55: Zahl der Unternehmen mit Produktion windgetriebener Stromerzeugungsaggregate Güterverzeichnis-für-Produktionsstatistiken-Nr. 2811 24 000 (Quelle: Gösta-Beutin, Löttsch, und Bluhm-Förster 2019)	76
Abbildung 56: Wie bewerten Sie den Aufwand für die formale Gebotserstellung und -abgabe?	77
Abbildung 57: Welche externe Unterstützung wurde in Anspruch genommen?	77
Abbildung 58: Verteilung der Zuschläge in den Ausschreibungen bis Juni 2019 auf gerundete Anlagengrößen nach Anzahl.....	85

Abbildung 59: Verteilung der Zuschläge in den Ausschreibungen bis Juni 2019 auf gerundete Anlagengrößen nach Anlagenleistung	85
Abbildung 60: Jährliche Inanspruchnahme von Flächen durch PV-Freiflächenanlagen nach Inbetriebnahmejahren	86
Abbildung 61: Zusammensetzung des PV-Zubaus nach Fördersegmenten (Datenquelle: EEG- Stamm- und -Bewegungsdaten 2018, Ausschreibungsdaten BNetzA; ausschreibungsfreie Anlagen 2017 und 2018 vorläufig)	89
Abbildung 62: Initiierung von Projekten nach Einführung der Ausschreibung	90
Abbildung 63: Bezuschlagtes und nicht bezuschlagtes Gebotsvolumen der PV-Ausschreibungen bis Juni 2019	91
Abbildung 64: Gebotsvolumen neuer und wiederkehrender Projekte in den Ausschreibungsrunden (inkl. nicht zugelassener Gebote)	92
Abbildung 65: PV-Zubau nach Segmenten und Zuschlagsvolumen der Ausschreibungen	93
Abbildung 66: Einschätzung der PV-Befragungsteilnehmer zur Änderung von Finanzierungskonditionen durch die Einführung der Ausschreibungen	95
Abbildung 67: Entwicklung der Überzeichnung (Verhältnis Gebots- zu Ausschreibungsvolumen)	96
Abbildung 68: Mengengewichtete Zuschlagspreise und Spannbreite der Zuschläge der Ausschreibungsrunden für PV bis Oktober 2019	97
Abbildung 69: Durchschnittliche Gebotswerte nach Flächentyp und Ausschreibungsrunde	98
Abbildung 70: Durchschnittliche Zuschlagswerte nach Flächentyp und Ausschreibungsrunde	99
Abbildung 71: Anzahl von Ausschreibungsrunden nach denen Projekte aufgegeben werden	102
Abbildung 72: Marktkonzentration Solar – Gebotsvolumen	103
Abbildung 73: Anzahl der Bieter pro 100 MW Gebotsvolumen im Bereich Solar	104
Abbildung 74: Marktkonzentration Solar – Zuschlagsvolumen	105
Abbildung 75: Gebotsvolumen mit Zuschlag aus vorheriger Ausschreibungsrunde	107
Abbildung 76: Zuschlagsvolumen mit Zuschlag aus vorherigen Ausschreibungsrunden	107
Abbildung 77: Realisierungsraten der PV-Ausschreibungsrunden bis Juni 2019 (*bezogen auf die Zuschlagsleistung mit hinterlegter Zweitsicherheit).	108
Abbildung 78: Anteil der Anlagenleistung je Ausschreibungsrunde mit Realisierung an einem Standort der vom Gebot abweicht.	109
Abbildung 79: Bewertung der Pönale bei verspäteter oder nicht erfolgter Realisierung durch Befragungsteilnehmer	110
Abbildung 80: Bewertung der Beschaffung einer Bürgschaft zur Stellung der finanziellen Sicherheiten der Befragungsteilnehmer zu PV-Ausschreibungen	111
Abbildung 81: Bewertung der pönalfreien Realisierungsfrist durch Befragungsteilnehmer	112
Abbildung 82: Entwicklung des Gebotsvolumens nach Bundesländern (ohne ausgeschlossene Gebote)	112
Abbildung 83: Entwicklung des Zuschlagsvolumens nach Bundesländern	113
Abbildung 84: Verteilung des Zuschlagsvolumens nach Bundesländern und Flächentypen	114
Abbildung 85: Leistungsbezogene Zuschlagsquote nach Bundesländern und insgesamt	115
Abbildung 86: Anzahl erfolgreicher und erfolgloser Bieter pro Jahr in den Solarausschreibungen ...	117
Abbildung 87: Anzahl erfolgreicher und erfolgloser Bieter pro Ausschreibungsrunde in den Solarausschreibungen; Anzahl Bieter pro 100 MW Gebotsmenge zur Einordnung	117
Abbildung 88: Anzahl der Ein- und Multi-Projekt-Bieter und Anzahl ihrer in die Solar-Ausschreibungen eingereichten Projekte	118
Abbildung 89: Regionalität der Ein- und Multi-Projekt-Bieter der Solarausschreibungen; die Zahlen geben die absolute Anzahl an Projekten an	118
Abbildung 90: Anzahl und Anteil ungültiger Gebote in den PV-Ausschreibungen bis Juni 2019	119
Abbildung 91: Bewertung des Aufwands zur Gebotserstellung und -abgabe durch die Befragungsteilnehmer	119
Abbildung 92: Entwicklung Anzahl von EEG Biomasse-Anlagen (Quelle: BNetzA- EEG in Zahlen 2017)	123
Abbildung 93: Entwicklung installierte Leistung von Biomasse-Anlagen (Quelle: AGEE, Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland 1990-2018)	124
Abbildung 94: Veränderungen im Gesamtbestand der EEG Biomasse-Anlagen nach Größenklassen (Quelle: BNetzA- EEG in Zahlen 2014-2017)	125

Abbildung 95: Neuinstallierte Leistung von EEG-Biomasse-Anlagen, deren anzulegender Wert administrativ festgelegt wird (Quelle: BNetzA).....	126
Abbildung 96: Verteilung der bezuschlagten Menge [MW] je Ausschreibungsrunde auf Neu- und Bestandsanlagen (Quelle: eigene Darstellung auf Basis der BNetzA-Daten)	127
Abbildung 97: Menge der bezuschlagten Anlagen je Ausschreibungsrunde nach Größenklassen (Quelle: eigene Darstellung auf Basis der BNetzA-Daten)	127
Abbildung 98: Verteilung der bezuschlagten Menge [MW] je Ausschreibungsrunde auf Brennstoffe (Quellen: Marktstammdatenregister, BNetzA (2019) EEG-Anlagenstammdaten).....	128
Abbildung 99: Biomasse Bruttozubau außerhalb der Ausschreibung und bezuschlagte Mengen in den Ausschreibungen (Quelle: BNetzA)	130
Abbildung 100: Auktionsvolumen und bezuschlagte Gebotsmenge in den Biomasseausschreibungen (Quelle: eigene Darstellung auf Basis der BNetzA-Daten)	132
Abbildung 101: Ergebnisse der Bieterbefragung zu den Faktoren, die für das geringe Angebot in den Ausschreibungen verantwortlich gemacht werden	133
Abbildung 102: Entwicklung der Zuschlagspreise über die Ausschreibungsrunden (Quelle: eigene Darstellung auf Basis der BNetzA-Daten).....	134
Abbildung 103: Anzahl Bestandsanlagen je Restvergütungsdauer [in Jahren] (Quelle: eigene Darstellung auf Basis des Anlagenregisters und MaStR)	136
Abbildung 104: Marktanteil der drei bzw. fünf größten Bieter der Biomasseausschreibungen	137
Abbildung 105: Verteilung der bezuschlagten Geboten aus den Ausschreibungsrunden Oktober 2017, Oktober 2018 und April 2019 nach Bundesland (Quelle: eigene Darstellung auf Basis der BNetzA-Daten).....	140
Abbildung 106: Anzahl bezuschlagter und nicht bezuschlagter Bieter pro Jahr in den Ausschreibungen für Biomasseanlagen; Anzahl Bieter pro MW Gebotsmenge zur Einordnung	141
Abbildung 107: Anzahl der -Projekt- und Multi-Projekt-Bieter sowie Anzahl ihrer eingereichten Projekte in den Biomasseausschreibungen (Quelle: eigene Darstellung auf Basis der BNetzA-Daten)	141
Abbildung 108: Regionale Tätigkeit der Bieter in den Biomasseausschreibungen; die Zahlen geben die absolute Anzahl der Bieter an (Quelle: eigene Darstellung auf Basis der BNetzA-Daten).....	141
Abbildung 109: Anzahl der bezuschlagten und nicht zugelassenen Gebote in den Ausschreibungen (Quelle: eigene Darstellung auf Basis der BNetzA-Daten)	142
Abbildung 110: Antworten in der Bieterbefragung auf die Frage, wie der Aufwand für die formale Gebotserstellung und -abgabe eingeschätzt wird	143
Abbildung 111: Anzahl Anlagen und installierte Leistung Windenergie auf See ab 2007	145
Abbildung 112: Zubau Windenergie auf See ab 2007	146
Abbildung 113: Leistung pro Windkraftanlage auf See ab 2014.....	146
Abbildung 114: Verteilung der deutschen und dänischen Gebote nach Gebotsgröße (Abbildung beinhaltet unveröffentlichte, gebotsspezifische Daten) (Quelle: Navigant)	156
Abbildung 115: Höhe des Marktwertes und der Förderzahlungen an Anlagen in Dänemark (Quelle: Fraunhofer ISI & Navigant, basierend auf Daten der BNetzA)	158
Abbildung 116: Vergleich der Förderzahlungen der geöffneten deutschen und dänischen Ausschreibung (Quelle: Fraunhofer ISI & Navigant, basierend auf Daten der BNetzA).....	159
Abbildung 117: Vergleich der natürlichen Potenziale für Solar-PV in Deutschland und Dänemark, Quelle: Fraunhofer-ISI / Navigant	160
Abbildung 118: Schätzung der Volllaststunden pro Standort deutscher und dänischer Gebote (Berechnungen des FN ISI auf Basis der Daten der BNetzA)	161
Abbildung 119: Technologieverteilung in den Geboten der gemeinsamen Ausschreibungen für Solar und Windenergie an Land	169
Abbildung 120: Technologieverteilung in den Zuschlägen der gemeinsamen Ausschreibungen für Solar und Windenergie an Land	170
Abbildung 121: Durchschnittliche, mengengewichtete Gebotswerte in den gemeinsamen Ausschreibungen	171
Abbildung 122: Durchschnittliche, mengengewichtete Gebotswerte in den gemeinsamen Ausschreibungen je Bundesland	172
Abbildung 123: Durchschnittliche, mengengewichtete Gebotswerte in den gemeinsamen und den technologiespezifischen Ausschreibungen ab 2018	173

Abbildung 124: Durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswerte in den technologiespezifischen Ausschreibungen für Solaranlagen ab 2018 und den gemeinsamen Ausschreibungen	175
Abbildung 125: Mehrfachbieter von Solaranlagen in technologiespezifischen und gemeinsamen Ausschreibungen	175
Abbildung 126: Durchschnittliche, mengengewichtete Gebotshöhe bei mehrfach gebotenen Projekten, die in den gemeinsamen und den technologiespezifischen Ausschreibungen geboten haben	176
Abbildung 127: Anzahl Anlagen je Größenklasse in den technologiespezifischen und den gemeinsamen Ausschreibungen für die Ausschreibungen ab 2018	177
Abbildung 128: Regionale Verteilung der Gebote für Solaranlagen (links) und Windenergieanlagen an Land (rechts) in den gemeinsamen Ausschreibungen	178
Abbildung 129: Regionale Verteilung der Zuschläge in den gemeinsamen Ausschreibungen (links) und den technologiespezifischen Ausschreibungen für Solaranlagen ab 2018 (rechts) (keine Berücksichtigung von nicht geleisteter Zweisicherheit)	179
Abbildung 130: Gebotsmenge und Anzahl Gebote je Standortklasse.....	180
Abbildung 131: Emissionsfaktoren.....	193
Abbildung 132: Marktwerte zur Ermittlung der Förderzahlungen (real, Preisbasis 2018)	194
Abbildung 133: Anteile der Gebote und Zuschläge nach Bietertypen aller technologiespezifischen Ausschreibungsrunden für Windenergie an Land bis einschließlich September 2019	200
Abbildung 134: Klassifizierung der bezuschlagten EEG-BEG nach Regionalität und Beteiligungsform – Windenergie an Land, Ausschreibungsrunde Mai 2017. Quelle:	201

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Vergleich der Anzahl der identifizierten Bieter zwischen dem angewandten vereinfachten Verfahren, der Monopolkommission und den Ergebnissen des Vorhabens von IZES und der Leuphana Universität Lüneburg im Zeitraum 2015 bis 2018	4
Tabelle 2: Anzahl der im Rahmen der Bieterbefragung im Oktober 2019 befragten Bieter und Rücklaufquote	5
Tabelle 3: Leistungsspezifische Investitionsausgaben gemäß der EEG-Erfahrungsberichte	10
Tabelle 4: Degressionsszenarien.....	13
Tabelle 5: Gebühren in 2017 und 2018	16
Tabelle 6: Regional und nach Technologien und Anlagentypen differenzierte Marktwerte für das Jahr 2018	20
Tabelle 7: Kosten für Prognosefehler	21
Tabelle 8: Entwicklung der Anlagendimension (Quelle: Fachagentur Windenergie an Land bereitgestellte Daten)	46
Tabelle 9: Mittlere Stromgestehungskosten von Windenergieanlagen an Land nach Standortgüte und Umsetzungszeitraum in ct/kWh. Quelle	51
Tabelle 10: Verteilung der Bürgschaften und Zahlungen aller eingereichten Windenergie an Land Gebote.....	62
Tabelle 11: Realisierungszeiten 2015 bis 2018 als Zeitraum zwischen Genehmigung und Inbetriebnahme in Monaten (Anlagenregister 01/2019)	63
Tabelle 12: Relevante Elemente der Ausschreibungsverfahren für PV-Anlagen gemäß FFAV und EEG 2017 (Liste nicht abschließend)	82
Tabelle 13: Entwicklung der installierten Leistung und Anlagenzahl nach Segmenten für Photovoltaikanlagen seit 2010 (Datenquelle: EEG-Stamm- und -Bewegungsdaten 2018, Ausschreibungsdaten BNetzA, eigene Berechnungen).....	84
Tabelle 14: Flächeninanspruchnahme der im Rahmen der Ausschreibungen in Betrieb genommenen Freiflächenanlagen in Hektar nach Flächenkategorien und Inbetriebnahmejahren	87
Tabelle 15: Entwicklung der spezifischen Flächeninanspruchnahme von PV-Freiflächenanlagen, die im Rahmen der Ausschreibungen in Betrieb genommen wurden (nach Inbetriebnahmejahren).....	87
Tabelle 16: Zusammensetzung des PV-Zubaus nach Fördersegmenten in Megawatt pro Jahr (Datenquelle: EEG-Stamm- und -Bewegungsdaten 2018, Ausschreibungsdaten BNetzA; ausschreibungsfreie Anlagen 2017 und 2018 vorläufig).....	89

Tabelle 17: Übersicht über die Länderverordnungen für Anlagen auf Acker- und Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten	99
Tabelle 18: Gebote und Zuschläge für Anlagen in benachteiligten Gebieten nach Bundesländern (Ausschreibungsrunden vom 01.02.2017 bis 01.06.2019)	100
Tabelle 19 Verteilung der Zuschläge auf Bestands- und Neuanlagen in den bisherigen Ausschreibungsrunden	125
Tabelle 20: Anzahl Anlagen je Ausschreibungsrunde und Brennstofftyp (Quellen: Marktstammdatenregister, BNetzA (2019) EEG-Anlagenstammdaten)	128
Tabelle 21: Stromgestehungskosten von Neu- und Bestandsanlagen zur Verstromung von Biomasse [Quelle: FN IEE, EEG-Bericht Biomasse]	131
Tabelle 22: Anpassung des Ausschreibungsvolumens in den Biomasseausschreibungen	132
Tabelle 23: Statistiken Zuschlagspreise Biomasse	134
Tabelle 24: Mengengewichtete durchschnittlichen Zuschlagswerte für Alt- und Neuanlagen	135
Tabelle 25: Leistung pro Anlage der bezuschlagten Projekte	147
Tabelle 26: Stromgestehungskosten der Offshore-Windenergie in ct/kWh (real, 2015)	148
Tabelle 27: Zuschlagswerte in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen auf See in Deutschland 2017/18	149
Tabelle 28: Bezuschlagte Projekte mit Zuschlagspreisen	150
Tabelle 29: Administrative Mehraufwand durch Ausschreibungen bei Windenergie auf See	153
Tabelle 30: Übersicht über Gebote in der grenzüberschreitenden Ausschreibung	157
Tabelle 31: Gebotshöhen für drei exemplarische Anlagen A, B, C im Vergleich zum Referenzszenario „Dänemark“ (22 % Unternehmensbesteuerung und 15 % Abschreibung auf Restbuchwert) mit einer Gebotshöhe von 5,81 ct/kWh	162
Tabelle 32: Verhältnis Gebotsmenge und Korridore von Windenergie an Land zu Solarenergie	170
Tabelle 33: Allgemeine Evaluierungsfragen (Abschnitt 1.1 des Fragenkatalogs)	184
Tabelle 34: Allgemeine für alle Technologien separat zu beantwortende Evaluierungsfragen (Abschnitt 1.2 des Fragenkatalogs)	184
Tabelle 35: Direkter Einfluss der Förderung auf den Förderempfänger (Abschnitt 1.2.1 des Fragenkatalogs)	186
Tabelle 36: Indirekter Einfluss der Förderung für alle Technologien – Negativ (Abschnitt 1.2.2 des Fragenkatalogs)	186
Tabelle 37: Indirekter Einfluss der Förderung für alle Technologien – Positiv (Abschnitt 1.2.2 des Fragenkatalogs)	187
Tabelle 38: Eignung der Art der Förderung (Abschnitt 1.2.3 des Fragenkatalogs)	187
Tabelle 39: Proportionalität der Förderung (Abschnitt 1.2.4 des Fragenkatalogs)	188
Tabelle 40: Technologiespezifische Evaluierungsfragen – Windenergie an Land > 750 kW (Abschnitt 2.1.1 des Fragenkatalogs)	188
Tabelle 41: Technologiespezifische Evaluierungsfragen – Windenergie auf See (Abschnitt 2.1.2 des Fragenkatalogs)	189
Tabelle 42: Technologiespezifische Evaluierungsfragen – Photovoltaik > 750 kW (Abschnitt 2.1.3 des Fragenkatalogs)	189
Tabelle 43: Technologiespezifische Evaluierungsfragen – Biomasse > 150 kW (Abschnitt 2.1.4 des Fragenkatalogs)	190
Tabelle 44: Spezifische Fragen zu den geöffneten Ausschreibungen (Abschnitt 2.2 des Fragenkatalogs)	190
Tabelle 45: Spezifische Fragen zu den technologieübergreifenden Ausschreibungen (Abschnitt 2.3 des Fragenkatalogs)	191
Tabelle 46: Ermittlung der Emissionsfaktoren	194
Tabelle 47: Zur Berechnung der CO ₂ -Minderung herangezogene Daten für Windenergieanlagen auf See	195
Tabelle 48: Standorte der WEA	196
Tabelle 49: Turbinenmodelle mit Kennzahlen	196
Tabelle 50: Angebotenes und bezuschlagtes Windenergie an Land Volumen je Ausschreibungsrunde in MW	198
Tabelle 51: Anzahl der Gebote je Ausschreibungsrunde für Windenergie an Land	198
Tabelle 52: Zuschlagswahrscheinlichkeit je Ausschreibungsrunde für Windenergie an Land	198
Tabelle 53: Zuschlagspreise je Ausschreibungsrunde in Cent/kWh für Windenergie and Land	198

Tabelle 54: Teilnahmedauer an Ausschreibungsrunden von Windenergie an Land Projekten bis zum Zuschlag	199
Tabelle 55: Anzahl der Runden, nach denen ein nicht-Bürgerenergieprojekt aufgegeben wird je Runde	199
Tabelle 56: Anzahl der Runden nach denen ein Bürgerenergieprojekt aufgegeben wird	199
Tabelle 57: Regionalität der Projekte verschiedener Bietergruppen der Windausschreibungen	199
Tabelle 58: Anzahl Bieter & erfolgreiche Bieter – Windenergie an Land	200
Tabelle 59: Anzahl Gebote und Zuschläge – Windenergie an Land	201

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AGebV	Allgemeine Gebührenverordnung
AGEE	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik
BauGB	Baugesetzbuch
BEG	Bürgerenergiegesellschaften
BHKW	Blockheizkraftwerk
BlmA	Bundesanstalt für Immobilienaufgaben
BlmSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BMWi	Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
DLR	Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
DKK	Dänische Krone
EE	Erneuerbarer Energien
EEG	Erneuerbare Energien nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz
E.ON	E.ON SE
EPEX	EPEX Spot
EUR	Euro
FFAV	Freiflächenausschreibungsverordnung
FN IEE	Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik
FN ISI	Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI
GEEV	Grenzüberschreitende Erneuerbare Energien Verordnung
GemAV	Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen
GW	Gigawatt
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
IZES	Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme der Hochschule für Technik und Wirtschaft Saarbrücken
KOM	Europäischen Kommission
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MaStR	Marktstammdatenregister
MW	Megawatt
NAG	Netzausbaugebiet
Nicht-BEG	Nicht-Bürgerenergiegesellschaften
NEWA	New European Wind Atla
NPV	Net Present Value
NSI	Netz- und Systemintegrationskosten
PLZ	Postleitzahl

PPA	Power-Purchase-Agreement
PQ	Präqualifikationsanforderungen
PV	Photovoltaik
reBAP	Ausgleichsenergiepreis
REM	Referenzertragsmodells
SGK	Stromgestehungskosten
UBA	Umweltbundesamt
VLS	Volllaststunden
VNK	Verteilernetzkomponente
WACC	Weighted Average Cost of Capital
WindSeeG	Windenergie-auf-See-Gesetz
WWEA	World Wind Energy Association

HAFTUNGSAUSSCHLUSS

Dieser Bericht wurde durch Navigant Energy Germany GmbH (Navigant) und die genannten Unterauftragnehmer zur Verwendung durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie erstellt. Die in diesem Bericht vorgestellte Arbeit stellt eine professionelle Einschätzung von Navigant bzw. der Unterauftragnehmer auf der Grundlage von Informationen dar, die zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichts zur Verfügung standen. Navigant ist weder für die Verwendung des Berichts oder das Vertrauen auf den Bericht seitens des Lesers noch für irgendwelche Entscheidungen auf Grundlage des Berichts verantwortlich. **NAVIGANT GIBT KEINERLEI AUSDRÜCKLICHE ODER STILLSCHWEIGENDE ZUSICHERUNG ODER GARANTIE AB.** Leser des Berichts werden darauf hingewiesen, dass sie sämtliche Haftungspflichten tragen, die für sie oder Dritte entstehen, weil sie sich auf den Bericht oder die in dem Bericht enthaltenen Daten, Informationen, Erkenntnisse und Meinungen verlassen.

Weder das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie noch irgendwelche Behörden, Angestellten, Auftragnehmer, deutsche Unterauftragnehmer bzw. deren Angestellte geben irgendeine ausdrückliche oder stillschweigende Zusicherung oder Garantie ab und übernehmen irgendeine rechtliche Haftung oder Verantwortung für die Richtigkeit, Vollständigkeit oder Brauchbarkeit von irgendwelchen offengelegten Informationen, Apparaten, Produkten oder Prozessen oder Garantie dafür, dass durch die Verwendung der betreffenden Informationen, Apparate, Produkte oder Prozesse keine Privateigentumsrechte verletzt werden. Bezugnahmen in diesem Dokument auf spezifische kommerzielle Produkte, Prozesse oder Dienstleistungen durch Handelsnamen, Handelsmarken, Hersteller oder Sonstiges bedeuten oder implizieren nicht zwangsläufig, dass das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Auftragnehmer oder deutsche Unterauftragnehmer betreffende Produkte, Prozesse oder Dienstleistungen befürworten, empfehlen oder bevorzugen. Die Sichtweisen und Meinungen der Autoren, die in diesem Dokument zum Ausdruck gebracht werden, entsprechen nicht zwangsläufig den Sichtweisen und Meinungen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie bzw. spiegeln nicht zwangsläufig die Sichtweisen und Meinungen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie wider.

EXECUTIVE SUMMARY

Since the Renewable Energy Sources Act (EEG 2017) came into force in January 2017, the Federal Network Agency (BNetzA) has been conducting auctions for onshore wind energy, offshore wind energy, and biomass plants. Auctions for solar PV installations had been introduced in 2015 and were continued under this act. This report evaluates the auction rounds completed by 1 September 2019, based on a list of questions agreed upon with the European Commission.

The anonymised bidding data of all technologies, except the rounds for offshore wind energy, were available for this evaluation. In addition, the evaluation team conducted a bidder survey in autumn 2019. The robustness of the statements is better for the technology-specific auctions such as for solar energy and (with restrictions) onshore wind energy rather than for other technologies and auction formats due to the higher number of rounds.

The interactions between auction formats and other revenue streams and the lack of comparison groups makes the evaluation difficult. Statements on causal relationships of findings are rarely or not at all possible. It is only possible to speculate how the market would have developed if the old funding system had been continued with a breathing cap. The causality between support and investment cannot be conclusively assessed, since the counterfactual world without the support system is missing.

By 2020, the technology-specific expansion paths of EEG 2017 are only expected to be achieved for offshore wind energy and solar PV. For both technologies, however, the expansion under the old support system (offshore wind energy) or the expansion outside of auctions (solar) is decisive. The expansion corridors for onshore wind energy and biomass are unlikely to be reached. This is due to the lack of supply of approved projects. In the case of onshore wind energy, expansion is also unlikely due to a special regulation in 2017 that granted awarded projects considerably longer implementation periods that are also considered to have a lower probability of implementation. Moreover, the expansion of onshore wind energy fluctuates considerably, which contradicts the EEG's objective of steady expansion. For biomass, it is not foreseeable that the possibility of participation by existing plants will supplement the small number of new plants to help achieve the 2020 target.

The achievement of future expansion targets depends mainly on the auction volume, the realisation rate, and, in the case of solar energy and biomass, on the expansion outside of the auction process. Realisation rates of 90% are assumed when determining the auction volumes. These realisation rates were only achieved in the solar sector during the analysed period. In structural terms, the volume of new construction during the evaluation period is lower than the target. The analysis of the development of subsidy costs and the effectiveness of the subsidy found that the average subsidy decreases over time, which is due to the increase in market values. Since most of the bid prices are higher than the current technology-specific market values, it can be assumed that, without subsidies, the plants would not have been built or would have been built to a much lesser extent. There is no subsidy payment in the case of zero bids for offshore wind energy, grid access is only obtained by participating in the auctions. The broader support system is the decisive factor for investment in all technologies.

The analysis of the reduction of support payments through the auctions show a mixed result. The auctions for offshore wind energy and solar plants have led to a reduction in subsidies. However, the result is less clear for onshore wind energy. In the case of biomass, the auctions led to an increase in strike prices. Analysis shows that the market environment plays a decisive role in the success of the auctions. Auctions can only lead to a reduction in support payments if the level of competition in the auction is sufficiently high and if the design of the auction allows an efficient allocation of resources.

Onshore Wind Energy

The general conditions for the wind industry were so varied in recent years that the actual design of the auctions can only have a limited evaluation. The relevant phases are the transitional system

between the old EEG 2014 and the auction system, the auction rounds in 2017 (which were characterised by the special regulation for community energy projects), and the auction rounds according to the current design since 2018.

Under the transitional system, the wind projects with a capacity of almost 8 GW are subsidised. Each of these projects received a permit under the Federal Immission Control Act (BImSchG permit) before 1 January 2017 and were subsequently constructed over the course of 2017 and 2018. The high number of approvals in December 2016 and the record construction in 2017 indicated strong pull effect into the transitional system. Project developers seem to have assumed that the economic conditions in the auction system were much worse than in the transitional system. The pipeline of approved projects that could regularly participate in the auctions was low.

The special regulations for community energy project developers (BEG) led the auction rounds in 2017. The special regulation, which only applied in 2017, allowed BEG's to participate without a BImSchG permit, reduced the penalties for nonrealisation, and provided awarded bidders 24 months of additional time to realise their projects. Almost all projects awarded in 2017 took advantage of the community energy special regulation. These projects will take longer to be realised due to the low project progress at the stage of bidding. Their realisation is only expected in the beginning of the 2020s—if at all. This created a gap between expansion under the transitional system and under the auctions, which was exacerbated by the pull effect of projects into the transitional system.

The bid prices for community energy projects in 2017 show the potential for future cost reductions of wind energy projects. The 2017 auction rounds resulted in a significantly lower level of subsidies compared to previous years. For the auction in November 2017, the subsidies were 0.6 ct/kWh to 1.1 ct/kWh below the electricity production costs estimated in the progress report.¹ The bidders assumed either cost reduction potentials unknown to the experts in the progress report or additional revenues on the electricity market. However, the probability that these projects will be realised is low due to the low penalty and the higher price levels in the auctions. The reduced penalty under the special regulation also allowed bidders to take a higher risk and bet on future price developments. The results reflect the bidders' price expectations for a project realisation in 4-5 years.

The auctions have had low subscriptions since mid-2018 and bidders are guided by the ceiling price due to the lack of competition. The sharp decline in the number of bids has led to a shortfall in the expansion corridor since 2018. The designation of sites for new wind energy projects is delayed throughout Germany. Approval procedures have become more time-consuming than in previous years and are more uncertain for project developers due to objections, contradictions, and lawsuits. Despite the high award prices, 1.1 GW of approved projects are not participating in the tendering process, presumably because the projects are in the process of being reapproved or have been the subject of legal complaints.

Future price developments and the achievement of the renewable energy targets will largely depend on the land allocation and the approval situation. For the foreseeable future, onshore wind energy will represent a market characterised by limited land availability. Competitive pricing mechanisms can only succeed if the project offer exceeds the auction volume. In this environment, it remains a challenge to design functioning competitive pricing mechanisms.

Solar Energy

Auctions for solar PV plants experienced intense competition during the review period, April 2015 to September 2019. Volume-weighted strike prices fell from just under 9.2 ct/kWh to 4.3 ct/kWh in February 2018. This corresponds to a decline of around 50%. A slight rise was recorded in the

¹ Progress reports for onshore wind energy are periodically published by the federal government according to §97 of the EEG.

subsequent rounds. After an increase in March 2019 to 6.6 ct/kWh, the volume-weighted strike prices dropped again and reached a value of 4.9 ct/kWh in October 2019.²

A positive contribution to the availability of potential sites for ground-mounted systems is made by the state-level regulations under the state opening clause (Länderöffnungsklausel) for sites in so-called disadvantaged areas. So far, five federal states have made use of this provision: Baden-Württemberg, Bavaria, Hesse, Rhineland-Palatinate, and Saarland. The state regulations theoretically allow for an additional volume of up to 900 MW per year over and above the nationwide area provided for in the EEG. With 70 plants (which can have a maximum size of 10 MW), Bavaria accounts for the largest share of this volume.

During the review period, there was no systematic advantage for plants within a certain area category. Although state regulations have had a positive influence on the availability of land, no higher award rate for plants within the disadvantaged areas has been recorded to date.

Only a few bids have been submitted for solar PV systems on buildings. Bids for such roof-mounted systems have significantly lower award rates than for ground-mounted systems, most likely because roof-mounted systems tend to be more expensive. The availability of suitable areas for roof-mounted systems in the megawatt range is also limited. Without further measures (e.g. a bonus or a separate quota for auctions), roof-mounted systems are unlikely to be competitive on price with ground-mounted systems.

A large part of the contract volume (65%) is concentrated in the three states of Bavaria, Mecklenburg-Western Pomerania, and Brandenburg. The distribution within Germany is primarily attributable to the availability of suitable areas, not to solar radiation conditions. For example, in Bavaria, almost two-thirds of the awarded projects are for areas in disadvantaged regions. In Mecklenburg-Western Pomerania and Brandenburg, more than two-thirds of the awarded projects are attributable to conversion areas and other building structures. A focus on new construction in eastern German states was evident in a similar form before the introduction of auctions. This can be attributed to the availability of suitable conversion areas from previous military or economic use and to large other structural facilities (e.g., opencast mines or gravel pits).

The average volume-weighted realization rate of the auction rounds between April 2015 to June 2017 was high (96%). For the remaining rounds, the realisation period had not expired by the time of writing. The possibility to realise plants at a location other than the one specified in the bid made a positive contribution to the high realisation rate. A penalty of 0.3 ct/kWh has been imposed for relocation. For the rounds already completed (April 2015 to June 2017), the possibility of relocation was used for 29% of installed capacity. The further development of the realization rate should be monitored continuously.

An increase in the volume of tenders in the PV segment is expected, as an increased expansion of PV is required for 65% of gross renewable electricity consumption to be met by 2030. Arrangements should be made or amended to allow the highest possible bid volume.

Offshore Wind Energy

For offshore wind energy, two transitional auctions for predeveloped projects have been launched. These have led to a significant reduction in the funding requirements for offshore wind energy. The majority in the auctions awarded actors seem to plan a realisation. A final evaluation of the realisation will only be possible in a few years.

There will be no further auctions in the transitional system, so there is only a need for further development regarding the future central auction procedure. The options for further development discussed in the report—which include adjusting the ceiling price, dealing with zero bids, and

² The round of October 2019 was outside of the review period and could therefore not be analysed in detail.

increasing the auction volume for 2030—will be further analysed and processed within the framework of the current project.

Technology-Neutral Auctions

In addition to the technology-specific auctions, technology-neutral auctions were also carried out in Germany, in which both solar PV plants and onshore wind plants could participate. To date, three of these joint auction rounds have taken place. Only solar PV projects have been awarded. The average, volume-weighted award prices in the joint auctions are higher than in the technology-specific auctions for solar energy and lower than for onshore wind energy. There is an incentive for solar developers to participate in the joint auctions; there is no incentive for onshore wind developers to participate.

It is difficult to assess the success of the joint auctions, especially in comparison to the technology-specific auctions. The results of the previous joint auction rounds have been strongly driven by the interactions with the technology-specific auctions.

The design of technology-neutral auctions that do not disadvantage or favour any of the technologies involved is challenging. Many of the auction's design elements imply advantages for some technologies and disadvantages for others if the auctions are not differentiated. Germany has opted for a strong differentiation of the design elements for the two technologies, with most design elements corresponding to those of the technology-specific auctions. This ensures relatively balanced opportunities for both technologies and levels out the differences between the technologies regarding systems integration.

Biomass

The auctions for biomass plants have (2017-2019) been characterised by low participation and undersubscription of the auction volumes. The share of new plants participating was significantly lower than the share of existing plants. The small volume awarded in the auction was not compensated for by the volume supported outside the auction; in the last 2 years, the auction volume was repeatedly adjusted upwards to reflect the planned expansion path. This planned expansion path for biomass is not being achieved at present. The continuous undersubscription and the resulting low level of competition leads to bids near the ceiling price for new installations. However, the current auctions seem to provide only a small incentive for the construction of new installations. For existing installations, the first plants (commissioned in the early 2000s) are reaching the end of the 20-year support period. If existing installations use their full support period, they can maximise total funding with the help of follow-up funding. Therefore, the number of existing plants on offer can be expected to increase in the coming years as more plants reach the end of the original EEG funding period. However, it is not possible to predict whether this will be sufficient to end the current undersubscription of the auctions, especially as a higher volume auctions are planned from 2020 onwards.

Cross-Border Auctions

During the review period, there was only one cross-border auction, an auction in 2017 open to Danish solar projects. The EEG 2017 target to open up 5% of the annually tendered capacity to plants from abroad was missed. The projects awarded in the auction are located exclusively in Denmark. Danish bidders were able to bid lower due to good site conditions on the Danish coast and favourable project development costs as a result of a more open siting restrictions. In addition, they were unable to benefit from an alternative subsidy in Denmark at the time and were under higher competitive pressure. German bidders, on the other hand, were able to participate in the technology-specific auctions in Germany that offered a higher price level.

The cross-border auction shows that funding costs can be reduced by a cross-border auction. For German electricity customers, the projects awarded in Denmark are significantly cheaper than the

projects awarded at the same time in the national auctions. The projects are cheaper because the values awarded are lower and the market values in Denmark are higher than the German market values, which means that the subsidies paid out are also lower.

Grid and Systems Integration Costs

Generation plants have different grid and systems integration costs depending on the technology, plant design, and location. The auction design influences the generation portfolios and leads to different grid and systems integration costs. If grid and systems integration costs are not fully internalised (i.e., costs are borne by the plant operators), an auction design that is primarily aimed at minimising generation costs (electricity generation costs) will generally not lead to a minimisation of the overall economic (system) costs, because these include generation costs and grid and system integration costs.

There are different types of grid and system integration costs. The most relevant are differences in market value, balancing costs, and short- and long-term network costs in the transmission and distribution network. Differences in network lost costs are usually quantitatively of minor importance and are also strongly depend on the situation. They are not considered in this report.

The level of grid and systems integration costs is in part strongly dependent on the development of other parameters of the energy system (e.g., how electricity demand, international electricity trade or the use of load flexibility and the composition of the other power plant park develop). The grid and systems integration costs of plants that were awarded in the auctions (and evaluated in this report) are highly dependent on developments unrelated to the results and design of the auctions considered here. A narrower evaluation of the auctions with regard to grid and systems integration costs is not possible, since these depend largely on future developments that do not depend on the auctions evaluated here. However, it is possible to analyse the relevance of network and systems integration costs. Instead of making assumptions about these developments to forecast the future development of these costs, the estimates for this report were based on historical data for 2017 and 2018. These estimates allow a basic classification of the order of magnitude of differences in network and systems integration costs for different technological development paths and for regional distributions of development or plant design.

Over the period considered, some of the above-mentioned network and system integration costs are almost identical across all RES technologies, for example, the costs of balancing or integrating costs expressed in the market value differences. This is expected to change in the future. The market value of wind energy and PV is highly dependent on the market share of the respective technology. For example, a strong expansion of PV is likely to reduce the market value of PV generation.

There are important differences in (noninternalised) grid costs, not necessarily only between technologies but also within technologies. For example, depending on the location and the distribution network, a solar installation in southern Germany can either incur high costs in the distribution network or no costs at all. Offshore wind energy and onshore wind in the north tend to cause additional costs to the transmission grid, whereas these costs are low or absent for solar energy and onshore wind in southern Germany. In quantitative terms, the grid integration costs in distribution grids are likely to be more significant than those in the transmission grid. These costs tend to be higher for PV systems than for wind energy systems, which is partly due to a higher probability of connection to lower voltage levels and partly to the lower number of full-load hours. This should be considered when evaluating technology-neutral auctions, as these auctions only partially reflect (and cannot fully reflect) grid and systems integration costs. At the same time, only PV systems (i.e., those that tend to have higher grid integration costs) have been awarded in these auctions. Whether this situation would have changed if all systems integration costs had been taken into account cannot be said.

The noninternalised offshore connection costs for offshore wind energy represent a special case. On average, technology-specific grid integration costs of around €20/MWh to €30/MWh incur here.

The regional steering instruments implemented in the auctions for onshore wind energy are ineffective due to a lack of competition. The grid development area has only limited the amount awarded in the north in two auction rounds and has delayed the awarding of the projects to later rounds. The distribution grid component is only applied in the joint auctions for onshore wind energy and PV. If it did not exist there, a wind project would have been awarded in the first joint auction. However, no steering of the development has occurred because the project was not awarded but could subsequently be awarded in the technology-specific auctions. Due to the difference in the award price between the technology-specific and the joint auctions, wind projects no longer participate in the joint auctions. In the last auction rounds, hardly any projects were awarded south of the mainline. This is mainly due to the lack of bids from southern German states. Model results show that the reference yield model has a steering effect towards the south.

At least partial consideration of long-term grid integration costs through instruments such as the distribution grid component is necessary, even beyond the technology-neutral auctions. Within the technology-neutral auctions, it is worth considering additional aspects of systems integration costs, for example, market value differences. Should there be a future trend towards the construction of unsubsidised renewable energy plants (e.g., to circumvent the limitation of plant sizes or due to the area limitations of PV plants), instruments for internalisation of grid and systems integration costs within the auction design will be ineffective. In this case, other instruments would be preferable, such as adjustments within the grid fees.

ZUSAMMENFASSUNG

Seit Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2017) im Januar 2017 führt die Bundesnetzagentur (BNetzA) Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land, Windenergieanlagen auf See und Biomasseanlagen durch. Die seit 2015 bestehenden Ausschreibungen für Solaranlagen werden weitergeführt. Dieser Bericht evaluiert die bis zum 1. September 2019 abgeschlossenen Ausschreibungsrunden, wobei er sich an dem mit der Europäischen Kommission abgestimmten Fragenkatalogs orientiert.

Zur Evaluierung standen die anonymisierten Gebotsdaten aller Technologien außer der Runden für Windenergie auf See zur Verfügung. Zusätzlich wurde eine Bieterbefragung im Herbst 2019 durchgeführt. Die Robustheit der Aussagen ist bei den technologiespezifischen Ausschreibungen für Solarenergie und mit Einschränkungen für Windenergie an Land aufgrund der höheren Rundenanzahl besser als für andere Technologien bzw. Ausschreibungsformate.

Wechselwirkungen zwischen Ausschreibungsformaten und anderen Erlösströmen sowie fehlende Vergleichsgruppen erschweren die Evaluierung. Aussagen zu kausalen Zusammenhängen sind selten bis gar nicht möglich. So lässt sich beispielsweise nur spekulieren, wie sich der Markt entwickelt hätte, wenn das alte Fördersystem mit atmendem Deckel fortgeschrieben worden wäre. Auch kann die Kausalität zwischen Förderung und Investition nicht abschließend bewertet werden, da es parallel keine Welt ohne das Fördersystem gab.

Die technologiespezifischen Ausbaupfade des EEG 2017 werden bis 2020 voraussichtlich nur für Windenergie auf See und Solaranlagen erreicht. Bei beiden Technologien ist dafür allerdings der Zubau des alten Fördersystems (Windenergie auf See) oder der Zubau außerhalb der Ausschreibungen (Solar) ausschlaggebend. Die Ausbaukorridore für Windenergie an Land und Biomasse werden voraussichtlich verfehlt. Ursächlich ist hier das fehlende Angebot genehmigter Projekte und bei Windenergie an Land zusätzlich eine im Jahr 2017 bestehende Sonderregelung, die den bezuschlagten Anlagen wesentlich längere Realisierungsfristen zugestand und denen eine niedrigere Realisierungswahrscheinlichkeit zugerechnet wird. Der Zubau bei Windenergie an Land ist außerdem sehr stark schwankend, was dem im EEG formulierten Ziels eines „stetigen Zubaus“ widerspricht. Bei der Biomasse ist nicht absehbar, dass die Möglichkeit der Teilnahme von Bestandsanlagen, die geringe Anzahl an Neuanlagen in einem Maße ergänzt, welches zur Zielerreichung bis 2020 führt.

Inwiefern weiter in der Zukunft liegende Ausbauziele erreicht werden, hängt im Wesentlichen von dem ausgeschriebenen Volumen, der Realisierungsrate und bei Solarenergie und Biomasse von dem Zubau außerhalb der Ausschreibung ab. Bei der Festlegung der ausgeschriebenen Mengen werden in der Regel Realisierungsraten von 90 % unterstellt, die jedoch im Betrachtungszeitraum nur im Solarbereich erreicht wurden. Strukturell ist also ein niedrigerer Zubau als anvisiert angelegt.

Aus der Analyse der Entwicklung der Förderkosten und Effektivität der Förderung folgt, dass die mittlere Förderung im Zeitverlauf sinkt, dies jedoch im Anstieg der Marktwerte begründet ist. Da die meisten Zuschlagswerte über den aktuellen technologiespezifischen Marktwerten liegen, kann grundsätzlich davon ausgegangen werden, dass die Anlagen ohne eine Förderung nicht oder nur in deutlich geringerem Ausmaß gebaut worden wären. Bei den Nullgeboten für Windenergie auf See erfolgt zwar keine Förderzahlung, der Netzzugang wird jedoch nur durch die Teilnahme an den Ausschreibungen erlangt. Das Fördersystem im weiteren Sinn ist also bei allen Technologien ausschlaggebend für die Investitionen.

Die Analyse zur Reduktion der Förderzahlungen durch die Ausschreibungen zeigt ein gemischtes Bild. Einerseits haben bei Windenergie auf See und Solaranlagen die Ausschreibungen relativ eindeutig zu einer Reduktion der Förderung geführt. Andererseits ist bei Windenergie an Land das Ergebnis weniger eindeutig. Bei Biomasse haben die Ausschreibungen eher zu einer Steigerung der anzulegenden Werte geführt. Die durchgeführten Analysen zeigen, dass das Marktumfeld eine entscheidende Rolle für den Erfolg von Ausschreibungen spielt. Ausschreibungen können nur dann

zu einer Reduktion der Förderungen führen, wenn einerseits das Wettbewerbsniveau in der Ausschreibung ausreichend hoch ist und andererseits das Design der Ausschreibung eine effiziente Ressourcenallokation ermöglicht.

Windenergie an Land

Die Rahmenbedingungen für die Windbranche variierten in den letzten Jahren so stark, dass das eigentliche Design der Ausschreibung nur eingeschränkt evaluiert werden kann. Die relevanten Phasen sind das Übergangssystem zwischen dem alten EEG 2014 und den Ausschreibungen, die Ausschreibungsrunden des Jahres 2017, die von der Sonderregelung für Bürgerenergieanlagen geprägt waren, und die Ausschreibungsrunden nach dem heutigen Design seit 2018.

Unter dem Übergangssystem werden Windenergieanlagen im Umfang von fast 8 GW gefördert, die vor dem 01.01.2017 eine Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG-Genehmigung) erhielten und im Laufe des Jahres 2017 und 2018 errichtet worden sind. Die hohen Genehmigungszahlen vom Dezember 2016 sowie der Rekordzubau des Jahres 2017 weisen auf starke Vorzieheffekte hin. Projektierer gingen offenbar von wesentlich schlechteren wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in der Ausschreibung als im Übergangssystem aus. Die Pipeline genehmigter Projekte, die regulär an den Ausschreibungen teilnehmen können, war damit gering.

Die Sonderregelungen für Bürgerenergiegesellschaften (BEG) dominierte die Ausschreibungsrunden des Jahres 2017. Die nur im Jahr 2017 geltende Sonderregelung erlaubte BEG's eine Teilnahme ohne BImSchG-Genehmigung, reduzierte die Pönalen bei Nicht-Realisierung und ließ bezuschlagten Bietern 24 Monate länger Zeit, ihre Projekte zu realisieren. Fast alle im Jahr 2017 bezuschlagten Projekte haben von der Bürgerenergie-Sonderregelung Gebrauch gemacht. Diese Projekte brauchen aufgrund des geringen Projektfortschritts per se länger, um realisiert zu werden. Ihre Realisierung ist – wenn überhaupt – erst Anfang der 2020er Jahre wahrscheinlich. Damit entstand eine Lücke zwischen dem Ausbau im Rahmen des Übergangssystems und im Rahmen der Ausschreibungen, die durch die Vorzieheffekte ins Übergangssystem noch verstärkt wurde.

Die Zuschlagspreise für Bürgerenergieprojekte im Jahr 2017 zeigen das Potenzial für zukünftige Kostensenkungen von Windenergieprojekten. Die Ausschreibungsrunden 2017 ergaben ein im Vergleich zu den Vorjahren deutlich gesunkenes Förderniveau, das für die Ausschreibung im November 2017 sogar um 0,6 bis 1,1 ct/kWh unter den vom Erfahrungsbericht geschätzten Stromgestehungskosten lag. Die Bieter gingen somit entweder von den Gutachtern im Erfahrungsbericht nicht bekannten Kostensenkungspotenzialen oder von Zusatzerlösen auf dem Strommarkt aus. Die Wahrscheinlichkeit, dass diese Projekte realisiert werden, ist jedoch angesichts der geringen Pönale und des momentan höheren Preisniveaus in den Ausschreibungen gering. Durch die reduzierte Pönale im Rahmen der Sonderregelung konnten Bieter außerdem ein höheres Risiko eingehen und auf zukünftige Preisentwicklungen wetten. Die Ergebnisse bilden somit eine Preiserwartung der Bieter für eine Projektrealisierung in 4 – 5 Jahren ab.

Seit Mitte 2018 sind die Ausschreibungen unterzeichnet, die Bieter orientieren sich mangels Wettbewerb am Höchstpreis. Das stark zurückgegangene Angebot führt zur Unterschreitung des Ausbaukorridors seit 2018. Die Flächenausweisung für neue Windenergieprojekte ist bundesweit verzögert. Genehmigungsverfahren sind langwieriger geworden als in früheren Jahren und für die Projektierer aufgrund von Einwänden, Widersprüchen und Klagen unsicherer. Trotz der hohen Zuschlagspreise nehmen 1,1 GW an genehmigten Projekten nicht an der Ausschreibung teil, vermutlich weil sich die Projekte in Umgenehmigungsverfahren befinden oder beklagt sind.

Die Preisentwicklung in der Zukunft ist wie auch die EE-Zielerreichung im Wesentlichen von der Flächenausweisung und Genehmigungssituation abhängig. Windenergie an Land wird auf absehbare Zukunft einen Markt darstellen, der durch eine begrenzte Flächenverfügbarkeit gekennzeichnet ist. Eine wettbewerbliche Preisfindung kann nur gelingen, wenn das Projektangebot das Ausschreibungsvolumen übersteigt. Funktionierende wettbewerbliche Preisfindungsmechanismen auszugestalten, bleibt in diesem Umfeld herausfordernd.

Solarenergie

Die Ausschreibungen für Photovoltaikanlagen waren innerhalb des Beobachtungszeitraums, April 2015 bis September 2019, von einer hohen Wettbewerbsintensität gekennzeichnet. Die mengengewichteten Zuschlagspreise sind ausgehend von knapp 9,2 ct/kWh auf 4,3 ct/kWh im Februar 2018 gefallen. Dies entspricht einem Rückgang von rund 50 %. In den Folgerunden war ein leicht steigender Trend zu verzeichnen. Nach 6,6 ct/kWh im März 2019 sanken die mengengewichteten Zuschlagspreise jedoch erneut und erreichten im Oktober 2019 einen Wert von 4,9 ct/kWh (die Runde vom Oktober 2019 konnte jedoch nicht im Detail ausgewertet werden).

Einen positiven Beitrag zur Verfügbarkeit von potenziellen Standorten für Freiflächenanlagen leisten die Länderverordnungen im Rahmen der Länderöffnungsklausel für Flächen in sogenannten benachteiligten Gebieten. Bislang haben fünf Bundesländer von der Regelung Gebrauch gemacht: Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Rheinland-Pfalz und das Saarland. Die Länderverordnungen ermöglichen über die bundesweit im EEG vorgesehene Flächenkulisse hinaus theoretisch ein zusätzliches Volumen von bis zu 900 MW pro Jahr. Davon entfällt mit 70 Anlagen (die maximal 10 MW groß sein können) der Großteil auf Bayern.

Im Beobachtungszeitraum war kein systematischer Vorteil von Anlagen innerhalb bestimmter Flächenkategorien zu verzeichnen. Wenngleich die Länderverordnungen die Flächenverfügbarkeit positiv beeinflusst haben, ist bislang jedoch keine höhere Zuschlagsrate für Anlagen innerhalb der benachteiligten Gebiete zu verzeichnen.

Bislang wurden nur wenige Gebote für PV-Anlagen auf Gebäuden eingereicht. Hinzu kommt, dass Gebote für Dachanlagen deutlich geringere Zuschlagsraten als Freiflächenanlagen aufweisen. Dies ist auf tendenziell höhere Kosten von Dachanlagen zurückzuführen. Ferner ist die Verfügbarkeit von geeigneten Flächen für Dachanlagen im Megawattbereich eingeschränkt. Ohne weitergehende Maßnahmen, bspw. über einen Bonus oder ein separates Ausschreibungskontingent, dürften Dachanlagen auch weiterhin nur in wenigen Fällen preislich mit Freiflächenanlagen konkurrieren können.

Mit 65 % konzentriert sich ein Großteil des Zuschlagsvolumens auf die drei Bundesländer Bayern, Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg. Die Verteilung innerhalb Deutschlands ist somit nicht primär den Strahlungsbedingungen zuzurechnen, sondern insbesondere der Verfügbarkeit geeigneter Flächen. Dies zeigt sich daran, dass in Bayern fast zwei Drittel der Zuschläge auf Flächen in benachteiligten Gebieten entfallen. In Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg ist dagegen mehr als zwei Drittel der bezuschlagten Leistung Konversionsflächen und sonstigen baulichen Anlagen zuzurechnen. Ein Schwerpunkt beim Zubau in den ostdeutschen Bundesländern war in ähnlicher Form bereits vor der Einführung der Ausschreibungen zu beobachten. Dies ist der Verfügbarkeit geeigneter Konversionsflächen aus militärischer oder wirtschaftlicher Vornutzung sowie großen sonstigen baulichen Anlagen (bspw. Tagebaue oder Kiesgruben) zuzurechnen.

Die mittlere, mengengewichtete Realisierungsrate der Ausschreibungsrunden April 2015 bis Juni 2017 fiel mit 96 % sehr hoch aus. Für die übrigen Runden war die Realisierungsfrist zum Zeitpunkt der Berichtserstellung noch nicht abgelaufen. Die Möglichkeit, Anlagen auch an einem anderen als im Gebot angegebenen Standort zu realisieren, hat einen positiven Beitrag zur hohen Realisierungsrate geleistet. Die Standortverlagerung ist mit 0,3 ct/kWh pönalisiert. Bezogen auf die bereits abgeschlossenen Runden (April 2015 bis Juni 2017) wurde die Möglichkeit der Standortverlagerung bei 29 % der installierten Leistung in Anspruch genommen. Die weitere Entwicklung der Realisierungsraten sollte zeitnah weiterverfolgt werden.

Im Bereich Photovoltaik ist eine Erhöhung der Ausschreibungsvolumina zu erwarten, da für 65 % EE-Anteil am Bruttostromverbrauch bis 2030 ein erhöhter PV-Ausbau erforderlich ist. In diesem Zusammenhang sollten Regelungen getroffen bzw. dahingehend geändert werden, dass ein möglichst hohes Gebotsvolumen ermöglicht wird.

Windenergie auf See

Für Windenergieanlagen auf See haben zwei Übergangsausschreibungen für bereits vorentwickelte Projekte stattgefunden. Diese haben zu einer deutlichen Senkung der Förderbedarfe für Windenergieanlagen auf See geführt. Die in den Ausschreibungen bezuschlagten Akteure scheinen eine Realisierung zu planen. Eine abschließende Aussage zur Realisierung ist erst in einigen Jahren möglich.

Im Übergangssystem wird keine weitere Ausschreibung mehr stattfinden, entsprechend besteht ein Weiterentwicklungsbedarf nur hinsichtlich des zukünftigen zentralen Ausschreibungsmodells. Die im Bericht diskutierten Optionen zur Weiterentwicklung, zu denen die Anpassung der Höchstwerte, der Umgang mit Nullgeboten und die Anhebung der Ausbaumenge für 2030 zählen, werden im Rahmen des aktuellen Vorhabens weiter analysiert und bearbeitet.

Technologieübergreifende Ausschreibungen

Neben den technologiespezifischen Ausschreibungen wurden in Deutschland auch technologieübergreifende Ausschreibungen durchgeführt, an denen sowohl Solaranlagen als auch Windenergieanlagen an Land teilnehmen konnten. Bisher haben drei gemeinsame Ausschreibungsrunden stattgefunden. Hierbei wurden nur Solaranlagen bezuschlagt. Es zeigt sich, dass die durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswerte in den gemeinsamen Ausschreibungen höher sind als in den technologiespezifischen Ausschreibungen für Solarenergie und niedriger als für Windenergie an Land. Es besteht daher ein Anreiz für Solaranlagenbetreiber an den gemeinsamen Ausschreibungen teilzunehmen. Demgegenüber besteht für Windenergieanlagen an Land kein Anreiz an den gemeinsamen Ausschreibungen teilzunehmen.

Eine Bewertung des Erfolgs der gemeinsamen Ausschreibungen, insbesondere im Vergleich zu den technologiespezifischen Ausschreibungen, ist aktuell nur schwer möglich. Die Ergebnisse der bisherigen gemeinsamen Ausschreibungsrunden wurden sehr stark von den Wechselwirkungen mit den technologiespezifischen Ausschreibungen getrieben.

Grundsätzlich ist die Ausgestaltung von tatsächlich technologieneutralen Ausschreibungen, die keine beteiligte Technologie benachteiligen oder bevorteilen, sehr herausfordernd. Viele Designelemente der Ausschreibung implizieren bei undifferenzierter Ausgestaltung Vorteile für einige und Nachteile für andere Technologien. In Deutschland hat man sich in diesem Zusammenhang für eine starke Differenzierung der Designelemente für die beiden Technologien entschieden, indem die meisten Designelemente denen der entsprechenden technologiespezifischen Ausschreibung entsprechen. Dies sorgt einerseits für relativ ausgeglichene Chancen für beide Technologien, andererseits werden Unterschiede zwischen den Technologien mit Blick auf die Systemintegration nivelliert.

Biomasse

Die Ausschreibungen für Biomasseanlagen waren bisher (2017 – 2019) durch eine geringe Teilnahme und eine deutliche Unterzeichnung der Ausschreibungsmengen gekennzeichnet. Der Anteil der angebotenen Neuanlagen war deutlich geringer als der Anteil der Bestandsanlagen. Die geringe, bezuschlagte Menge in den Ausschreibungen wurde auch durch die geförderten Mengen außerhalb der Ausschreibungen nicht kompensiert, sodass in den vergangenen beiden Jahren die Ausschreibungsmengen nach oben korrigiert wurden, um den vorgesehen Zubaupfad abzubilden. Dieser vorgesehene Ausbaupfad der Biomasse wird somit aktuell nicht erreicht. Die Unterzeichnung und das damit einhergehende niedrige Wettbewerbsniveau führt bei den Neuanlagen zu Geboten nahe/ in Höhe des zulässigen Höchstwertes. Trotzdem scheint nur ein geringer Anreiz für den Zubau von Neuanlagen von den derzeitigen Ausschreibungen auszugehen. Bei den Bestandsanlagen erreichen aktuell die ersten Anlagen (mit Inbetriebnahme Anfang der 2000er) das Ende der 20-jährigen Vergütungsdauer. Sofern die übrigen Anlagen im Bestand die Strategie verfolgen, diese Förderdauer bis zum Ende zu nutzen und mit Hilfe der Anschlussförderung die Gesamtförderdauer zu maximieren, ist in den kommenden Jahren mit einer Zunahme der bietenden Bestandsanlagen zu

rechnen, da vermehrt Anlagen das Ende der ursprünglichen EEG-Förderung erreichen. Ob dies ausreicht, um die Unterzeichnung der Ausschreibungen zu beenden, zumal ab 2020 eine höhere Ausschreibungsmenge vorgesehen ist, lässt sich jedoch nicht prognostizieren.

Grenzüberschreitende Ausschreibungen

Im Betrachtungszeitraum hat lediglich eine grenzüberschreitende Ausschreibung stattgefunden, eine für dänische Solaranlagen geöffnete Ausschreibungsrunde im Jahr 2017. Das Ziel des EEG 2017, fünf Prozent der jährlich ausgeschriebenen Kapazität für Anlagen aus dem Ausland zu öffnen, wurde demnach verfehlt. Die in der Ausschreibungsrunde bezuschlagten Anlagen stehen ausschließlich in Dänemark. Dänische Bieter konnten aufgrund von guten Standortbedingungen in Dänemark an der Küste und günstigen Projektierungskosten durch eine offenere Flächenkulisse niedrig bieten. Zusätzlich konnten sie in Dänemark zu der Zeit nicht von einer alternativen Förderung profitieren und standen dadurch unter hohem Wettbewerbsdruck. Deutsche Bieter hingegen konnten auch an der technologiespezifischen Ausschreibung in Deutschland teilnehmen, die ein höheres Preisniveau aufwies.

Die grenzüberschreitende Ausschreibung zeigt, dass die Förderkosten durch eine grenzüberschreitende Ausschreibung sinken können. Für die deutschen Stromkunden sind die in Dänemark bezuschlagten Anlagen deutlich günstiger als die zeitgleich in den nationalen Ausschreibungen bezuschlagten Anlagen, da einerseits die Zuschlagswerte niedriger und andererseits die Marktwerte in Dänemark über den deutschen Marktwerten liegen und dadurch die ausgezahlte Förderung niedriger ausfällt.

Netz- und Systemintegrationskosten

Erzeugungsanlagen haben in Abhängigkeit von der Technologie, der Anlagenauslegung und ihrem Standort unterschiedliche Netz- und Systemintegrationskosten. Das Ausschreibungsdesign beeinflusst die Erzeugungsportfolien und führt damit zu unterschiedlichen Netz- und Systemintegrationskosten. Sofern Netz- und Systemintegrationskosten nicht umfassend internalisiert sind (d. h. von den Anlagenbetreibern getragen werden), führt ein Ausschreibungsdesign, das primär auf eine Minimierung von Erzeugungskosten (Stromgestehungskosten) ausgerichtet ist, im Allgemeinen auch nicht zu einer Minimierung der gesamten volkswirtschaftlichen (System-)Kosten, denn diese beinhalten neben den Erzeugungskosten auch die Netz- und Systemintegrationskosten.

Man kann verschiedene Arten von Netz- und Systemintegrationskosten unterscheiden. Am relevantesten – und daher in diesem Bericht näher betrachtet – sind Unterschiede im Marktwert, Kosten für den Bilanzausgleich sowie kurz- und langfristige Netzkosten im Übertragungs- und Verteilungsnetz. Unterschiede in Netzverlustkosten sind in der Regel quantitativ von untergeordneter Bedeutung und zudem stark situationsabhängig. Sie werden daher hier nicht betrachtet.

Wie hoch die Netz- und Systemintegrationskosten sind, ist zum Teil stark von der Entwicklung anderer Parameter der Energiesystems abhängig, z. B. wie sich die Stromnachfrage, der internationale Stromhandel oder der Einsatz von Lastflexibilität und die Zusammensetzung des sonstigen Kraftwerksparks entwickeln. Damit sind die Netz- und Systemintegrationskosten von Anlagen, die in den in diesem Bericht zu evaluierenden Ausschreibungsrunden bezuschlagt wurden, stark abhängig von Entwicklungen, die sich nicht aus den Ergebnissen und dem Design der hier betrachteten Ausschreibungsrunden ergeben. Eine Evaluierung der Ausschreibungen im engeren Sinne im Hinblick auf Netz- und Systemintegrationskosten ist insofern nicht möglich, da diese weit überwiegend von zukünftigen Entwicklungen abhängen, die nicht von den hier zu evaluierenden Ausschreibungsrunden abhängen. Gleichwohl lässt sich aber analysieren, welche Relevanz Netz- und Systemintegrationskosten überhaupt besitzen. Statt Annahmen zu diesen Entwicklungen zu treffen, um die zukünftige Entwicklung der Netz- und Systemintegrationskosten zu prognostizieren, wurden für diesen Evaluierungsbericht daher Abschätzungen auf historischen Daten für das Jahr 2017 bzw. 2018 getroffen. Diese erlauben eine grundsätzliche Einordnung der Größenordnung der

Unterschiede in den Netz- und Systemintegrationskosten für verschiedene technologische Ausbaupfade, aber auch regionale Verteilungen des Ausbaus oder Anlagenauslegungen.

Im Betrachtungszeitraum sind einige der oben genannten Netz- und Systemintegrationskosten über alle EE-Technologien fast identisch, z. B. die Kosten des Bilanzausgleichs oder die sich in Marktwertunterschieden ausdrückende Integrationskosten. Es ist zu erwarten, dass sich dies in Zukunft wieder ändert. Der Marktwert von Windenergie und Photovoltaik ist stark abhängig vom Marktanteil der jeweiligen Technologie. Ein starker Ausbau der PV dürfte z. B. den Marktwert von PV-Erzeugung reduzieren.

Es bestehen wichtige Unterschiede bei (nicht internalisierten) Netzkosten, jedoch nicht unbedingt nur zwischen Technologien, sondern auch innerhalb der Technologien. So kann eine Solaranlage in Süddeutschland je nach Standort und je nach Verteilernetz entweder hohe Kosten im Verteilungsnetz verursachen, oder auch gar keine Kosten. Tendenziell verursachen Windanlagen auf See sowie an Land im Norden zusätzliche Kosten im Übertragungsnetz, während diese Kosten für Solarenergie sowie Wind in Süddeutschland gering oder abwesend sind. Quantitativ dürften die Netzintegrationskosten in Verteilungsnetzen in vielen Fällen stärker ins Gewicht fallen als diejenigen im Übertragungsnetz. In der Tendenz sind diese bei Photovoltaikanlagen höher als bei Windenergieanlagen, was zum einen an einer höheren Wahrscheinlichkeit für einen Anschluss an niedrigere Spannungsebenen wie auch der geringeren Volllaststundenzahl liegt. Dies ist bei der Bewertung der technologieübergreifenden Ausschreibungen zu berücksichtigen, denn in diesen Ausschreibungen werden Netz- und Systemintegrationskosten nur teilweise abgebildet (und lassen sich auch nicht vollständig abbilden). Gleichzeitig wurden in diesen Ausschreibungen bisher ausschließlich Photovoltaikanlagen bezuschlagt, also solche, die tendenziell höhere Netzintegrationskosten aufweisen. Ob sich diese Situation bei fiktiver, vollständiger Berücksichtigung aller Systemintegrationskosten verändert hätte, lässt sich ohne Weiteres nicht sagen.

Eine Besonderheit stellen die heute nicht internalisierten Offshore-Anbindungskosten für Windparks auf See dar. In einer Durchschnittsbetrachtung entstehen hier technologiespezifisch Netzintegrationskosten in Höhe von ca. 20 bis 30 EUR/MWh.

Die in der Ausschreibung für Windenergie an Land implementierten Instrumente der regionalen Steuerung sind mangels Wettbewerb kaum wirksam. Das Netzausbaugebiet hat lediglich in zwei Ausschreibungsrunden die Zuschlagsmenge im Norden begrenzt und die Bezuschlagung der Projekte auf spätere Runden verzögert. Die Verteilernetzkomponente findet nur in den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergie an Land und Photovoltaik Anwendung. Wäre sie dort nicht existent, wäre in der ersten gemeinsamen Ausschreibung ein Windprojekt bezuschlagt geworden. Das nicht bezuschlagte Projekt konnte allerdings in Folge in der technologiespezifischen Ausschreibung bezuschlagt werden, sodass keine Steuerung des Zubaus erfolgte. Aufgrund der Zuschlagspreisdifferenz zwischen der technologiespezifischen und der gemeinsamen Ausschreibungen nehmen Windprojekte nicht mehr an der gemeinsamen Ausschreibung teil. In den letzten Ausschreibungsrunden wurden kaum Projekte südlich der Mainlinie bezuschlagt. Dies ist im Wesentlichen dem fehlenden Angebot aus südlichen Bundesländern zuzuschreiben. Modellergebnisse zeigen, dass das Referenzertragsmodell eine steuernde Wirkung hin zu einer Nord-Süd-Verschiebung hat.

Eine wenigstens teilweise Berücksichtigung von langfristigen Netzintegrationskosten durch Instrumente wie etwa die Verteilernetzkomponente ist aus unserer Sicht auch über die technologieübergreifenden Ausschreibungen hinaus sinnvoll. Innerhalb der technologieübergreifenden Ausschreibungen erscheint eine Betrachtung zusätzlicher Aspekte der Systemintegrationskosten, z. B. von Marktwertunterschieden, erwägenswert. Sollte sich zukünftig ein Trend für einen Zubau von ungeforderten EE-Anlagen ergeben (z. B. zur Umgehung der Begrenzung der Anlagengrößen oder aus der Flächenkulisse bei PV-Anlagen), so laufen Instrumente zur Internalisierung von Netz- und Systemintegrationskosten innerhalb des Ausschreibungsdesign ins Leere. Für diesen Fall wären andere Instrumente zu bevorzugen, wie z. B. Anpassungen im Rahmen der Netzentgeltsystematik.

1. EINLEITUNG

1.1 Hintergrund

Mit Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2017) und des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) ist ein Systemwechsel erfolgt: die Förderung von Strom aus Erneuerbaren Energien erfolgt im Grundsatz nicht mehr auf Basis von gesetzlich festgelegten Marktprämien, sondern wird wettbewerblich über Ausschreibungen ermittelt. Ziele der Bundesregierung waren es, den Zubau mengenmäßig planbar zu machen und die Kosten der Förderung durch Wettbewerb zwischen Anbietern zu senken.

Im EEG 2017 wurden Ausschreibungen nur für ausgewählte Technologien und Größenklassen eingeführt: Solarenergie (>750 kW), Windenergie an Land (>750 kW), Windenergie auf See und Biomasse (>150 kW). Den Ausschreibungen für Solarenergie sind seit 2015 Pilotausschreibungen im Rahmen der Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV) vorausgegangen. Darüber hinaus wurden im Rahmen der Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung (GEEV) grenzüberschreitende Ausschreibungen für erneuerbare Energien erprobt, sowie im Rahmen der Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen (GemAV) gemeinsame Ausschreibungen für Windenergie an Land und Solarenergie. Die Einführung von Innovationsausschreibungen wurde kürzlich verabschiedet, eine Runde hat aber bisher noch nicht stattgefunden.

1.2 Ziel und Fragestellungen des Berichts

Ziel des Berichts ist die Evaluierung der Ausschreibungen nach dem EEG 2017. Sie erfolgt im Wesentlichen entlang eines vom Bundesministerium für Wirtschaft- und Energie (BMWi) mit der Europäischen Kommission (KOM) abgestimmten Fragenkatalogs. Dieser Fragekatalog war Bestandteil der Leistungsbeschreibung für das vorliegende Evaluierungsvorhaben. Die Europäische Kommission legt besonderen Wert darauf, dass die Evaluierung extern – also nicht durch die Bundesregierung oder das BMWi selbst – erfolgen muss. Zur besseren Übersicht wurden die einzelnen Fragen des Fragenkatalogs thematisch gruppiert und die Zuordnung von Indikatoren zu den aufgeführten Fragen sowie die aufgeführte Methodik verbessert. Im Anhang findet sich eine Zuordnung der einzelnen Fragen des Fragenkatalogs zu den Kapiteln.

1.3 Gliederung

Der Bericht ist wie folgt gegliedert. Kapitel 2 führt in die Datengrundlage und -aufbereitung ein. Die darauf zuerst folgenden Kapitel stellen ausschreibungs- und technologieübergreifende Analysen dar: In Kapitel 3 werden die Fragen adressiert, die sich mit dem Erreichen der Erneuerbare-Energien-Ziele des EEG befassen. Kapitel 4 stellt die Entwicklung der Förderkosten und Effektivität der Förderung dar. Kapitel 5 beschäftigt sich mit Netz- und Systemintegrationskosten der durch die Ausschreibungen geförderten Anlagen. Kapitel 6 geht auf einen im allgemein zu berücksichtigenden Punkt bei der Evaluierung ein, die bestehenden Wechselwirkungen zwischen den verschiedenen Ausschreibungsformaten, und gibt Aufschluss über die von den Bietern in unterschiedlichen Ausschreibungsformaten gewählte Gebotsstrategie.

Die hinteren Kapitel des Berichtes behandeln technologie- oder ausschreibungsformatspezifische Fragen des Fragenkatalogs: Kapitel 7 zu den technologiespezifischen Ausschreibungen für Windenergie an Land, Kapitel 8 zu den Ausschreibungen für Photovoltaikanlagen, wobei Ergebnisse der gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergie an Land und Solar teilweise mitberücksichtigt werden, Kapitel 9 die technologiespezifischen Ausschreibungen für Biomasse, Kapitel 10 die Ausschreibungen für Windenergie auf See, Kapitel 11 die grenzüberschreitenden Ausschreibungen, Kapitel 12 die technologieübergreifenden Ausschreibungen und Kapitel 13 die Innovationsausschreibungen.

2. DATEN UND DATENAUFBEREITUNG

Im Folgenden werden die zur Analyse verwendeten Gebotsdaten sowie deren Aufbereitung diskutiert sowie die Bieterbefragung vorgestellt. Neben den Gebotsdaten wird – wie an entsprechenden Stellen zitiert – zur Evaluierung auf Studien und Ergebnisse anderer Vorhaben zurückgegriffen. Das Vorgehen und die Datengrundlage für die Bewertung von Netz- und Systemintegrationskosten werden separat im entsprechenden Unterkapitel (siehe Kapitel 5) beschrieben.

2.1 Gebotsdaten

Für die Evaluierung wurden den Auftragnehmern die Gebotsdaten aller im Analysezeitraum (15.04.2015 – 02.09.2019) abgeschlossenen Ausschreibungsrunden in anonymisierter Form zur Verfügung gestellt. Ausgenommen wurden die Daten der Ausschreibungsrunden für Windenergie auf See. Aufgrund der geringen Anzahl an eingereichten Geboten wäre eine Anonymisierung nicht möglich gewesen. Der Bundesnetzagentur (BNetzA) wurde für Windenergie auf See ein erweiterter Fragebaum zugeschickt.

Die Robustheit der quantitativen Analysen variiert zwischen den Ausschreibungsformaten bzw. Technologien stark. Während für die Ausschreibungen für Photovoltaikanlagen seit 2015 regelmäßig Ausschreibungsrunden stattfinden, hat beispielsweise erst eine grenzüberschreitende Ausschreibung stattgefunden (siehe Abbildung 1). Während sich bei den PV-Ausschreibungen und mit Einschränkungen auch für die Ausschreibungen für Windenergie an Land Trends ableiten lassen, sind die Ergebnisse der weniger häufig stattfindenden Runden mitunter von Einzeleffekten geprägt und nicht zu verallgemeinern. Wir weisen auf entsprechender Stelle darauf hin.

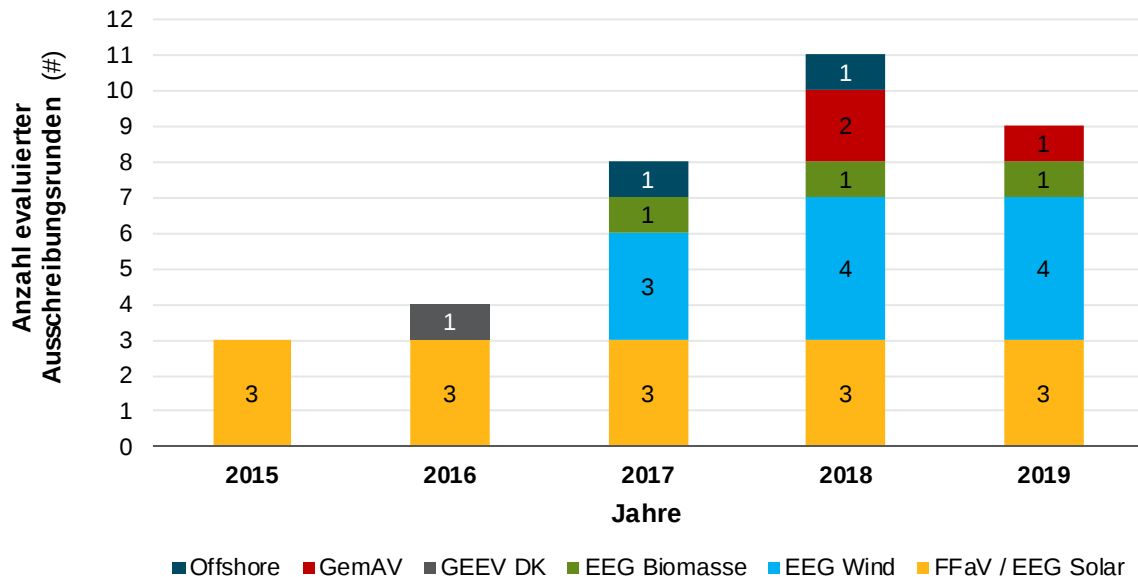


Abbildung 1: Anzahl der im Analysezeitraum stattgefundenen und evaluierten Ausschreibungsrunden nach Ausschreibungsformat und Jahr.

2.2 Zusammenhängende sowie sich wiederholende Gebote

Für einige Analysen ist es notwendig, Informationen über die (rundenspezifische) Zusammengehörigkeit von Geboten zu haben. Die BNetzA vergibt für jedes eingereichte Gebot ein Aktenzeichen. Zur Kennzeichnung von zusammenhängenden und sich wiederholenden Geboten

wurde durch die Auftragnehmer der Begriff Projekt eingeführt. Ein Projekt entspricht einem oder einer Menge an Geboten, die gemäß Einschätzung der Auftragnehmer zusammengehören. Die zugehörige Identifikationsnummer ist die Projekt-ID.

Dieselbe Projekt-ID erhalten Gebote, die identische Standortangaben aufweisen und/oder bei Windenergie an Land dasselbe Genehmigungsaktenzeichen führen. Zuerst wurde eine automatische Abfrage durchgeführt. Anschließend wurden die Angaben zum Genehmigungsaktenzeichen und zum Standort manuell geprüft, um gegebenenfalls auftretende Abweichung in der Schreibweise auszugleichen. Bei der Identifizierung identischer Standortangaben wurden außerdem Gebote zusammengefasst, deren Standortangaben weitgehend übereinstimmen. Im Ergebnis wurde jedem Gebot eine Projekt-ID zugewiesen, die Zusammenhänge der Gebote über mehrere Runden sowie innerhalb einer Runde (z. B. Teilgebote bei Photovoltaik, Gebote mit Einzelanlagen bei der Windenergie an Land) aufzeigt.

2.3 Ein- und Multi-Projekt-Bieter

Wir differenzieren Bieter über die Anzahl der von ihnen in die Ausschreibungen eingebrachten Projekte einer Technologie. Speziell unterscheiden wir zwischen Bieter, die bisher lediglich ein Projekt in die Ausschreibungen eingereicht haben (Ein-Projekt-Bieter), und Bieter, die mehr als ein Projekt eingereicht haben (Multi-Projekt-Bieter). Die Zusammengehörigkeit von Bieter wird von der BNetzA nur dann in den Daten verzeichnet, wenn das Gebot von derselben Gesellschaft oder derselben Person eingereicht worden ist. Verflechtungen zwischen Unternehmen werden nicht systematisch erfasst. In der Praxis wird für jedes Projekt häufig eine eigenständige Projektgesellschaft gegründet, die keine eindeutigen Rückschlüsse auf den dahinterstehenden Bieter zulässt.

Zur Ermittlung von zusammenhängenden Bieter wurde ein vereinfachtes Verfahren über die Adresse des bietenden Akteurs gewählt. Konkret wurden hierzu identische Kombinationen aus Straße, Hausnummer und PLZ oder Straße, Hausnummer und Ort identifiziert und mit derselben Bieter-ID versehen.³ Für die in diesem Bericht im Vordergrund stehenden Analysen zum Gebotsverhalten ist eine Zusammenfassung auf Basis der Adresse insofern gerechtfertigt, als dass die Verfügbarkeit über Informationen eine größere Rolle spielt, als die juristische Zusammengehörigkeit von Unternehmen. Es kann also sein, dass mehrere Bieter, die von einem Dritten vertreten werden, in der Analyse als zusammengehörig betrachtet werden, auch wenn sie juristisch nicht zusammengehören. Allerdings können Bieter, die von mehreren Standorten aus Gebote eingereicht haben, nicht als zusammengehörig identifiziert werden. Beide Aspekte sind bei der Interpretation der Ergebnisse zu berücksichtigen.

Die mithilfe des Adressansatzes ermittelte Anzahl der Bieter wurde mit den Ergebnissen der Monopolkommission⁴ und eines von IZES und der Leuphana Universität Lüneburg⁵ durchgeführten Vorhaben zur Akteursvielfalt abgeglichen. Beide identifizieren Zusammenhänge mit Hilfe von Unternehmensdatenbanken. Das vereinfachte Verfahren kommt zu einer geringeren Anzahl an Bieter. Ein Vergleich zwischen den Ergebnissen von Leuphana/IZES und der Monopolkommission für Windenergie an Land weist jedoch darauf hin, dass auch dann Unsicherheiten derselben Größenordnung bestehen, wenn die Verflechtungen detailliert untersucht werden.

³ Die Daten für die Bieterzusammenstellung wurden den Forschungsnehmern von der BNetzA in den Räumlichkeiten des BMWi zu diesem Zweck bereitgestellt. Die darauffolgenden Auswertungen erfolgten aus Datenschutzgründen auf Basis der BieterID.

⁴ „7. Sektorgutachten Energie: Wettbewerb mit neuer Energie“, 2019, <https://www.monopolkommission.de/de/pressemitteilungen/303-7-sektorgutachten-energie-2019.html>.

⁵ Forschungsvorhabens „Entwicklung und Umsetzung eines Monitoringsystems zur Analyse der Akteursstruktur bei Freiflächen-Photovoltaik und der Windenergie an Land“ (FKZ 37EV 16 137 0) des Umweltbundesamtes, welches durch das Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme an der Hochschule für Technik und Wirtschaft Saarbrücken – kurz IZES gGmbH – in Kooperation mit der Leuphana Universität Lüneburg durchgeführt wird.

Tabelle 1: Vergleich der Anzahl der identifizierten Bieter zwischen dem angewandten vereinfachten Verfahren, der Monopolkommission⁶ und den Ergebnissen des Vorhabens von IZES und der Leuphana Universität Lüneburg im Zeitraum 2015 bis 2018

	Anzahl der im vereinfachten Verfahren identifizierten Bieter	Anzahl der Bieter gemäß Monopolkommission	Anzahl der Bieter gemäß IZES/Leuphana (Datenbereitstellung per Mail)
Photovoltaik (2015 – 2018)	177	267	Nicht untersucht
Windenergie an Land (2017 – 2018)	321	402	487

2.4 Bestimmung der Standortgüte für Windenergie an Land

Der anzulegende Wert für Windenergieanlagen an Land wird im EEG mithilfe des Referenzertragsmodells (REM) an die Standortgüte angepasst. Die Zuschlagswerte von im Jahr 2018 bezuschlagten Anlagen wurden deswegen mit Hilfe der entsprechenden Korrekturfaktoren angepasst. Für die im Jahr 2017 bezuschlagten Anlagen erfolgt keine Korrektur der Standortgüte, da in diesem Jahr im wesentlichen Bürgerenergieanlagen ohne Genehmigung bezuschlagt worden sind. Diese können ihren Zuschlag innerhalb des Landkreises übertragen und deren Standort ist somit mit hohen Unsicherheiten verbunden.

Für Projekte, die keine Standortgüte im Anlagen- oder Marktstammdatenregister angegeben haben, wurde der Energieertrag mit Hilfe der Rayleigh Verteilung berechnet. Hierbei wurden die Anlagendaten aus dem Anlagen- und Marktstammdatenregister und Winddaten aus dem New European Wind Atlas (NEWA)⁷ herangezogen. Der Energieertrag am Referenzstandort wurde entsprechend der Berechnungsmethoden des EEG ermittelt und ins Verhältnis zum Energieertrag am tatsächlichen Standort gesetzt. Sofern aufgrund von fehlenden Daten keine Berechnung der Standortgüte möglich war, wurde der Mittelwert zwischen angegebenen und berechneten Standortgüten im entsprechenden Bundesland herangezogen.

2.5 Bieterbefragung

Um die quantitativen Analysen durch qualitative Einschätzungen zu ergänzen, wurde im Zeitraum vom 14.10.2019 bis 28.10.2019 eine Onlinebefragung der Bieter durchgeführt. Hierzu wurde je Technologie ein Fragebogen erstellt. Diese erhielten übergreifende und technologiespezifische Fragen. Aus Datenschutzgründen wurden die Einladung und der Link zur Onlinebefragung durch die BNetzA versendet. Die Teilnehmergruppe wurde auf die seit 2017 an Ausschreibungen teilnehmenden Bieter beschränkt. Bei Windenergie an Land wurde der Zeitraum weiter eingeschränkt und nur Bieter angeschrieben, die seit 2018 an den Ausschreibungen teilgenommen haben, damit

⁶ „7. Sektorgutachten Energie: Wettbewerb mit neuer Energie“.

⁷ Disclaimer: Der neue Europäische Windatlas ist nach dem neuesten Stand der Wissenschaft erstellt worden. Um die beste Konfiguration der Simulationen zu ermitteln, wurden die Simulationen mit verschiedenen Messmastdaten verglichen und die beste Möglichkeit ausgewählt. Trotzdem können die Angaben des Windatlas in manchen Regionen auch deutlich von den realen Windverhältnissen abweichen. Schließlich waren die verwendeten Messergebnisse begrenzt und lokale orographische Bedingungen können einen großen Einfluss auf Windfelder haben, die noch nicht optimal durch den Atlas abgebildet werden. Als Fraunhofer IWES übernehmen wir daher keine Garantie bezüglich der Genauigkeit der Angaben der Winddaten an den Standorten.

sich Bieter weitestgehend auf das eigentliche Ausschreibungsdesign und nicht auf die die 2017er Runden stark dominierende Sonderregelung für Bürgerenergie beziehen.

Tabelle 2: Anzahl der im Rahmen der Bieterbefragung im Oktober 2019 befragten Bieter und Rücklaufquote

	Windenergie an Land	PV	Biomasse	Offshore	Summe
Verschickte Fragebögen	230	151	97	12	490
Vollständig beantwortete Fragebögen	60	30	6	1	97
Rücklaufquote	26 %	20 %	6 %	8 %	20 %

Insgesamt konnte über alle Sparten eine Rücklaufquote von 20 % erzielt werden. Tabelle 2 stellt die Anzahl der Befragten und die Rücklaufquote dar. Bezogen auf die Anzahl der Befragten lag die Rücklaufquote bei Photovoltaik bei 20 % (von 151 Befragten wurden 30 Fragebögen vollständig ausgefüllt). Bezogen auf die in den Ausschreibungen seit 2017 bezuschlagte Leistung decken die Befragungsteilnehmer mit 439 MW von gut 2.600 MW knapp 17 % ab. 27 % der Befragungsteilnehmer haben bisher keinen Zuschlag erhalten (siehe Abbildung 2). Bei Windenergie an Land vereinen die 60 teilnehmenden Bieter 47 % des seit 2018 bezuschlagten Volumens auf sich⁸. Die sechs Teilnehmer der Biomassebefragung machen etwa 9 % des seit 2017 bezuschlagten Volumens aus⁹.

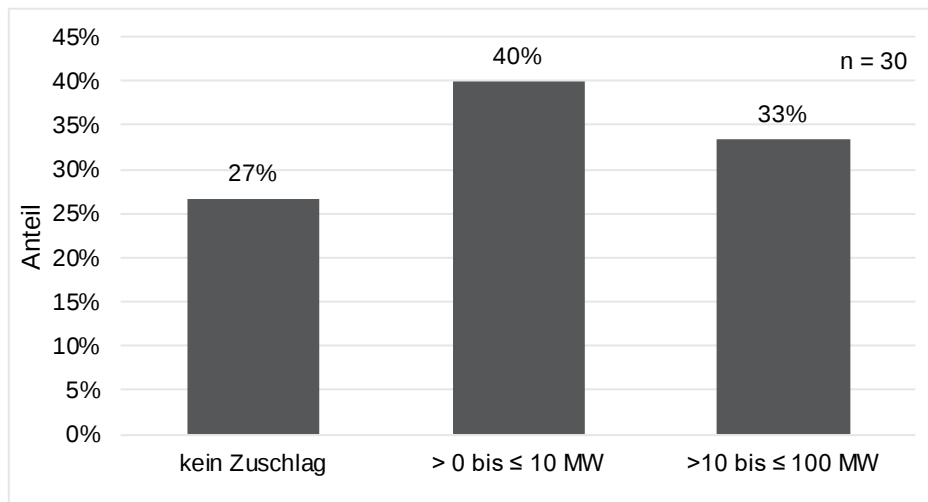


Abbildung 2: Verteilung der PV-Befragungsteilnehmer nach bezuschlagter Leistung

⁸ Das Volumen eines Bieters wurde bei der Berechnung nicht berücksichtigt, da aus dessen Antwort zu schließen war, dass er auch in 2017 bezuschlagtes Volumen mit einbezogen hat.

⁹ Dieser Wert ist unterschätzt, da ein Teilnehmer seine bezuschlagte Gebotsmenge nicht angegeben hat.

3. ERNEUERBARE-ENERGIEN-ZIELE UND AUSSCHREIBUNGEN

Das folgende Kapitel adressiert Fragen des Fragenkatalogs, die die Zielerreichung mit Bezug auf die EE-Mengenziele (Effektivität) adressieren. Dazu gehört inwiefern die Erneuerbare-Energien-Ziele erreicht werden bzw. inwiefern sich der Ausbau innerhalb des Zielkorridors befindet. Dabei fokussieren wir uns im Wesentlichen auf den Teil der EE-Zielerreichung, der durch die Ausschreibungen beeinflusst wird, und gehen darauf ein, welche Umstände die Zielerreichung bedingen oder begünstigen. Abschließend diskutieren wir den Einfluss auf die CO₂-Emissionen in Deutschland. Für eine Diskussion der die Effizienz betreffenden Fragen verweisen wir auf Kapitel 4.

3.1 Entwicklung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien im Vergleich zu den Mengenzielen des EEG 2017

Das EEG unterscheidet zwischen Erneuerbare-Energien-Zielen, die sich auf den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch beziehen (§ 1 Absatz 2 EEG) und davon abgeleiteten Ausbaukorridoren für Windenergie an Land und auf See, Solaranlagen und Biomasseanlagen (§ 1 Absatz 4 EEG). Der Anteil am Bruttostromverbrauch soll 40 bis 45 Prozent bis zum Jahr 2025, 55 bis 60 Prozent bis zum Jahr 2035¹⁰ und mindestens 80 Prozent bis zum Jahr 2050 betragen. Der „Ausbau soll stetig, kosteneffizient und netzverträglich erfolgen.“

Die Ausbaukorridore geben Zielwerte für die zu installierende Leistung der Technologie vor. Für Windenergie an Land sollen in den Jahren 2017 bis 2019 Neuanlagen im Umfang von jährlich 2.800 Megawatt, ab dem Jahr 2020 im Umfang von jährlich 2.900 Megawatt errichtet werden. Für Solaranlagen liegt der Zielwert bei einer neu installierten Leistung von 2.500 Megawatt pro Jahr und bei Biomasseanlagen bei 150 Megawatt in den Jahren 2017 bis 2019 und 200 Megawatt in den Jahren 2020 bis 2022 (alle Brutto-Zubau). Für Windenergie auf See gibt das EEG Zielvorgaben für die insgesamt in Deutschland installierte Leistung vor. Diese soll im Jahr 2020 6.500 Megawatt, im Jahr 2030 15.000 Megawatt betragen¹¹. Um die Klimaziele der Bundesregierung zu erreichen und zusätzlichen Wettbewerb zu generieren, werden für Windenergie an Land und Solarenergie von 2019 bis 2021 Sonderausschreibungen eingeführt. Die jährlichen Zielwerte der Sonderausschreibungen betragen für sowohl Windenergie an Land als auch Solarenergie 1.000 Megawatt in 2019, 1.400 Megawatt in 2020 und 1.600 Megawatt in 2021.

Der jährliche Zubau der Windenergie an Land erfolgte im Betrachtungszeitraum nicht stetig, sondern stark schwankend und wird bis Ende 2020 durchschnittlich voraussichtlich unterhalb des im EEG formulierten Mengenziels pro Jahr liegen. Während im Jahr 2017 ein Rekord von über 5 GW neu installierter Leistung erreicht worden ist, ist der Ausbau im Jahr 2018 auf knapp über 2 GW zurückgegangen und im ersten Halbjahr des Jahres 2019 auf unter 500 MW eingebrochen. Aufgrund des niedrigen Angebots genehmigter Projekte wird auch im Jahr 2020 der Zubau voraussichtlich unter dem jährlich anvisierten Ausbaupfad liegen. Der durchschnittliche jährliche Zubau von 2017 bis 2019 lag bei etwa 2.700 Megawatt¹².

Ausschreibungen betreffen nur einen kleinen Teil des Zubaus an Solaranlagen, welcher momentan oberhalb des Ausbaupfades liegt. Die installierte Leistung hat sich in den Jahren 2017 und 2018 um insgesamt 4,5 GW erhöht. Im ersten Halbjahr 2019 wurden Solaranlagen mit einer

¹⁰ Das EE-Ziel soll laut Klimaschutzprogramm der Bundesregierung auf 65 % im Jahr 2030 angehoben werden (siehe <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzprogramm-2030-1673578>). Dieses Ziel ist allerdings noch nicht gesetzlich verankert. Im Rahmen des Berichtes werden die im EEG 2017 verankerten Ziele diskutiert.

¹¹ Auch der technologiespezifische Ausbaupfad für Windenergie auf See soll laut Klimaschutzprogramm erhöht werden und zwar auf 20 GW. Auch hier ist die Gesetzgebung allerdings verzögert. Mit einer gesetzlichen Verankerung wird im Jahr 2020 gerechnet.

¹² Umweltbundesamt, „Monatsbericht zur Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugung und Leistung in Deutschland“ (Berlin: Umweltbundesamt, 14. Januar 2020), https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/agee-stat_monatsbericht_01-2020.pdf.

Gesamtleistung von knapp 2,1 GW errichtet. Davon entfallen nur 0,2 GW auf Anlagen innerhalb des Ausschreibungssystems. Der Zubau im ersten Quartal war geprägt durch Vorzieheffekte, da die Vergütung für Anlagen zwischen 40 und 750 kW schrittweise bis April abgesenkt wurde. Der Gesamtzubau im Zeitraum Januar bis August 2019 belief sich auf 2,7 GW. Damit wird der Zubau im Jahr 2019 wie auch im Jahr 2018 leicht über dem Zielzubau von 2,5 GW p. a. liegen. Der durchschnittliche jährliche Zubau lag von 2017 bis 2019 bei 2,8 GW¹³. Das Angebot an Projekten im Rahmen der Ausschreibungen lag stets über dem Ausschreibungsvolumen, welches seit Inkrafttreten des EEG 200 MW pro Runde bzw. 600 MW pro Jahr betragen sollte und durch die Sonderausschreibungen erhöht worden ist: Das Verhältnis von Geboten zu Ausschreibungsvolumen lag zwischen 1 und knapp 4. Die Realisierungsraten liegen mit einem mengengewichteten Wert von 96 % sehr hoch.

Es ist zu erwarten, dass im Jahr 2020 die installierte PV-Leistung die 52 GW Marke erreicht, die in der Vergangenheit als maximaler Förderdeckel festgelegt wurde. Mit der im Klimaschutzprogramm 2030 festgelegten, jedoch noch gesetzlich umzusetzenden Streichung des 52 GW-Deckels¹⁴, könnte es zu Vorzieheffekten kommen, falls die Umsetzung nicht zeitnah erfolgt. Diese können jedoch vorab nicht quantifiziert werden. Weiterhin bestehen Unsicherheiten, in welchem zeitlichen Rahmen die 2019 in den Ausschreibungen bezuschlagten PV-Anlagen realisiert werden. Eine belastbare Prognose des Zubaus 2020 kann aus heutiger Sicht nicht abgegeben werden.

Das technologiespezifische Ausbauziel für Biomasseanlagen wird voraussichtlich bis Ende 2020 verfehlt. In 2019 betrug der Bruttozubau von Biomasseanlagen knapp 56 MW, dabei handelt es sich bei 49 MW um EEG-Anlagen außerhalb der Ausschreibung. In den Jahren 2017 und 2018 wurden jeweils knapp 34 MW bzw. 36 MW Bruttozubau von Neuanlagen verzeichnet. Der durchschnittliche jährliche Bruttozubau von Neuanlagen von 2017 bis 2019 bei etwa 43 MW.¹⁵ Es erscheint daher unwahrscheinlich, dass bis Ende des Jahres der angestrebte jährliche Bruttozubau-Zielwert von 150 MW erreicht wird. In 2020 beträgt das EE-Ausbauziel 200 MW, welches aus heutiger Sicht mit Blick auf den Zubau von Neuanlagen der letzten Jahre ambitioniert erscheint. Eine konkrete Prognose über den Zubau kann jedoch nicht geliefert werden. In allen drei Ausschreibungsrunden von 2017 bis April 2019 war eine deutliche Unterzeichnung der ausgeschriebenen Menge zu beobachten. Den Großteil der Gebote haben Bestandsanlagen ausgemacht. Durch die geringe Anzahl der teilnehmenden Neuanlagen und die noch nicht abgelaufenen Realisierungsfristen lässt sich keine Auswertung der Realisationsraten vornehmen.

Das Ausbauziel für Windenergie auf See für 2020 von 6,5 GW ist durch den Zubau bis einschließlich des ersten Halbjahres 2019 bereits erreicht. Bei Windenergie auf See wurden im ersten Halbjahr 2019 42 Anlagen mit einer installierten Leistung von 252 MW in Betrieb genommen. Zusätzlich wurden 56 weitere Anlagen mit einer installierten Leistung von 410 MW vollständig errichtet, die den Betrieb noch nicht aufgenommen haben. Weiterhin sind 26 Fundamente errichtet worden. Insgesamt gibt es nun 94 Fundamente, auf denen Windanlagen installiert werden können. Der durchschnittliche jährliche Zubau von 2017 bis 2019 lag bei etwa 1.100 MW¹⁶. Bis Ende des Jahres 2019 wird der bis 2020 maximal mögliche Ausbau von 7,7 GW erreicht. Der maximale Ausbau ist durch die ausgewiesene Anschlusskapazität gemäß Energiewirtschaftsgesetz festgelegt¹⁷. Im Jahr

¹³ Umweltbundesamt, „Monatsbericht zur Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugung und Leistung in Deutschland“ (Berlin: Umweltbundesamt, 14. Januar 2020), https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/agee-stat_monatsbericht_01-2020.pdf.

¹⁴ Der 52 GW Deckel wurde nach Abschluss des Berichts im Juli 2020 abgeschafft. Bundesrat Drucksache 343/20.

¹⁵ Hierbei handelt es sich ausschließlich um Neuanlagen und nicht um Leistungserweiterungen. Bei den Daten für 2019 handelt es sich aufgrund der gesetzlichen Nachmeldefristen um stark vorläufige Daten. Diese basieren ebenfalls auf dem Monatsbericht des Umweltbundesamt (siehe Fußnote 11).

¹⁶ Umweltbundesamt, „Monatsbericht zur Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugung und Leistung in Deutschland“ (Berlin: Umweltbundesamt, 14. Januar 2020), https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/agee-stat_monatsbericht_01-2020.pdf.

¹⁷ https://www.windguard.de/statistik-1-halbjahr-2019.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/windenergiestatistik/1HJ%202019/Status%20des%20Offshore-Windenergieausbaus%20in%20Deutschland%2C%201.%20Halbjahr%202019.pdf

2020 kann demnach über die sich bereits im Bau befindlichen Anlagen kein weiterer Zubau bei Windenergie auf See erfolgen.

Der bisherige Ausbau bei Windenergie auf See ist nicht durch die Ausschreibungen bestimmt. Die Realisierungsfrist für die in den Übergangsausschreibungen bezuschlagten Anlagen endet in den Jahren 2021 bis 2025. In den Ausschreibungen wurde das gesamte Ausschreibungsvolumen bezuschlagt. Inwiefern weiter in der Zukunft liegende EE-Ziele für Windenergie auf See erreicht werden, hängt im Wesentlichen von der Realisierungswahrscheinlichkeit der bezuschlagten Anlagen ab. Einige Bieter haben in den Ausschreibungen so geboten, dass sie die Projekte ausschließlich über Markterlöse refinanzieren. Inwiefern diese Angebote tatsächlich realisiert werden, kann derzeit noch nicht abgeschätzt werden.

3.2 Einfluss der Ausschreibungen auf die CO₂-Emission in Deutschland

Der Einfluss der Ausschreibungen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017 auf die CO₂-Emissionen in Deutschland lässt sich nur schwer quantifizieren. Dies liegt unter anderem an den Wechselwirkungen mit dem europäischen Ausland (durch Stromimporte und Exporte). Insbesondere der Vergleich zu den Wirkungen früherer Erneuerbare-Energien-Gesetze wird dadurch erschwert, dass aufgrund des steigenden Anteiles der erneuerbaren Energien an der Gesamtstromerzeugung der Einfluss jeder zusätzlichen Einheit an erneuerbarem Strom geringer ist, als der Einfluss der vorherigen Einheit. Zur Bewertung der vermiedenen Emissionen wurde vereinfachend die erwartete Stromerzeugung aus den bereits in den Ausschreibungen bezuschlagten Anlagen mit dem Emissionsfaktor des konventionellen Anteils der Stromversorgung in Deutschland multipliziert (siehe Anhang B). Stromimporte und Exporte wurden nicht berücksichtigt.

Durch die bisher in den Ausschreibungen bezuschlagten Anlagen wurden näherungsweise 718 Mio. t CO₂ vermieden. Abbildung 3 zeigt die Entwicklung der vermiedenen Emissionen durch die in den Ausschreibungen nach EEG 2017 bisher bezuschlagten Anlagen pro Jahr. Aufgrund des Zeitverzugs zwischen Bezuschlagung und Realisierung wirken die Reduktionen verstärkt ab Mitte der 2020er Jahre. Hintergründe zu den Annahmen (z. B. zu den Volllaststunden zur Berechnung der Strommenge) befinden sich im Anhang B.

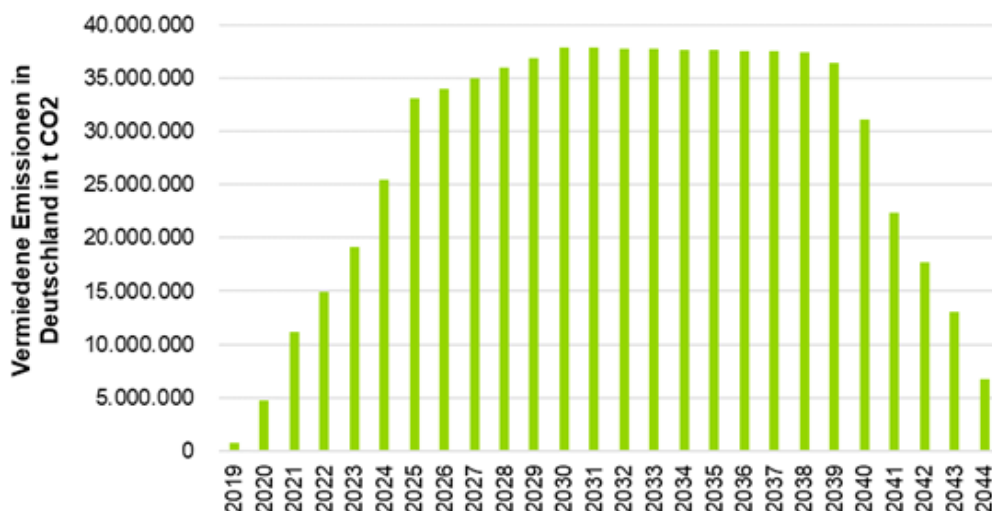


Abbildung 3: Vermiedene Emissionen durch die bisher im Rahmen des EEG 2017 bezuschlagten Anlagen

4. ENTWICKLUNG DER FÖRDERKOSTEN UND EFFEKTIVITÄT DER FÖRDERUNG

Das folgende Kapitel adressiert Fragen des Fragenkatalogs, die die Entwicklung der Förderkosten sowie die Effektivität der Förderung adressieren. Dazu gehören wie sich die Förderkosten absolut und im Verhältnis zu den Investitionen entwickelt haben, inwiefern die Förderung einen kausalen Effekt auf die Empfänger hatte und ob die Einführung von Ausschreibungen gegenüber dem alten administrativen Fördersystem überlegen ist.

4.1 Entwicklung der Förderkosten

Die Förderkosten ergeben sich aus der Differenz zwischen dem in der Ausschreibung bestimmten anzulegenden Wert pro Gebot und den Einnahmen, die der Anlagenbetreiber am regulären Strommarkt erzielen kann (dem „Marktwert“ des erzeugten Stroms). Wenn der Marktwert über dem (korrigierten) anzulegenden Wert liegt, ergeben sich damit Förderkosten von 0 €/MWh. Weitere Vorteile der Anlagenbetreiber, wie bspw. der garantierte Netzzugang werden hier nicht monetarisiert.

Abbildung 4 stellt (unter den getroffenen Annahmen) die absoluten prognostizierten Förderzahlungen¹⁸ an die bisher bezuschlagten Anlagen aus den Ausschreibungen nach dem EEG 2017 ab der voraussichtlichen Inbetriebnahme dar (siehe Annahmen in Anhang B). In der Analyse wurden zwei Offshore-Windparks, die voraussichtlich 2022 in Betrieb gehen, nicht berücksichtigt, da für diese keine Zuschlagswerte veröffentlicht sind (siehe Anhang B). Die Zahlungen sinken im Zeitverlauf. Dies ist jedoch insbesondere darin begründet, dass noch nicht ausgeschriebene Mengen keine Berücksichtigung finden können. Darüber hinaus sind die sinkenden Förderzahlungen im Anstieg der angenommenen Marktwerte begründet.

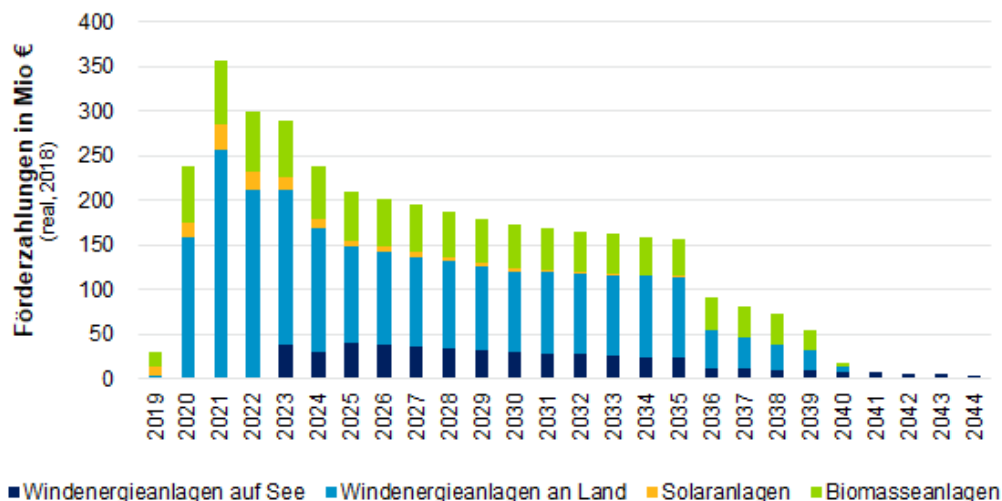


Abbildung 4: Förderzahlungen an die Anlagen aus den Ausschreibungen nach dem EEG 2017 (real, Preisbasis 2018, zwei Offshore-Windparks wurden nicht berücksichtigt)

Abbildung 5 stellt die mittleren prognostizierten Förderzahlungen je Technologie dar (siehe Annahmen in Anhang B). Die mittleren Zahlungen wurden berechnet, indem die absoluten Zahlungen ins Verhältnis zur geförderten Strommenge gesetzt wurden. Es zeigt sich, dass die mittlere Förderung im Zeitverlauf sinkt. Dies ist im Anstieg der angenommenen Marktwerte begründet.

¹⁸ Die Förderzahlungen ergeben sich aus der Differenz der (realen) Zuschlagswerte und der (realen) Marktwerte, multipliziert mit der angenommenen Stromproduktion (siehe Anhang B). Die Zuschlagswerte wurden mit einer Inflationsrate von 1,5% auf reale Werte mit einer Preisbasis von 2018 umgerechnet. Darüber hinaus wurde die Standortqualität bei Windenergieanlagen an Land berücksichtigt (siehe Kapitel 2.4).

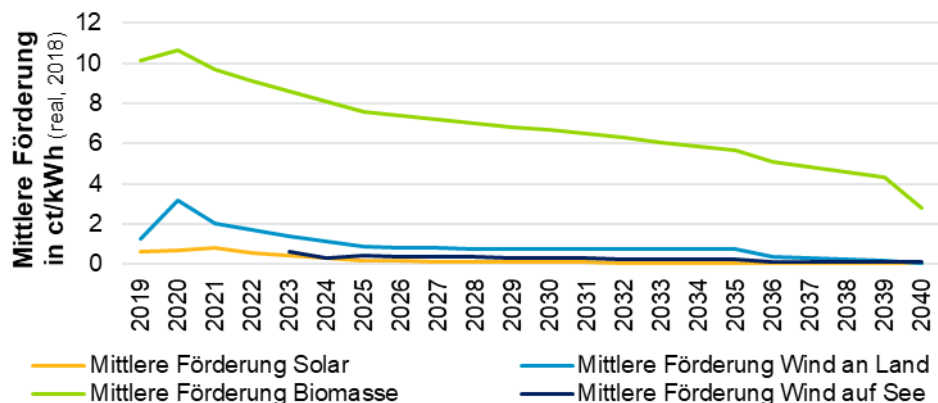


Abbildung 5: Entwicklung der mittleren Förderzahlungen der Technologien (real, Preisbasis 2018, zwei Offshore-Windparks wurden nicht berücksichtigt)

4.2 Verhältnis von Förderung und Investitionssumme

Die Verhältnisse von absoluten Förderzahlungen und Investitionssummen für die in den Ausschreibungen nach dem EEG 2017 bisher bezuschlagten Windenergieanlagen an Land, Windenergieanlagen auf See, Solaranlagen und Biomasseanlagen sind in Abbildung 6 dargestellt. Ein Verhältnis von 0,6 bedeutet dabei beispielsweise, dass unter den getroffenen Annahmen zur Entwicklung von Marktwerten und Förderkosten 6 € Förderzahlungen für eine Investition von 10 € anfallen. Die übrigen 4 € werden durch Markteinnahmen erwirtschaftet. Bei einem Verhältnis von Förderzahlungen zu Investitionen größer 1 liegen die Förderzahlungen über den getätigten Investitionen. Dies muss jedoch nicht zwangsläufig eine Überförderung implizieren, da die Anlagen zusätzlich laufende Kosten (Brennstoffkosten, Betriebs- und Wartungskosten) zu tragen haben. Die folgenden Analysen haben daher nur eine begrenzte Aussagekraft hinsichtlich der Effizienz der Förderung, zeigen jedoch die Hebelwirkung der EEG-Förderung im Hinblick auf private Investitionen.

Abbildung 6 zeigt dabei die gesamten Förderzahlungen für 20 Jahre Anlagenlaufzeit, die Investitionen zum Inbetriebnahmejahr der Anlagen als auch das Verhältnis von Förderzahlungen und Investitionen. Darüber hinaus sind in der Abbildung die in Betrieb genommenen Mengen in MW dargestellt, so dass die Verhältnisse im Kontext der in Betrieb gegangenen Anlagenmenge bewertet werden können. In der Analyse wurden wiederum zwei Offshore-Windparks, die voraussichtlich 2022 in Betrieb gehen, nicht berücksichtigt, da für diese keine Zuschlagswerte veröffentlicht sind (siehe Anhang B). Zudem würden Bürgerenergieprojekte bei Windenergie an Land aufgrund der bestehenden Unsicherheiten bzgl. deren Umsetzung und Bestandsanlagen bei Biomasse aufgrund der in diesem Fall deutlich geringeren Investitionen nicht berücksichtigt. Die Investitionssumme der einzelnen Anlagen wurde mit Hilfe der Gebotsmenge und den in den EEG-Erfahrungsberichten aufgeführten leistungsspezifischen Investitionen für das voraussichtliche Inbetriebnahmejahr ermittelt (siehe Tabelle 3). Weitere Annahmen sind in Anhang B detailliert beschrieben.

Tabelle 3: Leistungsspezifische Investitionsausgaben gemäß der EEG-Erfahrungsberichte¹⁹

Technologie	Investitionsausgaben in EUR/kW (real, 2018)
Windenergie an Land	1.106
Solaranlagen	600
Biomasse	4.814
Windenergie auf See	3.213

¹⁹ Die leistungsspezifischen Investitionen wurden mit einer Inflationsrate von 1,5% auf die Preisbasis 2018 bezogen, sofern die im Erfahrungsbericht angegebene Preisbasis nicht dem Jahr 2108 entspricht.

Es zeigt sich, dass insbesondere bei Solaranlagen und Windenergie auf See die privaten Investitionen im Verhältnis zur Förderung sehr hoch sind. Dies liegt an den geringen gebotenen anzulegenden Werten sowie der erwarteten Marktwertentwicklung (siehe Anhang B). Die höheren Gebotswerte bei Wind an Land führen dazu, dass die Hebelwirkung des EEG in Bezug auf private Investitionen, insbesondere für die Inbetriebnahmejahre 2020 und 2021 deutlich geringer ausfällt (7 bis 8 € Förderung führen zu privaten Investitionen von 10 €). Die größere Hebelwirkung für das Inbetriebnahmejahr 2019 ergibt sich aus dem hohen Wettbewerbsniveau in den Ausschreibungen 2017, wobei hier nur ein sehr geringer Anteil der erfolgreichen Bieter keine Bürgerenergieanlagen waren. Bei Biomasse liegt die EEG-Förderung für die bezuschlagten Neuanlagen unter den getroffenen Annahmen deutlich über den Investitionsausgaben, es besteht also keine Hebelwirkung. Dies liegt zum einen an den zusätzlich anfallenden Brennstoffkosten, zum anderen am geringen Wettbewerbsniveau in den Biomasse-Ausschreibungen.

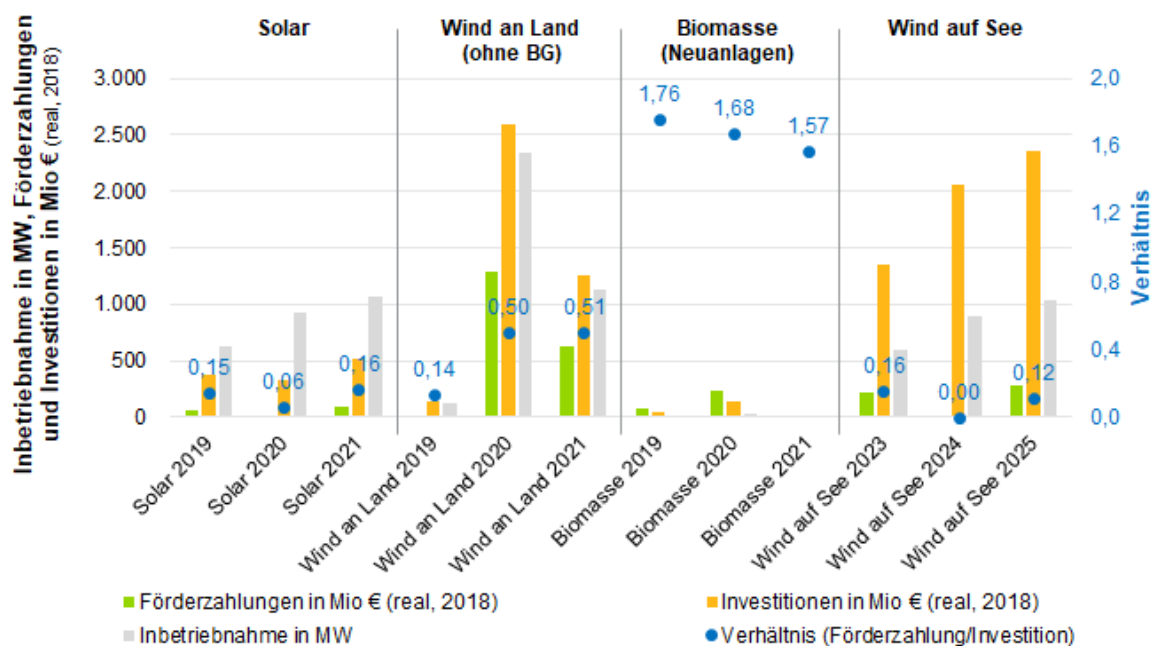


Abbildung 6: Verhältnis von Förderzahlungen und Investitionen für bezuschlagte Anlagen nach dem EEG 2017 (real, Preisbasis 2018, ohne Bürgerenergie (BG), ohne Biomassebestandsanlagen und ohne Berücksichtigung von zwei Offshore-Windparks)

4.3 Kausalität zwischen Investitionen und Förderzahlungen

Es ist wünschenswert, den Einfluss der Ausgestaltung des Fördermechanismus' auf den Zubau und die EE-Zielerreichung (siehe Kapitel 3) sowie auf die Effizienz der Förderung zu bewerten. Effizienz kann in Bezug auf die Gesamtsystemkosten, die Kosten der Förderung oder enger als Auswahl der günstigsten Anlagen innerhalb einer Technologie verstanden werden. Insbesondere bei einer Umstellung des Fördersystems ist eine Analyse der kausalen Wirkungen interessant.

Ein Beweis über die Kausalität zwischen Investition und Förderzahlungen zu erbringen, ist schwierig bis unmöglich. Zwar können Indikatoren (wie beispielsweise die Höhe der Förderung) zwischen unterschiedlichen Systemen verglichen werden. Inwiefern die Art der Förderung ursächlich für die Ergebnisse ist, könnte jedoch nur durch eine kontrafaktische Analyse erbracht werden. Diese Art der Analyse ist aber problematisch, da die Entwicklung der Förderhöhe bei einer Beibehaltung des alten Systems weitgehend unklar ist. Dies betrifft zum einen die Entwicklung der Förderhöhe (die im deutschen Modell von der Ausbaumenge abhängt bzw. abhing), zum anderen aber auch die Entwicklung weiterer Rahmenparameter. Die gegenwärtigen Probleme beim Ausbau von Windenergieanlagen an Land könnten bspw. teilweise aufgrund der Ausschreibungen eingetreten

sein (etwa, wenn aufgrund des Risikos nicht bezuschlagt zu werden, weniger Projekte initiiert werden würden). Ob bei einer Fortführung der administrativen Prämien mehr Genehmigungen erteilt worden wären, kann jedoch nicht überprüft werden. Auch ist unklar, ob und wenn ja in welcher Höhe ein Zubau von EE-Anlagen erfolgt wäre, hätte es keine Förderung gegeben.

Erschwerend kommt ein Faktor hinzu, der auch die Nutzung der von der Europäischen Kommission vorgesehenen Methodik und Instrumente zur Evaluierung der Kausalität von Förderung ausschließt bzw. deren Aussagen stark einschränkt. Im Normalfall wird zur Evaluierung von Förderung eine Gruppe von Unternehmen, die Förderung erhalten haben, mit einer anderen Gruppe verglichen, die keine Förderung erhalten hat. Im Fall der Förderung erneuerbarer Energien findet jedoch zumindest aktuell nur ein sehr geringer Ausbau ohne Teilnahme an der Förderung statt. Die nicht geförderten Anlagen unterscheiden sich zudem systematisch von den Anlagen mit Förderung, beispielsweise aufgrund einer höheren installierten Leistung, und eignen sich daher nur sehr bedingt für einen Vergleich. Ein Vergleich mit grenznahen Anlagen in anderen Ländern ist ebenfalls nicht zielführend, da diese im Normalfall nicht keine Förderung, sondern eine andere Förderung erhalten und sich zudem die weiteren relevanten Rahmenbedingungen (bspw. bzgl. der Strompreise oder Netzsituation) stark unterscheiden können.

Ausschreibungsergebnisse hängen zudem sehr stark von den gegebenen Rahmenbedingungen einer bestimmten Ausschreibungsrunde ab. Was-wäre-wenn Analysen, die bspw. basierend auf den abgegebenen Geboten den Zubau bei einer bestimmten administrativ gesetzten Förderhöhe abschätzen, sind daher nur begrenzt aussagekräftig. Zum einen werden bei dieser Analyse Anlagen, die nicht geboten haben, nicht betrachtet, zum anderen kann die Gebotshöhe auch vom Förderbedarf bei administrativ festgelegter Förderhöhe abweichen. Mangels sinnvoller Alternativen wurde ein Vergleich zwischen den Ausschreibungsergebnissen und einer hypothetischen Fortführung des alten Fördersystems dennoch durchgeführt, dabei jedoch mögliche Korridore bzgl. der Referenzentwicklung betrachtet. Der Text liefert eine einschränkende Interpretation.

Eine Bewertung der Kausalität zwischen Förderung und Investitionsentscheidungen ist bzgl. der deutschen Ausschreibungen zudem aktuell erschwert, da die Realisierungszeiträume für einige der Technologien noch nicht abgelaufen sind und somit eine abschließende Bewertung der Effektivität der Ausschreibungen nicht möglich ist.

Da die meisten Zuschlagswerte über aktuellen Marktwerten der einzelnen Technologien liegen, kann grundsätzlich davon ausgegangen werden, dass die Anlagen ohne die Förderung nicht oder nur in deutlich geringerem Ausmaß gebaut worden wären. Bei den Nullgeboten für Windenergie auf See erfolgt zwar keine Förderzahlung (und damit ist auch die Förderung nicht kausal für den Zubau), der Netzzugang wird jedoch nur durch die Teilnahme an den Ausschreibungen erlangt. Das Fördersystem im weiteren Sinn ist also dennoch ausschlaggebend.

4.4 Vergleich der Ausschreibungsergebnisse mit der administrativen Vergütung

Zum Vergleich der Ausschreibungsergebnisse mit der administrativen Vergütung wurden die durchschnittlichen mengengewichteten Zuschlagswerte bezogen auf das voraussichtliche Jahr der Inbetriebnahme den anzulegenden Werten aus dem EEG 2014 gegenübergestellt. Das voraussichtliche Jahr der Inbetriebnahme wurde mit dem Ende der pönalfreien Realisierungsfrist der Anlage gleichgesetzt. Die anzulegenden Werte nach dem EEG 2014 wurden für Windenergieanlagen an Land, Solaranlagen und Biomasseanlagen in drei Degressionsszenarien bis 2021 fortgeschrieben (siehe Tabelle 4).

Tabelle 4: Degressionsszenarien

Szenarien	Windenergie an Land	Solaranlagen	Biomasseanlagen
Szenario 1: Degression bei Einhaltung Ausbaukorridor	0,40 %	0,50 %	0,05 %
Szenario 2: Degression bei mehr Ausbau	2,40 %	2,50 %	1,27 %
Szenario 3: Degression bei weniger Ausbau	0,20 %	0,25 %	-

Bei Windenergie an Land wurden die Förderzahlungen (Anfangswert und Grundwert) entsprechend der standortspezifischen Laufzeiten gemittelt und mit Hilfe der Barwertmethode auf das Inbetriebnahmejahr bezogen. Hierbei wurde eine Inflationsrate von 1,5 % verwendet. Um einen Vergleich der Förderzahlungen im Kontext des alten und neuen Referenzertragsmodells²⁰ durchzuführen, wurden auch die durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswerte von Windenergie an Land mit Hilfe der Barwertmethode und einer Inflationsrate von 1,5 % auf das Inbetriebnahmejahr bezogen. Bürgerenergieprojekte wurden in der Analyse nicht berücksichtigt.

Für Windenergie an Land zeigt Abbildung 7, dass die Ausschreibungen für Windenergie an Land ab dem Jahr 2018 im Vergleich zum vorherigen Fördersystem nicht zu einer klar erkennlichen Reduktion der Förderung geführt haben (unter den getroffenen Annahmen). Die Zuschlagswerte liegen außer bei den anfänglichen Ausschreibungsrunden mit hohem Wettbewerb in etwa auf dem Niveau der Förderhöhen aus dem EEG 2014 bei Einhaltung der Ausbauziele (Szenario 1). Eine eindeutige Aussage hinsichtlich der Wirkung der Ausschreibungen auf die Höhe der Förderung ist somit nicht möglich.

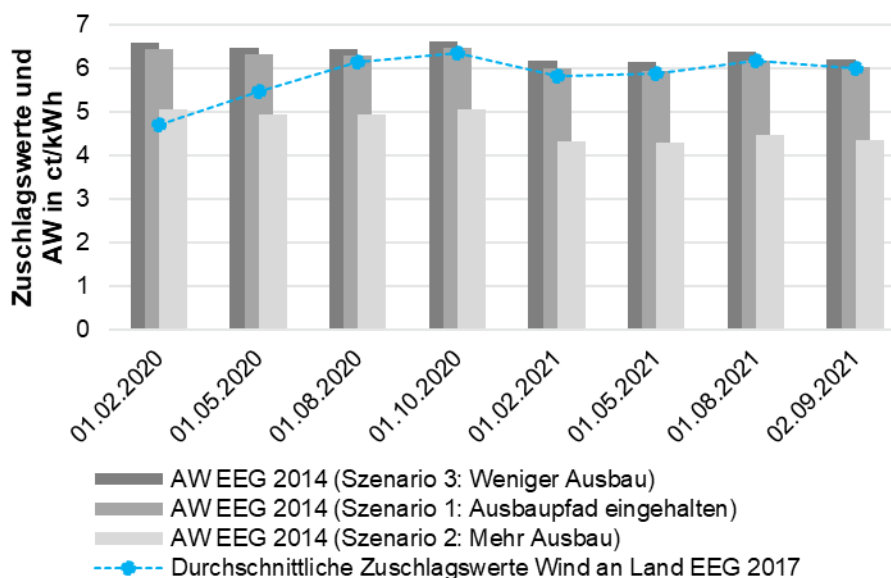


Abbildung 7: Gegenüberstellung der anzulegenden Werte nach dem EEG 2014 und den durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswerten ab 2018 für Windenergieanlagen an Land nach dem EEG 2017²¹

²⁰ Erläuterungen zum Referenzertragsmodell und der Bestimmung der Standortgütern befinden sich in Kapitel 2.4.

²¹ Dargestellt sind Barwerte der anzulegenden Werte nach EEG 2014 zum Inbetriebnahmejahr unter Berücksichtigung der Standortgüte nach dem EEG 2014 sowie Barwerte der durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswerte nach dem EEG 2017 zum Auszahlungsjahr unter Berücksichtigung der Standortgüte nach dem EEG 2017.

Für Solaranlagen zeigt die Analyse, dass die Einführung der Ausschreibungen tendenziell zu einem Rückgang der anzulegenden Werte und damit auch der Förderung beigetragen hat (unter den getroffenen Annahmen). Abbildung 8 zeigt, dass die Zuschlagswerte (mit einer Ausnahme bei der Sonderausschreibung) unter den aus dem EEG 2014 fortgeschriebenen anzulegenden Werten bei Erreichen der Ausbauziele (Szenario 1) liegen. Für Solaranlagen zeigt die Analyse demnach, dass die Einführung der Ausschreibungen tendenziell zu einem Rückgang der anzulegenden Werte und damit auch der Förderkosten beigetragen hat.

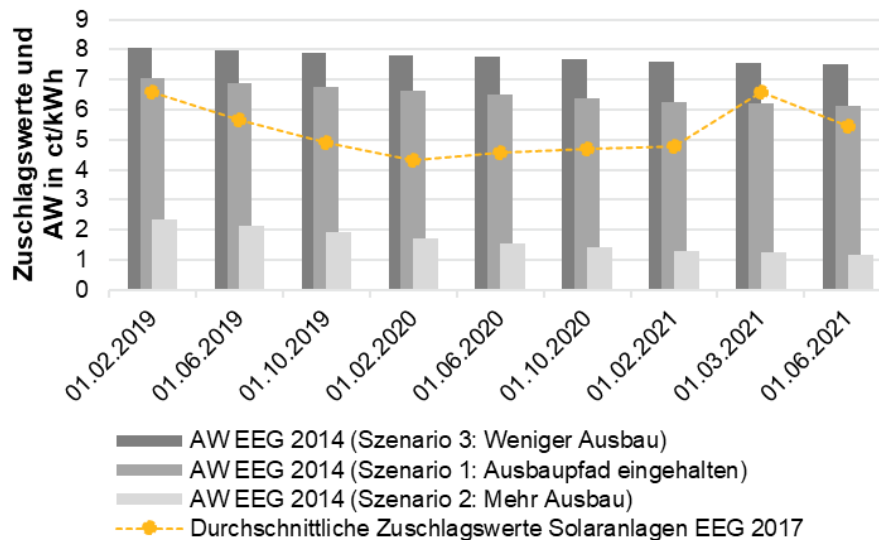


Abbildung 8: Gegenüberstellung der anzulegenden Werte nach dem EEG 2014 und den durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswerten für Solaranlagen

Im Fall der Biomasse hat die Einführung der Ausschreibungen nicht zu einem geringeren Förderanspruch geführt (unter den getroffenen Annahmen), was sicher auch mit dem sehr geringen Wettbewerbsniveau in den Ausschreibungen zusammenhängt. Alle Neuanlagen haben in den Ausschreibungen den Höchstwert geboten. Aus der Abbildung 9 zeigt sich, dass die Zuschlagswerte (für Neuanlagen) über den fortgeschriebenen anzulegenden Werten nach dem EEG 2014 liegen. Als Grundlage für den Vergleich wurden hier die Vergütungssätze für Biomasseanlagen bis 20 MW herangezogen, in denen Biogas eingesetzt wird, das durch die Vergärung von Bioabfällen gewonnen wird (siehe § 45 EEG 2014), was der höchstmöglichen Förderung des EEG 2014 für Anlagen größer 500 kW entspricht.²² Allerdings wurde die Höhe dieser Förderung bereits vor der Einführung der Ausschreibungen als unzureichend beurteilt und der Ausbau der Biomasseanlagen war entsprechend gering.

²² Einige bezuschlagte Neuanlagen sind kleiner als 500 kW und hätten somit einen höheren anzulegenden Wert nach dem EEG 2014. Andere bezuschlagte Neuanlagen verbrennen feste Biomasse und hätten daher einen geringeren anzulegenden Wert nach EEG 2014. Insgesamt bleibt die Aussage dennoch stabil.

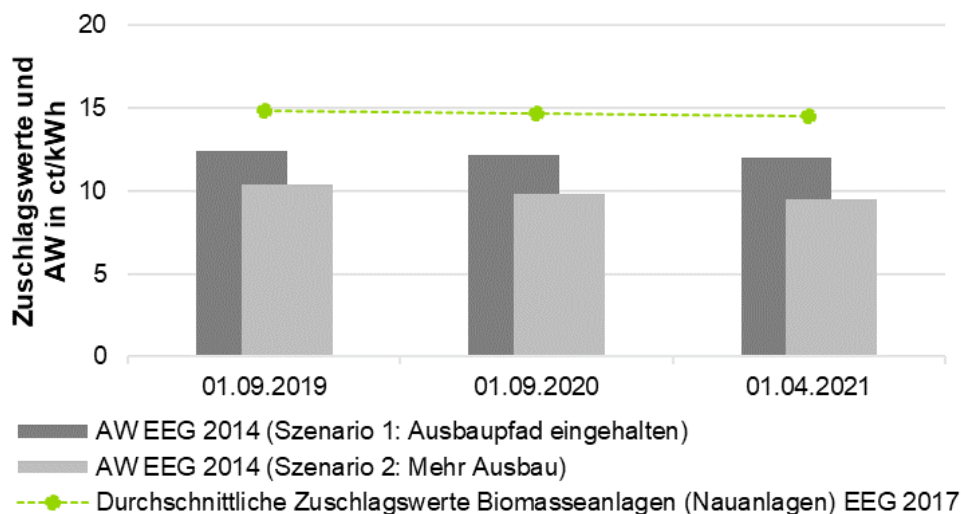


Abbildung 9: Gegenüberstellung der anzulegenden Werte nach dem EEG 2014 und den durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswerte für Biomasseanlagen (Neuanlagen)

Im Bereich Windenergie auf See haben die Ausschreibungen eindeutig zu einer Verringerung der Förderzahlungen geführt (unter den getroffenen Annahmen). Bei Windenergieanlagen auf See wurden die Anfangsvergütung und die Grundvergütung sowie die durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswerte mit Hilfe der Barwertmethode und einer Inflationsrate von 1,5 % auf das entsprechende Inbetriebnahmejahr bezogen. Auf die Verwendung von Renditen wurde verzichtet, da hier die Perspektive des Auszahlers der Förderung eingenommen wird. Zudem wurde die jährliche Degression auf die erhöhte Anfangsvergütung nach dem EEG 2014 (§ 30 EEG 2014) herangezogen.²³ In der Analyse wurden zwei Offshore-Windparks, die voraussichtlich 2022 in Betrieb gehen, nicht berücksichtigt, da für diese keine Zuschlagswerte veröffentlicht sind (siehe Anhang B). Abbildung 10 zeigt, dass die Zuschlagswerte deutlich unter den fortgeschriebenen anzulegenden Werten nach dem EEG 2014 liegen.

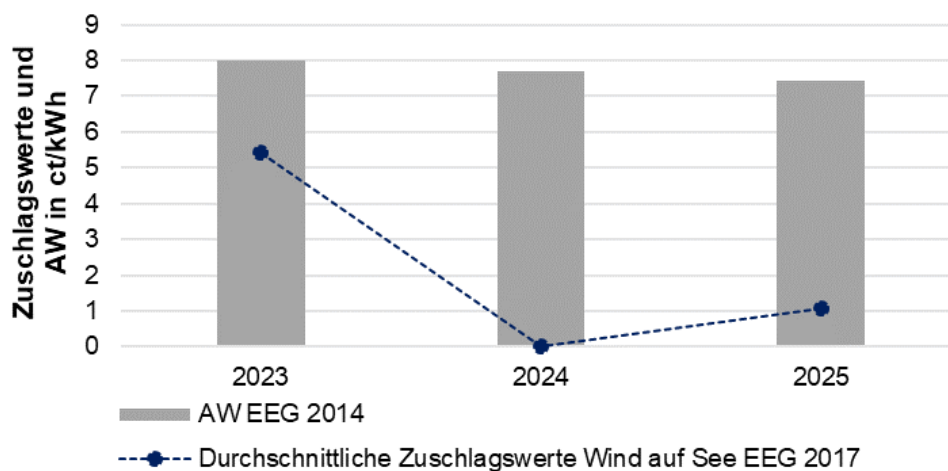


Abbildung 10: Gegenüberstellung der anzulegenden Werte nach dem EEG 2014 und den durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswerte für Windenergieanlagen auf See (ohne zwei Offshore-Windparks)²⁴

²³ Degression 2018: 0,50 ct/kWh, Degression 2020: 1,00 ct/kWh, Degression ab 2021: 0,50 ct/kWh

²⁴ Dargestellt sind Barwerte der anzulegenden Werte zum Auszahlungsjahr nach dem EEG 2014 mit 12 Jahren Anfangsvergütung und 8 Jahren Grundvergütung sowie Barwerte der durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswerte zum Auszahlungsjahr nach dem EEG 2017.

Der administrative Mehraufwand kann durch die Gebühren je Gebot und die Gebühr für die Zahlungsberechtigung bei Solaranlagen ermittelt werden. Tabelle 5 zeigt die Gebühr je Gebot und Zahlungsberechtigung, die Anzahl der Gebote und Zuschläge und daraus abgeleitet die eingenommenen Gebühren in 2017 und 2018. In 2017 wurden Gebühren in Höhe von etwa 744.143 € gezahlt. In 2018 wurden Gebühren in Höhe von etwa 591.623 € gezahlt. Diese Gebühren werden von den Bietern eingepreist und sind insofern in den Ausschreibungsergebnissen inbegriffen.

Tabelle 5: Gebühren in 2017 und 2018

Technologie	Gebühr für Gebote	Gebühr für Zahlungsberechtigung	Anzahl Gebote 2017	Anzahl Zuschläge 2017	Anzahl Gebote 2018	Anzahl Zuschläge 2018	Einnahmen 2017	Einnahmen 2018
Windenergie an Land	522 €		747	198	415	337	389.934 €	216.630 €
Solaranlagen	586 €	539 €	339	90	299	148	247.164 €	254.986 €
Biomasseanlagen	522 €		33	25	85	79	17.226 €	44.370 €
Windenergie auf See	4.727 €		19	4	16	6	89.819 €	75.637 €
Summe	-	-	1.138	317	815	570	744.143 €	591.623 €

Insgesamt zeigt die Analyse zur Reduktion der Förderkosten durch die Ausschreibungen ein gemischtes Bild. Einerseits haben bei Windenergie auf See und Solaranlagen die Ausschreibungen relativ eindeutig zu einer Reduktion der Förderung geführt, auch unter Berücksichtigung des administrativen Mehraufwandes. Andererseits ist bei Windenergie an Land das Ergebnis weniger eindeutig. Bei Biomasse haben die Ausschreibungen nicht zu einer Verringerung der Förderkosten geführt (unter den getroffenen Annahmen).

Die durchgeführten Analysen zeigen, dass das Marktumfeld eine entscheidende Rolle für den Erfolg von Ausschreibungen spielt. Ausschreibungen können nur dann zu einer Reduktion der Förderungen führen, wenn einerseits das Wettbewerbsniveau in der Ausschreibung ausreichend hoch ist und andererseits das Design der Ausschreibung eine effiziente Ressourcenallokation ermöglicht.

5. NETZ- UND SYSTEMINTEGRATION

Diese Kapitel behandelt Fragen des Fragenkatalogs, die sich auf die Netz- und Systemintegrationskosten beziehen. Es führt einleitend in die verwendete Methodik ein, da es nicht möglich ist, aus den Ausschreibungsergebnissen direkt quantitative Abschätzungen für die Netz- und Systemintegrationskosten abzuleiten. Die Integrationskosten je Technologie werden in unterschiedlichen Perspektiven benannt und die Ergebnisse zusammengefasst.

5.1 Methodik

Die Netz- und Systemintegrationskosten (NSI) von erneuerbaren Energien sind aus vielerlei Gründen relevant, nicht zuletzt, weil sie einer der explizit genannten Ausnahmetatbestände für technologieneutrale Auktionen in den Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen der Europäischen Kommission sind. Die Integrationskosten einer Erzeugungsanlage oder einer Erzeugungstechnologie kann man als die Kosten (oder die Kostenminderung) verstehen, die jenseits der Anlage selbst im restlichen Stromsystem entstehen, also z. B. in Netzen und bei anderen Erzeugern. Findet der Wettbewerb in Ausschreibungen ausschließlich auf Basis der Stromgestehungskosten statt, kann dies zu einem volkswirtschaftlich ineffizienten EE-Zubau führen, wenn die sich im Wettbewerb befindlichen Anlagen unterschiedliche Integrationskosten aufweisen.

5.1.1 Methodisches Vorgehen

Im Rahmen der Evaluierung soll zum einen die Frage geklärt werden, inwieweit der Ausbau, der sich aus den technologiespezifischen Ausschreibungen ergibt, zu anderen Netz- und Systemintegrationskosten führt, als der Ausbau, der sich in den technologieübergreifenden Ausschreibungen ergibt. Auch sollen die Netz- und Systemintegrationskosten zwischen dem tatsächlichen Ausbau und einem hypothetischen Ausbau im Rahmen des alten Fördersystems vor Einführung der Ausschreibungen verglichen werden. Zum anderen soll die Frage beantwortet werden, ob eine veränderte räumliche Verteilung z. B. als Folge des Ausschreibungsdesigns, Auswirkungen auf die Netz- und Systemintegrationskosten hat. Dabei ist zu beachten, dass Integrationskosten auf unterschiedliche Weise „arbeitspunktabhängig“ sind. Damit ist gemeint, dass die Integrationskosten stark von anderen Parametern des Energiesystems abhängen. So hängt etwa die Entwicklung der Marktwerte einer Technologie erheblich vom weiteren EE-Ausbaupfad und anderen Entwicklungen im Energiesystem, wie der Verfügbarkeit von Lastflexibilität, im Zeitverlauf der Nutzungsdauer der betrachteten EE-Anlagen ab. Anders als z. B. bei den Stromgestehungskosten von EE-Anlagen, die vor Inbetriebnahme der Anlage weitestgehend feststehen, sind zur Ermittlung der Netz- und Systemintegrationskosten zudem auch zahlreiche Annahmen bezüglich der Entwicklung der unterschiedlichen Einflussfaktoren im Zeitverlauf zu treffen. Damit sind die Netz- und Systemintegrationskosten von Anlagen, die in den in diesem Bericht zu evaluierenden Ausschreibungsrunden bezuschlagt wurden, stark abhängig von Entwicklungen, die sich nicht aus den Ergebnissen und dem Design der hier betrachteten Ausschreibungsrunden ergeben. Eine Evaluierung der Ausschreibungen ist im Hinblick auf die oben aufgeworfenen Fragen insofern nicht möglich, da die Netz- und Systemintegrationskosten weit überwiegend von zukünftigen Entwicklungen abhängen, die nicht von den hier zu evaluierenden Ausschreibungsrunden abhängen. Gleichwohl lässt sich aber analysieren, welche Relevanz Netz- und Systemintegrationskosten überhaupt besitzen. Hieraus können dann – über die Evaluierung hinaus – Schlussfolgerungen dahingehend gezogen werden, ob und inwieweit deren Berücksichtigung im Rahmen des Ausschreibungsdesign sinnvoll und effizienzsteigernd wäre.²⁵

²⁵ Aus der Tatsache, dass die Netz- und Systemintegrationskosten von Anlagen, die einer bestimmten Ausschreibungsrunde bezuschlagt wurden, weit überwiegend nicht von den Zuschlagsentscheidungen in der jeweiligen Ausschreibungsrunde abhängen, kann nicht geschlossen werden, dass eine Berücksichtigung von Netz- und Systemintegrationskosten im Ausschreibungsdesign grundsätzlich nicht sinnvoll wäre. Bei Anwendung geeigneter Instrumente (wie bspw. die Verteilernetzkomponente) über längere Zeiträume können dann im Mittel sehr wohl wohlfahrtssteigernde Effekte erzielt werden.

Zur Einordnung schätzen wir daher basierend auf historischen Daten ab. Wir führen die Analysen für das Jahr 2018 bzw. das Jahr 2017 durch, da dies die aktuellste verfügbare Datengrundlage darstellt, und differenzieren die Integrationskosten nach verschiedenen Kostenarten und nach Technologien bzw. Anlagentypen (z. B. Stark- vs. Schwachwindanlagen) sowie nach Regionen.

5.1.2 Arten der Netz- und Systemintegration

Wir unterscheiden folgende Arten von Netz- und Systemintegrationskosten (siehe auch 5.2):

1. Unterschiede in der Wertigkeit des erzeugten Stroms am Day-Ahead-Markt, die aus dem zeitlichen Erzeugungsprofil resultieren (Marktwert)
2. Kosten des Portfoliomanagements in Form von Kosten für Intraday-Handel, Ausgleichsenergie und Regelleistungsvorhaltung (Prognosefehler)
3. Netzkosten im Übertragungsnetz (Netzanschluss, Netzausbau und Engpassmanagement)
4. Netzkosten im Verteilungsnetz (Netzanschluss, Netzausbau und Engpassmanagement)

Absolute Integrationskosten sind mangels einer eindeutigen Bezugsgröße schwierig zu definieren. Sinnvoll definier- und interpretierbar ist der Vergleich der Integrationskosten mit denen einer anderen Erzeugungstechnologie. Im Rahmen dieser Studie sind insbesondere Unterschiede in NSI zwischen verschiedenen EE-Technologien von Interesse.

5.1.3 Betrachtete Technologien und Anlagentypen

Je nach Kostenart unterscheiden wir für die Analysen Biomasse, Photovoltaik, Windenergie an Land und Windenergie auf See, sowie innerhalb der Photovoltaik zwischen Anlagen in Nord- und Süddeutschland. Innerhalb von Windenergie an Land unterscheiden wir zwischen Standorten in Nord- und Süddeutschland sowie teilweise zwischen Starkwind- und Schwachwind-Turbinen. Sowohl für Windenergie an Land als auch für Photovoltaik wird zum Teil noch zwischen Gebieten mit hohem und niedrigem EE-Anteil im Verhältnis zur Last unterschieden.

Innerhalb der betrachteten Fälle gibt es z. T. immer noch erhebliche Unterschiede hinsichtlich der Integrationskosten, weshalb wir Bandbreiten angeben.

5.1.4 Wer trägt Integrationskosten?

Für die Bewertung von Integrationskosten ist es oft von zentraler Bedeutung, wer die Kosten trägt. Dies gilt insbesondere für die Frage, ob sie im Rahmen der Förderung explizit berücksichtigt werden sollten, z. B. durch einen Bonus / Malus bei der Gebotsreihung oder andere Elemente des Ausschreibungsdesigns. Werden die Kosten vom Anlagenbetreiber getragen, werden die Kosten bei jeglicher Förderung automatisch berücksichtigt, da rational kalkulierende Investoren sie in seine Kostenkalkulation für die Gebotsabgabe mit einbezieht. Die Kosten sind also internalisiert.

Werden die Kosten von der Gesellschaft getragen, etwa von Letztverbrauchern in Form von Netzentgelten oder EEG-Umlage, werden sie von Investoren nicht berücksichtigt und müssen damit auch nicht in die Gebotswerte eingepreist werden; sie sind also externe Kosten. Ein volkswirtschaftlich ineffizienter Zubau wird riskiert, wenn die sozialisierten Integrationskosten zwischen den verschiedenen Anlagen deutlich unterschiedlich sind. In diesem Falle ist eine explizite Berücksichtigung im Rahmen der Ausschreibungen für erneuerbare Energien erwägenswert.

Die im Folgenden näher diskutierten Kostenarten unterscheiden sich im Hinblick auf die Kostentragung (interne oder externe Kosten aus Sicht des Anlagenbetreibers) und im Hinblick darauf, ob und in welchen Ausschreibungen eine explizite Berücksichtigung erfolgt. Bei der Diskussion der Kostenarten wird dies jeweils erläutert. Die zwischen Ausschreibungen unterschiedliche Behandlung schränkt die Vergleichbarkeit von Ausschreibungsergebnissen grundsätzlich teilweise ein.

5.2 Integrationskosten je Technologie

5.2.1 Marktwert (Spotmarkt-Erlöse)

Als Marktwert bezeichnen wir den durchschnittlichen Erlös je MWh auf dem Day-Ahead-Markt. Im Marktwert spiegeln sich implizit auch die Kosten im restlichen Erzeugungspark wider, die dadurch entstehen, dass andere Kraftwerke ggf. weniger ausgelastet werden oder eine Vorhaltung von Spitzenlastkapazität oder Speichern notwendig ist. Die Kosten von Spitzenlastkapazität sind im Marktwert von erneuerbaren Energien insofern enthalten, als dass diese Technologien nur bei sehr hohen Preisen in Betrieb gehen, und erneuerbare Energien gerade von diesen Preisen in der Regel nicht profitieren. Eine erneuerbare Erzeugungstechnologie mit einem höheren Marktwert als eine andere erneuerbare Erzeugungstechnologie hat also geringere Integrationskosten.

Diese Kosten sind durch das Marktprämienmodell und damit auch in den Ausschreibungen innerhalb der Technologien Windenergie an Land / Windenergie auf See / Photovoltaik / Biomasse zum Großteil internalisiert, werden also zum Großteil von den Investoren getragen. Innerhalb der Technologien meint, dass sie in Bezug auf den Wettbewerb zwischen Anlagen der gleichen Technologie internalisiert sind. Sie sind nicht vollständig internalisiert, weil der anzulegende Wert jeden Monat neu ermittelt wird, ein vorteilhaftes saisonales Erzeugungsprofil also nicht belohnt wird. Anders ausgedrückt: Letztverbraucher bezahlen ein unvorteilhaftes saisonales Erzeugungsprofil in Form von einer höheren Umlage. Marktwertunterschiede zwischen Technologien sind bei unterschiedlicher Förderhöhe (z. B. auf Grund von getrennten Auktionen) nicht internalisiert, d. h. die Letztverbraucher tragen die höheren Förderkosten einer Technologie mit einer geringeren Marktmark. Dies gilt sowohl für die technologieübergreifenden als auch die technologiespezifischen Ausschreibungen und dort für alle Technologien.

Wir ermitteln die empirischen Marktwerte aus dem Jahre 2018. Datenbasis hierfür sind Preise von EPEX Spot. Die Einspeisezeitreihen beruhen, mit Ausnahme von Windenergie auf Land, auf den Daten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Die Marktwerte von Biomasse und Windenergie auf See beziehen sich dabei auf ganz Deutschland. Die regionale Komponente der Solar-Marktwerte wird über die Zonen 50Hertz (Nord) respektive TransnetBW (Süd) repräsentiert. Einspeisezeitreihen für Windenergie an Land beruhen auf Standort-spezifischen Reanalyse-Daten und stammen von Renewables.Ninja (<https://www.renewables.ninja/>). Jeder Wind-an-Land-Marktwert beruht auf drei Einspeisezeitreihen, die einer einfachen Kombination dreier entsprechender Standorte mit drei entsprechenden Turbinenmodellen entsprechen. Die Standorte entsprechen realen Standorten von Windenergieanlagen. Bei den Einspeisezeitreihen handelt es sich um Potenzial-Einspeisezeitreihen, also Erzeugung vor Abregelung aus ökonomischen oder netztechnischen Gründen.

Je Technologie wurde der Marktwert MW wie folgt berechnet:

$$MW = \frac{\sum_{h=1}^H P_h^{DA} \cdot Erzeugung_h^{Potential}}{\sum_{h=1}^H Erzeugung_h^{Potential}}$$

P_h^{DA} Day-Ahead-Spotpreis je Stunde
 $Erzeugung_h^{Potential}$ Tatsächliches Erzeugungspotential (keine Prognose, vor Abregelung) je h

Momentan unterscheidet sich der Marktwert der verschiedenen Wind- und Solar-Technologien kaum. Auch wenn für diese Evaluierung keine auf die Zukunft gerichteten Analysen durchgeführt wurden, so ist doch davon auszugehen, dass sich die Tendenz höherer Marktwerte von Schwachwindanlagen gegenüber Starkwindanlagen grundsätzlich in der längerfristigen Zukunft verstärken dürfte. Dies ist ein systematischer Effekt des gleichmäßigeren Einspeiseprofils von Schwachwindanlagen. Das Verhältnis des Marktwerts von Photovoltaik zu Windenergie hängt stark von der Entwicklung der Ausbaupfade der Technologien ab. Bei einem starken Photovoltaikzubau dürfte der Marktwert unter

den von Windenergie fallen. Andersherum dürfte er bei geringem Ausbau über dem Marktwert von Wind verweilen (siehe Abbildung 5)

Tabelle 6: Regional und nach Technologien und Anlagentypen differenzierte Marktwerte für das Jahr 2018

			Marktwert [ct/kWh]
Windenergie an Land	Nord	Starkwind (300 W/m²)	3,8
		Schwachwind (200 W/m²)	4,0
	Süd	Starkwind (300 W/m²)	3,8
		Schwachwind (200 W/m²)	3,9
Windenergie auf See			4,2
Solar	Nord		4,4
	Süd		4,4
Biomasse			4,4

5.2.2 Prognosefehler (Ausgleichsenergie)

Kosten von Prognosefehlern und anderen Fahrplanabweichungen fallen im Stromsystem in Form von Kosten für Vorhaltung und Abruf von Regelleistung sowie anderer schnell verfügbarer Kraftwerkskapazitäten an. Diese Kosten materialisieren sich im deutschen Strommarkt in Form von Zahlungen aus Leistungs- und Arbeitspreisen für Regelleistung sowie in Form von Intraday-Preisen, die von Day-Ahead-Preisen abweichen.

Ein Großteil der Kosten von Prognosefehlern wird im Rahmen der Bilanzkreisverantwortung von den EE-Anlagenbetreibern getragen und wird insofern bei der Gebotsabgabe berücksichtigt. Ausgenommen sind die Kosten der Regelleistungsvorhaltung, die von den Letztverbrauchern als Teil der Übertragungsnetzentgelte getragen und damit nicht internalisiert sind.

Im Rahmen der Bilanzkreisverantwortung fallen die Kosten in Form von Intraday-Handelskosten sowie Ausgleichsenergiekosten an. Der Ausgleichsenergiepreis (reBAP) ist vom Design des Regelleistungsmarkts und der Preisformel zur Ermittlung des Ausgleichsenergiepreises abhängig. Die Einführung des sog. Mischpreisverfahrens bei der Bezuschlagung von Regelleistung führte im Oktober 2018 zu einer starken Reduktion des Ausgleichsenergie-Spreads und die Rückkehr zum Leistungspreisverfahren im Juli 2019 zu einer starken Erhöhung desselben. Die genannten Parameter beim Design von Regelleistungs- und Intraday-Märkten können dabei eine Abweichung der von den Anlagenbetreibern zu tragenden von den realen volkswirtschaftlichen Kosten bewirken.²⁶

Wir beschränken uns bei der Berechnung auf die Ausgleichsenergiekosten für das Jahr 2018. Diese werden als die viertelstundenscharfen Fahrplanabweichungen multipliziert mit dem Ausgleichsenergie-Spread ermittelt. Der Spread ist dabei die Differenz aus reBAP und dem entsprechenden Day-Ahead-Spotpreis, da dieser die alternative Vermarktungsmöglichkeit darstellt. Die Kosten sind also der Mindererlös gegenüber der vollständigen Day-Ahead-Vermarktung der gesamten tatsächlichen Erzeugung. Tatsächlich führt diese Vorgehensweise tendenziell zu einer Überschätzung der Kosten, da ein Teil der Prognosefehler über den Intraday-Markt ausgeglichen werden kann, in der Regel zu günstigeren Preisen als der reBAP. Die Fahrplanabweichungen ergeben sich aus der Differenz der Day-Ahead-Prognose und der tatsächlichen Erzeugung

²⁶ Nicht betrachtet wurde von uns die Möglichkeit, dass sich Bilanzkreisverantwortliche gezielt „gegen den reBAP optimieren“, also bewusst ihren Bilanzkreis unter- oder überdecken, um so einen Gewinn aus dem Ausgleichsenergiepreis zu erzielen.

(basierend auf den EEG-Bilanzkreisen der ÜNB). Für die Differenzierung zwischen Nord und Süd verwenden wir die Daten von 50Hertz bzw. TransnetBW. Eine Unterscheidung zwischen Stark- und Schwachwindanlagen ist mit diesem Vorgehen nicht möglich, da die ÜNB hierfür keine getrennten Prognosedaten ausweisen. Für Biomasse gehen wir davon aus, dass es keine Fahrplanabweichungen gibt. Alle Daten stammen von Entso-E Transparency.

Je Technologie berechnen wir die Kosten für Prognosefehler KFP wie folgt.

$$KFP = \frac{\sum_{t=1}^T (Erzeugung_t^{Potential} - Prognose_t^{Potential}) \cdot (p_t^{DA} - p_t^{reBAP})}{\sum_{t=1}^T Erzeugung_t^{Potential}}$$

p_t^{DA}	Day-Ahead-Spotpreis je Stunde
p_t^{reBAP}	Ausgleichsenergiepreis je Viertelstunde
$Erzeugung_t^{Potential}$	Tatsächliches Erzeugungspotential (vor Abregelung) je 1/4h
$Prognose_t^{Potential}$	Prognose des Day-Ahead-Erzeugungspotential (vor Abregelung) je 1/4h

Die Kosten von Prognosefehlern durch Ausgleichsenergie sind gering. Für alle untersuchten Fälle von Windenergie an Land und Photovoltaik liegen sie bei weniger als 0,1 ct/kWh. Für Windenergie auf See liegen sie mit 0,2 ct/kWh etwa höher, was jedoch auf das deutlich kleinere Anlagenportfolio zurückzuführen sein dürfte. Zudem werden diese Kosten von den Anlagenbetreibern getragen

Tabelle 7. Kosten für Prognosefehler

durchschnittliche Kosten für Prognosefehler 2018 [ct/kWh]		
Windenergie an Land	Nord	0,094
	Süd	0,076
Windenergie auf See		0,207
Solar	Nord	0,087
	Süd	0,066
Biomasse		0 (Annahme)

Wie oben erwähnt, entstehen auch Kosten aus Vorhaltung von Regelleistung. Diese sind nicht internalisiert. Auswertung im Rahmen des Vorhabens „Unterstützungsleistung bei der Ausgestaltung eines Ausschreibungssystems für erneuerbare Energien“ zeigen, dass diese Kosten insgesamt ebenfalls gering sind (zwischen 0,04 ct/kWh und 0,65 ct/kWh) je nach getroffenen Annahmen und Technologie. Die Auswertungen zeigen zudem, dass die technologiespezifischen Unterschiede im Vergleich zur Bandbreite in Abhängigkeit von verschiedenen Einflussparametern klein sind, wobei die Kosten für Photovoltaik tendenziell über denen für Wind liegen.

5.2.3 Netze

Die Bestimmung von Netzintegrationskosten ist zum Teil weniger eindeutig als zum Beispiel die Ermittlung von Marktwerten. Letztere lassen sich zumindest bei gegebenen Marktpreisen und einem vorgegebenen Einspeiseprofil eindeutig bestimmen. Netze besitzen allerdings – vor allem in Abwesenheit von Engpässen (langfristige Perspektive, s. unten) – teilweise den Charakter eines öffentlichen Gutes bzw. werden im heutigen Marktdesign als ein solches behandelt. Auch spielen Unteilbarkeiten („stufiger Netzausbau“) eine Rolle. Dies impliziert unter anderem, dass Netzkosten sich nicht eindeutig einzelnen EE-Anlagen zuordnen lassen. Für die Ermittlung von Netzintegrationskosten sind daher stets zusätzliche Annahmen und Näherungen zu treffen.

Netzintegrationskosten lassen sich sowohl für eine eher kurzfristige als auch für eine eher langfristige Perspektive ermitteln. Die kurzfristige Sichtweise geht von einem weitestgehend unveränderlichen Netz aus und beantwortet somit die Frage, welche Kosten im bestehenden Netz durch eine Anlage einer bestimmten Technologie und an einem bestimmten Standort entstehen. In der kurzfristigen Sichtweise geht es also um Engpassmanagementkosten (konkreter: Kosten des Einspeisemanagements). Netzverluste könnte man auch als Teil der kurzfristigen Perspektive verstehen. Sie sind aber quantitativ in der Regel von untergeordneter Bedeutung. Außerdem ist ihre Höhe (auch dem Vorzeichen nach!) sehr stark standort- und situationsabhängig.

Demgegenüber geht man in der langfristigen Sichtweise von einem durch z. B. Netzausbau grundsätzlich veränderlichen Netzbestand aus. Unterstellt man dabei einen weitgehend bedarfsgerechten Netzausbau²⁷, so lässt sich in dieser Sichtweise die Frage beantworten, welche Kosten durch den Zubau von Anlagen einer bestimmten Technologie und an einem bestimmten Standort dadurch entstehen, dass dieser Zubau die Anforderungen an die Dimensionierung der Netze verändert. Operationalisieren lässt sich dies etwa dadurch, dass man Veränderungen der annuitätischen Netzkosten durch eine veränderte Netzdimensionierung in Folge des Zubaus der betrachteten Erzeugungsanlagen modellbasiert ermittelt und mit einem geeigneten kontrafaktischen Szenario vergleicht.

Eine Besonderheit stellen die Anbindungskosten für Offshore-Windparks dar. Mit der Netzanbindung ist die gesamte Infrastruktur gemeint – von der Konverterstation auf See, zu der Parkbetreiber Drehstromleitungen legen, bis zur Konverterstation an Land, von der aus die Anbindung an das Drehstrom-Übertragungsnetz an Land erfolgt. Diese Netzanbindung ist nach heutigen Regeln von den Netzbetreibern bereitzustellen und wird über die Netzentgelte sozialisiert und insofern vom Kollektiv der Netznutzer getragen. Diese Offshore-Anbindungskosten lassen sich als langfristige Netzintegrationskosten von Windenergie auf See grundsätzlich gut abgrenzen und einzelnen oder zumindest einer kleinen Anzahl an Windparks auf See zuordnen.

Netzintegrationskosten sind heute weitgehend nicht internalisiert. Dies gilt sehr weitgehend für die kurzfristigen Netzintegrationskosten, die nur in sehr begrenztem Umfang über die sogenannte Härtefallregelung (§ 15 EEG) von den Anlagenbetreibern zu tragen sind. Die Netzanschlusskosten, d. h. die Kosten für die Verbindung der Erzeugungsanlage zum nächstgelegenen / vom Netzbetreiber entsprechend der gesetzlichen Vorgaben zugewiesenen Netzverknüpfungspunkt (auch shallow connection costs), werden heute von Anlagenbetreibern getragen, da diese die Leitungen errichten und unterhalten müssen. Diese Kosten sind somit vollständig internalisiert. Dies gilt nicht für Offshore-Anbindungskosten, die heute nicht internalisiert werden. Darüberhinausgehende langfristige Netzintegrationskosten (deep connection costs) werden teilweise (ausschließlich im Hinblick auf die Kosten der Hochspannungsebene) in den technologieübergreifenden Ausschreibungen berücksichtigt.

5.2.4 Kurzfristige Perspektive

Zur Ermittlung der Engpassmanagementkosten werden Daten der BNetzA zum Einspeisemanagement ausgewertet. In den sogenannten „Quartalsberichten zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen“ weist die Bundesnetzagentur den Umfang von Einspeisemanagementmaßnahmen entweder nach Technologien oder nach Bundesländern differenziert aus. Eine Auswertung, die zugleich nach Technologien und Bundesländern den Umfang von Einspeisemanagementmaßnahmen ausweist, liegt nicht vor. Allerdings sind der weit überwiegende Teil der insgesamt im Rahmen des Einspeisemanagements abgeregelten Anlagen Windenergieanlagen (an Land und auf See). Sowohl in 2017 als auch in 2018 entfielen über 95 % des abgeregelten Stroms auf Windenergieanlagen. Näherungsweise gehen wir daher im Folgenden davon aus, dass ausschließlich Windenergieanlagen Maßnahmen im Einspeisemanagement verursachen. Mit dieser Annahme ist dann die Verteilung der Einspeisemanagementmaßnahmen

²⁷ Mit bedarfsgerechtem Netzausbau ist hier gemeint, dass das Netz so ausgebaut wird, dass es erzeugte Strommengen weitgehend ohne Einschränkungen aufnehmen kann.

nach Bundesländern gleichzusetzen mit der nach Bundesländern differenzierten Abregelung von Windenergieanlagen. Diese Abregelung je Bundesland haben wir auf die je Bundesland erzeugte Strommenge von Windenergieanlagen bezogen, um den Anteil der von Abregelung betroffenen Windenergieerzeugung zu ermitteln. Zahlen zur Erzeugung je Bundesland liegen allerdings nur für das Jahr 2017 vor, so dass die gesamte Auswertung nur für das Jahr 2017 erfolgt. Um zudem eine Differenzierung nach Windenergie an Land und Windenergie auf See zu ermöglichen, haben wir die Bundesländer Schleswig-Holstein und Niedersachsen zusammengefasst. Unter der Annahme, dass ausschließlich die Erzeugung in der Nordsee (und damit mit einem Netzanschluss in den Bundesländern Schleswig-Holstein und Niedersachsen) von Abregelung betroffen ist, lässt sich so eine nach Technologien differenzierte Auswertung vornehmen.²⁸ Ermitteln lässt sich auf diese Weise der Anteil der je Bundesland (Schleswig-Holstein und Niedersachsen zusammengefasst) aufgrund von Netzengpässen abgeregelten Mengen an Winderzeugung an Land und auf See.

Aus den so ermittelten Zahlen lässt sich ableiten, welcher Anteil der potenziell möglichen Erzeugung einer in einem Bundesland errichteten Windenergieanlage im Vergleich zu einer Anlage in einem anderen Bundesland aufgrund von Netzengpässen abgeregelt werden würde. Diese Abregelung lässt sich als Auslöser volkswirtschaftlicher Mehrkosten interpretieren, weil hierdurch EE-Erzeugung „verloren“ geht und damit zur Erreichung der EE-Ausbauziele (und im weiteren Sinne der Klimaziele) zusätzliche EE-Anlagen errichtet werden müssen. Außerdem muss die Stromnachfrage zur Einhaltung der Systembilanz durch andere, kurzfristig verfügbare Anlagen gedeckt werden.

In den nachfolgenden Berechnungen wird davon ausgegangen, dass die bilanzielle „Ersatz-Erzeugung“ durch Anlagen derselben Technologie erfolgt. Die Kosten für diese Ersatz-Erzeugung werden aus den Ergebnissen der Ausschreibungen abgeleitet, in dem angenommen wird, dass die Kosten einer zusätzlichen Windenergieanlage an Land dem maximalen Zuschlagswert der Ausschreibungsrunden des betreffenden Jahres (hier 2017) entsprechen. Dies sind 5,78 ct/kWh. Für Windenergie auf See wird der höchste Gebotswert eines Vorhabens in der Nordsee, welches in beiden Ausschreibungen im Übergangsregime der Jahre 2017 und 2018 einen Zuschlag erhalten hat, zugrunde gelegt. Dies sind 9,83 ct/kWh. Hinter diesem Vorgehen steckt die Überlegung, dass der höchste Zuschlagspreis den Grenzstromgestehungskosten für Anlagen der betreffenden Technologien zu diesem Zeitpunkt entspricht. Eine zusätzliche Anlage – die die abgeregelten Erzeugungsmengen ersatzweise produzieren müsste – würde also näherungsweise diese Kosten haben.²⁹ Da diese Anlage durch ihre Erzeugung dann auch andere Erzeugung, die ansonsten zur Nachfragedeckung benötigt würde, ersetzt, muss man in erster Näherung die oben erwähnten Kosten für den Systembilanzausgleich nicht zusätzlich betrachten. So lassen sich dann die volkswirtschaftlichen Mehrkosten einer Anlage in Folge von Einspeisemanagement in Abhängigkeit vom Standort abschätzen.

Die so ermittelten Kosten lassen sich grundsätzlich als kurzfristige Netzintegrationskosten (Engpassmanagementkosten) interpretieren. Hierbei sind aber – neben den oben beschriebenen vereinfachenden Annahmen für die Berechnungen – mindestens noch die folgenden drei Aspekte zu berücksichtigen:

1. Volkswirtschaftliche Kosten in Folge von durch EE-Anlagen ausgelöste Netzengpässe entstehen nicht nur im Zusammenhang mit Einspeisemanagement, sondern auch durch Redispatch, also durch die Anpassung der Einspeisung von konventionellen Erzeugungsanlagen.

²⁸ Angesichts der bis Ende 2017 geringen Zahl an Windenergieanlagen, die in der ausschließlichen Wirtschaftszone der Ostsee in Betrieb waren (nur Windpark Baltic 2 mit einer Leistung 288 MW bei insgesamt rund 5.100 MW in der AWZ insgesamt), haben wir außerdem vereinfachend die gesamte Erzeugung in der AWZ der Nordsee und damit den Bundesländern Schleswig-Holstein und Niedersachsen zugeordnet.

²⁹ Dies ist allerdings insofern eine untere Abschätzung der Kosten, als dass die fiktive zusätzliche Anlage, für die Grenzstromgestehungskosten auf Basis des höchsten Zuschlagspreises angenommen werden, selbst von Einspeisemanagement betroffen sein könnte. Dann sind ihre volkswirtschaftlichen Kosten höher. Außerdem ist zu berücksichtigen, dass die Anlagen, aus deren Kosten hier die volkswirtschaftlichen Kosten abgeleitet werden, erst zu einem späteren Zeitpunkt in Betrieb genommen werden und insofern in die Gebote bereits Kostendegressionen aufgrund technologischer Entwicklungen eingepreist sein dürften. Eine im Jahr 2017 verfügbare Ersatzanlage wäre daher vermutlich nur zu höheren Kosten verfügbar gewesen.

Einspeisemanagement, d. h. die Abregelung von EE- und KWK-Erzeugung, kommt sogar nur dann als Maßnahme in Frage, wenn die Netzengpässe durch Redispatch nicht vollständig behoben werden können. Die nach oben beschriebenen Ansatz ermittelten Kosten stellen insofern grundsätzlich eher eine untere Abschätzung dar, da im Rahmen des Redispatch noch zusätzliche Kosten verursacht werden könnten. Auch die Einschränkung von Handelskapazitäten kann eine Reaktion auf EE-bedingte Netzengpässe sein. Dies führt auch zu weiteren volkswirtschaftlichen Kosten

2. Die zur Verfügung stehenden Daten erlauben nur eine Ermittlung durchschnittlicher Kosten über eine bestimmte Region (hier: Bundesländer bzw. eine Zusammenfassung von Bundesländern). Innerhalb dieser Region kommt es aber teilweise zu einer erheblichen Spreizung der Betroffenheit von Einspeisemanagement und damit der kurzfristigen Netzintegrationskosten (s. dazu Textbox 1). In Abhängigkeit vom genauen Standort der Anlage kann es fallweise zu gar keiner oder zu einer deutlich höheren Betroffenheit von Einspeisemanagement kommen. Dies gilt freilich nicht für Regionen, in denen es im gesamten Gebiet zu keinem Einspeisemanagement kommt. Ob es bei der Spreizung innerhalb der Regionen einen Zusammenhang zwischen Standortgüte (und damit Stromgestehungskosten) und Betroffenheit vom Einspeisemanagement gibt, lässt sich anhand der uns vorliegenden Daten nicht auswerten. Dies schränkt damit auch die Aussagekraft der Analysen im Hinblick auf das Ziel einer Evaluierung ein. Da angesichts der verfügbaren Daten nur Aussagen zu durchschnittlichen Engpassmanagementkosten möglich sind, haben wir uns bei der Auswertung auf den Vergleich von Bundesländern mit vergleichsweise hohen Abregelungsmengen, mit denen – trivialen – Werten für Bundesländern ohne Abregelung beschränkt. In Bundesländern mit geringen Abregelungsmengen ist davon auszugehen, dass sich die Abregelung innerhalb der Bundesländer auf wenige Standorte mit hoher Abregelung beschränkt. Die durch unsere Methodik entstehende Durchschnittsbildung würde in diesem Fall zu keiner interpretierbaren Information führen. In 2017 waren lediglich Schleswig-Holstein und Niedersachsen in großem Umfang von Abregelung betroffen. Nicht nur entfielen nahezu 80 % der bundesweiten Abregelung insgesamt auf diese beiden Bundesländer, auch waren insbesondere für Windenergie an Land hohe Anteile der Erzeugung von Abregelung betroffen (nahezu 11 % der Erzeugung in beiden Bundesländern in 2017).
3. Die ermittelten Zahlen stellen die *kurzfristigen* Kosten dar. Sie sind im Betrachtungsjahr (hier: 2017) entstanden. Sofern man davon ausgeht, dass die Engpässe, die das Engpassmanagement ausgelöst haben, nur vorübergehender Natur sind und durch Netzausbau gelöst werden, so treten die ermittelten Kosten auch nur vorübergehend auf. Insbesondere sollten die ermittelten kurzfristigen Netzintegrationskosten dann nicht direkt Stromgestehungskosten gegenübergestellt werden, da letztere durchschnittliche Kosten über den *gesamten* Betriebszeitraum der Erzeugungsanlagen (typischerweise werden 20 Jahre angesetzt) darstellen.

Die Ergebnisse der Auswertungen sind in folgender Abbildung dargestellt. Hessen wurde dabei in der Auswertung als Gebiet herangezogen, das stellvertretend für Gebiete mit geringer oder keiner Abregelung steht. Hier lagen die kurzfristigen Netzintegrationskosten dementsprechend bei 0 ct/kWh. Die durchschnittlichen, kurzfristigen Netzintegrationskosten in Folge von Einspeisemanagement lagen in 2017 für Windenergie an Land bei 0,63 ct/kWh und für Windenergie auf See bei 0,27 ct/kWh im Gebiet Schleswig-Holsteins und Niedersachsens. Die Gründe für den deutlichen Unterschied zwischen Windenergie an Land und Windenergie auf See sind nicht eindeutig. Ein Grund könnte die Tatsache sein, dass ein Teil der Abregelung der Anlagen an Land auch durch Engpässe im Verteilungsnetz bedingt sein dürfte. Allerdings war der Anteil der verteilungsnetzbedingten Engpässe in 2017 gering (nur 10 % der gesamten Abregelung). Auch wäre denkbar, dass die betroffenen Windanlagen an Land eine höhere netztechnische Sensitivität auf Übertragungsnetzengpässe aufweisen. Um dies zu beurteilen, wären jedoch umfassendere Netzsimulationen erforderlich. Ein relevanter Grund für die historisch höhere Betroffenheit der Winderzeugung an Land dürfte sein, dass im Hinblick auf die bei Abregelung zu leistenden Entschädigungszahlungen die Abregelung von Windenergieanlagen auf See deutlich höher sind als bei Anlagen an Land. Dies liegt an den historisch höheren Vergütungshöhen für Windenergie auf See, die durch das in der Vergangenheit angewendete sogenannte Stauchungsmodell noch einmal gesteigert werden. Nach diesem Modell erhalten Betreiber von Anlagen auf See eine höhere Vergütung bei im Gegenzug verkürztem Förderzeitraum. Sofern die unterschiedlichen Vergütungshöhen ursächlich für die Differenz zwischen

den berechneten Netzintegrationskosten sind, so können die ermittelten Kosten nur begrenzt auf zukünftige Anlagen übertragen werden, da Elemente wie das Stauchungsmodell für Neuanlagen nicht mehr gelten. Auch zeigen Ausschreibungsergebnisse, dass sich die Unterschiede in den Vergütungshöhen beider Technologien deutlich verändern.

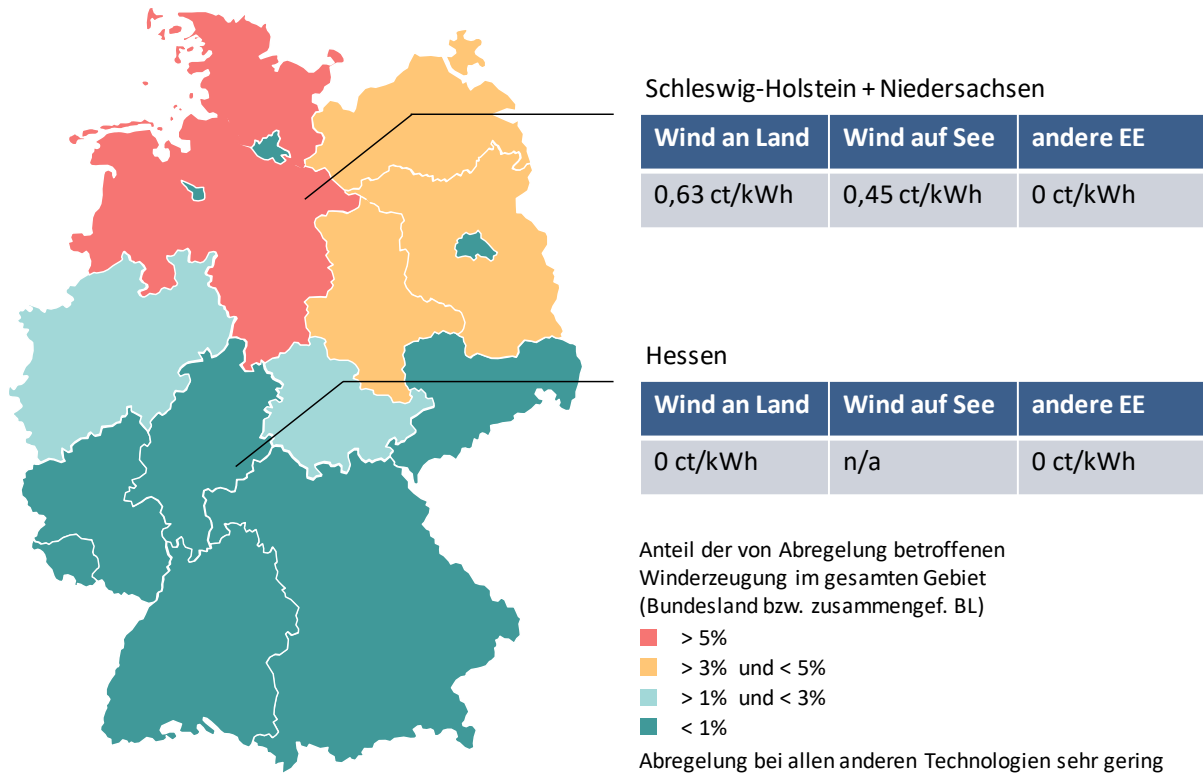


Abbildung 11: Betroffenheit der Winderzeugung von Einspeisemanagement je Bundesland (Schleswig-Holstein und Niedersachsen zusammengefasst) und durchschnittliche kurzfristige Netzintegrationskosten (Engpassmanagementkosten in Folge von Einspeisemanagement) nach Technologie für Schleswig-Holstein und Niedersachsen sowie Hessen (Auswertungsjahr: 2017)

Textbox 1: Detailanalyse zur Abregelung von EE-Anlagen (Exkurs)

Nachfolgende Abbildung zeigt, wie häufig EE-Anlagen im Jahr 2018 von Abregelung in Abhängigkeit von ihrem Standort betroffen waren. Für diese Auswertung lagen detaillierte Zahlen eines großen deutschen Verteilungsnetzbetreibers (E.ON Avacon) vor. Die vorliegenden Zahlen erlaubten eine Auswertung der Abregelung je Umspannwerk und damit eine geographisch deutlich höher aufgelöste Auswertung als die Zahlen der BNetzA, die bestenfalls eine Auswertung auf Ebene der Bundesländer erlauben. Dargestellt ist die kumulierte Dauer, für die am jeweiligen Umspannwerk im Netzgebiet der E.ON Avacon eine Abregelung von am betrachteten Umspannwerk angeschlossenen EE-Anlagen angefordert wurde. Die Dauer wird als Zeitanteil am gesamten Jahr in Prozent ausgedrückt. Die abgeregelten Energiemengen lassen sich anhand der verfügbaren Daten nicht auswerten. Das Netzgebiet der E.ON Avacon umfasst grob die „Hüllkurve“ der dargestellten Umspannwerke. Es umfasst weite Teile Niedersachsens sowie Teile von Hessen, Sachsen-Anhalt und einen kleinen Teil Nordrhein-Westfalens. Vergleichbare Daten liegen in ähnlich hoher Datenqualität deutschlandweit nicht vor, so dass diese Auswertung nur für dieses Netzgebiet erfolgt. Die Auswertung zeigt aber exemplarisch, dass die Betroffenheit durch Abregelung innerhalb eines größeren Gebietes (hier das Netzgebiet der E.ON Avacon) lokal stark unterschiedlich sein kann. Erkennbar ist bspw. die stark unterschiedliche Betroffenheit innerhalb von Niedersachsen. Während Umspannwerke und damit EE-Anlagen in Nähe der ostfriesischen Küste in 2018 häufig von Abregelung betroffen waren, waren Anlagen etwa in Süd-Niedersachsen kaum bis gar nicht betroffen. Dies ist bei der Interpretation der oben ermittelten durchschnittlichen Engpassmanagementkosten für Niedersachsen und Schleswig-Holstein zu beachten. Diese können demnach innerhalb der Bundesländer fallweise standortabhängig deutlich höher oder niedriger liegen als die ermittelten durchschnittlichen Werte.

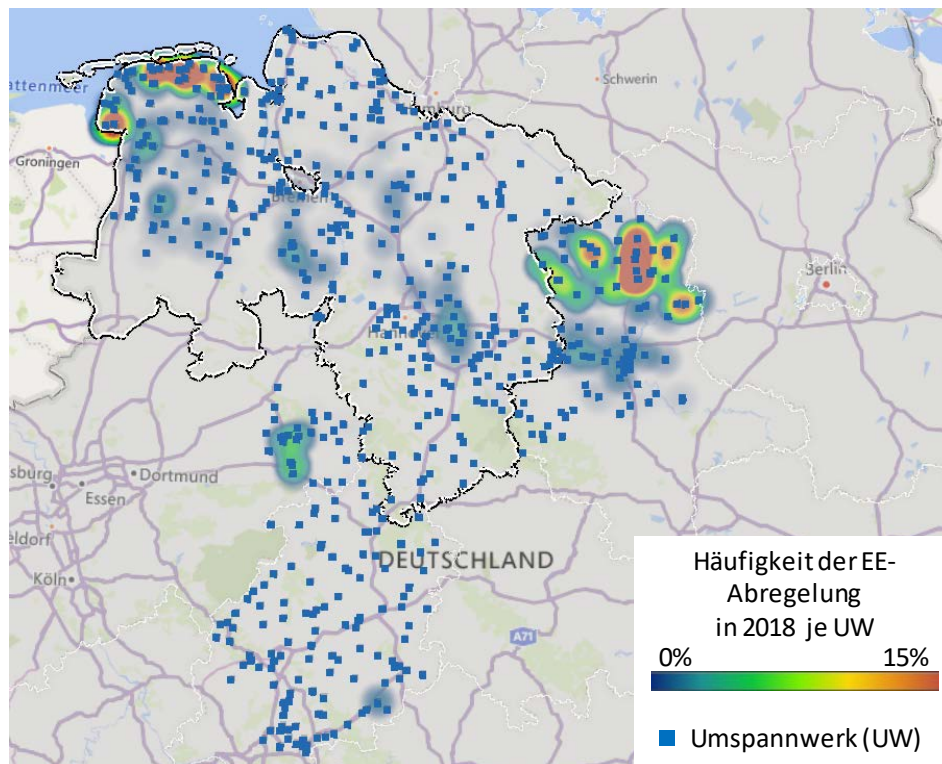


Abbildung 12: Häufigkeit von Einspeisemanagementmaßnahmen je Umspannwerk im Netzgebiet des Verteilungsnetzbetreibers E.ON Avacon im Jahr 2018

5.2.5 Langfristige Perspektive

Mit langfristigen Netzintegrationskosten sind Kosten gemeint, die durch den Zubau von Erzeugungsanlagen einer bestimmten Technologie und an einem bestimmten Standort dadurch entstehen, dass dieser Zubau die Anforderungen an die Dimensionierung der Netze verändert. Hierbei wird nachfolgend zwischen Kosten im Übertragungs- und in Verteilungsnetzen unterschieden.

5.2.5.1 Übertragungsnetz

Die Ermittlung technologie- und standortdifferenzierter langfristiger Netzintegrationskosten, die von EE-Anlagen im Übertragungsnetz verursacht werden, ist komplex und zudem nicht eindeutig möglich. Grund ist vor allem, dass die Wirkungszusammenhänge zwischen Erhöhung der Einspeiseleistung an einer Stelle im Übertragungsnetz und veränderten Anforderung an die Dimensionierung des Übertragungsnetzes aufgrund des hohen Vermaschungsgrades und der hohen geographischen Ausdehnung im Übertragungsnetz sehr komplex sind. Die Wirkung einer zusätzlichen Einspeisung an einer bestimmten Stelle im Netz auf den Lastfluss, also insbesondere die Belastung der verschiedenen Leitungen im Netz, lässt sich nicht einfach abschätzen, sondern erfordert i. d. R. modellgestützte Berechnungen. Sie ist zudem stark davon abhängig, welche Gegenreaktion im System auf die zusätzliche Einspeisung eintritt, d. h. an welcher Stelle im Netz entweder eine zusätzliche Last die zusätzliche Einspeisung aufnimmt oder an welcher Stelle eine andere Einspeisung durch die betrachtete zusätzliche Einspeisung ersetzt wird. In Bezug auf das deutsche Übertragungsnetz bedeutet dies insbesondere, dass der Netzausbaubedarf durch die Wechselwirkung einer Vielzahl unterschiedlicher Veränderungen im Stromsystem verursacht wird. Der EE-Ausbau ist dabei einer der wesentlichen Treiber, aber auch andere Faktoren, wie die steigende Integration der europäischen Stromsysteme, der Ausstieg aus der Atomkraft und aus der Kohleverstromung, spielen für den Ausbaubedarf eine Rolle. Auch ist die Höhe des durch den EE-Ausbau verursachten Übertragungsnetzausbaus abhängig von anderen Entwicklungen im Stromsystem, insbesondere von der Entwicklung des restlichen Erzeugungssystems – nicht nur in Deutschland, sondern auch im Rest Europas.

Grundsätzlich lässt sich durch ceteris-paribus-Analysen untersuchen, zu welchen Kostenwirkungen im Hinblick auf den Übertragungsnetzausbau die Verlagerung bestimmter Mengen an EE-Erzeugung bei ansonsten gleichen Bedingungen führt. Zeigen solche Analysen Kosteneinsparungen z. B. bei einer Verlagerung von Winderzeugung vom Norden in den Süden Deutschlands, so könnten die Kosteneinsparungen als zusätzliche Netzintegrationskosten von Windenergieanlagen im Norden im Vergleich zu Anlagen im Süden verstanden werden. Die Ergebnisse einer solchen Berechnung basieren dabei dann stets auf einer Reihe (zum Teil erheblicher) Vereinfachungen und Annahmen.

Ein Beispiel für eine solche ceteris-paribus Betrachtung stellt ein Vergleich des Szenarios „Alternative regionale EE-Verteilung“ (Regionalszenario) mit dem Basisszenario der Langfrist- und Klimaszenarien³⁰ des BMWi dar. Im Regionalszenario wurde untersucht, welche Auswirkungen eine Veränderung der im Basisszenario unter Gesichtspunkten der Kostenoptimierung ermittelten regionalen Verteilungen der Windenergieanlagen an Land hat. Im Basisszenario erfolgt der Zubau von Windenergie an Land überwiegend in Norddeutschland. Im Regionalszenario wird dann ein Zubau von Windenergie an Land auch in der Mitte und im Süden Deutschlands angenommen – bei insgesamt gleicher Erzeugungsmenge aus dieser Technologie.

Grundsätzlich zeigt der Vergleich der Szenarien, dass die Verlagerung der EE-Erzeugung an ertragsschwächere dafür aber lastnähere Standorte zwar Kosten für den Übertragungsnetzausbau einspart, aus Sicht der Gesamtsystemkosten aber ökonomisch nicht sinnvoll ist. Für beide Szenarien werden der erforderliche Übertragungsnetzausbau und die damit verbundene Entwicklung der annuitätischen Kosten des Übertragungsnetzes ermittelt. Im Regionalszenario liegen die annuitätischen Netzkosten für das Betrachtungsjahr 2050 um 140 Mio. €/a niedriger als im Basisszenario. Diese Kosteneinsparung ist das Ergebnis einer Verlagerung von 65 TWh

³⁰ siehe <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/langfrist-und-klimaszenarien.html>

Winderzeugung an Land aus Norddeutschland in die Mitte und den Süden Deutschlands. Bezieht man beide Werte aufeinander, so ergibt sich eine Kosteneinsparung bei annuitätischen Übertragungsnetzkosten von lediglich etwa 0,2 ct je kWh, die nicht in Windanlagen im Norden, sondern stattdessen in der Mitte und im Süden Deutschland erzeugt wird. Folgende Abbildung zeigt die geographische Zuordnung von „Nord“ bzw. „Mitte und Süd“. Dieser Wert lässt sich als langfristige Übertragungsnetz-Integrationskosten interpretieren.

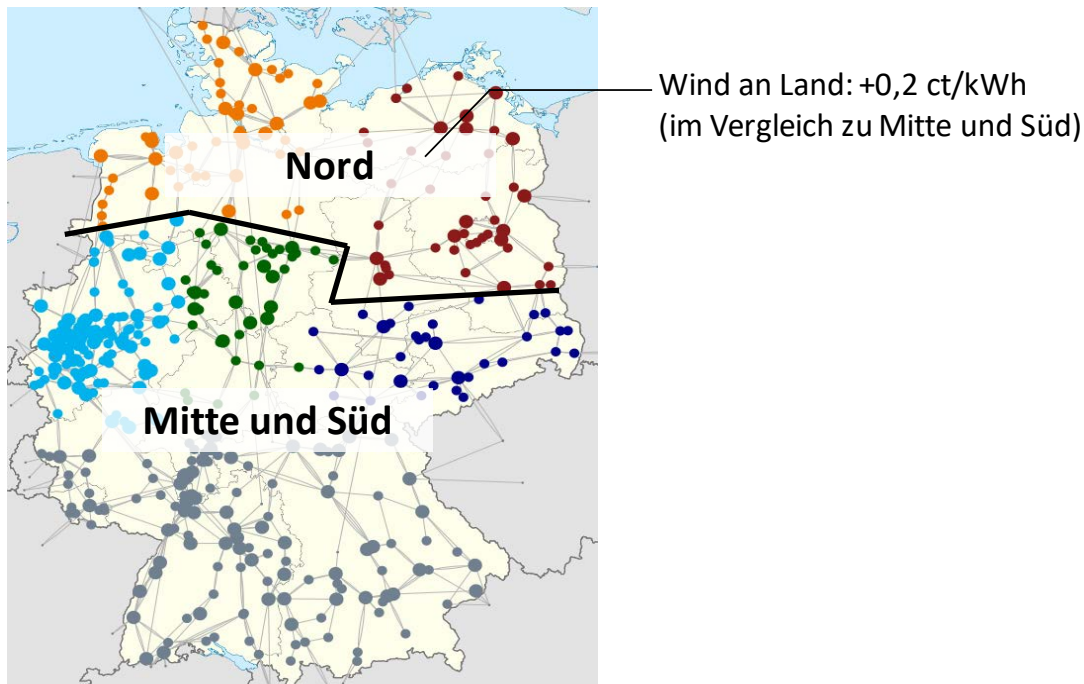


Abbildung 13: Ableitung der langfristigen Netzintegrationskosten im Übertragungsnetz für Winderzeugung an Land auf Basis von Berechnungen im Vorhaben „Langfrist- und Klimaszenarien“

Grundsätzlich sind methodisch gleichartige Berechnungen auch für andere regionale Zuschnitte und Technologien (und auch zwischen Technologien) möglich. Solche Berechnungen liegen uns für eine Auswertung aber nicht vor.

5.2.5.2 Offshore-Anbindungskosten

Wie eingangs beschrieben ist die Netzanbindung von Windparks auf See nach heutigen Regeln von den Netzbetreibern bereitzustellen und wird über die Netzentgelte sozialisiert. Diese Offshore-Anbindungskosten lassen sich als langfristige Netzintegrationskosten von Windenergie auf See verstehen. Die genaue Höhe ist vom konkreten Projekt abhängig, allerdings lassen sich aus dem Zahlenwerk zum Netzentwicklungsplan durchschnittliche Netzintegrationskosten ermitteln. Legt man die im Netzentwicklungsplan 2019 für das Jahr 2030 im Szenario A genannten Gesamtinvestitionen für die Offshore-Anbindung für eine Leistung von 20 GW in Höhe von ca. 24 Mrd. EUR zugrunde und nimmt man ferner vereinfachend eine durchschnittliche Volllaststundenzahl für Windenergie auf See von 4.000 h/a sowie einen Zinssatz (WACC) von 7 % (real) und eine Nutzungsdauer der Netzbetriebsmittel und Konverterstation von 25 Jahren an, so ergeben sich durchschnittliche Netzintegrationskosten für Windenergie auf See von 2,57 ct/kWh, die zusätzlich zu den im vorherigen Abschnitt diskutierten weiteren Netzintegrationskosten im Übertragungsnetz anfallen. Diese sind grundsätzlich von der Küstenentfernung abhängig und steigen je weiter der anzubindende Windpark von der Küste entfernt ist.

5.2.5.3 Verteilungsnetze

Im Gegensatz zum Übertragungsnetz sind die Wirkungszusammenhänge im Verteilungsnetz einfacher. Dies ist auf die für die verschiedenen Netzebenen der Verteilungsnetze typischen Netzstrukturen und die geographische Begrenztheit der Verteilungsnetze zurückzuführen: Verteilungsnetze haben historisch die Aufgabe, Strom aus den überlagerten Netzen hin zu den im jeweiligen Netz oder in unterlagerten Netzen angeschlossenen Verbrauchern zu transportieren. Der Lastfluss ist damit stark gerichtet (vom überlagerten Netz hin zu den angeschlossenen Lasten und den Verknüpfungspunkten mit unterlagerten Netzen). Die Höhe der Lasten sowie die Anzahl und vor allem Lage der Verbraucher sowie Verknüpfungspunkte unterlagerter Netze sind die wesentlichen Determinanten der Netzkosten. Sind in einem Verteilungsnetz Erzeugungsanlagen angeschlossen, so wird in grober Näherung der beschriebene gerichtete Lastfluss von einem entgegengesetzt gerichteten Lastfluss überlagert, nämlich von den Erzeugungsanlagen hin zu den überlagerten Netzen. Ab einem bestimmten Punkt kann dann die Einspeisung aus den Erzeugungsanlagen, die mit der Höhe der installierten Leistung steigt, die Last als netzdimensionierende Größe ablösen. Zumindest für das Hochspannungsnetz kann in grober Näherung angenommen werden, dass der Zusammenhang zwischen Zunahme der Netzkosten und angeschlossener EE-Leistung ab diesem Punkt linear ist. Bis zu diesem Punkt fallen näherungsweise keine Verteilungsnetz-Integrationskosten an.

Aus diesem vergleichsweise einfachen Wirkungszusammenhang lassen sich Ansätze zur Ermittlung der langfristigen Netzintegrationskosten in Verteilungsnetzen ableiten. Diese Überlegungen waren auch Grundlage bei der Entwicklung und Parametrierung der Verteilernetzkomponente (VNK), die als Steuerungsinstrument zur Internalisierung von Netzintegrationskosten in den Hochspannungsnetzen in den technologieübergreifenden Ausschreibungen für Windenergie an Land und PV zur Anwendung kommt (siehe Kapitel 12).

Entsprechend der Überlegungen zur Verteilernetzkomponente lassen sich Netzintegrationskosten in Hochspannungsnetzen nach folgenden Aspekten unterscheiden:

1. Befindet sich eine Anlage in einem Gebiet, in dem die installierte EE-Leistung die dimensionierende Größe für das Verteilungsnetz ist? Im Zusammenhang mit der Verteilernetzkomponente wurden Landkreise und kreisfreie Städte als geographischer Bezugsraum festgelegt. Diese Festlegung hatte technische und praktische Gründe. Es wurde dabei auch ein Kriterium definiert, anhand dessen bestimmt wird, ob in einem Landkreis die installierte EE-Leistung dimensionierende Größe für das Verteilungsnetz ist. Entscheidende Größe ist dabei die im Landkreis installierte EE-Leistung differenziert nach Technologie und die Höchstlast.
2. Welche Technologie wird betrachtet? Aufgrund der unterschiedlichen Einspeiseprofile und Gleichzeitigkeit insbesondere der Wind- und Solarerzeugung ist für die Netzdimensionierung relevant, ob es sich um eine Wind- oder Solaranlage handelt. Auch um die Netzintegrationskosten in ct/kWh ausdrücken zu können, ist eine Differenzierung zwischen Technologien relevant, da für die Netzdimensionierung grundsätzlich die Leistung ausschlaggebend ist. Für die Ermittlung energiebezogener Netzintegrationskosten ist insofern eine Umrechnung unter Ansatz von (typischen) Volllaststunden erforderlich.
3. Welche EE-Anlagen sind ansonsten in dem Gebiet installiert? Die bereits erwähnten unterschiedlichen Einspeiseprofile von Wind- und Solarerzeugung führen auch dazu, dass in einem Gebiet, in dem die installierte EE-Leistung bereits dimensionierende Größe ist, das Ausmaß, mit dem eine zusätzliche EE-Anlage die Netzdimensionierung verändert, davon abhängt, wie sich das Einspeiseprofil der zusätzlichen Anlage zu denen der bereits vorhandenen Anlagen verhält.

Unter Verwendung der Kostenannahmen und Datengrundlagen, die der Parametrierung der Verteilernetzkomponente zugrunde liegen, ergeben sich die in folgender Abbildung dargestellten langfristigen Netzintegrationskosten für Hochspannungsnetze differenziert nach Technologien und Landkreisen (Stand März 2018).

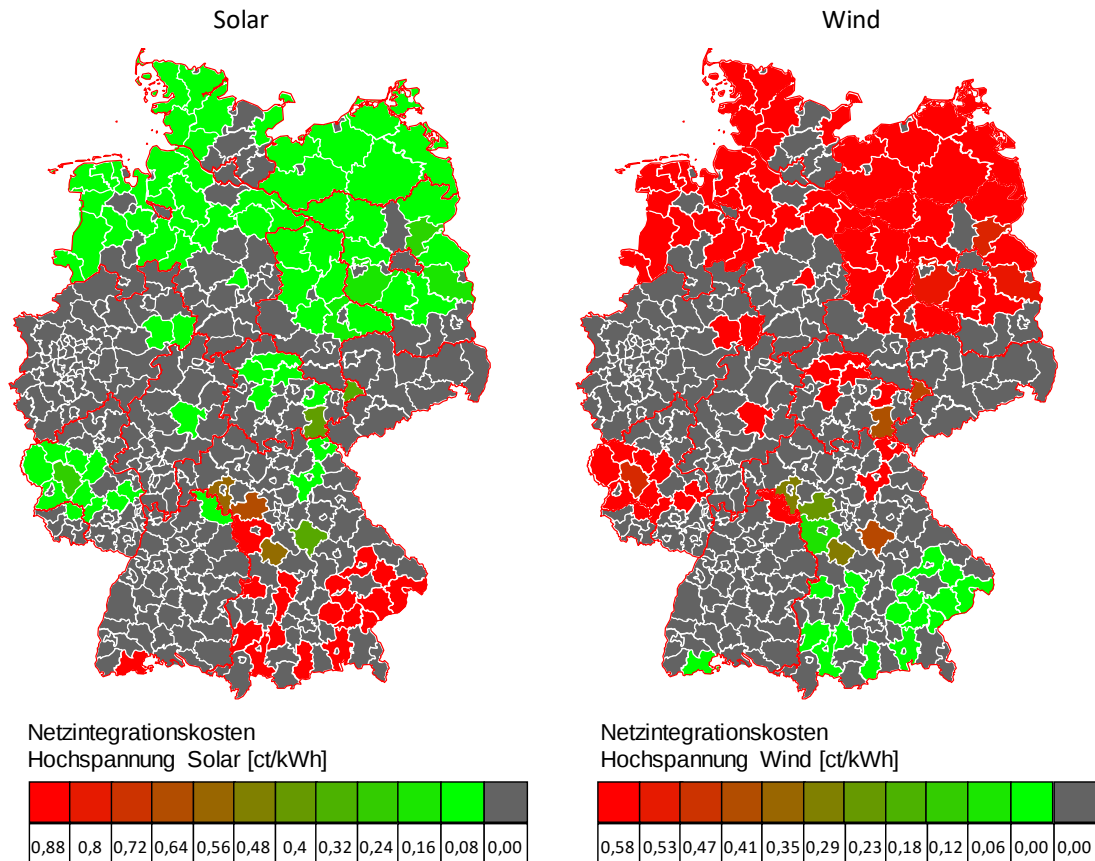


Abbildung 14: Langfristige Netzintegrationskosten für das Hochspannungsnetz differenziert nach Wind- und Solar-Erzeugung und Landkreisen; Die Werte entsprechen der Höhe der Verteilernetzkomponente pro Landkreis

Die so ermittelten Netzintegrationskosten beinhalten nur einen Teil der Kosten in den Verteilungsnetzen, denn sie beziehen sich nur auf das Hochspannungsnetz. Je nach Anschlussnetzebene der Erzeugungsanlagen werden auch Kosten in anderen Netzebenen erzeugt. PV-Freiflächenanlagen und kleinere Windparks sind häufig im Mittelspannungsnetz angeschlossen, PV-Aufdachanlagen in der Regel im Niederspannungsnetz. Untersuchungen in den Langfrist- und Klimaszenarien zeigen, dass die langfristigen Netzintegrationskosten für die Verteilungsnetze insgesamt (alle Netzebenen ohne Übertragungsnetz) bei bis zu 9 ct/kWh für PV-Freiflächenanlagen und bei bis zu 2 ct/kWh für Windanlagen liegen können. Die genaue Höhe ist stark standortabhängig und kann auch kleinräumig stark schwanken. Sie ist insbesondere auch von der Durchdringung der Netze mit EE-Erzeugung abhängig. Bis zu einem bestimmten Punkt fallen keine Netzintegrationskosten an, wenn nämlich weiterhin ausschließlich die Last dimensionierende Größe für das Netz ist.

5.3 Ergebnisse

Erzeugungsanlagen haben in Abhängigkeit von der Technologie, der Anlagenauslegung und ihrem Standort unterschiedliche Netz- und Systemintegrationskosten. Das Ausschreibungsdesign beeinflusst die Erzeugungsportfolien und führt damit zu unterschiedlichen Netz- und Systemintegrationskosten. Sofern Netz- und Systemintegrationskosten nicht umfassend internalisiert sind (d. h. von den Anlagenbetreibern getragen werden), führt ein Ausschreibungsdesign, das primär auf eine Minimierung von Erzeugungskosten (Stromgestehungskosten) ausgerichtet ist, im Allgemeinen nicht auch zu einer Minimierung der gesamten volkswirtschaftlichen (System-)Kosten, denn diese beinhalten neben den Erzeugungskosten auch die Netz- und Systemintegrationskosten.

Man kann verschiedene Arten von Netz- und Systemintegrationskosten unterscheiden. Am Relevantesten – und daher in diesem Bericht näher betrachtet – sind Unterschiede im Marktwert, Kosten für den Bilanzausgleich sowie kurz- und langfristige Netzkosten im Übertragungs- und Verteilungsnetz. Unterschiede in Netzverlustkosten sind in der Regel quantitativ von untergeordneter Bedeutung und zudem stark situationsabhängig. Sie werden daher hier nicht betrachtet.

Wie hoch die Netz- und Systemintegrationskosten sind, ist zum Teil stark von der Entwicklung anderer Parameter des Energiesystems abhängig, z. B. wie sich die Stromnachfrage, die Brennstoffpreise, der internationale Stromhandel oder der Einsatz von Lastflexibilität und die Zusammensetzung des sonstigen Kraftwerksparks im Nutzungszeitraum derjenigen EE-Anlagen entwickeln, für die die Netz- und Systemintegrationskosten ausgewertet sollen. Damit sind die Netz- und Systemintegrationskosten von Anlagen, die in den in diesem Bericht zu evaluierenden Ausschreibungsrunden bezuschlagt wurden, stark abhängig von Entwicklungen, die sich nicht aus den Ergebnissen und dem Design der hier betrachteten Ausschreibungsrunden ergeben. Eine Evaluierung der Ausschreibungen im engeren Sinne im Hinblick auf Netz- und Systemintegrationskosten ist insofern nicht möglich, da diese weit überwiegend von zukünftigen Entwicklungen abhängen, die nicht von den hier zu evaluierenden Ausschreibungsrunden abhängen. Gleichwohl lässt sich aber analysieren, welche Relevanz Netz- und Systemintegrationskosten überhaupt besitzen. Statt zahlreiche, unsichere Annahmen zu diesen Entwicklungen zu treffen, um die zukünftige Entwicklung der Netz- und Systemintegrationskosten zu prognostizieren, wurden für diesen Evaluierungsbericht daher Abschätzungen auf historischen Daten für das Jahr 2017 bzw. 2018 getroffen. Diese erlauben eine grundsätzliche Einordnung der Größenordnung der Unterschiede in den Netz- und Systemintegrationskosten für verschiedene technologische Ausbaupfade, aber auch regionale Verteilungen des Ausbaus oder Anlagenauslegungen.

Im Betrachtungszeitraum sind einige der oben genannten Netz- und Systemintegrationskosten über alle EE-Technologien fast identisch, z. B. der Marktwert oder die Kosten des Bilanzausgleichs. Es ist zu erwarten, dass sich dies in Zukunft wieder ändert. Der Marktwert von Windenergie und Photovoltaik ist stark abhängig vom Marktanteil der jeweiligen Technologie. Ein starker Ausbau der PV dürfte z. B. den Marktwert von PV-Erzeugung reduzieren.

Es bestehen wichtige Unterschiede bei (nicht internalisierten) Netzkosten, jedoch nicht unbedingt nur zwischen Technologien, sondern auch innerhalb der Technologien. So kann eine Solaranlage in Süddeutschland je nach Standort und je nach Verteilnetz entweder hohe Kosten im Verteilungsnetz verursachen, oder auch gar keine Kosten. Tendenziell verursachen Windanlagen auf See sowie an Land im Norden zusätzliche Kosten im Übertragungsnetz, während diese Kosten für Solarenergie sowie Wind in Süddeutschland gering oder abwesend sind. Quantitativ dürften die Netzintegrationskosten in Verteilungsnetzen in vielen Fällen stärker ins Gewicht fallen als diejenigen im Übertragungsnetz. In der Tendenz sind diese bei Photovoltaikanlagen höher als bei Windenergieanlagen, was zum einen an einer höheren Wahrscheinlichkeit für einen Anschluss an niedrigere Spannungsebenen wie auch der geringeren Volllaststundenzahl liegt. Dies ist bei der Bewertung der technologieübergreifenden Ausschreibungen zu berücksichtigen. Dort sind Netz- und Systemintegrationskosten nur teilweise abgebildet (und lassen sich auch nicht vollständig abbilden). Gleichzeitig wurden in diesen Ausschreibungen bisher ausschließlich Photovoltaikanlagen bezuschlagt, also solche, die tendenziell höhere Netzintegrationskosten aufweisen. Ob sich diese

Situation bei fiktiver, vollständiger Berücksichtigung aller Systemintegrationskosten verändert hätte, lässt sich ohne Weiteres nicht sagen.

Eine Besonderheit stellen die heute nicht internalisierten Offshore-Anbindungskosten für Windparks auf See dar. In einer Durchschnittsbetrachtung entstehen hier technologiespezifisch Netzintegrationskosten in Höhe von ca. 20 bis 30 EUR/MWh.

Die in der Ausschreibung für Windenergie an Land implementierten Instrumente der regionalen Steuerung sind mangels Wettbewerb bislang kaum wirksam. Das Netzausbaugelände hat lediglich in zwei Ausschreibungsrunden die Zuschlagsmenge im Norden begrenzt und die Bezuschlagung der Projekte auf spätere Runden verzögert. Die Verteilernetzkomponente findet nur in den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergie an Land und Photovoltaik Anwendung. Wäre sie dort nicht existent, wäre in der ersten gemeinsamen Ausschreibung ein Windprojekt bezuschlagt worden. Das nicht bezuschlagte Projekt konnte allerdings in Folge in der technologiespezifischen Ausschreibung bezuschlagt werden, sodass keine Steuerung des Zubaus erfolgte. Aufgrund der Zuschlagspreisdifferenz zwischen der technologiespezifischen und der gemeinsamen Ausschreibungen nehmen Windprojekte nicht mehr an der gemeinsamen Ausschreibung teil. In den letzten Ausschreibungsrunden wurden kaum Projekte südlich der Mainlinie bezuschlagt. Dies ist im Wesentlichen dem fehlenden Angebot aus südlichen Bundesländern zuzuschreiben. Modellergebnisse zeigen, dass das Referenzertragsmodell eine steuernde Wirkung hin zu einer Nord-Süd-Verschiebung hat.

Eine wenigstens teilweise Berücksichtigung von langfristigen Netzintegrationskosten durch Instrumente, wie etwa die Verteilernetzkomponente, ist aus unserer Sicht auch über die technologieübergreifenden Ausschreibungen hinaus sinnvoll. Innerhalb der technologieübergreifenden Ausschreibungen erscheint eine Betrachtung zusätzlicher Aspekte der Systemintegrationskosten, z. B. von Marktwertunterschieden, erwägenswert. Sollte sich zukünftig ein Trend für einen Zubau von ungefördernten EE-Anlagen ergeben (z. B. zur Umgehung der Begrenzung der Anlagengrößen oder aus der Flächenkulisse bei PV-Anlagen), so laufen Instrumente zur Internalisierung von Netz- und Systemintegrationskosten innerhalb des Ausschreibungsdesigns ins Leere. Für diesen Fall wären andere Instrumente zu bevorzugen, wie z. B. Anpassungen im Rahmen der Netzentgeltsystematik.

6. GEBOTSSTRATEGIEN UND WECHSELWIRKUNGEN ZWISCHEN AUSSCHREIBUNGSFORMATEN

Dieses Kapitel adressiert die Fragen des Fragenkatalogs, die nach Gebotsstrategien der Bieter fragen. Dazu gehören auch Wechselwirkungen zwischen den verschiedenen Ausschreibungsformaten. Die Analysen sind technologieübergreifend verfasst worden, da im Vergleich mehr Erkenntnisse gezogen werden können.

6.1 Definition von verzerrendem strategischem Bieten

In der Regel erwartet die Politik, dass sich Bieter mit ihren Geboten an dem individuellen Wert ihrer Projekte orientieren, d. h. an den erwarteten Kosten und Erlösen ihrer Projekte. Dementsprechend ist ein Ziel bei der Ausgestaltung einer geeigneten Ausschreibung, ein Design zu implementieren, das die Bieter anreizt, sich mit ihren Geboten am Wert ihrer Projekte zu orientieren. Der auktionstheoretischen Analyse liegt die realistische Annahme zugrunde, dass die Bieter mit Ihrer Gebotsstrategie versuchen, ihren erwarteten Nutzen bzw. erwarteten Gewinn zu maximieren. Der erwartete Gewinn eines Projekts berechnet sich als Produkt aus Gewinn im Zuschlagsfall und der Zuschlagswahrscheinlichkeit. Zusätzlich wird angenommen, dass die Bieter alle ihnen zur Verfügung stehenden Informationen bei der Ableitung ihrer Gebotsstrategie mit einbeziehen. Zu diesen möglichen Informationen zählen:

- Kosten und erwartete Erlöse ihres Projektes,
- das (erwartete) Wettbewerbsniveau sowie das erwartete Gebotsverhalten der Konkurrenten,
- die Ergebnisse vorheriger Auktionsrunden sowie
- einzelne Parameter des Ausschreibungsdesigns.

Die Einbeziehung zusätzlicher Informationen spiegelt sich auch in den Ergebnissen der Bieterbefragung wider (siehe Abschnitt 6.6).

Ein gewinnmaximierender Bieter wird für die Ableitung seiner optimalen Gebotsstrategie Informationen aus mehreren Quellen verwenden, wobei auch das Auktionsverfahren eine wesentliche Rolle spielt. So induzieren unterschiedliche Verfahren (z. B. Pay-As-Bid oder Uniform Pricing) unterschiedliche optimale Gebotsstrategien.

Auf dieser Basis definieren wir verzerrende strategische Gebote wie folgt.

Als *verzerrende strategische Gebote* werden Gebote bezeichnet, die dem Ziel dienen, den erwarteten Nutzen (Gewinn) des Bieters zu maximieren,

- sich jedoch weniger an den Kosten und Erträgen des Projektes orientieren, sondern mehr an anderen Bezugsgrößen und/oder
- auffällige Muster aufweisen.

Außer dem individuellen Kalkül der Bieter sollte bei der Analyse auch auf die unterschiedlichen Bietertypen, welche an der Ausschreibung teilnehmen, geachtet werden. Dabei ist z. B. zwischen Ein-Projekt-Bieter und Mehrprojektbieter oder Einmalbieter und Wiederholer zu unterscheiden.

6.2 Häufungspunkte bei den Gebotswerten

Es ist davon auszugehen, dass sich Bieter mit ihren Geboten stark an öffentlichen Informationen orientieren, also an Informationen, die allen Bietern im Vorfeld einer Auktion zu Verfügung stehen, wie z. B. die Ergebnisse früherer Runden. Dies bezieht sich vor allem auf Informationen über das zu erwartende Wettbewerbsniveau. Ein Indiz dafür, dass Bieter öffentliche Informationen bei der Ableitung ihrer Gebote berücksichtigen, ist das Auftreten von Häufungspunkten bei bestimmten und markanten Gebotswerten.

- (a) So ist zu erwarten, dass sich die Gebote bei nicht genügend Wettbewerb am Höchstpreis orientieren, da die Gewinnwahrscheinlichkeit auch bei hohen Geboten sehr hoch ist und somit der Gewinn (unabhängig von den Kosten) maximiert wird.
- (b) Auch sind die Gebotswerte vergangener Runden gute Indikatoren für den Wettbewerb, was insbesondere für die Informationen über bezuschlagte Gebote gilt, die auf den Seiten der Bundesnetzagentur veröffentlicht werden (mengengewichteter Zuschlagspreis, höchster Zuschlagspreis).
- (c) Des Weiteren wird eine große Anzahl an Geboten vermutet, die sich weniger an den genauen Projektwerten orientieren, sondern auf die nächsthöhere 10er-Dezimalstelle gerundet sind bzw. knapp darunter liegen. Letzteres kann „als beste Antwort“ auf die gerundeten Gebote zu interpretieren, wodurch die Zuschlagswahrscheinlichkeit bei nur geringem Gewinnverlust erhöht wird.

Um diese Thesen zu überprüfen, bedarf es dem Vergleich der Differenz aus vermuteten Häufungspunkten mit den tatsächlich beobachteten Gebotswerten.

Ad (a): Aus den erhobenen Daten geht hervor, dass sich bei mangelndem Wettbewerb Bieter an den Höchstpreisen orientieren. Dies ist z. B. der Fall in den Biomasse-Ausschreibungen, was sich in Abbildung 15 zeigt, in der die Ergebnisse der Ausschreibungsrunde vom 01. September 2018 dargestellt sind. Aufgeschlüsselt nach der Anlagenart bieten fast alle Teilnehmer den zugelassenen Höchstwert ihrer Gruppe (Bestands- bzw. Neuanlage). Das trifft auch auf die letzten Ausschreibungsrunden für Windenergie an Land zu. Exemplarisch dafür sind in Abbildung 17 die Ergebnisse der Auktion vom Februar 2019 dargestellt. In früheren Ausschreibungsrunden für Windenergie an Land war dies nicht der Fall. Vielmehr liegt in diesen wettbewerbsstarken Runden ein Großteil der Gebote unterhalb der Zuschlagspreise der jeweiligen Vorrunde. Die Ergebnisse vom 01. August 2017 sind in Abbildung 17 dargestellt. Aus dieser Grafik lässt sich ableiten, dass für die meisten Gebote insbesondere der höchste Zuschlagswert der Vorrunde (graue Linie) als Orientierung in Form einer Obergrenze gedient hat.

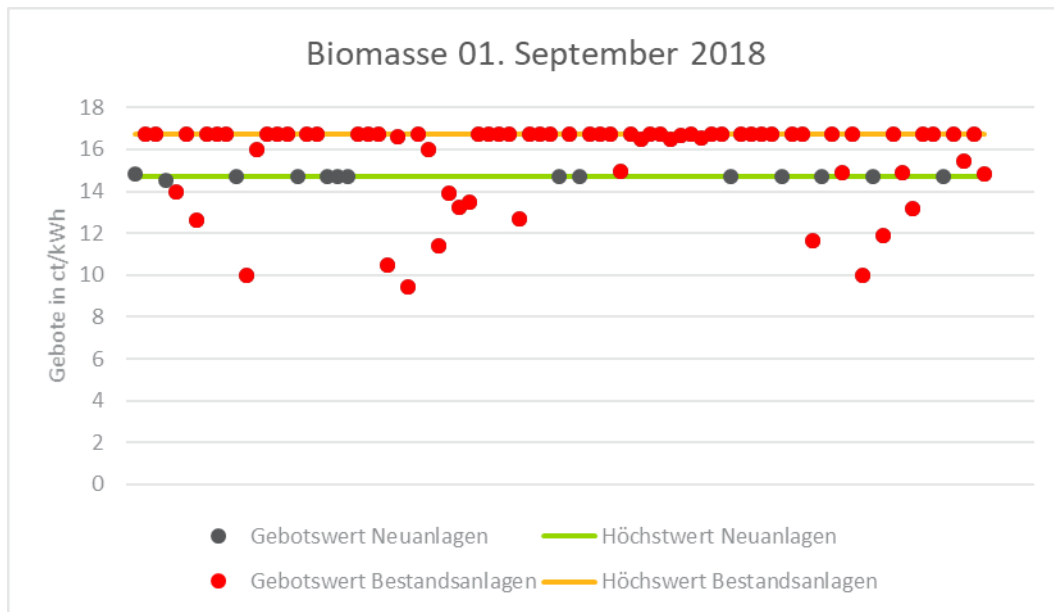


Abbildung 15: Gebotswerte Ausschreibung Biomasse 01. September 2018

Ähnliches ist in den Windauktionen seit August 2018 zu beobachten. Nachdem im Mai 2018 erstmals alle abgegebenen Gebote bezuschlagt wurden, finden sich seitdem in allen Auktionsrunden fast ausschließlich Gebote auf Niveau des Höchstpreises oder nur um wenig geringer. Dies ist in Abbildung 16 sehr deutlich zu erkennen, in der die Ergebnisse der Ausschreibung vom 01. Februar 2019 dargestellt sind. Selbst durch die Transparenz der Genehmigungen durch das Marktstammdatenregister (MaStR), das seit Ende Januar 2019 in Betrieb ist, ist davon auszugehen, dass sich die Bieter stärker an den Ergebnissen der Vorrunde als an dem theoretisch möglichen Wettbewerbsniveau orientieren. Dies ist insbesondere der Fall, wenn die Zuschlagspreise über mehrere Runden hinweg auf hohem Niveau liegen, da die Gefahr einer Teilnahme aller bereits genehmigten Anlagen als geringer eingeschätzt wird.

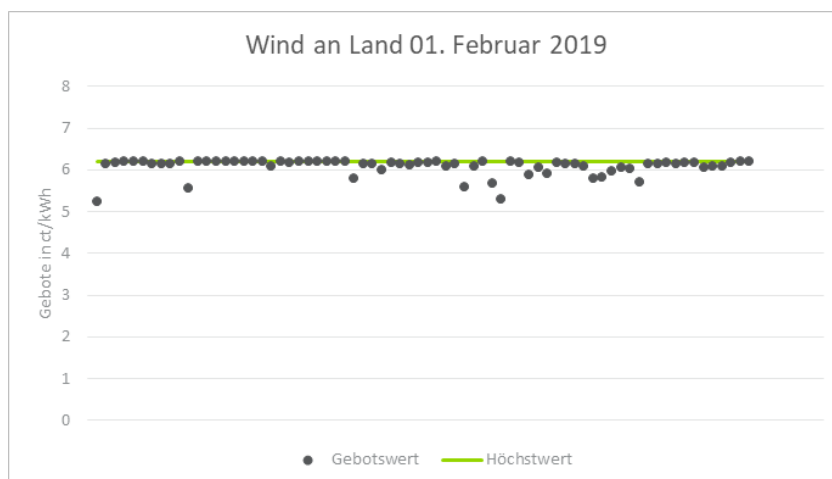


Abbildung 16: Gebotswerte Ausschreibung Windenergie an Land 01. Februar 2019

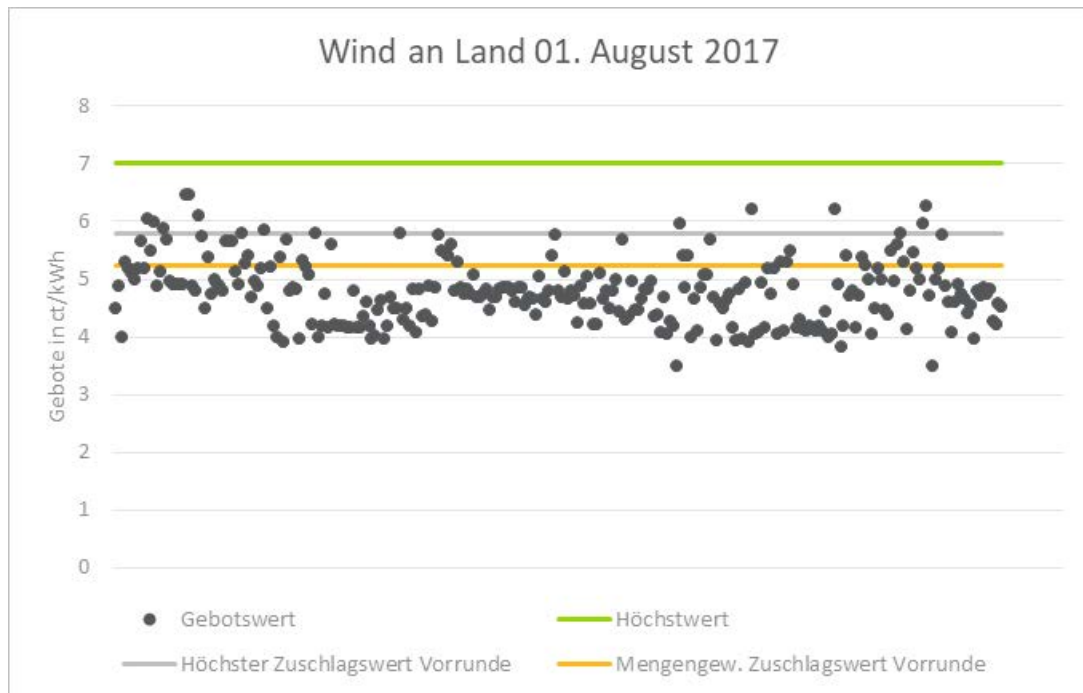


Abbildung 17: Gebotswerte Ausschreibung Windenergie an Land 01. August 2017

Ad (b): In den Solarauktionen ist zu beobachten, dass sich die Bieter häufig an den mengengewichteten durchschnittlichen oder den höchsten Zuschlagspreisen der Vorrunde(n) orientieren. Beide Werte werden veröffentlicht und stehen damit den Bietern als Information für die nächste Runde zur Verfügung. Diese beiden Formen der Orientierung ziehen sich sowohl durch die ersten Runden der Pilotauktionen als auch durch die späteren Ausschreibungen nach dem EEG 2017. Als Beispiel hierfür sind in Abbildung 18 die Ergebnisse vom 01. Oktober 2018 dargestellt. In dieser Auktion kann man sowohl eine Orientierung am höchsten Zuschlagswert als auch am mengengewichteten durchschnittlichen Zuschlagswert erkennen.

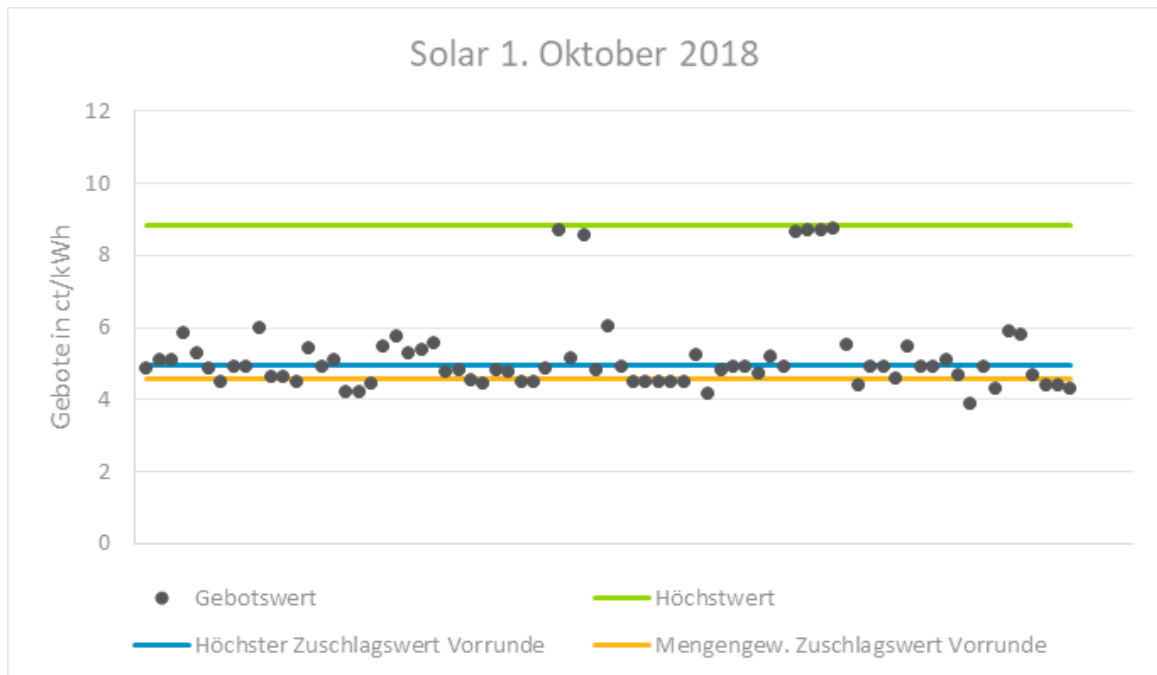


Abbildung 18: Gebotswerte Ausschreibung Solar 01. Oktober 2018

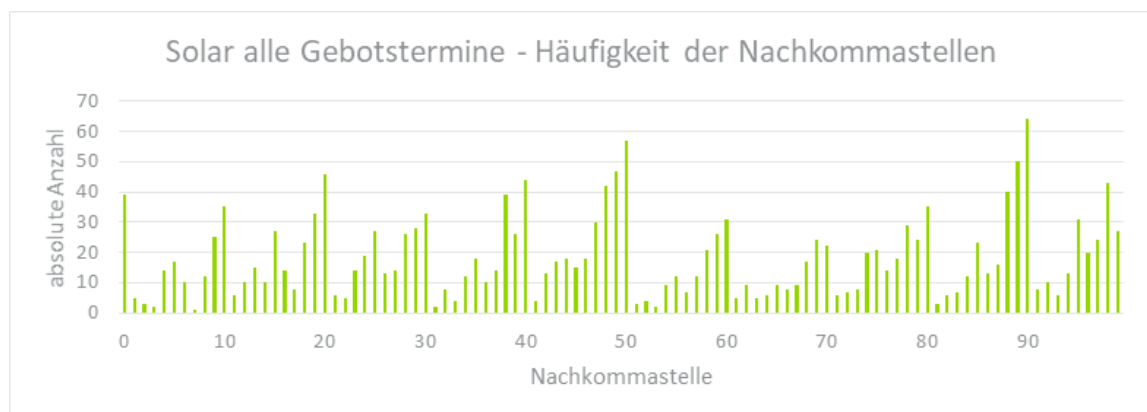


Abbildung 19: Häufigkeiten der Nachkommastellen bei Ausschreibungen für Solaranlagen

Ad (c): In allen Auktionen für Wind und Solar häufen sich Gebote mit den Ziffern „0“ oder „9“ an der zweiten Nachkommastelle. Dies ist in Abbildung 19 für alle Solarausschreibungen dargestellt. Die Tatsache, dass deutlich mehr hohe Ziffern (9 oder (1)0) als niedrige Ziffern (1 und 2) in der zweiten Dezimalstelle auftreten, widerspricht dem Benfordschem Gesetz.³¹ Dies legt die Schlussfolgerung nahe, dass die Bieter sich nicht exakt an ihren Projektwerten (Kosten) orientieren, sondern in ihren Geboten Rundungen berücksichtigen, indem sie entweder selbst runden, was der 0 entspricht, oder diese Form der Rundung antizipieren und mit der 9 knapp unterbieten. Letzteres deutet auf den Versuch hin, durch knappes Unterbieten eines markanten Gebotswertes die Zuschlagswahrscheinlichkeit des eigenen Gebots zu erhöhen. Für Biomasse ist die Datenmenge

³¹ Das Benfordsche Gesetz besagt, dass bei Zahlen in empirischen Datensätzen niedrigere Ziffern eine höhere Wahrscheinlichkeit als höhere Ziffern haben und somit die Wahrscheinlichkeit mit steigender Ziffer abnimmt. Die Projektwerte der Bieter können als eine solche Ansammlung von Daten aufgefasst werden kann.

nicht groß genug, um eine klare Aussage darüber treffen zu können, insbesondere auch wegen des fehlenden Wettbewerbs.

6.3 Gebotsverhalten von Wiederholern

Als Wiederholer wird das Projekt eines Bieters bezeichnet, der mit dem Projekt an einem bestimmten Standort wiederholt an der Ausschreibung teilnimmt. Er nimmt also in mindestens zwei Ausschreibungsrunden teil, die nicht notwendigerweise direkt aufeinander folgen müssen. Das Projektvolumen (Kapazität) kann zwischen den Ausschreibungsrunden variieren, wobei in Bezug auf die Ausschreibungsrunde der vorherigen Teilnahme unterschieden wird, ob das Projektvolumen gleich, kleiner oder größer ist. Aus der Definition folgt, dass bei einem Wechsel des Bieters, selbst bei unverändertem Projekt, keine Wiederholung vorliegt.

Ein Drittel der Projekte sind Wiederholer, technologieübergreifend. Dies gilt sowohl bei Solaranlagen (34 % der eingereichten Projekte) als auch bei Windenergieanlagen an Land (32% der eingereichten Projekte). Für Biomasseanlagen wurden keine Analysen durchgeführt, da die Ausschreibungen kontinuierlich unterzeichnet sind. Für Windenergie auf See lagen keine gebotsspezifischen Daten vor. Wenn Wiederholer bezuschlagt werden oder ihre Projekte aufgeben, haben sie durchschnittlich 2,6 Mal (Windenergie an Land) bzw. 2,8 Mal (Solarenergie) an Ausschreibungsrunden teilgenommen. Wiederholer in den Solarausschreibungen nehmen in der Regel kontinuierlich an den Ausschreibungen teil, Wiederholer bei Windenergie an Land unterbrechen häufig ihre Gebotsabgabe. Mitunter liegen mehrere Jahre zwischen unterschiedlichen Gebotsabgaben.

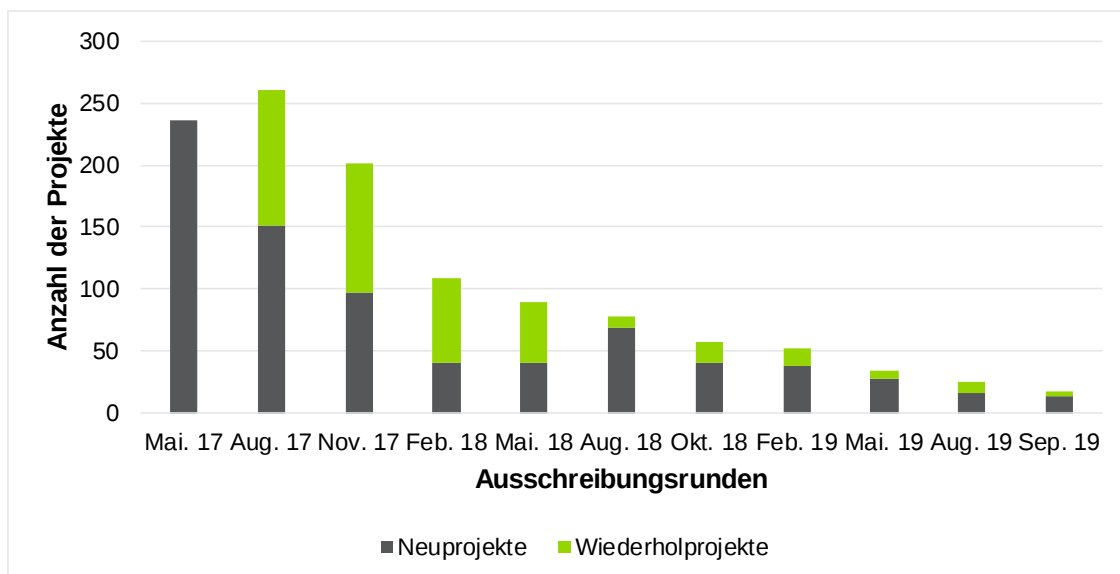


Abbildung 20: Anzahl von Neuprojekten und Wiederholprojekten für Windenergie an Land

Über 70 % der Wiederholer, die unter Wettbewerbsdruck stehen, reduzieren ihren Gebotspreis. Sowohl Wiederholer in den Solarausschreibungen als auch Bürgerenergiebieter bei Windenergie an Land im Jahr 2017 stehen bzw. standen unter Wettbewerbsdruck. 71 % der Solar-Wiederholer und 75 % der BEG-Wiederholer haben ihre Gebotswerte über die Runden reduziert. Die maximale durchschnittliche Preisreduktion hat bei Solar von der ersten auf die zweite Runde im Rahmen der PV-Freiflächenverordnung stattgefunden und betrug 1,6 ct/kWh. Lediglich für die Teilnahme an den Gebotsrunden im Februar und April 2019 haben Solar-Wiederholer ihre Gebotswerte im Vergleich zur vorherigen Teilnahme erhöht und zwar um 0,4 ct/kWh. Die BEG-Bieter reduzierten ihre Gebotspreise durchschnittlich um 0,9 ct/kWh von der ersten auf die zweite und um 0,7 ct/kWh auf die dritte Runde.

Wiederholer bei Windenergie an Land, die nicht unter die Sonderregelung fallen, reduzieren ihre Gebotspreise seltener. Allerdings reduzieren auch hier noch immerhin 38 % der Bieter ihre Gebotswerte. Die Gebotspreisreduktionen finden hier fast ausschließlich von der ersten auf die zweite (1,3 ct/kWh) sowie von der letzten Teilnahme auf die vierte Runde (0,4 ct/kWh) statt. Die starke Reduzierung von der ersten auf die zweite Runde ist vermutlich einer Korrektur des erwarteten Wettbewerbs geschuldet und lässt sich analog auch bei den Solar-Ausschreibungen finden. Die Reduzierung auf die vierte Runde wurde vermutlich von Wiederholern geboten, die in der Abschaffung der Sonderregelung eine Chance sahen, bezuschlagt zu werden und bereits über längere Zeit auf einen Zuschlag warteten.

Bieter mit BImSchG-Genehmigungen lassen Projektvolumen zu über Dreivierteln unverändert, wenn sie es doch verändern, dann erhöhen sie ihr Gebotsvolumen. 74 % der Bieter mit BImSchG-Genehmigung lassen ihr Gebotsvolumen unverändert. 17 % erhöhen dies. Gründe für die Erhöhung des Volumens sind entweder Anlagenupdates, die je nach Bundesland mit einer Neugenehmigung einhergehen können, oder Softwareupdates, die die Effizienz bei gleichem Anlagentyp erhöhen. Eine wesentlich höhere Beständigkeit der Wiederholer mit BImSchG-Genehmigung zeigt sich auch dadurch, dass in dieser Gruppe 23 % den Gebotswert nicht reduzieren, eine Gruppe, die bei den BEG-Bietern und den Solarausschreibungen quasi nicht in Erscheinung tritt. Neben dem geringeren Wettbewerbsdruck lässt sich dieses Gebotsverhalten damit erklären, dass diese Wiederholer wesentlich bessere Informationen über die Kosten ihres Projektes haben und insofern ihre Gebotswerte weniger stark auf den Wettbewerb beziehen. BE-Wiederholer lassen das Volumen nur zu 35 % unverändert, 31 % erhöhen das Volumen, in der Regel auf die maximale Grenze von 18 Megawatt pro Gebot.

6.4 Gebotsverhalten von Multi-Projekt-Bietern

Auch für die Analyse des Gebotsverhaltens von Multi-Projekt-Bietern sind diese zunächst geeignet zu definieren. Als *Multi-Projekt-Bieter* wird ein Bieter bezeichnet, der in einer Ausschreibungsrunde mit mindestens zwei Projekten bietet. Entsprechend der Definition ist ein Bieter, der in mehreren Ausschreibungsrunden für unterschiedliche Projekte, jedoch in jeder Runde für maximal ein Projekt ein Gebot abgibt, kein Multi-Projekt-Bieter.

Hypothese: Multi-Projekt-Bieter spreizen ihre Gebotswerte für ihre Projekte stärker als die Gebotswerte hypothetischer Ein-Projekt-Bieter mit vergleichbaren Projekten streuen.

Aus dieser Hypothese, die sich aus der Theorie zu Mehrgüterauktionen ableitet³², folgt zum Beispiel, dass ein Multiprojektbieter für zwei wertgleiche Projekte A und B unterschiedliche Gebote abgibt. Zwei hypothetische Ein-Projekt-Bieter hingegen, von denen der eine mit Projekt A und der anderen mit Projekt B an der Ausschreibung teilnimmt, werden jeweils das gleiche Gebot abgeben. Dieses Gebotsverhalten von Multi-Projekt-Bietern, das sich aus deren Kalkül der Maximierung des erwarteten Nutzens (Gewinns) ableitet, wird als *strategische Angebotsreduktion* bezeichnet. Strategische Angebotsreduktion beinhaltet auch den Fall der Zurückhaltung von Projekten. Dies bedeutet, dass ein Multi-Projekt-Bieter für eines seiner Projekte ein Gebot erst in einer späteren Ausschreibungsrunde oder überhaupt kein Gebot abgibt.

Die Überprüfung dieser Hypothese und die Ableitung eindeutiger Aussagen sind allerdings nur bedingt möglich. So können relevante Sachverhalte häufig nicht oder nur indirekt beobachtet werden (z. B. die Zurückhaltung von Geboten). Des Weiteren gibt es bei der Interpretation von Beobachtungen in Bezug auf die Hypothese häufig einen großen Spielraum, wobei die Wahrscheinlichkeit von Fehlinterpretationen (Fehler erster und zweiter Art) sehr groß ist.

Indikatoren für die Spreizungshypothese lassen sich über den Vergleich der Gebotswerte mit Gebotswerten gleichartiger Projekte desselben Bieters oder anderer (Ein-Projekt-) Bieter bestimmen.

³² Ausubel, L. M., Cramton, P., Pycia, M., Rostek, M., Weretka, M., 2014. Demand reduction and inefficiency in multi-unit auctions. *Review of Economic Studies* 81, 1366-1400; Krishna, V., 2010. *Auction Theory*. 2 ed., Academic Press.

Indikatoren für die Zurückhaltung von Projekten können über den Vergleich der gebotenen Projekte mit den genehmigten Projekten abgeleitet werden. Ein Indiz für die Gültigkeit der Zurückhaltungshypothese sind Unterschiede im Zeitraum von Genehmigungserteilung und Gebotsabgabe zwischen Mehr- und Ein-Projekt-Bieter, insbesondere bei Wind-an-Land-Projekten. Der Zeitraum sollte demnach bei Mehrprojektbieter länger als bei Ein-Projekt-Bieter sein. Hierbei ist allerdings zu beachten ist, dass es auch andere Gründe als strategische für die Zurückhaltung von Projekten gibt, wie z. B. Klagen gegen Genehmigungen oder die Absicht, den Anlagentyp zu wechseln und ein Projekt deswegen vor Gebotsabgabe umgenehmigen zu lassen.

6.5 Sonstige Auffälligkeiten Unterbieten in Einheitspreisauktionen

In die Kategorie des Unterbietens in Einheitspreisauktionen (Uniform Price Auctions) fallen Gebote, die offensichtlich unterhalb des kostendeckenden Fördersatzes liegen. Solche Gebote sind ein Indiz für einen typischen und häufig gemachten Fehler in Einheitspreisauktionen³³. Diesem Fehler liegt die Idee des Bieters zugrunde, mit einem sehr niedrigen Gebot die Zuschlagswahrscheinlichkeit und damit den erwarteten Gewinn zu erhöhen, da der Zuschlagpreis nicht durch das eigene Gebot, sondern über ein höheres Gebot eines anderen Bieters bestimmt wird. Der Denkfehler liegt darin, dass im Vergleich zu einem kostendeckenden Gebot das niedrigere Gebot zwar die Zuschlagswahrscheinlichkeit erhöht, allerdings nur unter Inkaufnahme eines unrentablen Zuschlags. Diese Form des Unterbietens wurde in der zweiten und dritten Runde der Solarpilotausschreibungen 2015 beobachtet, die unter der Einheitspreisregel durchgeführt wurden. Sechs der 235 gültigen Gebote, die in diesen beiden Ausschreibungsrunden abgegeben wurden, können dieser Kategorie zugeordnet werden. Hingegen konnten in den bisherigen Wind-an-Land-Ausschreibungen in den Geboten der Bürgerenergiegesellschaften, für die exklusiv die Einheitspreisregel angewendet wurde, keine Indizien für diese Form des Unterbietens gefunden werden.

6.6 Befragungsergebnisse zur Einbeziehung zusätzlicher Informationen bei der Gebotsstrategie

Im Zuge der durchgeführten Bieterbefragung wurden Einflussfaktoren auf das Gebot abgefragt (siehe Abbildung 19). Die Ergebnisse ähneln sich bei Solar und Windenergie an Land.

Neben den eigenen Projektkosten, die für 90 % der Solar-Teilnehmer und 82 % der Wind-Teilnehmer einen starken oder sehr starken Einfluss auf die Gebotshöhe haben, hat der erwartete Wettbewerb für 80 % der Solar- und Wind-Teilnehmer eine hohe Bedeutung. Auch der Zuschlagswert der Vorrunde beeinflusst das Gebotsverhalten, wie 61 % der Solar-Teilnehmer und 63 % der Wind-Teilnehmer angeben. Erwartete Erlöse am Strommarkt machen hingegen nur für einen kleinen Teil der Teilnehmer einen entscheidenden Einflussfaktor aus, für 23 % der Solar-Teilnehmer und 16 % der Wind-Teilnehmer.

³³ Kreiss, J., Ehrhart, K.M., Haufe, M.C., Soysal, E.R., 2019. Different cost perspectives for renewable energy support: Assessment of technology-neutral and discriminatory auctions, erscheint in Economics of Energy and Environmental Policy. Kagel, J. H., Harstad, R. M., Levin, D., 1987. Information impact and allocation rules in auctions with affiliated private values: A Laboratory Study. Econometrica 55 (6), 1275-1304; Kagel, J. H., Levin, D., 1993. Independent private value auctions: bidder behavior in first-, second- and third price auctions with varying number of bidders. Economic Journal 103, 868-679.; Harstad, R. M., 2000. Dominant strategy adoption and bidders experience with pricing rules. Experimental Economics 3 (3), 261-280

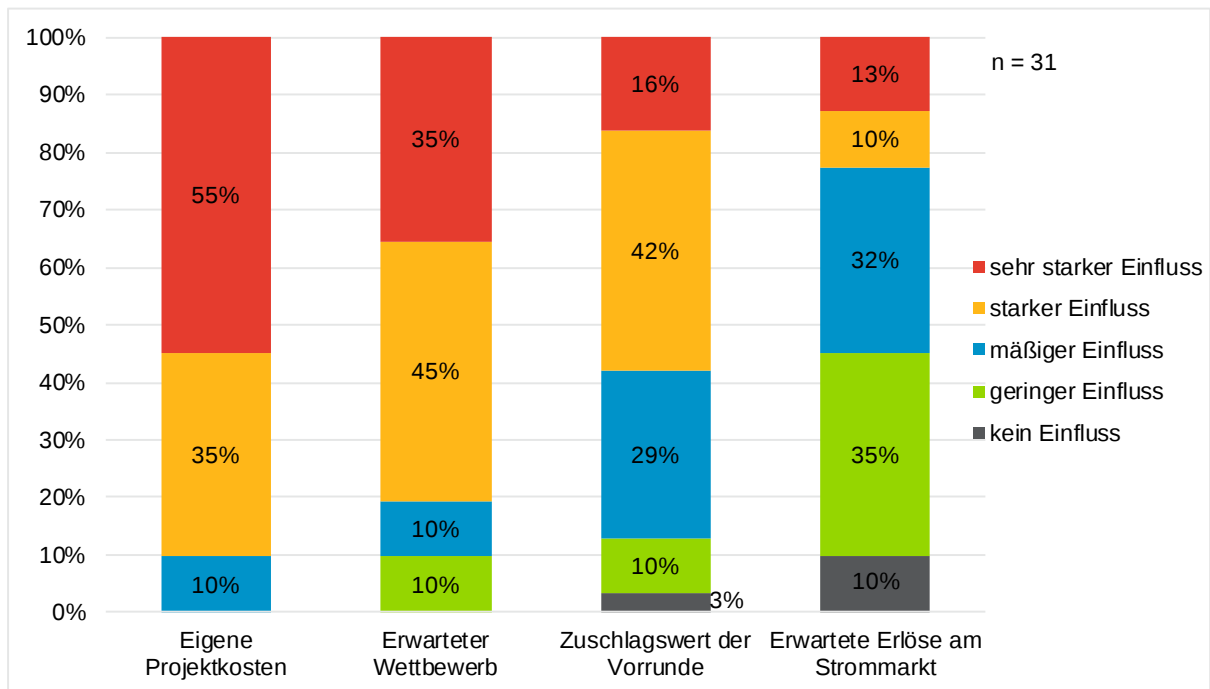


Abbildung 21: Einschätzung der Befragungsteilnehmer zu Einflussfaktoren auf Gebote in den PV-Ausschreibungen

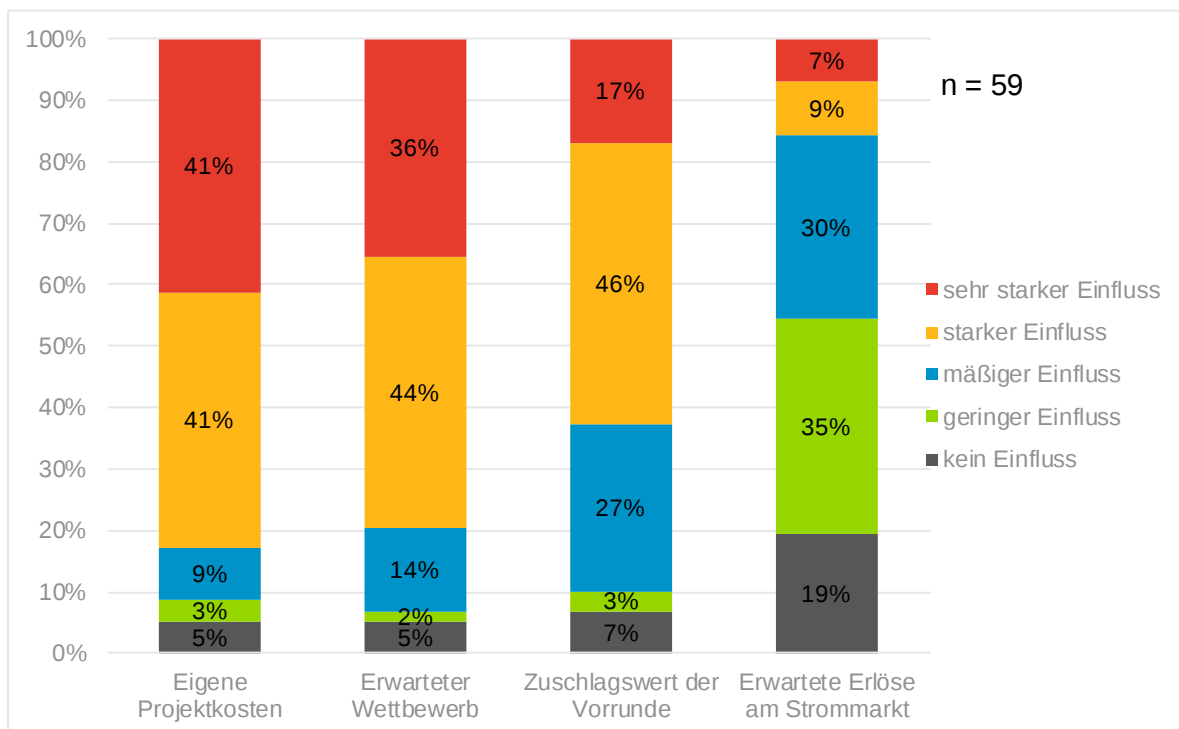


Abbildung 22: Einschätzung der Befragungsteilnehmer zu Einflussfaktoren auf Gebote in den Wind-Ausschreibungen

6.7 Wechselwirkungen zwischen Ausschreibungsformaten und anderen Erlösoptionen

Wechselwirkungen entstehen, wenn Akteure mehrere Optionen haben, mit einem geplanten Projekt Erlöse zu erzielen. Diese ergeben sich, wenn Akteure die Möglichkeit haben, in mehreren Runden eines bestimmten Ausschreibungsformates oder in unterschiedlichen Ausschreibungen zu bieten. Zudem bestehen Wechselwirkungen mit anderen Erlösmöglichkeiten, zum Beispiel Stromabnahmeverträgen außerhalb des EEGs oder mit Beschaffungsauktionen privater Akteure.

Es ist davon auszugehen, dass Bieter ihre Gebotsstrategie unter Berücksichtigung aller ihnen zur Verfügung stehenden Optionen optimieren. Dadurch verändern sich im Vergleich zu einer isolierten Auktion die Anreize und Effekte bestimmter Designelemente, wie z. B. der Preisregel. Es ist zu erwarten, dass sich das Gebotsverhalten bei Vorliegen mehrerer Optionen von dem bei nur einer Möglichkeit einer isolierten Auktionsrunde unterscheidet.

Die Wahrscheinlichkeit eines effizienten Ergebnisses in den Ausschreibungen sinkt, wenn Bieter die Möglichkeit haben, sich für eine bestimmte Ausschreibung zu entscheiden, gleichzeitig aber auch nur an einer der zur Auswahl stehenden Ausschreibungen teilnehmen können. Dies trifft allerdings aktuell auf die deutschen Ausschreibungen nicht zu, da aufgrund der Regelmäßigkeit, Sequenzialität und der Abstimmung der Ausschreibungstermine die Teilnahme eines Bieters bzw. eines Projekts nicht auf eine Ausschreibungsrunde beschränkt ist. Somit muss ein Bieter grundsätzlich keine Auswahlentscheidung bezüglich den für ihn relevanten Ausschreibungsrunden treffen.

Im aktuellen deutschen Ausschreibungssystem erscheinen Wechselwirkungen insbesondere relevant im Hinblick auf die folgenden Punkte:

- **Die Veränderungen der Ausschreibungsbedingungen für Windenergie an Land, insbesondere das Streichen der starken Form der Sonderregelung für Bürgerenergieanlagen:** Inzwischen haben einige bezuschlagte Projekte aus den Ausschreibungen 2017 einen weiteren Zuschlag zu einem höheren Zuschlagswert in einer späteren Ausschreibungsrunde erhalten. Die Analyse dazu findet sich in Abschnitt 7.
- **Die Möglichkeit am Strommarkt Erlöse zu erzielen, dafür aber einen Netzzugang zu benötigen:** Bieter mit Windenergieanlagen auf See verzichteten auf eine Förderung, indem sie Null-Gebote abgaben, um die Wahrscheinlichkeit zu erhöhen, überhaupt Zugang zum Netz zu bekommen (siehe Abschnitt 10).
- **Die Möglichkeiten zur Teilnahme in der grenzüberschreitenden, der technologiespezifischen und der technologieübergreifenden Ausschreibung für PV-Anlagen:** Einige Bieter haben die Möglichkeit genutzt und sowohl in der technologiespezifischen als auch in der gemeinsamen Ausschreibung Gebote für ihre PV-Anlagen abgegeben. Eine genauere Analyse dieser Gebote erfolgt in Abschnitt 12.
- **Die unterschiedlichen Preisniveaus der Ausschreibungsformate:** PV-Bieter orientierten sich in der grenzüberschreitenden Ausschreibung am Preisniveau der nationalen Ausschreibung und gaben im Vergleich zu den dänischen Bietern ohne diese Alternativoptionen höhere Gebote ab (siehe Abschnitt 11). Die Bieter mit Windenergieanlagen an Land orientieren sich in der technologieübergreifenden Ausschreibung an der technologiespezifischen und gaben damit gegenüber PV-Projekten höhere Gebote ab bzw. verzichteten auf eine Gebotsteilnahme (siehe Abschnitt 12).

7. WINDENERGIE AN LAND

Dieses Kapitel adressiert Fragen des Fragenkatalogs, die Windenergie an Land betreffen und die sich am besten in einer technologiespezifischen Betrachtung untersuchen lassen. Zur besseren Orientierung sind in den technologiespezifischen Teilen die Überschriften in Frageform gehalten.

7.1 Einleitung

7.1.1 Das Ausschreibungsdesign für Windenergie an Land

Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land über 750 Kilowatt werden seit Mai 2017 durchgeführt. Neben dem eigentlichen Design wurde im EEG 2017 eine Sonderregel für Bürgerenergiegesellschaften eingeführt, die im Jahr 2017 so stark genutzt worden ist, dass von zwei verschiedenen Ausschreibungsdesigns zu sprechen ist. Seit 2018 ist die Sonderregelung in weiten Teilen außer Kraft gesetzt worden und im Mai 2020 sind diese Teile abgeschafft worden. Im Folgenden stellen wir zuerst das eigentliche Design, anschließend die Sonderregelung vor.

Die Ausschreibungen finden zu einem späten Zeitpunkt im Projektplanungszyklus statt. Teilnahmeberechtigt sind Anlagen, die eine Genehmigungen nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG-Genehmigung) vorweisen können. Diese muss drei Wochen vor dem Gebotstermin erteilt worden und im Marktstammdatenregister der BNetzA registriert worden sein. Anlagen, die bis zum 31.12.2016 eine Genehmigung erhalten haben, konnten bis Ende 2018 am Übergangssystem teilnehmen und wurden mit einer administrativ festgelegten Marktprämie vergütet.

Bieter müssen für ihre Gebote eine Sicherheit in Höhe von 30 EUR pro kW Gebotsmenge hinterlegen. Die Sicherheit kann durch eine Bürgschaft oder eine Zahlung auf ein Verwahrkonto der BNetzA geleistet werden. Durch die Sicherheit werden die jeweiligen Forderungen der Übertragungsnetzbetreiber auf Pönalen gesichert.

Der Zuschlagswert entspricht dem Gebotswert (Pay-As-Bid). Die Gebote sind auf den Referenzstandort normiert. Zur Bestimmung des anzulegenden Werts wird der Gebotswert mit einem standortspezifischen Korrekturfaktor multipliziert. Die Zuschläge werden in dem Gebiet, von dem aus die Übertragungsnetze beim Abtransport besonders stark beansprucht werden (Netzausbaugebiet), durch eine Obergrenze limitiert.

Es gilt ein Höchstpreis. Er ergibt sich aus dem um acht Prozent erhöhten Durchschnitt aus den Gebotswerten des jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebots der letzten drei Gebotstermine oder wird von der BNetzA jeweils für die Dauer von einem Jahr festgelegt. Anfänglich betrug er 7 ct/kWh, wurde für das Jahr 2018 von der BNetzA auf 6,3 ct/kWh und für die Jahre 2019 und 2020 auf 6,2 ct/kWh abgesenkt (siehe auch Tabelle 53).

Der Zuschlag erlischt 30 Monate nach seiner öffentlichen Bekanntgabe, soweit die Anlagen nicht bis zu diesem Zeitpunkt in Betrieb genommen worden sind. Strafzahlungen werden bereits 24 Monate nach der Bekanntgabe des Zuschlags gestaffelt fällig. Für die Ausschreibungsrunden im Februar, Mai, August 2019 hat der Gesetzgeber die Realisierungsfrist auf 24 Monate verkürzt, um einen zügigeren Ausbau anzureizen.

Das EEG sieht besondere Ausschreibungsbestimmungen für Bürgerenergiegesellschaften (BEG) vor (§ 36g EEG 2017). Im Jahr 2017 galt eine starke Form der Sonderregelung. Sie bestand im Wesentlichen darin, dass BEG:

- keine BImSchG-Genehmigung vorweisen müssen und damit zu früheren Stadien der Projektplanung an den Ausschreibungen teilnehmen können,

- eine reduzierte Pönale bei Nicht-Realisierung zahlen müssen (15 anstatt 30 Euro pro Kilowatt zu installierender Leistung), wenn sie keine BImSchG-Genehmigung eingereicht haben,
- eine längere Realisierungsfrist von zusätzlich 24 Monaten in Anspruch nehmen dürfen (insgesamt 54 Monate),
- mit dem Gebotswert des höchsten bezuschlagten Gebotes anstatt mit ihrem Gebotswert vergütet werden (Einheitspreisverfahren).

Seit Anfang 2018 ist die Sonderregelung für BEG teilweise ausgesetzt. BEG werden lediglich mit dem Einheitspreis vergütet (schwache Form der Sonderregelung), in dieser Form besteht § 36g EEG 2017 seit 2020 fort.

7.1.2 Anzahl erfolgter Ausschreibungsrunden

Bis Ende September 2019 haben 10 technologiespezifische Ausschreibungsrunden für Windenergie an Land (EEG Wind) sowie eine Sonderausschreibung stattgefunden (siehe auch Abbildung 1). Unterjährig fanden drei (2017) oder vier (2018) Ausschreibungsrunden statt. Ab dem Jahr 2020 sollen jährlich drei reguläre Ausschreibungsrunden zu den Gebotsterminen 1. Februar, 1. Juni und 1. Oktober erfolgen. Hinzu kommen zwei Sonderausschreibungen 2019 am 1. September und am 1. Dezember sowie jeweils vier Sonderausschreibungen 2020 und 2021, die am 1. März, 1. Juli, 1. September und am 1. Dezember stattfinden.

Im September 2019 fand erstmals eine sogenannte Sonderausschreibung für Windenergie an Land statt, deren Ausschreibungsformat zu den regulären technologiespezifischen Ausschreibungen identisch ist und deswegen im Folgenden als normale technologiespezifische Ausschreibungsrunde behandelt wird.

Windenergieanlagen an Land können auch an gemeinsamen Ausschreibungen (gemAV) teilnehmen. Dort konkurrieren sie mit Solaranlagen. Bis September 2019 haben drei gemeinsame Ausschreibungsrunden stattgefunden. Windenergie an Land konnte sich dort noch nicht durchsetzen. Im Folgenden berücksichtigen wir deswegen nur die technologiespezifischen Ausschreibungsrunden. Für eine Evaluierung der gemeinsamen Ausschreibungen verweisen wir auf Abschnitt 12.

7.2 Evaluierungsfragen des Fragenkatalogs

7.2.1 Bestands- und Technologieentwicklung

7.2.1.1 Wie hat sich der gesamte Anlagenbestand der Technologie entwickelt?

Die installierte Leistung ist in den letzten Jahren kontinuierlich angestiegen. Der Zubau ist jedoch seit 2018 gegenüber den Vorjahren stark zurückgegangen (siehe Abbildung 23). Im Jahr 2019 ist der Zubau fast vollständig zum Erliegen gekommen. Seit Anfang der 2010er Jahren werden außerdem zunehmend Anlagen zurückgebaut und repowert.

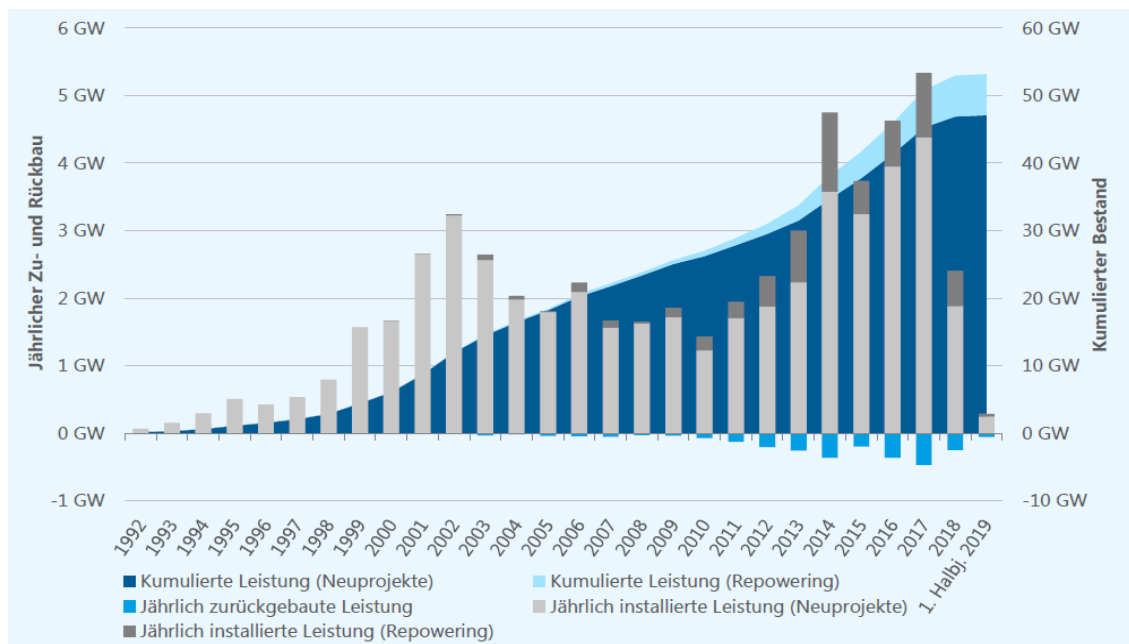


Abbildung 23: Entwicklung der installierten Leistung für Windenergie an Land in Deutschland seit 1992³⁴

7.2.1.2 Hat die Einführung von Ausschreibungen für bestimmte Anlagengrößen die Dimensionierung von Neuanlagen beeinflusst?

Ein kausaler Zusammenhang ist unwahrscheinlich, kann aber auch nicht ausgeschlossen werden.

Die wesentlichen Merkmale von Windenergieanlagen sind die Nabenhöhe, der Rotordurchmesser und die Generatorleistung. Abbildung 24 zeigt die Entwicklung der drei Merkmale seit 2013. Die Nennleistung der zugebauten Anlagen steigt kontinuierlich an. 2019 besaßen erstmals die Mehrheit der zugebauten Anlagen eine Nennleistung von über 4 MW. Der Erfahrungsbericht Windenergie an Land geht davon aus, dass die Einführung von Ausschreibungen den Druck hin zu „leistungsstärkeren Anlagen mit höheren Kapazitätsfaktoren“ verstärkt hat, so sind z. B. auch leistungsstärkere Anlagen (>4MW) zunehmend als Schwachwindanlagen verfügbar³⁵. Der Trend hin zu größeren und leistungsfähigeren Anlagen bestand allerdings bereits vor der Einführung der Ausschreibungen. Dieser kann somit nicht allein dem Ausschreibungsverfahren zugeschrieben werden. Auch besteht der Trend trotz fehlendem Wettbewerb und andauernder Unterzeichnung der Ausschreibungen fort.

³⁴ Deutsche Windguard, „Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland - Erstes Halbjahr 2019“ (Varel: Deutsche WindGuard, 2019), 3.

³⁵ Anna-Kathrin Wallasch u. a., „Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz Teilvorhaben II e): Wind an Land“ (Varel/Stuttgart: Deutsche WindGuard; ZSW, März 2019), 15.

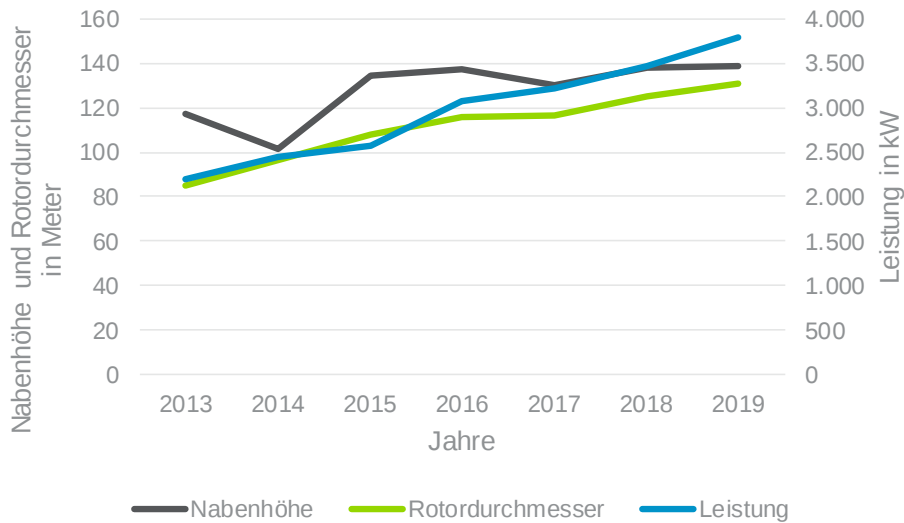


Abbildung 24: Entwicklung der Anlagendimension für Windenergie an Land (Quelle: Fachagentur Windenergie an Land)

Tabelle 8: Entwicklung der Anlagendimension (Quelle: Fachagentur Windenergie an Land bereitgestellte Daten)

Jahr	Nabenhöhe [m]	Rotordurchmesser [m]	Leistung
2013	117	85	2.200
2014	101	97	2.438
2015	135	108	2.565
2016	137	116	3.065
2017	130	117	3.209
2018	138	125	3.467
2019	139	131	3.793

7.2.1.3 Welche Effekte hatten die unterschiedlichen Fördersätze und Förderansätze auf den Zubau in den verschiedenen Anlagengrößenklassen?

Es bestehen keine nennenswerten Ausweicheffekte auf kleinere Anlagengrößenklassen, z. B. Kleinwindanlagen. Fast alle Windenergieanlagen oberhalb von 750 kW werden ausschließlich über die Ausschreibungen gefördert. Zwischen 2014 und 2017 sind lediglich 15 Windenergieanlagen mit einer Leistung zwischen 750 und 1.000 kW in Betrieb genommen worden, davon 14 mit einer Leistung von 800 kW und eine mit einer Leistung von 750 kW³⁶.

Die Kopplung der Förderung von Pilotwindanlagen und kleinen Anlagen an das Ausschreibungssystem kann Innovationen sowie den geringen Zubau im Segment der Kleinwindanlagen weiter dämpfen. Ab 2019 wird die Förderung für Anlagen, die nicht am Ausschreibungsverfahren teilnehmen müssen, aus dem Mittelwert der vorangegangener Zuschlagswerte berechnet. Dafür wird der Durchschnitt aus den im Vorvorjahr jeweils höchsten bezuschlagten Geboten gebildet (§ 46b Abs. 1 EEG). Für Anlagen, die im Jahr 2019 in Betrieb genommen werden, gilt somit ein anzulegender Wert von lediglich 4,63 ct/kWh. Im Jahr 2020 wird er

³⁶ <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>).

6,04 ct/kWh betragen ³⁷. Kleinwindanlagen sind im Zubau zahlenmäßig gering und finanzieren sich hauptsächlich über vermiedene Netzentgelte, Umlagen und Steuern im Eigenverbrauch und von daher ohne Förderanspruch nach dem EEG. Pilotwindanlagen können dagegen von der Kopplung erheblichen Schaden nehmen.

7.2.1.4 Welche Auswirkungen hat die Einführung der Ausschreibung auf die Initiierung und Entwicklung von neuen Projekten?

Die starke Überzeichnung der Ausschreibungsrunden des Jahres 2017, trotz der Vorzieheffekte in das Übergangssystem, lassen auf eine grundsätzliche Bereitschaft, Neuprojekte zu initiieren, schließen. Die geringe Ausweisung von Flächen zur Nutzung für die Windenergie an Land und die starren und langwierigen Genehmigungsverfahren reduzieren jedoch die Möglichkeit von Bietern Projekte zeitnah in die Ausschreibungen einzubringen. Seit 2017 liegt die pro Jahr genehmigte Leistung lediglich einem Gigawatt (siehe Abbildung 25).

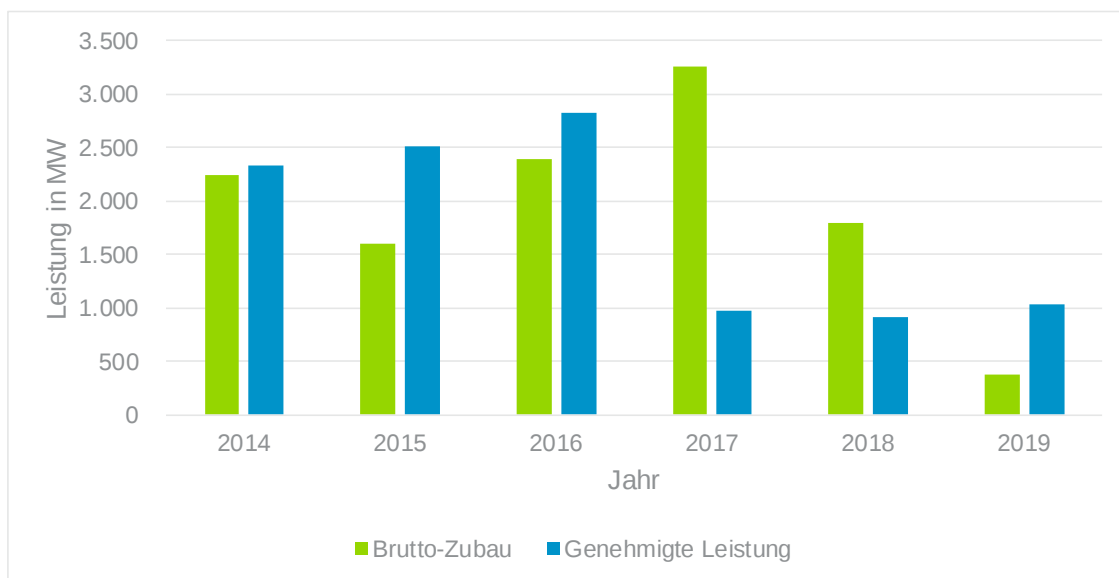


Abbildung 25: Brutto-Zubau und genehmigte Leistung von Windenergie an Land. Anlagen von Januar bis August Quelle: ³⁸

7.2.2 Förderkostenreduktion und Förderhöhe

7.2.2.1 Wie viel Kapazität wurde über die Ausschreibungen zugeschlagen im Vergleich zum bisherigen Förderprogramm?

Für den Vergleich müssen drei Phasen voneinander unterschieden werden: das alte EEG 2014, das Übergangssystem und das Ausschreibungssystem. Ein direkter Vergleich mit Bezug auf die „bezuschlagte Kapazität“ ist nicht zulässig.

Anlagen, die vor dem 01.01.2017 in Betrieb genommen worden sind, wurden über das alte EEG 2014 gefördert. Eine geplante Errichtung musste zwar im Register gemeldet werden, diese Meldung wurde jedoch selten überprüft und die Anlagen mussten keinen Zuschlag in einer Ausschreibung erhalten.

³⁷ BNetzA, „EEG-Re-gis-ter-da-ten und -För-der-sät-ze“, bundesnetzagentur.de, 25. November 2019, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html.

³⁸ Jürgen Quentin, „Zubau- und Genehmigungssituation im bisherigen Jahr 2019“ (17. September 2019).

Die Inbetriebnahme war zu melden und die Förderhöhe wurde auf Basis des im jeweiligen Quartal anzulegenden Wert bestimmt. Unter dem alten EEG 2014 betrug die jährlich neu installierte Kapazität seit 2011 kontinuierlich über 2 GW, in den letzten drei Jahren vor Einführung der Ausschreibungen durchschnittlich sogar um die 4 GW pro Jahr (siehe Abbildung 23). Die Anzahl der zugebauten Anlagen reflektiert diese Entwicklung. So wurden 2015 1.396 Anlagen zugebaut, 2016 1.560 Anlagen, 2017 1.852 Anlagen, 2018 762 Anlagen und 2019 277 Anlagen³⁹.

Zwischen dem 01.01.2017 und dem 31.12.2018 in Betrieb genommene Anlagen konnten über das Übergangssystem gefördert werden. Sie mussten dafür bis zum 31.12.2016 eine Genehmigung erhalten. Im Jahr 2016 wurde zweieinhalbmal so viel Volumen wie im Vorjahr genehmigt (9,5 GW) und lediglich 52 Projekte (475 MW) haben ihren Verzicht und damit die freiwillige Teilnahme an der Ausschreibung erklärt⁴⁰. Das im Übergangssystem registrierte Volumen durfte an den Ausschreibungen bis Ende 2018 nicht teilnehmen und stand damit vorübergehend nicht zur Verfügung. 28 Anlagen mit ca. 86 MW Leistung konnten identifiziert werden, die bereits 2015 oder 2016 genehmigt wurden und dann 2019 einen Zuschlag erhalten haben.⁴¹

An den Ausschreibungen können Anlagen teilnehmen, die seit dem 01.01.2017 genehmigt worden sind oder ihren Verzicht auf die Teilnahme am Übergangssystem erklärt haben. Im Jahr 2017 konnten auch Anlagen, die noch keine Genehmigung erhalten hatten, teilnehmen. Für einen Vergleich mit der unter den Vorgängersystemen bezuschlagten Kapazität ist die Realisierungswahrscheinlichkeit bzw. -rate der Projekte entscheidend. In den Ausschreibungen wurden im Jahr 2017 2,8 GW bezuschlagt, das heißt weniger Volumen als in den Vorgängerjahren und im Jahr 2017 zugebaut worden ist. Die Realisierungswahrscheinlichkeit dieser Projekte ist aufgrund der BEG-Sonderregelung allerdings gering (siehe Abschnitt 7.2.4). Mit einer Realisierung ist – wenn überhaupt – am Ende der Realisierungsfrist zu rechnen. Seit der zweiten Ausschreibungsrunde des Jahres 2018 sind die Ausschreibungsrunden im Analysezeitraum unterzeichnet (siehe Abschnitt 7.2.3).⁴² Ein Vergleich zwischen ausgeschriebener und bezuschlagter Leistung findet sich in Abbildung 29. Insgesamt wurden bisher 6,3 GW bezuschlagt.

7.2.2.2 Wie ist das Verhältnis von Investitionssumme und Förderung?

Die Frage wird technologieübergreifend in Abschnitt 4.2 beantwortet.

7.2.2.3 Hatte die Förderung einen kausalen Effekt auf die Förderempfänger?

Die Frage wird technologieübergreifend in Abschnitt 4.3 beantwortet.

7.2.2.4 Wie effektiv war die Art der Förderung?

Die Frage wird technologieübergreifend in Abschnitt 4.1 beantwortet.

7.2.2.5 War die Förderung der Anlagen angemessen? Wie hat sich die Wirtschaftlichkeit der geförderten Anlagen in einem sich wandelnden Marktumfeld entwickelt?

Die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebs hängt von zahlreichen Faktoren ab. Kosten und Einnahmen unterscheiden sich je nach Standortqualität, Technologieauswahl und projektspezifischen Gegebenheiten. Die Streuung ist groß. Zudem beeinflussen Annahmen zur Lebensdauer der Anlagen und zu möglichen Zusatzerlösen aus der Vermarktung des erzeugten Stroms die

³⁹ Die Werte für 2019 sind noch vorläufig und beruhen auf Angaben der Fachagentur Windenergie an Land (siehe <https://www.fachagentur-windenergie.de/veroeffentlichungen/zubauentwicklung.html>)

⁴⁰ Wallasch u. a., „Erfahrungsbericht Windenergie an Land“, 40.

⁴¹ Diese Zahlen basieren auf Daten der Fachagentur Windenergie an Land.

⁴² Die Ausschreibungsrunde im Dezember 2019 war erstmal wieder überzeichnet, fand jedoch erst nach Abschluss der Berichts statt.

Wirtschaftlichkeitsbewertung. Aussagen zur Angemessenheit der Förderung sind infolge der verschiedenen Einflussfaktoren sowie aufgrund von Informationsasymmetrien daher grundsätzlich mit Unsicherheiten behaftet. Die Ergebnisse der Ausschreibungsrunden im Jahr 2017 werden von denen späterer Runden gesondert betrachtet. Eine generelle Diskussion des Wettbewerbsniveaus und der Zuschlagspreise findet sich in den Kapiteln 7.2.3.1 und 7.2.3.2.

Die Realisierungsfrist von 54 statt 30 Monaten ermöglichte es BEG im Jahr 2017, Kostensenkungspotenziale der nächsten Anlagengeneration einzupreisen. Diese resultieren im Wesentlichen aus der Größenzunahme der Anlagen. Die Deutsche WindGuard GmbH hat im Herbst 2017 eine erste Abschätzung zu den Stromgestehungskosten der betreffenden 4-MW-Klasse mit Rotordurchmessern von bis zu 158 m vorgenommen⁴³. Unter der Annahme nominal konstanter Kosten je installierter Leistung sowie einer Trendfortschreibung der Ertragssteigerungen liegen die Stromgestehungskosten für die neue 4-MW-Klasse in der Größenordnung von 4,5 ct/kWh am 100 %-Standort.

Abbildung 26 stellt die Ergebnisse der vereinfachten Kostenabschätzung den Ausschreibungsergebnissen des Jahres 2017 gegenüber. Dargestellt sind die anzulegenden Werte, die aus den mengengewichteten Zuschlagswerten unter Anwendung der standortgütespezifischen Korrekturfaktoren berechnet wurden.

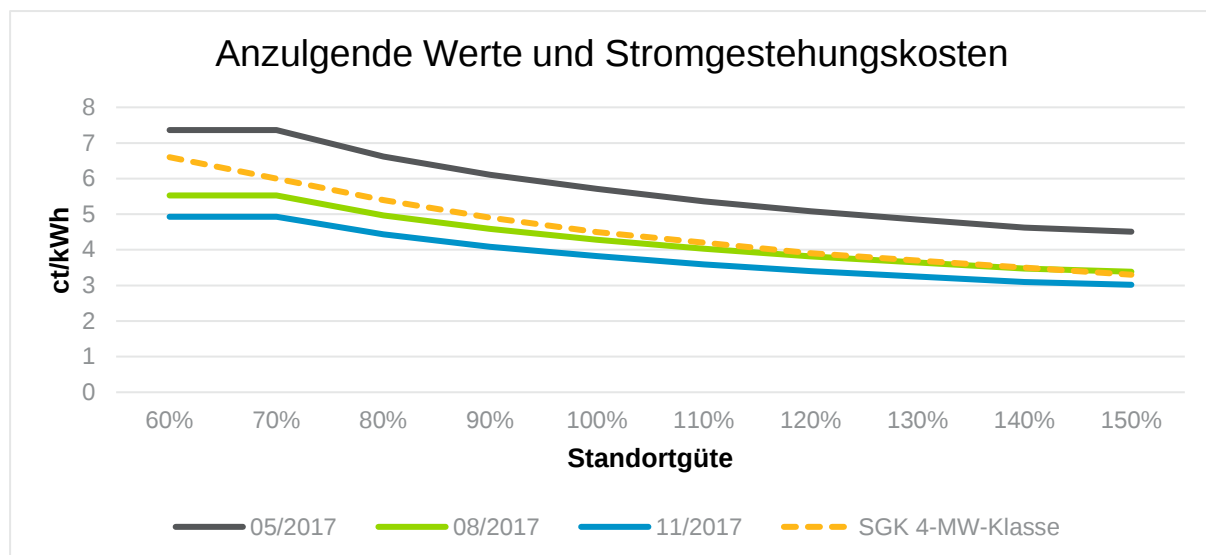


Abbildung 26: Mittlere Stromgestehungskosten (SGK) der 4-MW-Klasse auf Basis einer vereinfachten Abschätzung der möglichen Kostensenkungspotenziale durch Ertragssteigerungen. Anzuliegende Werte basierend auf den mengengewichteten Zuschlagsmittelwerten der Gebotstermine Mai, August und November 2017⁴⁴

Wesentliche Erkenntnisse aus der Gegenüberstellung:

- Das Zuschlagsniveau im Mai 2017 lag rund 1,2 ct/kWh über der Kostenabschätzung für die betreffenden Anlagen der 4-MW-Klasse. Mit 5,71 ct/kWh liegt der mengengewichtete Zuschlagswert der Runde zudem über den Stromgestehungskosten der im Rahmen des Übergangssystem 2017/18 realisierten Anlagen (5,5 ct/kWh am Referenzstandort).
- Das Zuschlagsniveau im August 2017 deckt sich weitgehend mit den Kostenschätzungen. Die resultierenden anzulegenden Werte liegen im Mittel rund 0,2 ct/kWh unter den ausgewiesenen

⁴⁴ Wallasch u. a. 2019 Erfahrungsbericht Windenergie an Land

Stromgestehungskosten für Standortgütern zwischen 70 und 150 %. Die Abweichungen nehmen mit abnehmender Standortgüte leicht zu.

- Das Zuschlagsniveau im November 2017 unterschreitet die Kostenschätzungen. Die resultierenden anzulegenden Werte liegen im Mittel rund 0,6 ct/kWh unter den ausgewiesenen Stromgestehungskosten, 0,3 ct/kWh am 150 %-Standort sowie 1,1 ct/kWh am 70 %-Standort. Die bezuschlagten Bieter gehen folglich entweder von stärkeren Kostensenkungen oder Zusatzerlösen am Strommarkt aus.

Mit der 4. Gebotsrunde 2018 wurden die BEG-Sonderregelungen ausgesetzt. Die Deutsche WindGuard GmbH hat die Stromgestehungskosten für die bezuschlagten Anlagen mit Realisierung in 2019/20 auf Basis einer Kostenerhebung analysiert ⁴⁵. Abbildung 27 stellt sie den anzulegenden Werten gegenüber, die aus den mengengewichteten Zuschlagsmittelwerten der Gebotstermine Februar und Oktober 2018 berechnet wurden. Die beiden Gebotsrunden decken die maximale Bandbreite der mengengewichteten Zuschlagsmittelwerte je Runde seit Februar 2018 ab.

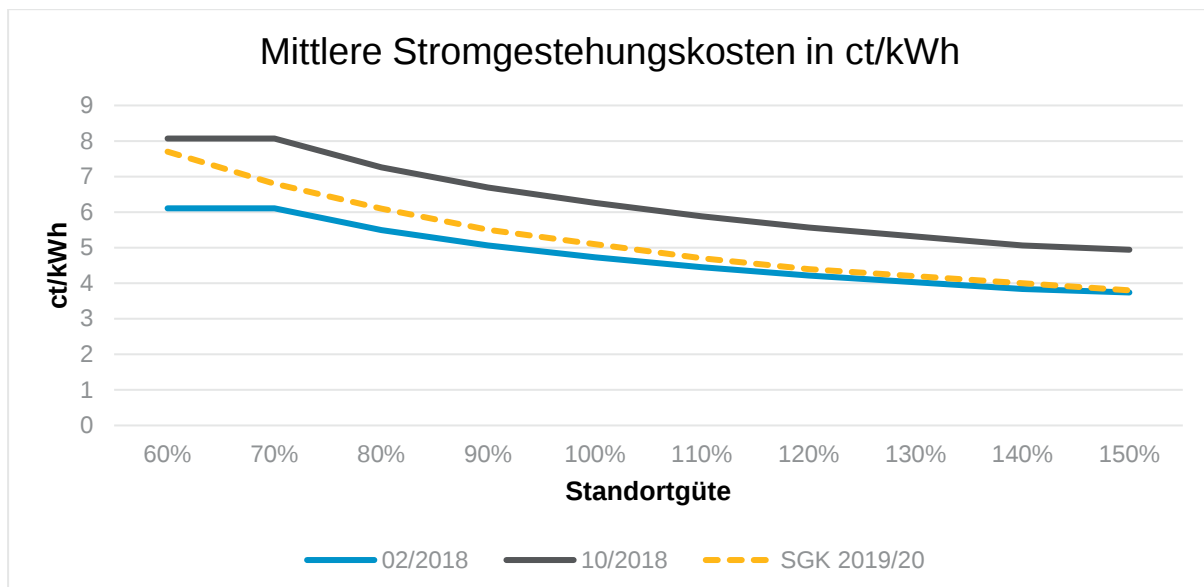


Abbildung 27: Mittlere Stromgestehungskosten (SGK) nach Standortgüte im Ausschreibungssystem (Realisierung 2019/2020). Anzulegende Werte basierend auf den mengengewichteten Zuschlagsmittelwerten der Gebotstermine Februar und Oktober 2018⁴⁶.

Wesentliche Erkenntnisse aus der Gegenüberstellung:

- Das Zuschlagsniveau lag im Februar 2018 durchschnittlich 0,3 ct/kWh unter den vorliegenden Kostenschätzungen. Mit abnehmender Standortgüte nehmen die Differenzen leicht zu: am 70 %-Standort liegen die anzulegenden Werte rund 0,7 ct/kWh unter den mittleren Stromgestehungskosten.
- Mit der zunehmenden Orientierung an den Höchstwerten haben sich die Gebots- und Zuschlagswerte deutlich von den Kostenschätzungen entfernt. Die aus den mengengewichteten Zuschlagsmittelwerten der Gebotsrunde Oktober 2018 berechneten anzulegenden Werte liegen durchschnittlich knapp 1,2 ct/kWh über den mittleren Stromgestehungskosten (ohne 60 %-Standort).

⁴⁵ Wallasch u. a. 2019

⁴⁶ Wallasch u. a. 2019

Tabelle 9: Mittlere Stromgestehungskosten von Windenergieanlagen an Land nach Standortgüte und Umsetzungszeitraum in ct/kWh. Quelle ⁴⁷.

Umsetzungszeitraum	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %	110 %	120 %	130 %	140 %	150 %
2017/18 (Übergangssystem)	8,9	7,8	7,0	6,0	5,5	5,1	4,8	4,5	4,3	4,1
2019/20 (Ausschreibung)	7,7	6,8	6,1	5,5	5,1	4,7	4,4	4,2	4,0	3,8
2020/21 (Ausschreibung, 4 MW-Klasse)	6,6	6,0	5,4	4,9	4,5	4,2	3,9	3,7	3,5	3,3

7.2.3 Wettbewerb

Im Folgenden werden, wo nicht anders erwähnt, ungültige Gebote nicht in der Analyse berücksichtigt.

7.2.3.1 Wie hat sich die Wettbewerbsintensität in den Ausscheidungsrunden entwickelt, ggf. differenziert nach Ausschreibungssegmenten?

Während die starke Form der BEG-Sonderregelung aktiv war, war die Wettbewerbsintensität generell hoch. Danach hat die Wettbewerbsintensität stark nachgelassen. Seit Mai 2018 findet kein Wettbewerb mehr statt. Dies wird auch deutlich, wenn man die Zuschlagswahrscheinlichkeit betrachtet, die seit der 5. Ausschreibung (Mai 2018) - nach Abzug ungültiger Gebote - bei 100 % liegt (Siehe Abbildung 28). Ein maßgeblicher Grund für die geringe Wettbewerbsintensität ist die geringe Anzahl an neu genehmigten Projekten. Andere Gründe sind, wie in Abbildung 31 dargestellt, die geringe Flächenverfügbarkeit, Probleme im Genehmigungsverfahren sowie Klagen gegen die Genehmigung (siehe Kapitel 7.2.1.4).

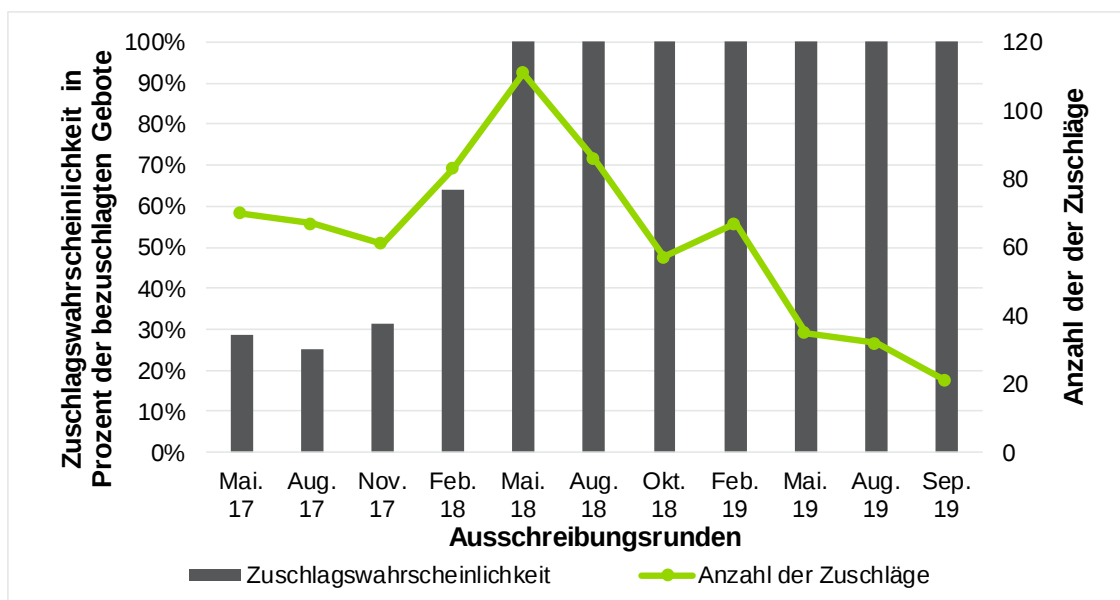


Abbildung 28: Zuschlagswahrscheinlichkeit je Ausschreibungsrunde für Windenergie an Land

Abbildung 29 und Tabelle 50 zeigen das angebotene und das bezuschlagte Volumen. Deutlich zu sehen ist, dass die Ausschreibungsrunden 2017 stark überzeichnet waren, im Durchschnitt mit ca.

⁴⁷ Wallasch u. a. 2019

1.500 MW. Die Ausschreibungsrunden seit Mai 2018 waren hingegen allesamt unterzeichnet⁴⁸. Hieraus ergibt sich, dass die vier überzeichneten Ausschreibungsrunden, d. h. Mai 2017 – Februar 2018, die einzigen Runden sind in denen das gesamte Auktionsvolumen auch bezuschlagt wurde.

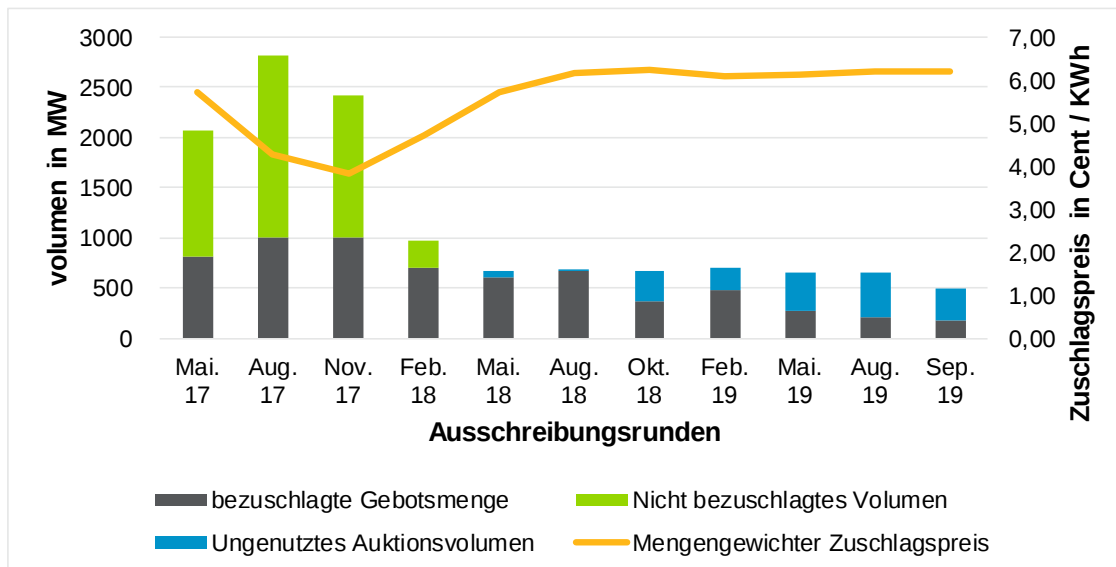


Abbildung 29: Angebotenes und bezuschlagtes Volumen in den Ausschreibungsrunden für Windenergieanlagen an Land in MW

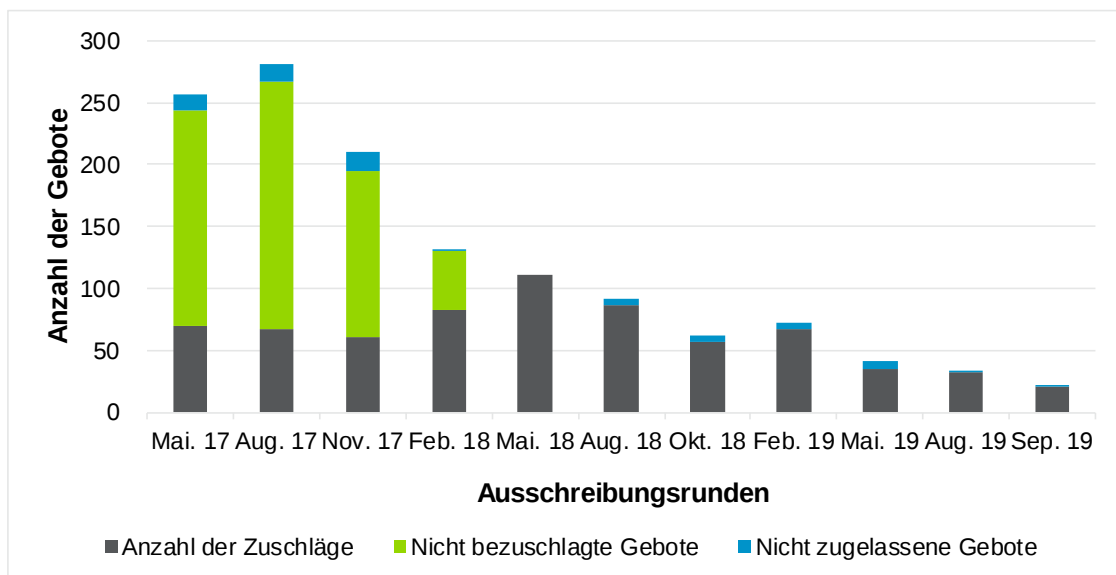


Abbildung 30: Anzahl der Zuschläge je Ausschreibungsrunde für Windenergie an Land

Die Anzahl der bezuschlagten Gebote ist zwischen den beiden Gebotsrunden November 2017 und Februar 2018 um 30 % angestiegen, obwohl das Ausschreibungsvolumen um 100 MW gesunken ist. Das heißt, dass tendenziell kleinere Gebote bezuschlagt wurden oder für jede Anlage eines Projektes ein eigenes Gebot abgegeben worden ist (siehe auch 7.2.3.6). Die Anzahl der nicht bezuschlagten

⁴⁸ Im August 2018 lag das Gebotsvolumen erst nach Abzug der ausgeschlossenen Gebote unterhalb der Ausschreibungsmenge.

Gebote ist zwischen den beiden Gebotsrunden um 65 % gefallen und beschränkt sich ab Mai 2018 nur noch auf nicht zugelassene Gebote (vgl. Abbildung 30 und Tabelle 51).

Die Bieterbefragung hat ergeben, dass 60 % der Befragten fehlende Flächen und 40 % Probleme im Genehmigungsverfahren für den schwachen Wettbewerb verantwortlich machen. Hinzu kommt, dass Bieter, die ihre Anlage umgenehmigen lassen wollen, momentan fürchten müssen, ihren Zuschlag zu verlieren. Die Vergabe der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung wird auf Länderebene sehr unterschiedlich ausgelegt. In einigen Bundesländern müssen Projektierer beispielsweise eine Neugenehmigung beantragen und verlieren dadurch den Zuschlag.

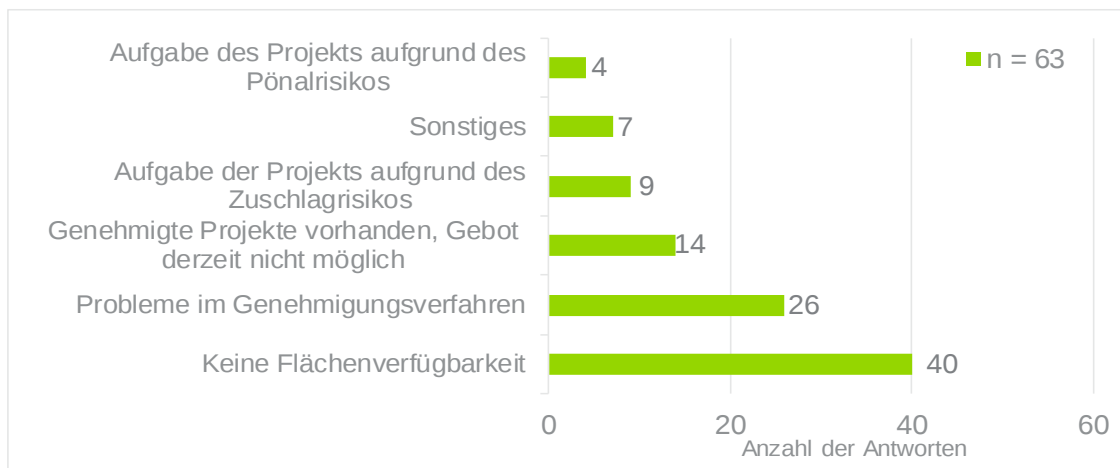


Abbildung 31: Welche Faktoren sind aus Ihrer Sicht für das geringe Angebot in den Ausschreibungen verantwortlich?

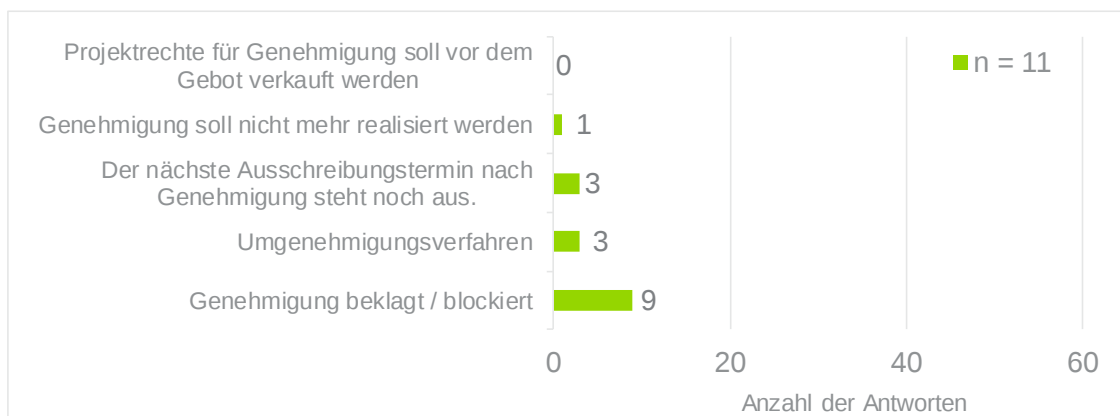


Abbildung 32: Aus welchen Gründen haben Sie bislang (noch) nicht geboten?

7.2.3.2 Wie haben sich die Zuschlagspreise im Zeitverlauf entwickelt ggf. differenziert nach Ausschreibungssegmenten?

Die Zuschlagspreise fielen im Jahr 2017 zunächst stark ab, stiegen mit zunehmender Unterzeichnung jedoch wieder an und verbleiben seither sehr nahe bzw. am Höchstpreis.

Abbildung 33 und Tabelle 53 zeigen den mengengewichteten Zuschlagspreis je Ausschreibungsrunde, sowie das jeweils höchste und niedrigste bezuschlagte Gebot. Bei den grau schattierten Ausschreibungsrunden im Jahr 2017 handelt es sich um die Runden, in denen die

Sonderregelung für Bürgerenergie in Kraft war. Deutlich zu erkennen ist die Konvergenz der Zuschlagspreise mit dem Höchstpreis mit abnehmender Wettbewerbsintensität seit 2018.

Bürgerenergieprojekte bekommen unabhängig von ihrem Gebotspreis den höchsten bezuschlagten Gebotspreis als Zuschlagspreis. Das Einheitspreisverfahren erklärt die geringe Varianz der Zuschlagspreise 2017, da fast ausschließlich Bürgerenergieprojekte bezuschlagt wurden.

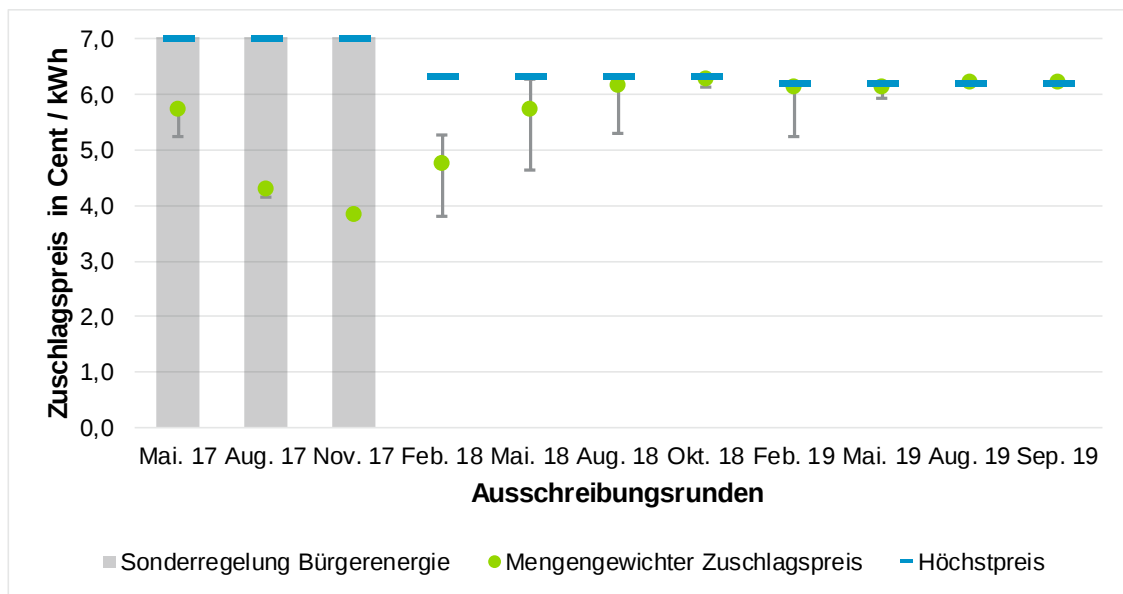


Abbildung 33: Zuschlagspreise je Ausschreibungsrunde für Windenergie an Land

7.2.3.3 Wie viele Runden brauchte ein Projekt um bezuschlagt zu werden?

Über 90 % der Projekte werden in der ersten oder zweiten Teilnehmerunde bezuschlagt (siehe Abbildung 34 und Tabelle 54). Nicht bezuschlagte Projekte setzen mitunter über viele Runden aus, bis sie erneut an den Ausschreibungen teilnehmen (siehe auch 7.2.3.6). Es ist deutlich zu sehen, dass bei der unterzeichneten Ausschreibungsrunde im Mai 2018 viele bereits länger teilnehmende Projekte einen Zuschlag erhalten haben. Kein Projekt hat mehr als fünfmal an einer Ausschreibung teilgenommen.

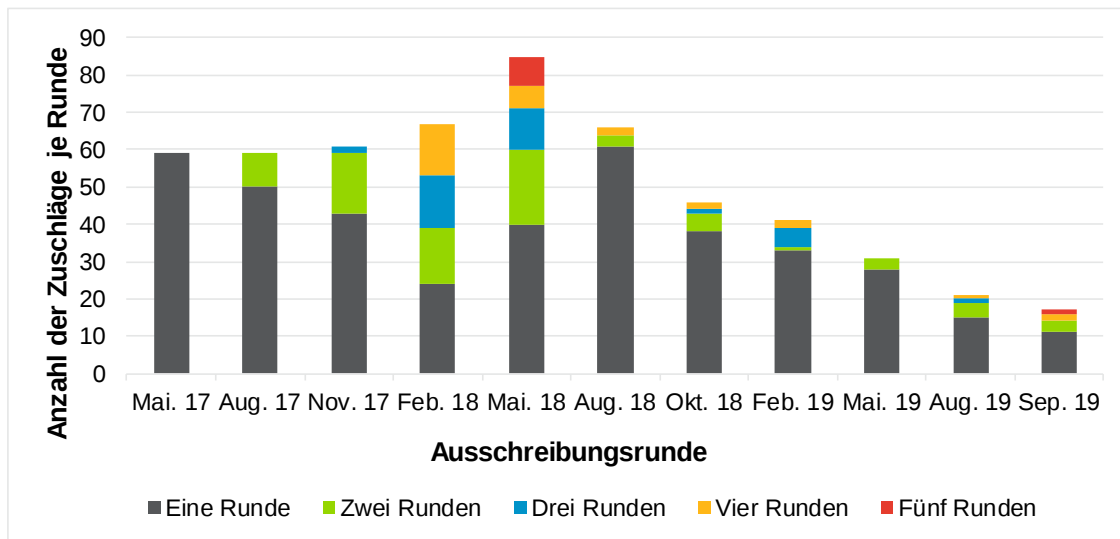


Abbildung 34: Teilnahmedauer an Ausschreibungsrunden von Windenergie an Land Projekten bis zum Zuschlag

7.2.3.4 Werden nicht bezuschlagte Projekte aufgegeben? Wenn ja nach wie vielen Runden?

Inwiefern ein Projekt aufgegeben wird oder nicht, lässt sich nicht abschließend beantworten. Auf Basis der Daten kann nur davon gesprochen werden, dass ein Projekt bis Ende September 2019 nicht erneut an einer Ausschreibungsrunde teilgenommen hat.

Abbildung 35 sowie Tabelle 55 und Tabelle 56 geben an, wie viele Projekte einer Runde bisher nicht erneut an den Ausschreibungen teilgenommen haben und unterscheidet zusätzlich, wie oft sie davor an den Ausschreibungsrunden teilgenommen haben. Wir bezeichnen solche Projekte hier als aufgegeben. Auffällig ist, dass überwiegend in den ersten drei Ausschreibungsrunden Projekte aufgegeben wurden, wobei die Anzahl der aufgegebenen Projekte im Februar 2018, im Vergleich zu den vorherigen Runden, relativ gering ist. Bei dreiviertel der aufgegebenen Projekte handelt es sich um Bürgerenergieprojekte, davon sind ca. 90 % der Projekte in der ersten oder zweiten Runde aufgegeben worden. Aufgrund der BEG-Sonderregelung sind die ersten drei Runden jedoch nicht direkt mit dem späteren Runden vergleichbar, da Projekte ohne BImSchG-Genehmigung noch nicht so weit entwickelt waren wie Projekte mit BImSchG-Genehmigung. Auch konnten BEG-Projekte ohne BImSchG-Genehmigung nicht einfach erneut in 2018 an den Ausschreibungen teilnehmen, da diese zuerst eine Genehmigung beantragen mussten. Bei den „aufgegebenen“ Projekten bei den unterzeichneten Ausschreibungen im Oktober 2018, Februar 2019 und September 2019 handelt es sich um nicht zugelassene Projekte. Es ist wahrscheinlich, dass diese Projekte in einer der nächsten Ausschreibungsrunden teilnehmen.

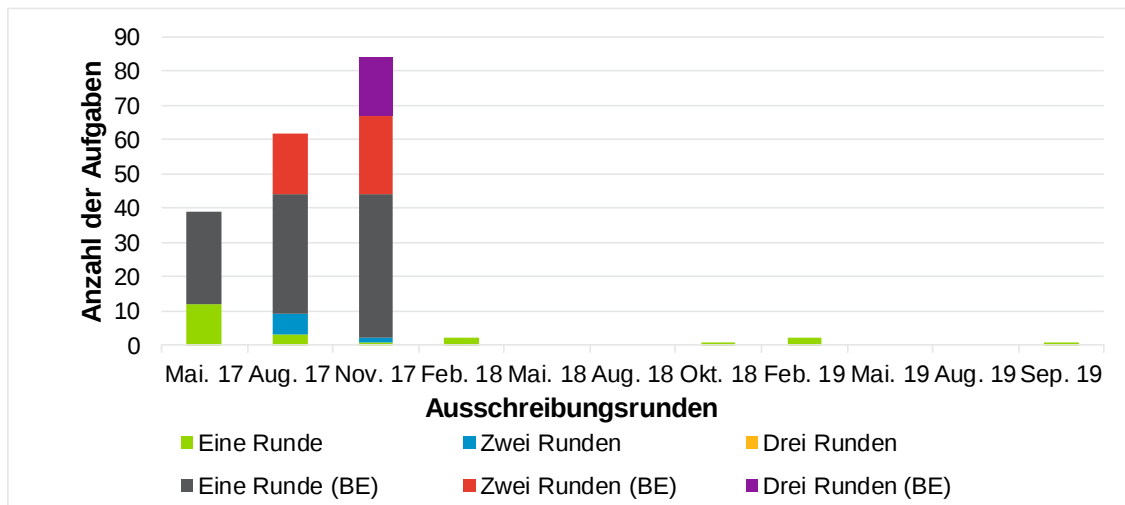


Abbildung 35: Teilnahmedauer von Windenergie an Land Projekten bis zu Projektaufgabe

7.2.3.5 Ist eine Marktkonzentration zu beobachten?

Im Folgenden wird die Marktkonzentration anhand der im Bericht gewählten Zusammenfassung von Bietern (siehe Abschnitt 2.3) analysiert und – wo möglich - mit den Ergebnissen der Monopolkommission verglichen. Die Monopolkommission hat die Marktkonzentration in ihrem Sondergutachten Energie (2019) betrachtet und dabei die Ausschreibungsrunden bis einschließlich Ende 2018 einbezogen⁴⁹. Ihre Analysen decken also einen kürzeren Zeitraum als die nun folgenden Analysen ab. Akteure wurden von der Wettbewerbskommission über eine externe Datenbank über Verflechtungen zwischen Unternehmen zusammengefasst, eine Methode, die aufgrund der Anonymisierung der Daten hier nicht möglich war.

Insgesamt haben 361 Akteure an den 11 analysierten Ausschreibungsrunden teilgenommen. Die Anzahl der Akteure pro Runde nahm seit Einführung der Ausschreibungen kontinuierlich ab. Lag sie im Mai 2017 noch bei 157, so betrug sie im September 2019 nur noch bei 14. Auch auf die Jahre aggregiert, zeigt sich derselbe Trend (siehe Abbildung 36). Die Monopolkommission identifiziert mit ihrer Methodik mehr Akteure. In den Jahren 2017 und 2018 hätten 402 Akteure an den Ausschreibungen teilgenommen⁵⁰. Wir gehen davon aus, dass dabei Akteure zusammengefasst worden sind, die zwar rechtlich getrennt sind, allerdings Informationen über das jeweilige Gebotsverhalten unterschiedlicher Akteure verfügen, indem sie beispielsweise Dritte mit der Gebotsabgabe beauftragen. Eine Zusammenfassung, um Aussagen über die Marktherrschaft in den Ausschreibungen zu treffen, ist insofern gerechtfertigt.

⁴⁹ „7. Sektorgutachten Energie: Wettbewerb mit neuer Energie“, 2019, <https://www.monopolkommission.de/de/pressemitteilungen/303-7-sektorgutachten-energie-2019.html>.

⁵⁰ Informationen per Mail

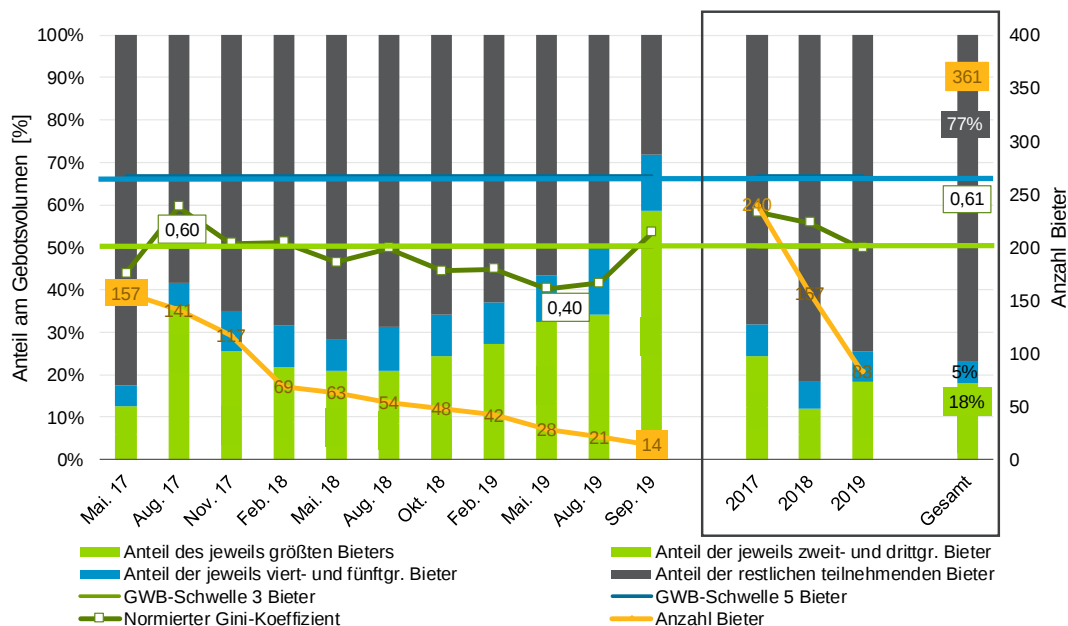


Abbildung 36: Marktkonzentration Windenergie an Land - Gebotsvolumen⁵¹

Im Wesentlichen ist die sinkende Akteurszahl auf den Rückgang des Gebotsvolumens insgesamt zurückzuführen, wodurch bei gleichbleibender Konzentration ein Rückgang der absoluten Anzahl der Akteure eintreten muss. Das Verhältnis zwischen Akteursanzahl und Gebotsvolumen nimmt nicht ab, sondern schwankt seit Anfang 2018 zwischen 7 und 13 Akteuren pro 100 MW. Gegenüber den 2017er-Runden mit BEG-Sonderregelung liegt die Anzahl der Akteure pro 100 MW sogar höher: Im Jahr 2017 schwankte dieser Indikator zwischen 5 und 8 Akteuren pro 100 MW (siehe Abbildung 37).

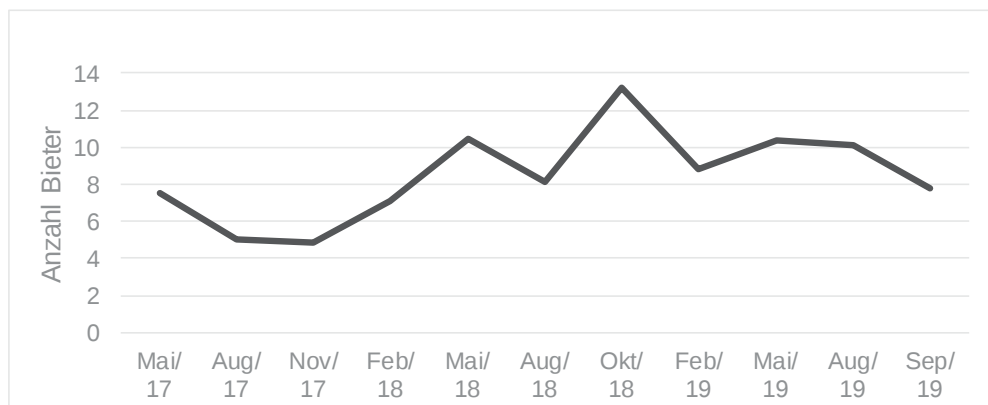


Abbildung 37: Anzahl der Bieter pro 100 MW Gebotsvolumen

Die Ausschreibungen für Windenergie an Land sind unterzeichnetet aber nicht konzentriert. Mit Ausnahme der letzten betrachteten Runde im September 2019 liegen die Anteile der einzelnen Bieter am Gebotsvolumen immer unter den vom GWB definierten Schwellen⁵², ein Ergebnis, welches sich mit den Analysen der Monopolkommission deckt. Die Jahres- und Gesamtbetrachtung unterstreicht diese Beobachtung. Der Gini-Koeffizient schwankt um 0,5 und deutet ebenfalls auf keine starke

⁵¹Die Anteile des größten und des zweit- und drittgrößten Bieters wurden in dieser zur Veröffentlichung bestimmten Version gleich eingefärbt.

⁵² Nach §18 GWB gilt ein Unternehmen als marktbeherrschend, wenn es einen Marktanteil von mindestens 40 Prozent hat. Eine Gesamtheit von Unternehmen gilt als marktbeherrschend, wenn sie 1. aus drei oder weniger Unternehmen besteht, die zusammen einen Marktanteil von 50 Prozent erreichen, oder 2. aus fünf oder weniger Unternehmen besteht, die zusammen einen Marktanteil von zwei Dritteln erreichen.

Konzentration hin⁵³. Die fünf im Betrachtungszeitraum größten Akteure vereinen lediglich ein Viertel des Gebotsvolumens auf sich. Die Marktanteile dieser Bieter sind außerdem relativ ähnlich. Kein Bieter sticht hervor. Zwischen den Runden ändert sich außerdem, welche Bieter zu den jeweils größten gehören: Über die 11 Runden treten 9 verschiedene jeweils größte Bieter auf, unter den jeweils fünf größten finden sich insgesamt 33 Bieter.

Die Monopolkommission identifiziert einen Trend, dass der Anteil der größten fünf Unternehmen am Gebotsvolumen zwischen dem Jahr 2017 und 2018 gestiegen ist, sich die Anteile zwischen den größten Bietern aber gleichmäßiger verteilen. Dieser Trend kann mit dem hier praktizierten Verfahren nicht bestätigt werden. Die außergewöhnlich hohe Konzentration in der August-Runde des Jahres 2017 fällt jedoch auch hier auf. Der steigende Trend der Konzentration im Gebotsvolumen kann auch hier bestätigt werden, ist jedoch wenig aussagekräftig.

Die Unterzeichnung (d. h. Gebotsvolumen < Ausschreibungsvolumen) der meisten Ausschreibungsrunden schwächt die Aussagekraft der Indikatoren für Marktkonzentration (Gini-Koeffizient und Marktanteil der größten Bieter), da wegen fehlendem Wettbewerb das Kriterium der Wettbewerbsverdrängung durch Marktkonzentration nicht zum Tragen kommt. Die rundenspezifische Betrachtung der Konzentrationsraten ist deswegen nur mit großer Vorsicht zu interpretieren⁵⁴. Eine Unterscheidung zwischen Gebots- und Zuschlagsvolumen ergibt lediglich in den überzeichneten Runden, sprich den Runden mit wirksamer BEG-Sonderregelung im Jahr 2017, Sinn.

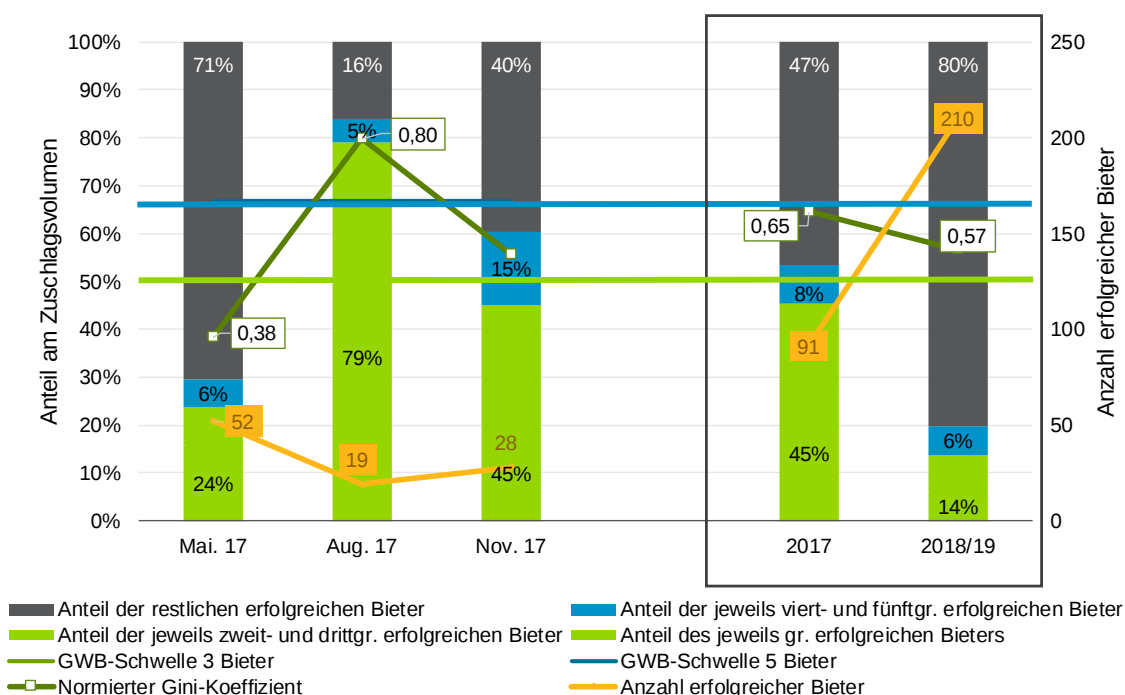


Abbildung 38: Marktkonzentration Windenergie an Land - Zuschlagsvolumen⁵⁵

⁵³ Der normierte Gini-Koeffizient ist ein relatives Konzentrationsmaß zur Darstellung von Ungleichverteilung. Er misst die Verteilung eines Merkmals innerhalb einer Gruppe und wird bspw. als Maßstab für die Vermögensverteilung eines Landes genutzt. Die Höhe des Gini-Koeffizienten hängt von der Anzahl an Marktteilnehmern ab. Um eine Vergleichbarkeit zu gewährleisten, wird der Gini-Koeffizient normiert. Der normierte Gini-Koeffizient (G^*) nimmt einen Wert zwischen 0 (gleichmäßige Verteilung) und 1 (maximale Ungleichverteilung) an.

⁵⁴ Die Berechnung wird hier trotzdem gezeigt, da sie eine gängige Betrachtungsweise darstellt und beispielsweise auch von der Monopolkommission durchgeführt worden ist.

⁵⁵ Die Anteile des größten und des zweit- und drittgrößten Bieters wurden in dieser zur Veröffentlichung bestimmten Version gleich eingefärbt.

In den 2017er Runden waren pro Runde maximal ein Drittel der Akteure erfolgreich. Waren es in der ersten Runde noch 52 Akteure, so konnten in der zweiten Runde lediglich 19 Akteure einen Zuschlag erlangen. Die Indikatoren für die Marktkonzentration waren in der Runde im August 2017 außergewöhnlich hoch. Hintergrund ist hier, dass ein Akteur viele Projektgesellschaften gegründet hat, die aufgrund ihres rechtlichen Konstrukts als BEG galten. In der Gesamtbetrachtung über alle 2017er Runden hinweg liegt die Konzentration nah an der im GWB definierten Schwelle für eine Marktkonzentration. Auch im Vergleich zu den 2018/19er Runden werden wesentlich höhere Konzentrationsraten erreicht (siehe Abbildung 38).

Die Zuschlagswahrscheinlichkeit pro Akteur schwankt im Jahr 2017 zwischen 13 % und 33 % pro Runde (38 % pro Jahr). Das heißt, nur knapp ein Drittel der teilnehmenden Akteure war im Jahr 2017 erfolgreich. Für die folgenden Jahre wurden die Werte nicht berechnet, da die Ausschreibungen in der Regel unterzeichnet waren und somit kein Mehrwert aus der Analyse gezogen werden würde.

7.2.3.6 Gab es ein strategisches Gebotsverhalten und welche Auswirkungen haben strategische Gebote?

Die Frage wird technologieübergreifend in Abschnitt 6 beantwortet.

7.2.4 Realisierungsrate; Präqualifikationsbedingungen, Pönalen und Realisierungsfristen

7.2.4.1 Wie hoch sind die Realisierungsraten, ggf. differenziert nach Ausschreibungssegmenten?

Bisher wurden nur wenige bezuschlagte Anlagen realisiert. Die Realisierungsfristen sind für den Großteil der bezuschlagten Projekte noch nicht abgelaufen. Somit lässt sich noch keine abschließende Aussage über die Realisierungsrate treffen. Die Realisierungswahrscheinlichkeit der 2017 bezuschlagten BEG-Projekte ist fraglich. Alle vier Bürgerenergieprojekte, die 2017 mit einer BImSchG-Genehmigungen bezuschlagt wurden, sind jedoch bereits realisiert. Aus der Bieterbefragung kann abgeleitet werden, dass auch ca. 20 % des nach Abschaffung der starken Form der Sonderregelung bezuschlagten Volumens nicht realisiert werden wird.

Abbildung 39 zeigt das bereits realisierte Volumen je Ausschreibungstermin bis Anfang September 2019. Die Abbildung zeigt deutlich, dass weniger als 10 % des in 2017 bezuschlagten Volumens realisiert ist. Dies liegt vornehmlich daran, dass Bürgerenergieprojekte 54 Monate zur Umsetzung der Projekte haben. Somit läuft die Realisierungsfrist für Bürgerenergieprojekte der ersten Ausschreibungsrunde erst im November 2021 ab. Die Nicht-Bürgerenergieprojekte aus dem Jahr 2017 sind mit einer Ausnahme (3,75 MW) bereits alle realisiert und in Betrieb genommen. Die Realisierungen der Ausschreibungsrunden 2018 sind deutlich weiter vorangeschritten. So sind bereits 31 % des Volumens der Ausschreibung im Februar 2018 und ca. 21 % des Volumens der Ausschreibung im Mai 2018 realisiert. Die pönalfreie Realisierungsfrist der Februarrunde 2018 läuft noch bis 01.02.2020, die Gültigkeitsfrist des Zuschlags bis 01.08.2020. Einige dieser Anlagen wurden trotz des Zuschlags als Pilot-Anlagen realisiert.

Abbildung 40 zeigt die Anzahl der bereits realisierten Gebote in Prozent. Auffällig ist hier, dass für die Ausschreibungsrunde vom Februar 2018 bereits 40 % aller Gebote realisiert sind, aus Abbildung 39 jedoch hervor geht, dass nur 31 % des Volumens bereits realisiert ist. Dies lässt darauf schließen, dass bisher eher kleinere Gebote realisiert wurden.

Abweichend von den regulären 30 Monaten Realisierungsdauer erlischt für die Ausschreibungsrunden im Februar, Mai und August 2019 der Zuschlag bereits nach 24 Monaten, ohne vorherige Pönale. Anhand der verfügbaren Daten wurde jedoch kein Effekt dieser Sonderregelung auf die Ausschreibungsrunden gefunden.

Außerhalb des EEG Fördermechanismus gibt es keine Realisierungen.⁵⁶

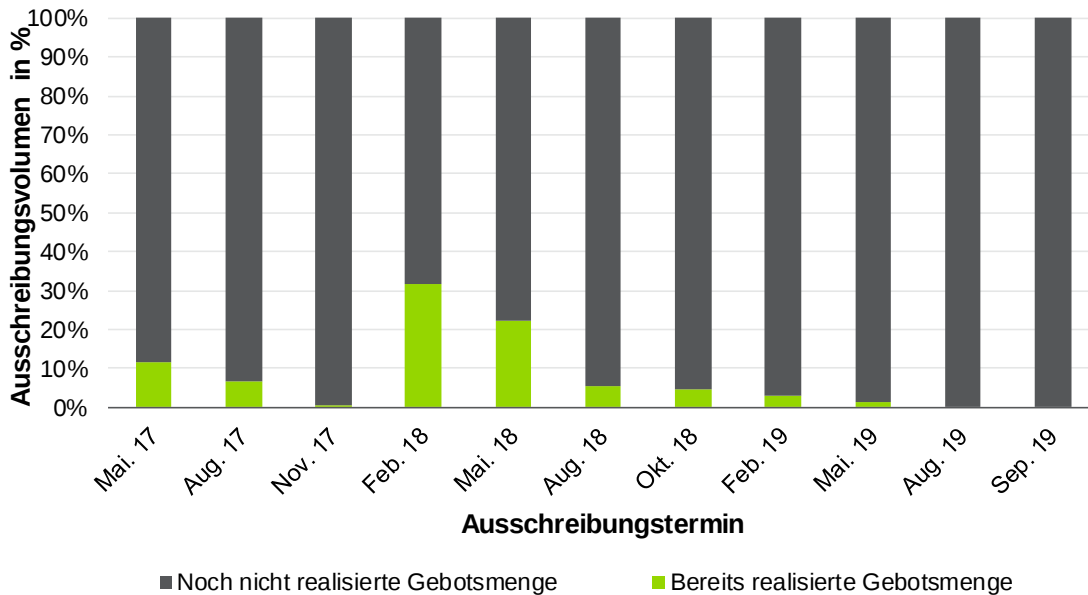


Abbildung 39: Realisiertes Volumen je Ausschreibungstermin für Windenergie an Land

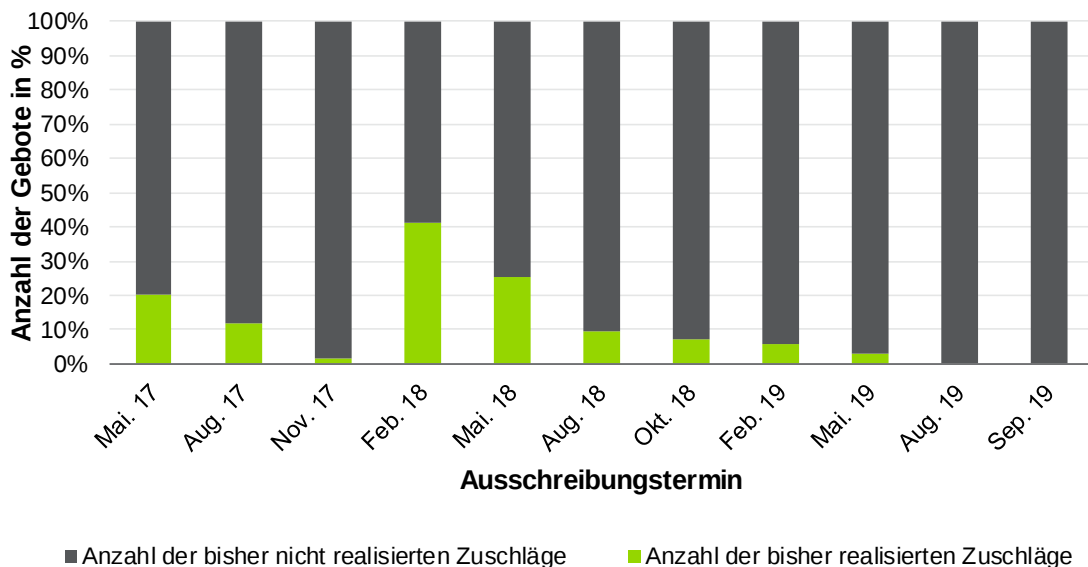


Abbildung 40: Anteil der bereits realisierten Gebote in Prozent für Windenergie an Land

7.2.4.2 Welche Ursachen gibt es für Nichtrealisierung, Verspätungen und Abweichungen zwischen Zuschlagsmenge und installierter Leistung?

Für eine abschließende Bewertung der Ursachen für Nichtrealisierung ist es aufgrund der noch nicht abgelaufenen Realisierungsfristen zu früh, dennoch zeichnen sich bereits einige mögliche Ursachen für Nichtrealisierungen ab.

Eine mögliche Ursache sind Bürgerenergieprojekte, die ihren niedrigen Zuschlag aus dem Jahr 2017 verfallen lassen, die Pönale von 15 €/kW in Kauf nehmen, um dann 2018 oder 2019 erneut zu bieten,

⁵⁶ Wallasch u. a., „Erfahrungsbericht Windenergie an Land“.

um einen höheren Zuschlagswert zu erzielen. Der Erfahrungsbericht Windenergie an Land⁵⁷ verweist hierfür bereits auf erste Verdachtsfälle. Im Extremfall stünde die Realisierung von annähernd 2,5 GW bezuschlagter Leistung auf dem Spiel. In den bisherigen Gebotsdaten können 15 Projekte identifiziert werden, die einen erneuten Zuschlag erhalten haben und zu einem späteren Zeitpunkt erneut erfolgreich geboten haben. Hierbei handelt es sich um ein Volumen von 205 MW bezogen auf die erste Ausschreibungsteilnahme.

Ein weiterer Grund für verzögerte Realisierungen und schlussendlich auch Nichtrealisierungen können die Zunahme von Klagen gegen die Genehmigung von Anlagen (Wallasch u. a. 2019) sowie die Insolvenz eines Herstellers sein. Dies wird ebenfalls durch die Ergebnisse der Bieterbefragung unterstrichen. Klagen und Insolvenzen werden dort als Hauptgrund für Nichtrealisierungen genannt (siehe Abbildung 31).

Vor Ablauf der Realisierungsfrist lässt sich keine abschließende Aussage über die Realisierungsrate treffen. Auch bei PV-Anlagen wurden anfänglich niedrigere Realisierungsraten vermutet. Mittlerweile zeigt sich jedoch, dass die Realisierungen strukturell am Ende der Realisierungsfrist stattfinden. Auch Erfahrungen von internationalen Ausschreibungen lassen darauf schließen, dass Projekte grundsätzlich kurz vor Firstende realisiert werden⁵⁸. Dies würde für die 2017 bezuschlagten BEG-Projekte eine Realisierung in den Jahren 2020 und 2021 bedeuten.

7.2.4.3 Sind die materiellen und finanziellen Qualifikationsanforderungen angemessen?

Die Präqualifikationsanforderungen (PQ) für nicht BEG-Projekte bestehen aus der BImSchG-Genehmigung (materielle PQ) und einer finanziellen Sicherheit in Höhe von 30 Euro/kW (finanzielle PQ). Es gibt bisher kein Anzeichen dafür, dass diese nicht angemessen sind. Bei den verringerten PQ der BEG-Sonderregelung waren materielle und finanzielle Sicherheiten nicht aufeinander abgestimmt und damit die finanzielle PQ für eine frühere Ausschreibung zu niedrig. In der Bieterbefragung wurden die finanziellen PQ von 75 % der Befragten als angemessen oder einfach bewertet. Die BImSchG-Genehmigung für die Gebotsabgabe vorauszusetzen wurde von 85 % der Befragten als angemessen eingestuft.

Von 1.311 eingereichten Geboten wurde für 745 (57 %) eine Bürgschaft eingereicht. Tabelle 10 bietet einen Überblick aufgeschlüsselt nach Bürgerenergie und nicht-Bürgerenergie. Bürgerenergieprojekte hinterlegen häufiger eine Kautions als nicht-Bürgerenergieprojekte. Das kann entweder dadurch begründet sein, dass die Höhe der Sicherheiten für Bürgerenergieprojekte reduziert ist, Banken zurückhaltender sind, für nicht genehmigte Projekte eine Bürgschaft zu erteilen (bzw. diese mit höheren Kosten verbunden ist) oder die Wahrscheinlichkeit, dass ein Projekt weiterverkauft werden soll erhöht ist, was sich mit einer hinterlegten Kautions einfacher realisieren lässt als mit einer Bürgschaft. Unter den Banken, die Bürgschaften vergeben, hat keine Bank einen Marktanteil von über 10 % erreicht. Für etwa 60 % der Gebote mit Bürgschaft ist das Kreditinstitut bekannt. Basierend darauf gibt es ebenfalls keinen nennenswerten Zusammenhang zwischen Gebotsgröße und der Wahl zwischen Kautions und Bürgschaft.

⁵⁷ Wallasch u. a.

⁵⁸ Benjamin Bayer, Dominik Schäuble, und Michele Ferrari, „International Experiences with Tender Procedures for Renewable Energy – A Comparison of Current Developments in Brazil, France, Italy and South Africa“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 95 (1. November 2018): 305–27, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.06.066>.

Tabelle 10: Verteilung der Bürgschaften und Zahlungen aller eingereichten Windenergie an Land Gebote

	Zahlung	Bürgschaft	Gesamt
Bürgerenergie	286 (51 %)	335 (45 %)	621 (47 %)
Nicht-Bürgerenergie	280 (49 %)	410 (55 %)	690 (53 %)
Gesamt	566 (43 %)	745 (57 %)	1.311

7.2.4.4 Sind die Pönalen bei Nichtrealisierung bzw. Verspätung der Realisierung angemessen? Haben die Sicherungsmaßnahmen/Pönalen gewirkt?

Für eine abschließende Bewertung der Wirksamkeit der Pönalen ist es aufgrund der noch nicht abgelaufenen Realisierungsfristen zu früh.

Die Pönalen für Bürgerenergieprojekte, die im Jahr 2017 bezuschlagt worden sind, waren allerdings so gering, dass sich eine erneute Teilnahme unter Inkaufnahme der Pönale angesichts des momentanen hohem Preisniveaus für einige Bieter bereits nach zwei Jahren rechnet ⁵⁹.

Die Mehrheit der Bieter hält die normale Pönale für angemessen, 40 % für zu hoch. Bieter merken darüber hinaus in der Bieterbefragung an, dass sie die Pönale bei einer Verzögerung ohne eigenes Verschulden, zum Beispiel aufgrund einer Klage oder der Insolvenz eines Zulieferers, nicht angebracht finden. Momentan wird bei einer Klage zwar die Gültigkeit des Zuschlags, nicht jedoch die Pönalfrist verlängert. Einige Bieter weisen auch darauf hin, dass gerade kleinere Projektierer besonders stark unter Pönalzahlungen leiden.

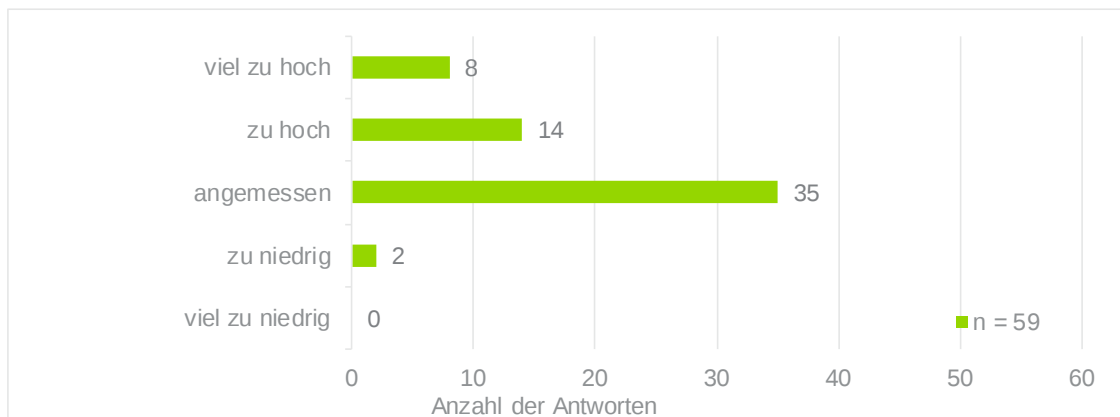


Abbildung 41: Halten sie die Höhe der Pönale bei verspäteter oder Nicht-Realisierung für angemessen?

⁵⁹ Silke Lüers, Anna-Kathrin Wallasch, und Henning Jachmann, „Anreize und rechtliche Spielräume zum Verzicht auf die Nutzung erteilter Zuschläge“ (Deutsche WindGuard, ZSW, 19. Januar 2018).

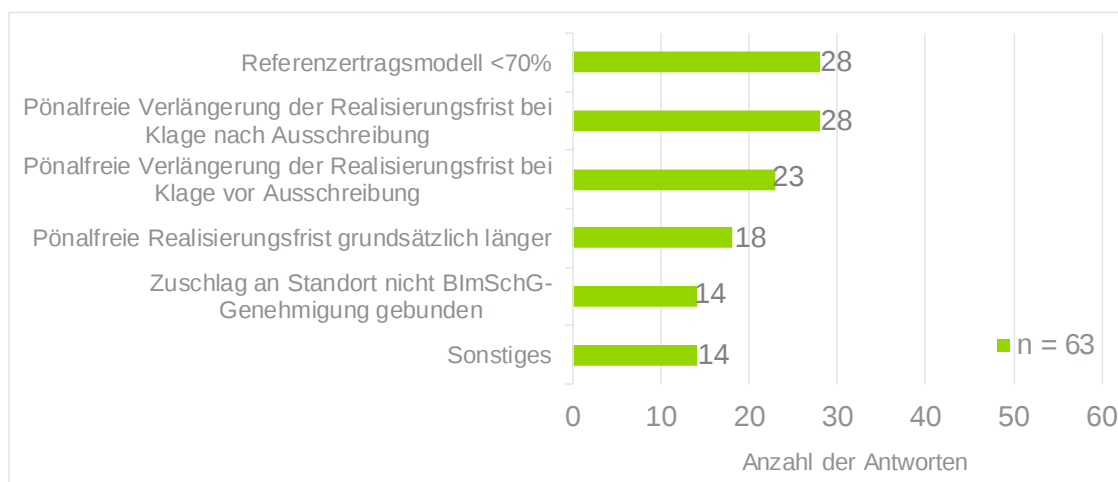


Abbildung 42: Wir würden mehr Projekte in die Ausschreibung einbringen, wenn...

7.2.4.5 Sind die jeweiligen Realisierungsfristen angemessen?

Für eine abschließende Untersuchung der Realisierungsfristen ist es aufgrund der oftmals noch nicht abgelaufenen Realisierungsfristen zu früh.

Die Realisierungsfrist für Bürgerenergie beträgt 54 anstatt 30 Monate. Für Projekte der ersten drei Ausschreibungsrunden 2019 wurde die Realisierungsfrist außerdem auf 24 Monate abgesenkt. Die lange Realisierungsfrist von Bürgerenergie sorgt höchstwahrscheinlich für einen „Fadenriss“, da die in 2017 bezuschlagten Anlagen – wenn überhaupt - erst deutlich später realisiert werden.

Tabelle 11 gibt einen Überblick zu den Realisierungszeiten der noch im Festvergütungssystem umgesetzten Windenergie-Projekte. Die Zeit zwischen Genehmigung und Inbetriebnahme betrug in den Jahren 2015 bis 2017 durchschnittlich 11 Monate, das untere Quartil lag bei 8 Monaten, das obere zwischen 12 und 14 Monaten. Der deutliche Anstieg der Realisierungszeiten 2018 ist dem Übergangssystem geschuldet: Die bis zum 31. Dezember 2016 genehmigten Windenergieanlagen wurden in den Jahren 2017 und 2018 nach und nach in Betrieb gesetzt. Infolge des starken Vorzieheffekts – mit mehr als 9 GW genehmigter Leistung 2016 – hat sich die Realisierung mancher Vorhaben verlängert.

Tabelle 11: Realisierungszeiten 2015 bis 2018 als Zeitraum zwischen Genehmigung und Inbetriebnahme in Monaten (Anlagenregister 01/2019)

IBN	Anzahl	Mittel	Standard-abweichung	Min	Unteres Quartil	Median	Oberes Quartil	Max
2015	1.219	11	5	1	8	11	13	37
2016	1.462	11	6	1	8	10	14	69
2017	1.847	11	7	2	8	10	12	80
2018	759	19	9	2	15	17	21	68

Die Bieterbefragung ergab, dass etwa die Hälfte der Bieter die Realisierungsfristen angemessen, die andere Hälfte diese zu kurz findet. Die Hälfte der Bieter, die die Realisierungsraten zu kurz fand, hatte die Möglichkeit eine gewünschte Alternativdauer anzugeben. Über die Hälfte der hierzu befragten Bieter fordern eine Verlängerung der Realisierungsfrist auf 36 Monate (Siehe Abbildung 43). Als Hauptgründe für die Notwendigkeit einer längeren Realisierungsfrist wurden Klageverfahren, längere Lieferzeiten bei Herstellern sowie die gestiegene Komplexität aufgrund von zu beachtenden Rodungs- und Brutzeiten genannt.

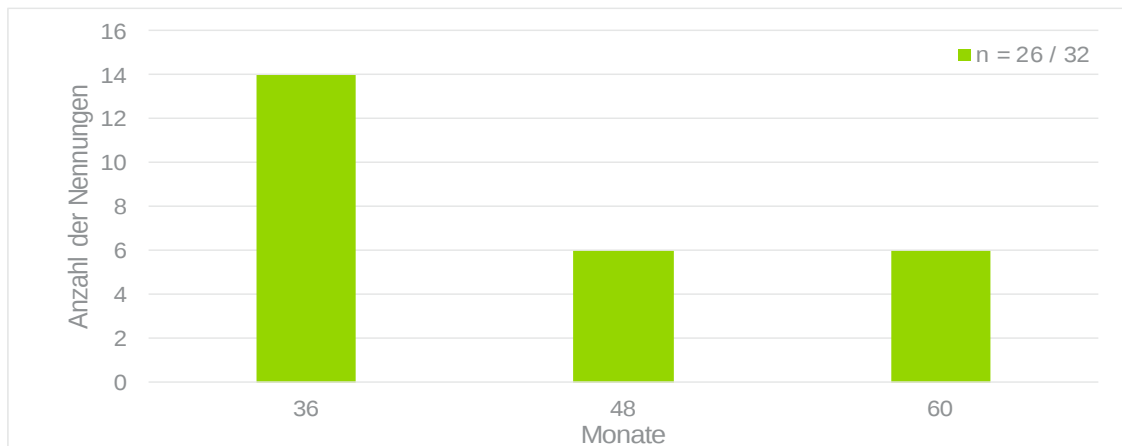


Abbildung 43: Wie lange sollte die Frist aus Ihrer Sicht stattdessen sein?

7.2.5 Räumliche Verteilung und Steuerung, Netz- und Systemintegration

7.2.5.1 Wie entwickelt sich die räumliche Verteilung in der Ausschreibung? Wie verteilen sich die Gebote und Zuschläge regional?

Die Projekte häufen sich in vier Bundesländern: Brandenburg, Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Nordrhein-Westfalen. 89 % der Zuschläge sind nördlich der „Mainlinie“ zu finden ⁶⁰. Abbildung 44 zeigt die regionale Verteilung der Zuschläge. Landkreise direkt südlich des Netzausbaubereichs verzeichnen besonders viele Zuschläge.

⁶⁰ Jürgen Quentin und Noelle Cremer, „11. Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land (September 2019)“ (Berlin: Fachagentur Windenergie an Land, September 2019).

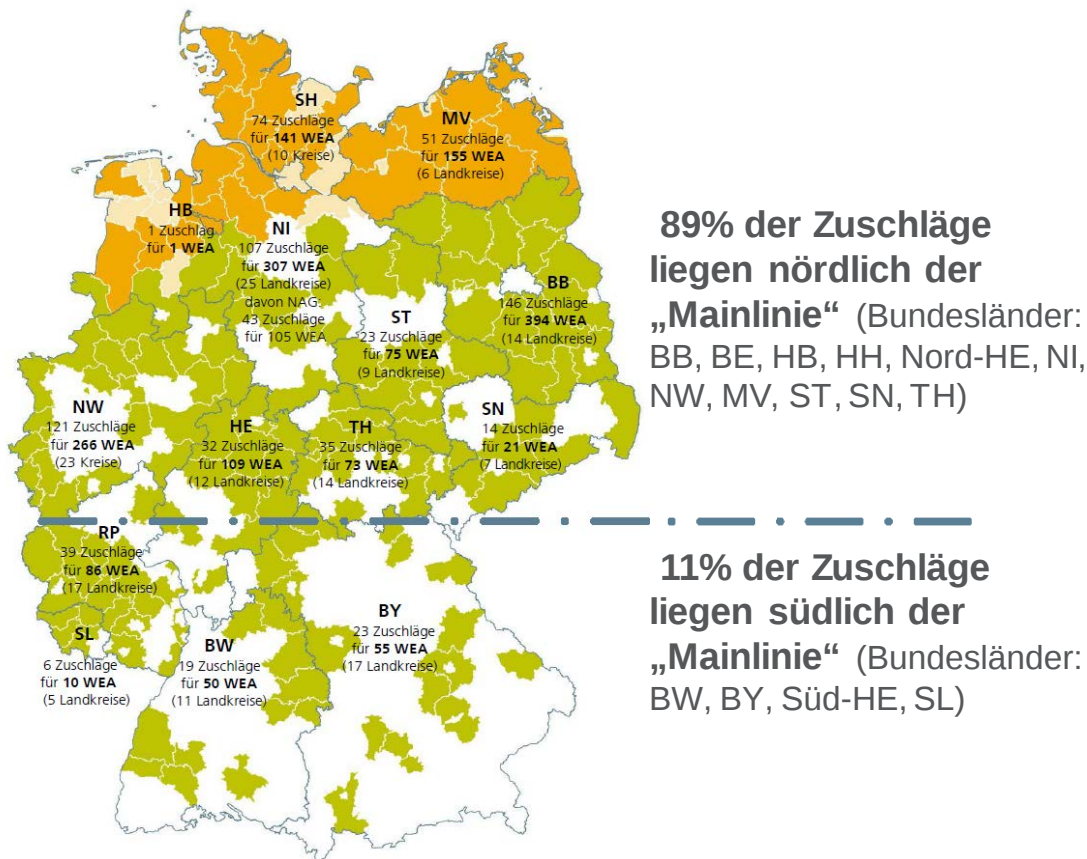


Abbildung 44: Regionale Verteilung bezuschlagter Windenergieanlagen (Stand September 2019)⁶¹

7.2.5.2 Unterscheidet sich die Zuschlagswahrscheinlichkeit nach Bundesländern?

Die Zuschlagswahrscheinlichkeit variiert stark nach Bundesländern. Ausschlaggebend ist hier allerdings die stark variierende Anzahl der Gebote pro Bundesland und ein Vergleich der Zuschlagswahrscheinlichkeit deswegen kein aussagekräftiger Indikator. So hat das Saarland beispielsweise eine Zuschlagswahrscheinlichkeit von 100 % jedoch nur sechs bezuschlagte Gebote.

Abbildung 45 zeigt die Zuschlagswahrscheinlichkeit je Bundesland, sowie die Anzahl der bezuschlagten und nicht bezuschlagten Gebote. Brandenburg weist mit 80 % nicht nur eine der höchsten Zuschlagswahrscheinlichkeiten auf, sondern auch die höchste Anzahl bezuschlagter Gebote (>140). Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen, die ebenfalls über 100 bezuschlagte Gebote verzeichnen, haben eine deutlich geringere Zuschlagswahrscheinlichkeit.

⁶¹ Quentin und Cremer.

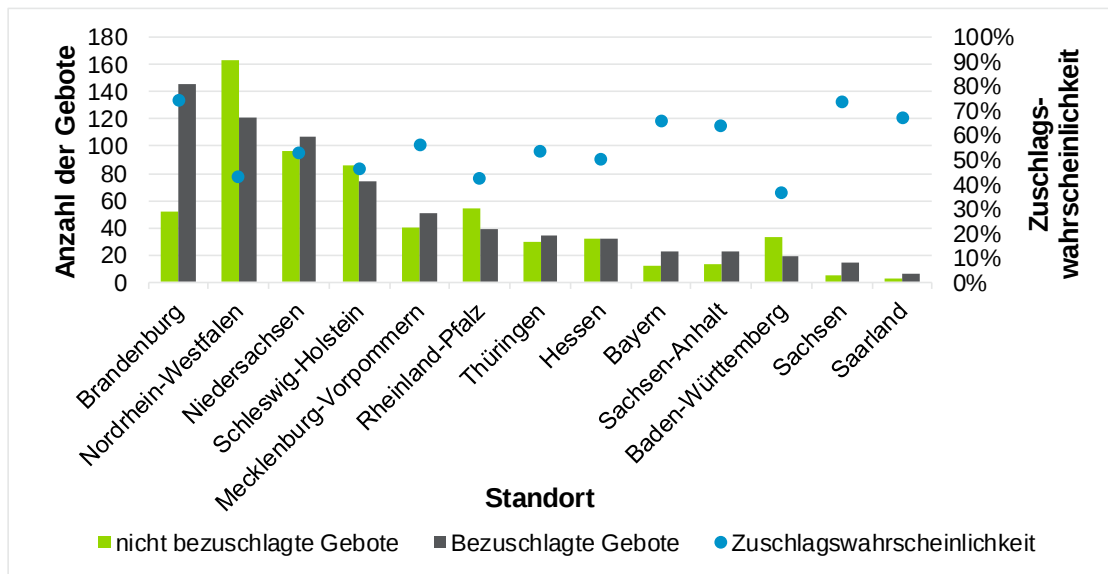


Abbildung 45: Anzahl der bezuschlagten und nicht-bezuschlagten Gebote je Bundesland (in dieser Grafik werden auch ungültige Gebote als nicht bezuschlagt ausgewiesen)

7.2.5.3 Wie hat sich das Referenzertragsmodell auf das Ausschreibungsergebnis ausgewirkt?

Die Wirkung des Referenzertragsmodells lässt sich auf Basis der abgeschlossenen Gebotsrunden nicht im Detail evaluieren. Dies hat im Wesentlichen zwei Gründe:

1. Im Jahr 2017 wurden hauptsächlich Bürgerenergie-Projekte ohne Genehmigung bezuschlagt. Für diese Projekte liegen keine Informationen zur Standortgüte vor. Zudem ist der Zuschlag nicht an den im Gebot angegebenen Standort gebunden, sondern kann auf andere Standorte innerhalb des gleichen Landkreises übertragen werden. Da aufgrund des frühen Projektstadiums der BEG-Projekte ferner keine Informationen zur Technologieauswahl (Typenbezeichnung mit Nennleistung, Rotordurchmesser und Nabenhöhen) vorliegen, ist auch eine rechnerische Näherung über Daten des New European Wind Atlas (NEWA) (siehe 2.4) nicht zielführend. Die Standortgüte, die sich aus den Erträgen der installierten Windenergieanlage ableitet, wird in nicht unerheblichem Maße von der Technologieauswahl beeinflusst.
2. Infolge der im Jahr 2018 einsetzenden Unterzeichnung der Ausschreibungsrunden tritt die Funktion des Referenzertragsmodells, vergleichbare Wettbewerbsbedingungen zu schaffen, in den Hintergrund. Mangels Wettbewerb sind die Zuschlagschancen gegenwärtig für alle Projekte – egal ob an windstarken oder -schwachen Standorten – identisch.

Abbildung 46 zeigt eine Verteilung von Projektvolumina über Standortgüten. Die Grafik berücksichtigt alle Projekte, zu denen entweder Standortgüte-Angaben im Anlagen- bzw. Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur erfasst sind oder rechnerisch ermittelt werden konnten (siehe Abschnitt 2.4 zum methodischen Vorgehen). Es zeigt sich, dass fast alle Projekte – unabhängig von der Standortgüte – einen Zuschlag in einer der Ausschreibungsrunden erzielen konnten. Wie beschrieben ist dies auf den fehlenden Wettbewerb zurückzuführen und keine Folge des Referenzertragsmodells.

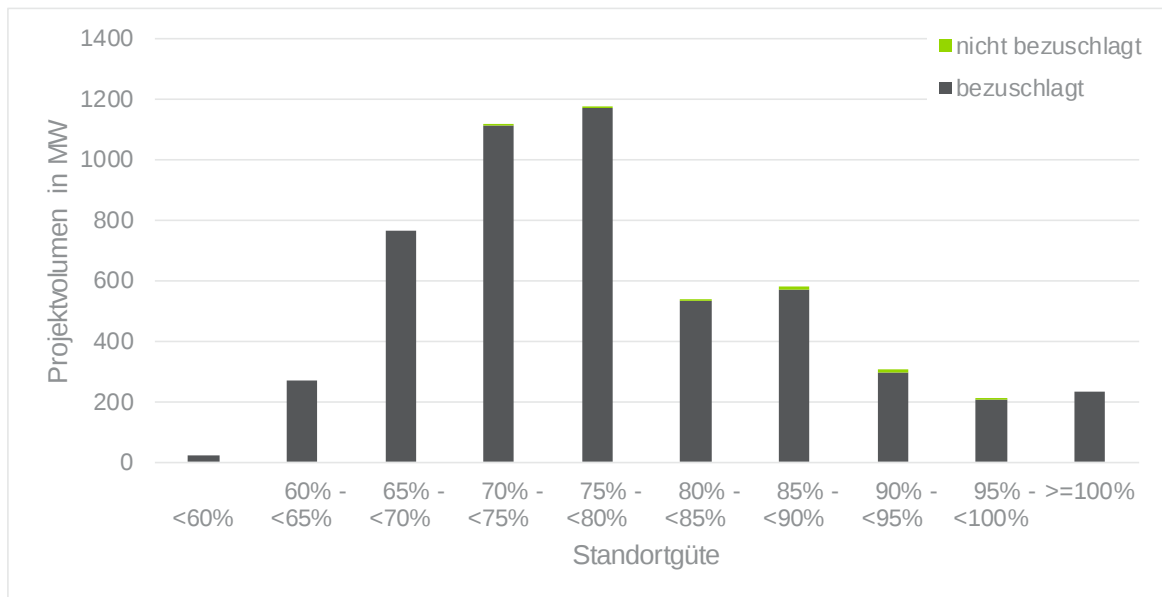


Abbildung 46: Verteilung der Projektvolumina über die Standortgüte getrennt nach bezuschlagten und nicht bezuschlagten Mengen. Abgedeckt ist 65 % der Projektvolumina, da Bürgerenergieprojekten ohne BImSchG-Genehmigung keine Standortgüte zugewiesen werden konnte.

Die einzige Runde, in der ausschließlich Projekte mit BImSchG-Genehmigung unter wettbewerblichen Konditionen geboten haben, war die Ausschreibungsrunde im Februar 2018. Aus der Zuschlagsverteilung dieser Runde lassen sich allerdings keine robusten Schlüsse ziehen, da das Gebotsverhalten von anderen Effekten überlagert worden sein kann.

So legt Abbildung 47 (rechts) eine Überkompensation des Referenzertragsmodells nahe: Der Anteil an nicht bezuschlagtem Volumen steigt mit der Standortgüte. Nur die Zuschlagsquote für Projekte mit Standortgüten unterhalb von 70 % liegt etwas unter der Gruppe zwischen 70 % und 80 %, was nahe liegt, da der Korrekturfaktor für Standorte unterhalb von 70 % nicht weiter steigt. Das Ergebnis steht im Widerspruch zu den Stromgestehungskostenberechnungen des Erfahrungsberichtsvorhabens, aus denen hervorgeht, dass das Referenzertragsmodell zwar grundsätzlich eine Wirkung entfaltet, die Wettbewerbsvorteile windhöffiger Standorte jedoch erhält. Eine Erklärung für die Beobachtung könnte daher sein, dass Bieter mit Projekten an weniger windhöffigen Standorten in der vorliegenden Runde näher an ihren wahren Kosten geboten haben oder dass die Runde einen Einmaleffekt darstellt.

Es wird empfohlen, die Wirkung des Referenzertragsmodells bei wiedereinsetzendem Wettbewerb weiter zu beobachten.

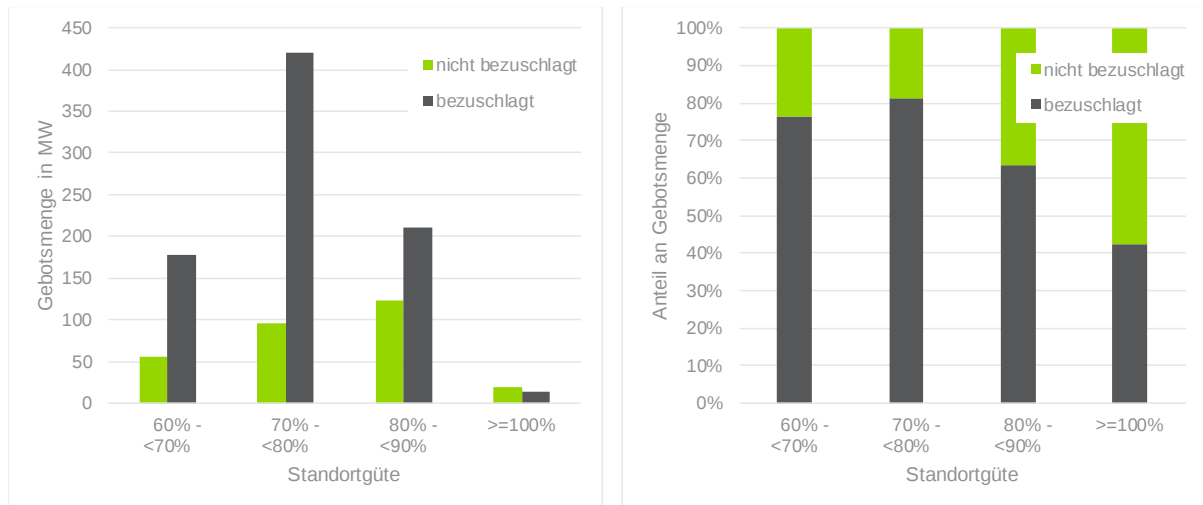


Abbildung 47: Verteilung der Projektvolumina über die Standortgüte getrennt nach bezuschlagten und nicht bezuschlagten Mengen für die Gebotsrunde Februar 2018 (links: Gebotsmenge in MW; rechts: Anteil an Gebotsmenge).

Modellierungsergebnisse der Deutschen WindGuard in dem Vorhaben „Regionale Steuerung der Erneuerbaren Energie“ zeigen, dass das Referenzertragsmodell einen Effekt auf die regionale Steuerung des Zubaus der Windenergie an Land hat und in seiner Wirkung andere Instrumente wie eine Netzkompente übertrifft.

7.2.5.4 Wie hat sich die Einführung einer Netzengpasszone auf das Ausschreibungsergebnis ausgewirkt?

Das Ziel der Netzengpasszone den Zubau im Norden zu begrenzen ist erreicht worden, allerdings nicht durch das NAG, sondern aufgrund des niedrigen Angebots aus dem Norden. Eine Verschiebung in den Süden Deutschlands konnte allerdings nicht erreicht werden. Das Instrument bleibt bei andauernder Unterzeichnung wirkungslos.

Die Netzengpasszone, im EEG 2017 Netzausbaubereich (NAG) genannt, umfasst die nördlichen Landkreise in den Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen sowie gesamt Schleswig-Holstein, Bremen und Hamburg.⁶² Es ist begrenzt auf maximal 20 % der Bundesfläche und nutzt als Mechanismus eine Maximalquote. Die Maximalquote beträgt laut Verordnung 902 MW/Jahr, die sich auf die einzelnen Gebotstermine verteilen. Durch diese künstliche Verknappung kann im NAG zusätzlicher Wettbewerb generiert werden, was prinzipiell zu niedrigeren Zuschlagspreisen führen kann. Sofern die Obergrenze in einer Ausschreibungsrunde nicht ausgeschöpft wurde, wird das nicht genutzte Volumen auf die noch ausstehenden Ausschreibungsrunden im Kalenderjahr verteilt.⁶³ Hieraus resultiert eine fluktuierende Obergrenze, die in Abbildung 48 abgebildet ist. Wie in der Abbildung zu sehen ist, wurden bisher nur im Mai 2017 Gebote mit einem Volumen von 61 MW aufgrund der Obergrenze des Netzausbaubereichs abgelehnt.⁶⁴ Dieser Fall zeigt, dass das Netzausbaubereich prinzipiell steuernd eingreifen kann, jedoch genügend Wettbewerb herrschen muss, damit der Mechanismus greift. Das Ziel, durch das NAG den Zubau im Süden anzureizen, scheint wie in Kapitel 7.2.5.1 diskutiert, nicht erreicht worden zu sein. Die Zuschlagsverschiebung fand lediglich zwischen Landkreisen im Norden und Landkreisen unmittelbar südlich des NAG statt.

⁶² Das Netzausbaubereich wird momentan in seinem Zuschnitt angepasst.

⁶³ BNetzA, „Evaluierungsbericht zum Netzausbaubereich gemäß § 36c (7) Erneuerbare-Energien-Gesetz Stand: Juni 2019“ (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Juni 2019), https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Erneuerbare_Energien/NAGV/Evaluierungsbericht2019.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

⁶⁴ BNetzA.

Zuschlagsmenge und NAG-Obergrenze
in MW

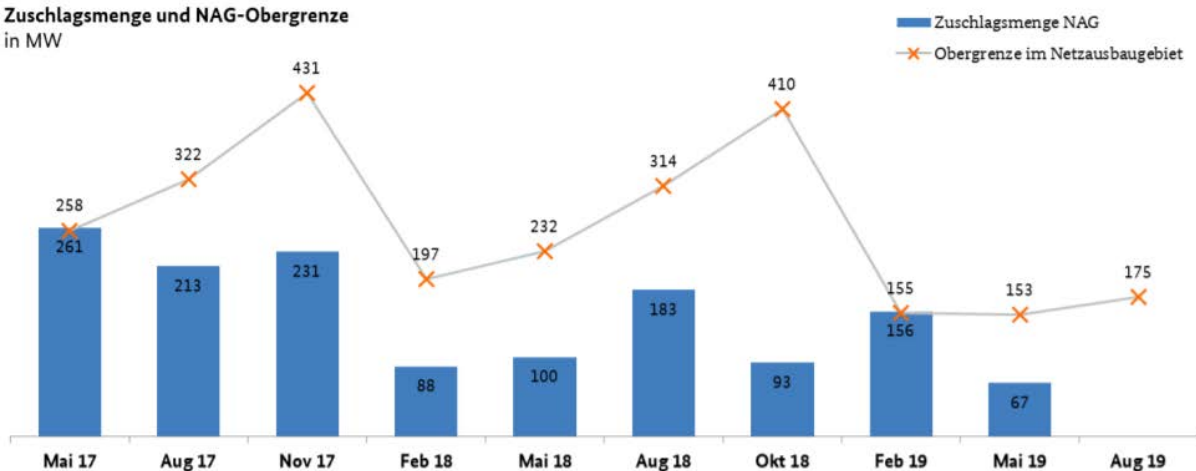


Abbildung 48: Zuschlagsmenge bzw. Obergrenze im Netzausbaugebiet bei den technologiespezifischen Ausschreibungen in den Jahren 2017 bis 2019 ⁶⁵

7.2.5.5 Welche weiteren Steuerungsinstrumente existieren und wie wirken sich diese auf die räumliche Verteilung aus?

Das einzig existierende Steuerungsinstrument in der technologiespezifischen Ausschreibung ist das Referenzertragsmodell. Dieses wird in Abschnitt 7.2.5.3 diskutiert.

7.2.5.6 Welche Auswirkungen hat eine durch Steuerungsinstrumente hervorgerufene Veränderung der räumlichen Verteilung?

Die Frage wird übergreifend in Kapitel 5 besprochen.

7.2.6 Akteursvielfalt

7.2.6.1 Inwieweit konnten kleine Akteure und Bürgerenergieprojekte Zuschläge erlangen?

Die Größe von Akteuren wird über die Anzahl der von ihnen in die Ausschreibungen eingebrachten Projekte⁶⁶ einer Technologie klassifiziert. Speziell unterscheiden wir zwischen Bieter, die bisher lediglich ein Projekt in die Ausschreibungen eingereicht haben (Ein-Projekt-Bieter), und Bieter, die mehr als ein Projekt eingereicht haben (Multi-Projekt-Bieter).

Fast 70 Prozent der Bieter sind Ein-Projekt-Bieter (siehe Abbildung 49). Ein Großteil der Multi-Projekt-Bieter hat zwischen zwei und fünf Projekten eingereicht (24 Prozent aller Bieter). Nur 10 Bieter haben mehr als 10 Projekte eingereicht. Diese Bietergruppe weist nach den Ein-Projekt-Bietern jedoch die höchste Anzahl an Projekten auf (siehe Abbildung 49). 27 Prozent der Projekte entfallen auf diese zehn großen Bieter.

Ein-Projekt-Bieter könnten in geringfügig kleineren Maße Zuschläge erlangen (Abbildung 50). Ein-Projekt-Bieter stellten bei den bisher erfolgten Ausschreibungsrunden 37 Prozent der Gebotsmenge

⁶⁵ BNetzA.

⁶⁶ In diesem Bericht wird zwischen Geboten und Projekten unterschieden. Ein Projekt ist unabhängig vom Gebot eine konkrete EE-Anlage an einem Standort. Wird ein Gebot für ein Projekt nicht bezuschlagt und beispielsweise in der nächsten Runde erneut ein Gebot eingereicht, so gilt es als dasselbe Projekt aber als neues Gebot.

und es entfiel 33 Prozent der Zuschlagsmenge auf sie. Aufgrund des fehlenden Wettbewerbs ist die Zuschlagswahrscheinlichkeit allerdings grundsätzlich wenig aussagekräftig.

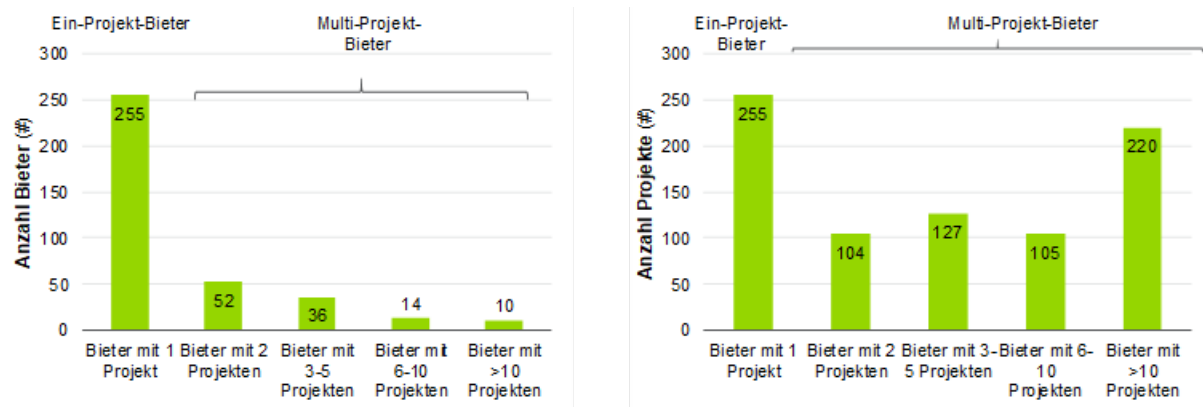


Abbildung 49: Anzahl der Ein- und Multiprojektbieter über alle technologiespezifischen Ausschreibungsrunden für Windenergie an Land bis einschließlich September 2019 (links) und Anzahl ihrer Projekte (rechts)

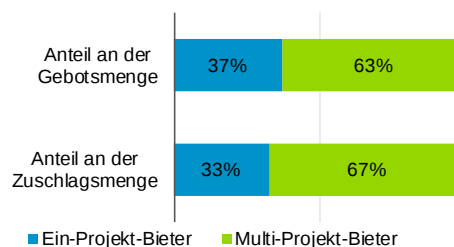


Abbildung 50: Anteil der Ein- und Multi-Projekt-Bieter an der Gebots- und Zuschlagsmenge kumuliert über alle technologiespezifischen Ausschreibungsrunden für Windenergie an Land bis einschließlich September 2019

In der Literatur wird vermutet, dass kleine Akteure eher in ihrer Region aktiv sind⁶⁷. Eine regionale Tätigkeit wird hier unterstellt, wenn Projekte von Bieter in dem Bundesland liegen, in dem auch ihr Firmensitz liegt. Abbildung 51 stellt die Regionalität der Projekte der verschiedenen Bietergruppen dar (siehe auch Tabelle 57). Es wird ersichtlich, dass Bieter mit wenigen Projekten diese eher in ihrem Bundesland projektieren. Die Projekte von Ein-Projekt-Bietern liegen zu über 80 Prozent in dem Bundesland des Bietersitzes. Bei Bieter mit über 10 Projekten gilt das nur noch für knapp 30 Prozent der Projekte. Dies bestätigt die allgemeine Vermutung, dass kleinere Akteure eher lokal tätig sind, während größere Akteure überregional in Erscheinung treten.

⁶⁷ Silvana Tiedemann, Fabian Wigand, und Corinna Klessmann, „Akteursvielfalt Windenergie an Land - Herausforderungen, Akteursdefinition, Sonderregelungen“, Wissenschaftliches Papier (Berlin: Ecofys, 24. Mai 2015), https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/wissenschaftliches-papier-ecofys-akteursvielfalt-windenergie-land.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

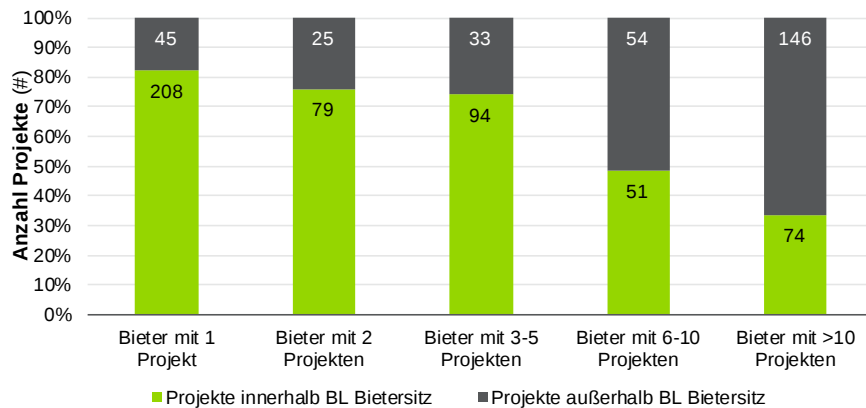


Abbildung 51: Regionalität der Projekte verschiedener Bietergruppen der Windausschreibungen; die Zahlenwerte geben die Anzahl an Bieter an.

Das EEG definiert gemäß § 36g BEG als „Gesellschaften,

- die aus mindestens zehn natürlichen Personen als stimmberechtigten Mitgliedern oder stimmberechtigten Anteilseignern bestehen,
- bei denen mindestens 51 % der Stimmrechte bei natürlichen Personen liegen, die seit mindestens einem Jahr vor der Gebotsabgabe ihren gemeldeten Hauptwohnsitz in der kreisfreien Stadt bzw. im Landkreis haben, in der bzw. in dem die Windenergieanlage(n) entsprechend der Standortangaben im Gebot errichtet werden soll(en), und
- bei denen kein Mitglied oder Anteilseigner mehr als 10 Prozent der Stimmrechte hält.

Sollten sich ausschließlich mehrere juristische Personen oder Personengesellschaften zu einer Gesellschaft zusammenschließen, muss jede der Personen oder Gesellschaften diese Voraussetzungen erfüllen, damit auf die durch den Zusammenschluss entstandene Gesellschaft die Regelungen zu Bürgerenergiegesellschaften Anwendung finden können.“⁶⁸.

⁶⁸ BNetzA, „Bürgerenergiegesellschaften“, Bundesnetzagentur, Bürgerenergiegesellschaften, 17. Juli 2018, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/Buergerenergiegesellschaften/Buergerenergiegesellschaft_node.html

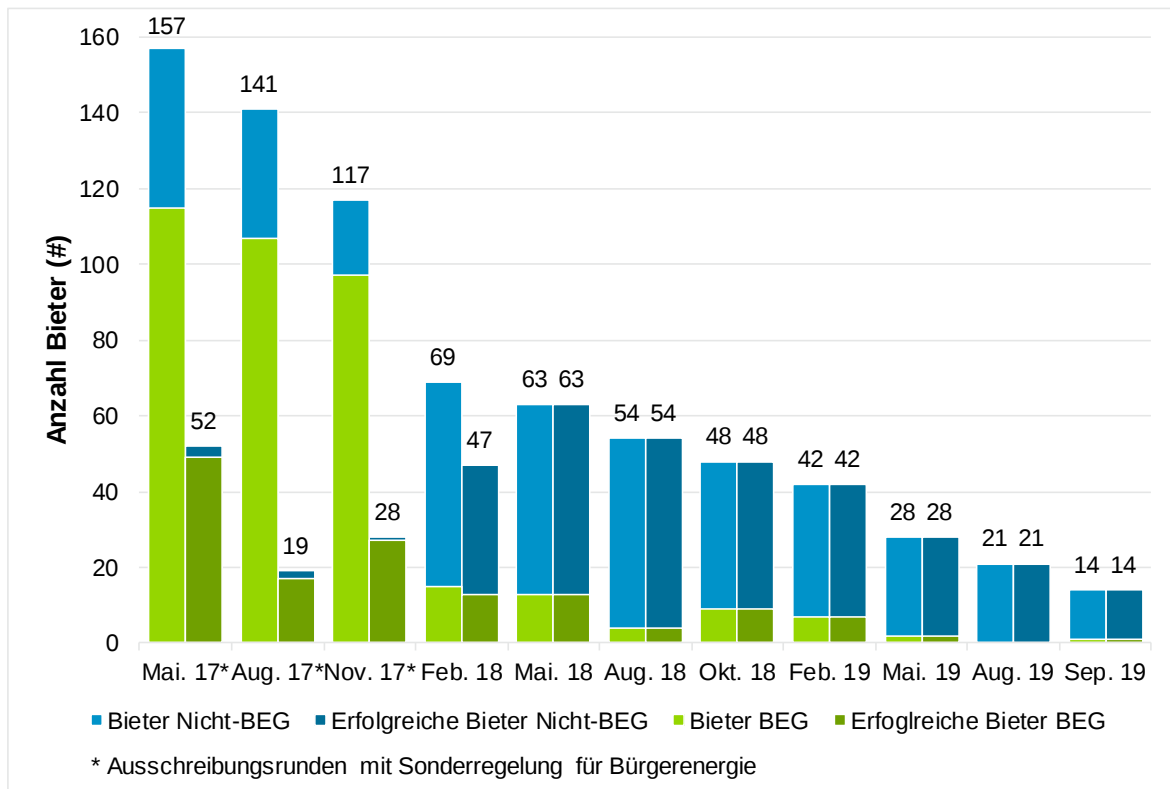


Abbildung 52: Anzahl der teilnehmenden und erfolgreichen Bieter der bisher erfolgten Ausschreibungsrunden für Windenergie an Land. Es wird zwischen Bürgerenergiegesellschaften (BEG) und Nicht-Bürgerenergiegesellschaften (Nicht-BEG) unterschieden.

Im Jahr 2017 entfielen 73 Prozent der Gebote und 93 Prozent der Zuschläge auf Bieter, die von der Sonderregelung Gebrauch machten. In den darauffolgenden Ausschreibungsrunden entfielen im Durchschnitt noch 12 Prozent der Gebote und Zuschläge auf BEG (Abbildung 133 sowie Tabelle 58 und Tabelle 59 im Anhang). Die Tendenz ist fallend. Durch den fehlenden Wettbewerb entfällt der Anreiz von der Einheitspreisregel Gebrauch zu machen und die Akteure sparen sich den Nachweis über ihre Berechtigung als BEG behandelt zu werden. In den Ausschreibungsrunden mit Sonderregelungen für Bürgerenergiegesellschaften gab es zum einen also eine deutlich höhere Beteiligung von Bietern, die unter die Sonderregelung fielen, zum anderen gab es auch einen deutlich höheren Anteil an Zuschlägen für diesen Bietertyp (zu Gründen für die höhere Zuschlagswahrscheinlichkeit siehe 7.2.2.5).

Inwieweit die Gesellschafterkonstruktionen, die in den Ausschreibungsrunden des Jahres 2017 teilnahmen und/oder bezuschlagt wurden, Bürgerenergiegesellschaften im eigentlichen Sinne darstellen, ist fraglich. Über spezielle Gesellschafterkonstruktionen können auch größere Akteure Projekte entwickeln, die unter die BEG-Definition des EEG fallen, insbesondere Projektierer, die sich bereits auf die Unterstützung oder gemeinsame Entwicklung von Projekten mit Bürgern spezialisiert haben⁶⁹. Das IZES und Leuphana⁷⁰ führen in Ergänzung zur Legaldefinition von

⁶⁹ Katja Weiler u. a., „Kurzbericht zur Akteursstruktur der Ausschreibung für Windenergie an Land vom Mai 2017“ (IZES; Leuphana Universität Lüneburg, 2019), https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/20190822_kurzbericht_ausschreibungsrunde_mai-2017.pdf.

⁷⁰ Eine tiefergehende Untersuchung der Akteursstruktur beim Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgt im Rahmen des Forschungsvorhabens „Entwicklung und Umsetzung eines Monitoringsystems zur Analyse der Akteursstruktur bei Freiflächen-Photovoltaik und der Windenergie an Land“ (FKZ 37EV 16 137 0) des Umweltbundesamtes, welches durch das Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme an der Hochschule für Technik und Wirtschaft Saarbrücken – kurz IZES gGmbH – in Kooperation mit der Leuphana Universität Lüneburg durchgeführt wird.

Bürgerenergiegesellschaften gemäß EEG 2017 (EEG-BEG) eine eigene Definition für *beteiligungsoffene Bürgerenergie* ein. Diese umfasst aus Sicht des Vorhabens die vom Gesetzgeber als besonders schützenswert intendierte Akteursgruppe. Es werden zwei Varianten der beteiligungsoffenen Bürgerenergie unterschieden:

- **Beteiligungsoffene Bürgerenergie, oberer Schwellenwert (oS):** in der Standortregion ansässige und tätige Unternehmen mit der Möglichkeit zur Mindestbeteiligung > 1.000 Euro (Ostdeutschland) bzw. > 2.000 Euro (Westdeutschland) und bis < 5.000 Euro deutschlandweit
- **Beteiligungsoffene Bürgerenergie, unterer Schwellenwert (uS):** in der Standortregion ansässige und tätige Unternehmen mit der Möglichkeit zur niedrigschwelligen Mindestbeteiligung von bis zu 1.000 Euro in den östlichen bzw. 2.000 Euro in den westlichen Bundesländern⁷¹.

Eine detaillierte Auswertung der ersten Ausschreibungsrunde im Mai 2017 kommt zu dem Ergebnis, dass bei knapp 80 % der bezuschlagten Leistung Projektierer jeder Größenklasse mit natürlichen Personen kooperiert haben, um von der Sonderregelung profitieren zu können. Lediglich 13 % der Zuschläge ging an beteiligungsoffene Bürgerenergie, wo jedoch teilweise Projektentwickler ebenfalls an der Geschäftsführung beteiligt sind (siehe auch Abbildung 134)⁷².

7.2.6.2 Wie hat sich die Sonderregelung für Bürgerenergiegesellschaften auf das Ausschreibungsergebnis ausgewirkt?

Die starke Form der Sonderregelung bestand in den drei Runden im Jahr 2017 im Wesentlichen darin, dass BEG-Bieter gemäß § 36g EEG 2017

- keine BImSchG-Genehmigung vorweisen müssen und damit früher an den Ausschreibungen teilnehmen können,
- eine reduzierte Pönale bei Nicht-Realisierung zahlen müssen (15 anstatt 30 Euro pro Kilowatt zu installierender Leistung),
- eine längere Realisierungsfrist von zusätzlich 24 Monaten in Anspruch nehmen dürfen und
- mit dem Gebotswert des höchsten bezuschlagten Gebotes anstatt mit ihrem Gebotswert vergütet werden (Einheitspreis).

Seit Anfang 2018 ist die Sonderregelungen für BEG teilweise ausgesetzt. BEG-Bieter bekommen lediglich noch den Einheitspreis (schwache Form der Sonderregelung). Das ist seit Mai 2020 auch als permanente Lösung etabliert.

Ein Großteil der BEG-Bieter hat im Jahr 2017 den ihnen eingeräumten Spielraum genutzt und mit Projekten ohne Genehmigung geboten. Lediglich bei fünf Prozent der BEG-Gebote in 2017 lag eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz vor.

Das Gebotsvolumen von Bürgerenergieprojekten häuft sich bei Projekten mit 17 bis 18 MW Leistung. Dies deutet darauf hin, dass Bürgerenergieprojekte das Maximum der zulässigen Gebotsmenge ausgeschöpft haben und weitestgehend projektunabhängig geboten haben. Bei Nicht-Bürgerenergieprojekten gibt es eine Häufung von Geboten bei Volumina, die auf Projekte mit lediglich einer Anlage bestehen, was auf Parkerweiterungen hinweisen kann.

⁷¹ Weiler u. a., „Kurzbericht zur Akteursstruktur der Ausschreibung für Windenergie an Land vom Mai 2017“.

⁷² Weiler u. a.

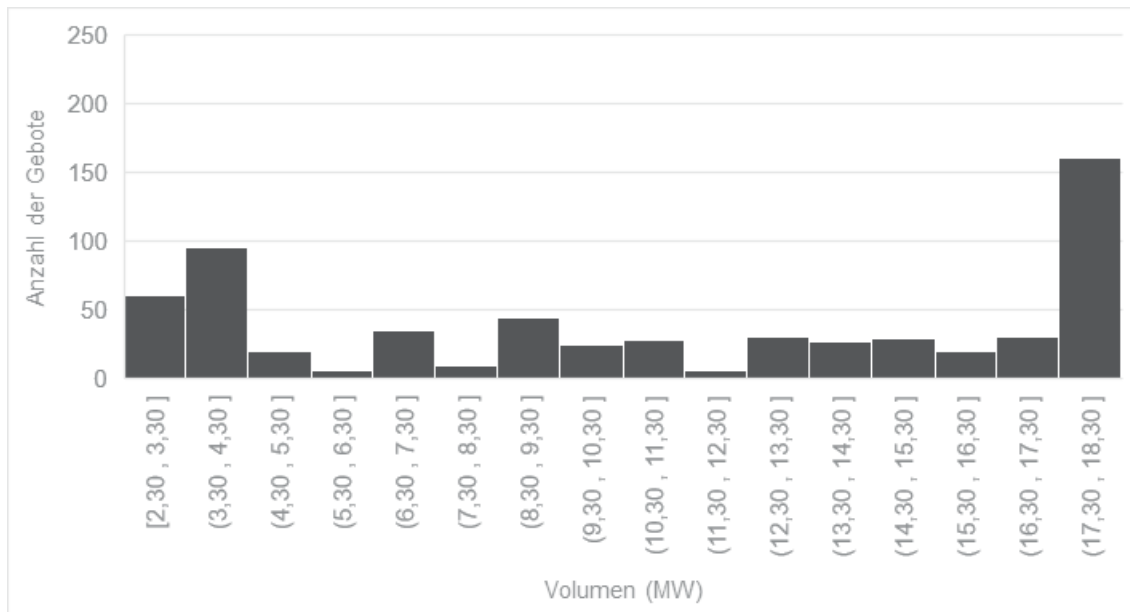


Abbildung 53: Histogramm der Gebotsvolumina für Bürgerenergieprojekte

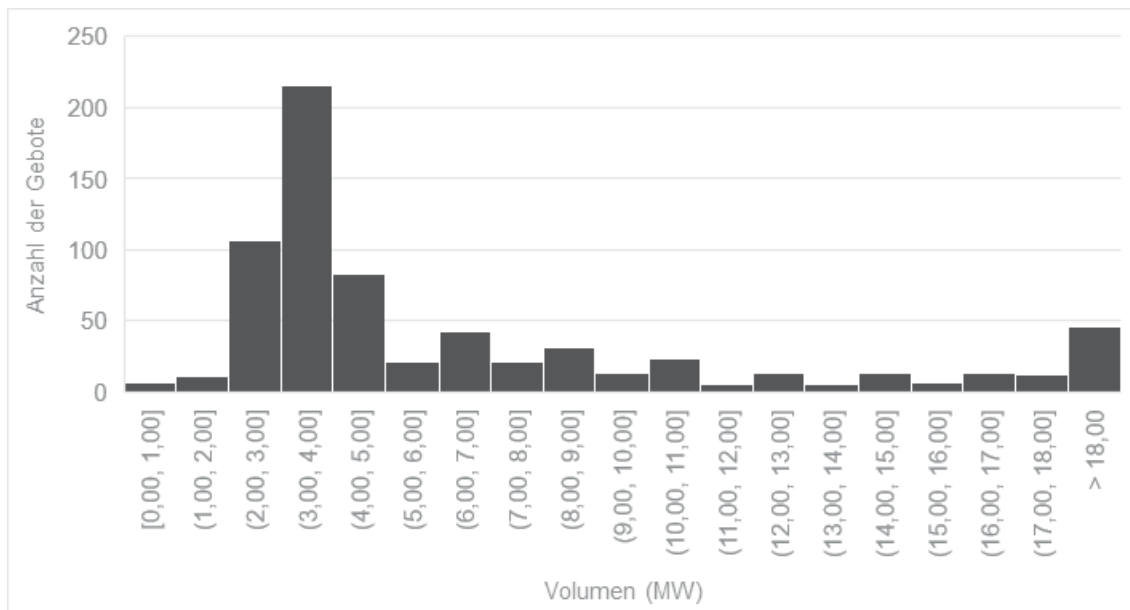


Abbildung 54: Histogramm der Gebotsvolumina für nicht Bürgerenergieprojekte

Aufgrund der Sonderregelung für BEG waren die Ausschreibungsrunden im Jahr 2017 überzeichnet. Mit der Überzeichnung sind auch die Zuschlagspreise im Jahr 2017 gesunken. Die sinkenden Preise haben die Erwartungen einzelner Marktteilnehmer über das mögliche Kostensenkungspotenzial bei der Windenergie an Land in den nächsten Jahren offengelegt. Gleichzeitig sind die Renditen für Nicht-BEG-Bieter, die im Jahr 2017 an Ausschreibungsrunden teilgenommen haben und bezuschlagt worden sind, stark gesunken.

Durch die längere Realisierungsfrist ist die Realisierung gegenüber Nicht-BEG-Geboten verzögert. Die absoluten Realisierungsraten lassen sich noch nicht abschließend beurteilen. Aufgrund der niedrigen Pönale und den momentan günstigeren Marktbedingungen ist es aber wahrscheinlich, dass einige Bieter ihre Zuschläge verfallen lassen, um erneut zu bieten und so eine höhere Förderung für ihre Projekte zu erzielen. Bis zum Ablauf der Realisierungsfrist der 2017er Runden stellen die Zuschlagswerte der 2017er Runden plus Pönalkosten einen Mindestgebotswert für Gebote aus den bezuschlagten Landkreisen dar.

Das Gebotsverhalten der Wiederholer deutet darauf hin, dass die Sonderregelung auch die Realisierung bereits im Jahr 2017 genehmigter Projekte verzögert hat. Diese wurden erst im Jahr 2018 oder teilweise sogar noch später bezuschlagt und dementsprechend später realisiert.

Der Erfahrungsbericht Windenergie an Land argumentiert, dass „annähernd 2,5 GW der im Jahr 2017 bezuschlagten Leistung [...] dem Markt entzogen werden“ könnten, wenn diese nicht realisiert werden⁷³. Allerdings ist die Kausalität hier fraglich, denn ohne Sonderregelung wären die Ausschreibungsrunden des Jahres 2017 vermutlich bereits unterzeichnet gewesen und das Volumen wäre auch ohne Sonderregelung nicht bezuschlagt (und damit nicht realisiert) worden.

7.2.6.3 Wie hat sich die Akteursstruktur durch die Einführung der Ausschreibungen verändert?

Über die Akteursvielfalt, das heißt die Anzahl der Unternehmen, die in der Windbranche aktiv sind, lassen sich keine abschließende Aussage treffen. Die Branche lässt sich nicht eindeutig von anderen Branchen abgrenzen. Laut dem statistischen Bundesamt lag die Anzahl an Unternehmen, die in der Produktion von Windenergieanlagen aktiv sind, in der letzten Dekade bei sieben bis elf Unternehmen. Seit 2017 liegt sie konstant bei sieben Unternehmen (siehe Abbildung 55).

Insgesamt bindet sich die Windbranche in Deutschland momentan im Umbruch. Der geringe und unstetige Ausbau stellt alle Akteure der Branche vor zum Teil existenzielle Probleme. Besonders betroffen sind davon Akteure, die stark auf den deutschen Markt konzentriert sind. Laut einer Schätzung der IG Metall Küste sind von 2016 bis Ende 2017 26.000 Arbeitsplätze entfallen⁷⁴. Das DLR und DIW (2019) schätzen einen Rückgang von 21.700 Plätzen (- 16 %) ⁷⁵. In der Presse kursieren höhere Zahlen von bis zu 40 000 abgebauten Arbeitsplätzen seit 2016⁷⁶.

Die Initiierung von neuen Projekten ist für alle Akteure momentan herausfordernd. WWEA und LEE NR gehen jedoch von einem stärkeren Abschreckungseffekt für kleine Projektierer und Bürgerenergiegesellschaften aus und führen die rückläufige Anzahl an gegründeten Energiegenossenschaften (167 im Jahr 2011, 14 im Jahr 2018) als Indikator an⁷⁷.

Die Akteursstruktur im Bestand lässt sich erst in einigen Jahren analysieren. Im Zeitraum von 2004 bis 2016 konnten noch alle Akteursgruppen ihren Anteil an der installierten Leistung steigern. Es gab keine Gruppe von Anteilseignern, die sich rückläufig entwickelt hat. Dies schließt auch kleinere Akteure wie Privatpersonen, Landwirte und Regionalversorger mit ein⁷⁸. Inwiefern hier eine Konsolidierung eintreten könnte, ist unklar.

⁷³ Wallasch u. a., „Erfahrungsbericht Windenergie an Land“.

⁷⁴ „IG Metall sieht deutsche Windindustrie in Gefahr / Betriebsräte erwarten weitere Entlassungen“, <https://www.igmetall-kueste.de/branchenumfrage-wind-2019>, 9. April 2019, <https://www.igmetall-kueste.de/aktuell/news/-ig-metall-sieht-deutsche-windindustrie-in-gefahr-betriebsraete-erwarten-weitere-entlassungen>

⁷⁵ Lorenz Gösta-Beutin, Gesine Löttsch, und Heidrun Bluhm-Förster, „Kleine Anfrage der Abgeordneten Lorenz Gösta Beutin, Dr. Gesine Löttsch, Heidrun Bluhm-Förster, weiterer Abgeordneter und der Fraktion DIE LINKE. betr.: „Arbeitsplätze in der Windenergie-Branche““, 29. Juli 2019.

⁷⁶ Windkraft-Journal, „TAG: Stellenabbau“, <https://www.windkraft-journal.de>, Stellenabbau, 25. November 2019, <https://www.windkraft-journal.de/tag/stellenabbau>.

⁷⁷ Jan Dobertin u. a., „Bürgerwind im Ausschreibungsmodell Eine Bilanz“, WWEA Policy Paper Series (World Wind Association; Landesverband Erneuerbare Energien Nordrhein-Westfalen, September 2019).

⁷⁸ trend:research, „Anteile einzelner Marktakteure an Erneuerbaren-Energien-Analgen in Deutschland“, 2017.

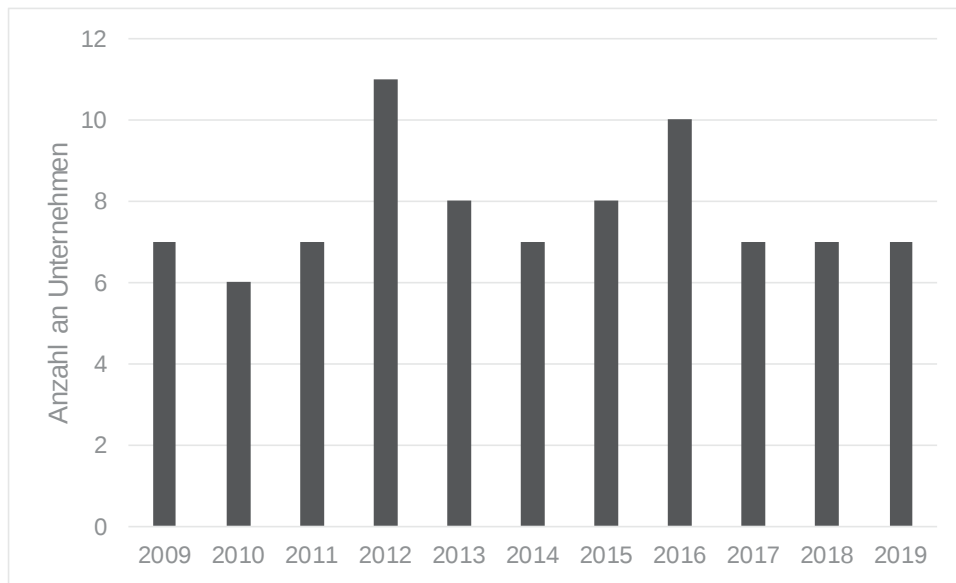


Abbildung 55: Zahl der Unternehmen mit Produktion windgetriebener Stromerzeugungsaggregate Güterverzeichnis-für-Produktionsstatistiken-Nr. 2811 24 000 (Quelle: Gösta-Beutin, Löttsch, und Bluhm-Förster 2019)

7.2.7 Ausschreibungsverfahren

7.2.7.1 Wie transparent/verständlich ist das Verfahren?

Etwa 60 % der befragten Bieter finden den administrativen Aufwand angemessen, etwa 20 % empfinden ihn als zu hoch. 50 % der Befragten geben an, externe Unterstützung zur Gebotserstellung in Anspruch genommen zu haben, wobei sie damit auch Rückfragen an die BNetzA meinen. 30 % der Befragten hat juristische Expertise in Anspruch genommen, jeweils 15 % der Befragten haben Expertise zu Gebotsstrategie sowie zur Strompreisprognose und anderen marktwirtschaftlichen Aspekten in Anspruch genommen.

Die Bieterbefragung ergab, dass der administrative Aufwand vor allem von erstmalig teilnehmenden Bietern als zu hoch empfunden wird. Als Verbesserungsvorschläge wurden eine eindeutiger Begriffserklärung sowie eine ausgefüllte Mustervorlage genannt. Weitere Verbesserungsvorschläge betreffen einheitliche Formulare für mehrere Runden, eine vollständig digitale Gebotsabgabe, sowie eine Möglichkeit neue Versionen des Gebots nicht zwingend unter neuem Namen abzuspeichern.

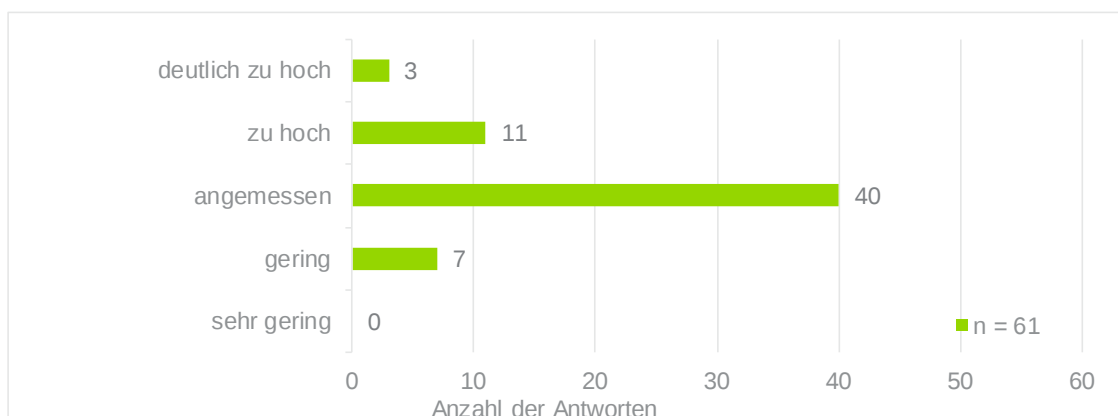


Abbildung 56: Wie bewerten Sie den Aufwand für die formale Gebotserstellung und -abgabe?

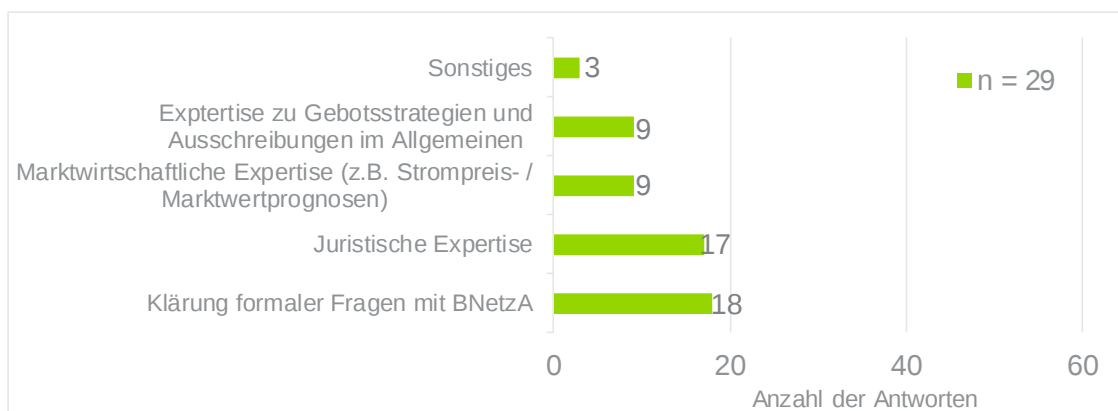


Abbildung 57: Welche externe Unterstützung wurde in Anspruch genommen?

7.2.7.2 Gab es fehlerhafte/ungültige Gebote? (Ja/Nein)

Ja. Die Anzahl ungültiger Gebote fluktuiert um die 5 % der eingereichten Gebote und ist relativ gesehen leicht angestiegen. Insgesamt wurden 66 Gebote mit einer Leistung von 507 MW für ungültig erklärt⁷⁹. In der Regel nehmen ungültige Gebote erneut an der Ausschreibung teil und werden bezuschlagt.

Die häufigsten Gründe für Gebotsausschlüsse sind Formfehler, wie z. B. keine Nennung eines Bevollmächtigten und unzureichenden Windgutachten für Bürgerenergiegesellschaften im Jahr 2017. 2019 wurden sechs Gebote ausgeschlossen, weil die Anlagen im Gebot bereits als bezuschlagt identifiziert worden waren⁸⁰.

7.3 Diskussion

Die Rahmenbedingungen der Ausschreibungen für Windenergie an Land variierten in den letzten Jahren so stark, dass das eigentliche Design der Ausschreibung nur eingeschränkt evaluiert werden kann. Insbesondere muss das Übergangssystem im Vorfeld der Ausschreibungen sowie die Flächenausweisungs- und Genehmigungssituation für Windenergie bei der Interpretation der Ergebnisse berücksichtigt werden. Der Förderrahmen für Windenergie in Deutschland lässt sich für die letzten Jahre in drei Phasen unterteilen: das stark genutzte Übergangssystem, die

⁷⁹ Quentin und Cremer, „11. Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land (September 2019)“.

⁸⁰ Quentin und Cremer.

Ausschreibungen des Jahres 2017 mit Bürgerenergie-Sonderregelung und die überwiegend unterzeichneten Ausschreibungen ohne starke Form der Bürgerenergie-Sonderregelung seit 2018.

Das EEG 2017 hat zu einem unstetigen Zubau der Windenergie an Land geführt und damit sein Ziel eines „stetigen Ausbaus“ von 2,8 GW in den Jahren 2017, 2018 und 2019 verfehlt. Im Jahr 2017 lag der Ausbau mit 5.486 MW um 2.686 MW weit oberhalb des anvisierten Zubaus. Seit 2018 (1.793 MW) wird der Ausbaukorridor verfehlt, im Jahr 2019 (379 MW bis August) deutlich. Eine kurzfristige Erholung ist unwahrscheinlich.

Die Ausgestaltung des Übergangssystems hat Vorzieheffekte hervorgerufen und zu einer Überschreitung des Ausbaukorridors im Jahr 2017 geführt. Das Übergangssystem besagte, dass Anlagen, die bis zum 31.12.2016 eine BImSchG-Genehmigung erhalten hatten, nicht an den Ausschreibungen teilnehmen mussten, sondern Anspruch auf eine administrativ bestimmte Marktprämie hatten, sofern sie bis Ende 2018 realisiert wurden. Eine monatliche Degression der administrativ festgelegten Förderhöhe schaffte einen starken Anreiz, die Anlagen möglichst früh innerhalb der zugestandenen Frist bis Ende 2018 zu realisieren. Im Jahr 2016 wurden Genehmigungen in Höhe von fast 10 GW erteilt. Dies entspricht fast einer Verdreifachung gegenüber dem Vorjahr 2015. Allein im Dezember 2016 wurden Genehmigungen für 5 GW erteilt. Deren Genehmigungszeitraum war kürzer als im Durchschnitt zu beobachten ist, was auf eine aktive Beschleunigung hinweist. Der Windenergie-Zubau des Jahres 2017 und im Wesentlichen auch der des Jahres 2018 wurde im Rahmen des Übergangssystems gefördert.

Das stark zurückgegangene Angebot von Projekten mit Genehmigungen führt zur Unterschreitung des Ausbaukorridors seit 2018. Im Jahr 2017 wurden lediglich 1,4 GW, im Jahr 2018 1,6 GW und bis August 2019 1,03 GW an Projekten genehmigt. Die aktuell geringe Flächenverfügbarkeit für neue Windenergieprojekte reicht nicht zur Deckung der Ausschreibungsmengen. Die verfügbare Flächenkulisse wird durch nach erfolgreichen Klagen für unwirksam erklärte Pläne weiter eingeschränkt. Des Weiteren sind die Genehmigungsverfahren im Durchschnitt langwieriger geworden als in früheren Jahren und für die Projektierer aufgrund von Einwänden, Widersprüchen und Klagen unsicherer. Zudem kam es aufgrund der Sonderregelung 2017 zu nur geringen Zuschlägen für bereits genehmigte Projekte. Die im Jahr 2017 genehmigten Anlagen wurden überwiegend erst im Jahr 2018 in den Ausschreibungen bezuschlagt, da davor die Konkurrenz durch Projekte, die von der Bürgerenergie-Sonderregelung profitieren konnten und keine Genehmigung benötigten, zu groß war.

Trotz der hohen Zuschlagspreise nehmen 1,1 GW an genehmigten Projekten nicht an der Ausschreibung teil. Laut Branchenbefragung verzögern diese Akteure ihre Gebotsabgabe aus projektspezifischen Gründen. Ihre Projekte befinden sich teilweise in Umgenehmigungsverfahren, zum Beispiel aufgrund eines Anlagentypenwechsels. In einigen Bundesländern (z. B. in Nordrhein-Westfalen) kann das zu einer Neugenehmigung nach § 10 BImSchG und damit – im Fall einer bereits erfolgten Bezuschlagung – zum Verlust des Zuschlags führen. Im Sinne einer optimalen Flächenausnutzung ist es sinnvoll, wenn technisch neuere oder größere Anlagen errichtet werden. Das Ausschreibungsdesign ist an dieser Stelle zu unflexibel. Ein anderer Grund für das Zurückhalten von Projekten sind Klagen, die vor der Einreichung eines Gebotes eingehen. Bieter können die Gültigkeitsfrist des Zuschlags bei bereits beklagten Anlagen nicht auf Antrag verlängern lassen.

Die Sonderregelungen für Bürgerenergiegesellschaften verzögern den Zubau der 2017 ausgeschriebenen Anlagenleistung. Die im Jahr 2017 geltende BEG-Sonderregelung erlaubte eine Teilnahme ohne BImSchG-Genehmigung, reduzierte die Pönalen bei Nicht-Realisierung und ließ bezuschlagten Bietern 24 Monate länger Zeit, ihre Projekte zu realisieren. Fast alle im Jahr 2017 bezuschlagten Projekte haben von der Bürgerenergie-Sonderregelung Gebrauch gemacht. Diese Projekte brauchen aufgrund des geringen Projektfortschritts per se länger, um realisiert zu werden. Ihre Realisierung ist – wenn überhaupt – erst Anfang der 2020er Jahre wahrscheinlich (siehe unten). Damit entstand eine Lücke zwischen dem Ausbau im Rahmen des Übergangssystems und im Rahmen der Ausschreibungen, die durch die Vorzieheffekte noch verstärkt wurde.

Die Ausschreibungsvolumina sind im EEG so definiert, dass die Ausbauziele nur erreicht werden können, wenn alle bezuschlagten Anlagen realisiert werden. Das erscheint unwahrscheinlich. Die Realisierungsfristen für bezuschlagte Projekte laufen größtenteils noch, sodass die Realisierungsrate ungewiss ist. Lediglich die Fristen für die wenigen regulär bezuschlagten Projekte (d. h. Projekte ohne BEG-Sonderregelung) der ersten beiden Runden sind abgelaufen. Eine Realisierungsrate von 90 % erscheint jedoch unwahrscheinlich. Eine Hochrechnung aus den Angaben der Bieterumfrage ergibt, dass ca. 20 % des regulär bezuschlagten Volumens seit Einschränkung der Sonderregelung im Jahr 2018 nicht realisiert werden könnte. Ausschlaggebend sind Klagen und Widersprüche gegen die Genehmigungen und die Insolvenz eines Herstellers. Die Realisierungswahrscheinlichkeit von BEG-Geboten ist wesentlich geringer, da angesichts des momentan hohen Preisniveaus der Anreiz besteht, erneut an der Ausschreibung teilzunehmen und die Pönalkosten des BEG-Gebots in Kauf zu nehmen, anstatt den ursprünglichen Zuschlag zu realisieren. Bis zum Ablauf der Realisierungsfrist für Zuschläge unter der BEG-Sonderregelung stellen die Zuschlagspreise des Jahres 2017 für Projekte aus diesen Landkreisen faktisch Mindestgebotspreise dar. Die Bieterbefragung hat ergeben, dass sich viele Bieter eine längere Realisierungsfrist wünschen, da sich die Realisierungen aufgrund der immer komplexeren Vorgaben wie Rodungs- und Brutzeiten, die zu beachten sind, in die Länge ziehen.

Inwiefern die Mengenziele in den nächsten Jahren erreicht werden können, hängt im Wesentlichen von der Ausweisung weiterer Flächen und deren Nutzbarkeit ab. Bei einer weitgehenden Umsetzung und Nutzbarkeit der Flächen aktueller Entwurfspläne übersteigt das Leistungspotenzial der Flächen die aktuellen Ausschreibungsmengen bis 2025, so dass verglichen mit heute eine Zunahme des Wettbewerbs in den Ausschreibungen möglich ist. Bis 2030 gibt es nur einen geringen Überhang, der deutlich die Gefahr eines zu geringen Wettbewerbsniveaus birgt. Die Flächenkulisse reicht darüber hinaus nicht oder nur knapp aus, um die Zielwerte für den Ausbau der Windenergie an Land zur Erreichung des 65 %-EE-Ziels 2030 zu erreichen. Vor diesem Hintergrund erscheinen weitere Flächenausweisungen notwendig.

Die Ausschreibungsmengen werden momentan ohne ausreichende Informationen über das mittel- bis langfristig verfügbare Angebot festgelegt. Seit Einführung der Ausschreibungen erfolgt die Steuerung des Zubaus mengen- und nicht preisbasiert. Begründet wurde dies unter anderem damit, dass die Angebotsseite, das heißt die Bieter, eine bessere Übersicht über die Projektkosten haben. Es bestand eine Informationsasymmetrie, die durch eine wettbewerbliche Preisfindung behoben werden kann. Die Bieter können das Angebot allerdings nicht uneingeschränkt erhöhen, sondern sind von Genehmigungsbehörden und Flächenausweisungen abhängig. In Zukunft ist es wichtig, dass Bundesländerziele über verfügbare Flächen und die Genehmigungspraxis mit den Ausschreibungsmengen im Einklang sind. Auch ist zu berücksichtigen, dass das nicht bezuschlagte sowie das bezuschlagte aber nicht realisierte Volumen aufgeholt werden muss, um die EE-Ziele bis 2030 noch erreichen zu können.

Die Zuschlagspreise für Bürgerenergieprojekte im Jahr 2017 zeigen das Potenzial für zukünftige Kostensenkungen von Windenergieprojekten. Die Ausschreibungsrunden 2017 ergaben ein im Vergleich zu den Vorjahren deutlich gesunkenes Förderniveau, das für die Ausschreibung im November 2017 sogar um 0,6 bis 1,1 ct/kWh unter den im EEG-Erfahrungsbericht geschätzten Stromgestehungskosten lag. Die Bieter gingen somit entweder von den Gutachtern des Erfahrungsberichts nicht bekannten Kostensenkungspotenzialen oder von Zusatzserlösen auf dem Strommarkt aus. Die Wahrscheinlichkeit, dass diese Projekte realisiert werden, ist jedoch angesichts des momentan höheren Preisniveaus in den Ausschreibungen gering (s. o.). Durch die reduzierte Pönale im Rahmen der Sonderregelung konnten Bieter außerdem ein höheres Risiko eingehen und auf zukünftige Kostensenkungen spekulieren. Die Ergebnisse bilden somit eine Preiserwartung der Bieter für eine Projektrealisierung in 4 – 5 Jahren ab.

Seit Ende 2018 orientieren sich Bieter mangels Wettbewerb am Höchstpreis und geben keine kostenbasierten Gebote ab. Mitnahmeeffekte sind wahrscheinlich. Der Erfahrungsbericht schätzt die Kosten für Windenergie an Land im Jahr 2019 an einem 100 % Referenzertragsstandort auf 5,1 ct/kWh (+/- 11 %). Die Gebote rangieren bereits für einen 60 % Standort bei 1,2 ct/kWh über den

geschätzten Stromgestehungskosten. Das Ausschreibungssystem hat es hier nicht geschafft Wettbewerb zu induzieren und damit die Förderkosten gegenüber einem administrativen System zu senken (Siehe auch Kapitel 4).

Die Preisentwicklung in der Zukunft ist im Wesentlichen von der Flächenausweisung und Genehmigungssituation abhängig. Windenergie an Land wird auf absehbare Zukunft einen Markt darstellen, der durch eine begrenzte Flächenverfügbarkeit gekennzeichnet ist. Eine wettbewerbliche Preisfindung kann nur gelingen, wenn das Projektangebot das Ausschreibungsvolumen übersteigt. Funktionierende wettbewerbliche Preisfindungsmechanismen auszugestalten, bleibt in diesem Umfeld herausfordernd.

Zu der Kausalität zwischen Förderung und Investitionsentscheidungen lässt sich keine belastbare Aussage treffen. Momentan werden keine ungeforderten Anlagen im Ausschreibungssegment realisiert. Inwiefern ein Ausbau ohne Fördermechanismus mit alternative Erlösstrukturen erfolgen würde, lässt sich nicht ermitteln, da das verfügbare Fördervolumen das Marktvolumen übersteigt. Ein Anzeichen für eine Kausalität ist, dass Anlagen, die bereits im Jahr 2017 genehmigt wurden und keinen Zuschlag erhielten, nicht über alternative Erlösstrukturen realisiert worden sind.

Die Bürgerenergie-Sonderregelung wurde im Jahr 2017 stark genutzt, überwiegend von professionellen Projektieren. Die Definition im EEG erlaubte es auch professionellen Projektierern Bürgerenergie-Projekte zu gründen und damit von der Sonderregelung entgegen der Intention des Gesetzgebers Gebrauch zu machen. Inwiefern die Ausschreibungen dazu geführt haben, dass kleinere Projektierer und Bürgerenergieprojekte keine Projekte mehr entwickeln, obwohl sie Zugriff auf Flächen hätten, lässt sich mangels Daten nicht evaluieren. Der Vorwurf wird von der Branche aber erhoben.

Die Instrumente der regionalen Steuerung sind mangels Wettbewerb kaum wirksam. Das Netzausbaugesbiet hat lediglich in zwei Ausschreibungsrunden die Zuschlagsmenge im Norden begrenzt und die Bezuschlagung der Projekte auf spätere Runden verzögert. Die Verteilernetzkomponente findet nur in den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergie an Land und Photovoltaik Anwendung. Wäre sie dort nicht existent, wäre in der ersten gemeinsamen Ausschreibung ein Windprojekt bezuschlagt geworden. Das nicht bezuschlagte Projekt konnte allerdings in Folge in der technologiespezifischen Ausschreibung bezuschlagt werden, sodass keine Steuerung des Zubaus erfolgte. Aufgrund der Zuschlagspreisdifferenz zwischen der technologiespezifischen und der gemeinsamen Ausschreibungen nehmen Windprojekte nicht mehr an der gemeinsamen Ausschreibung teil.

In den letzten Ausschreibungsrunden wurden kaum Projekte südlich der Mainlinie bezuschlagt. Dies ist im Wesentlichen dem fehlenden Angebot aus südlichen Bundesländern zuzuschreiben. Modellergebnisse zeigen, dass das Referenzertragsmodell prinzipiell jedoch eine steuernde Wirkung hin zu einer Nord-Süd-Verschiebung hat.

8. PHOTOVOLTAIKANLAGEN

Dieses Kapitel adressiert Fragen des Fragenkatalogs, die Solaranlagen betreffen und die sich am besten in einer technologiespezifischen Betrachtung untersuchen lassen. Zur besseren Orientierung sind in den technologiespezifischen Teilen die Überschriften in Frageform gehalten.

8.1 Einleitung

Mit den Ausschreibungen für Photovoltaikanlagen liegen im Rahmen des EEG die meisten Erfahrungen vor, da diese im Rahmen der Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV) als so genannten „Pilotausschreibungen“ bereits im April 2015 starteten. Damit kann gegenüber den EEG-Ausschreibungen für Windenergie- und Biomasseanlagen ein annähernd zwei Jahre längerer Zeitraum analysiert werden.

Da die Ausschreibungsverfahren nach FFAV und EEG 2017 sehr ähnlich sind (siehe dazu auch Abschnitt 8.1.1), erfolgt eine gemeinsame Betrachtung der PV-Ausschreibungen. Mit der Begrifflichkeit Freiflächenanlagen werden nachfolgend alle Anlagen bezeichnet, die nicht in, an oder auf einem Gebäude installiert sind. Die Anlagen auf so genannten sonstigen baulichen Anlagen sind somit in der Begrifflichkeit Freiflächenanlagen enthalten.

8.1.1 Das Ausschreibungsdesign für PV-Anlagen

Im Zeitraum von April 2015 bis Dezember 2016 wurden die so genannten „Pilotausschreibungen“ gemäß FFAV durchgeführt. Die FFAV wurde mit dem Inkrafttreten des Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien (EEG 2017) am 1. Januar 2017 abgelöst. Die wesentlichen Grundzüge der Ausschreibungsregelungen wurden dabei fortgeführt. In Tabelle 12 sind die wesentlichen Gestaltungselemente der beiden Ausschreibungsverfahren gegenübergestellt und relevante Unterschiede erläutert. Zu nennen sind insbesondere die Integration von Anlagen auf Gebäudedächern und auf sonstigen baulichen Anlagen in das Ausschreibungssystem gemäß EEG 2017, die Erweiterung der Flächenkulisse um Acker- und Grünland in benachteiligten Gebieten (sofern von den Bundesländern freigegeben) sowie die Erhöhung der minimalen Gebotsgröße von 100 kW auf 750 kW.

Tabelle 12: Relevante Elemente der Ausschreibungsverfahren für PV-Anlagen gemäß FFAV und EEG 2017 (Liste nicht abschließend)

	FFAV	EEG 2017
Anlagentyp	Nur Freiflächenanlagen (ohne Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen)	Dach- und Freiflächenanlagen, Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen
Gebotsgröße	100 kW bis 10 MW	750 kW bis 10 MW ⁸¹
Flächenkulisse	versiegelte Flächen, Seitenrandstreifen, Konversionsflächen, BImA-Flächen, keine baulichen Anlagen	erweitert um Acker- und Grünland in einem benachteiligten Gebiet, sofern von Ländern geöffnet, sowie sonstige bauliche Anlagen
Finanzielle Sicherheiten	Erstsicherheit 4 €/kW (Aufstellungsbeschluss), sonst 2 €/kW (wird bei Zuschlag erstattet) Zweitsicherheit 50 €/kW (Aufstellungs- oder Offenlegungsbeschluss), sonst 25 €/kW	Erstsicherheit 5 €/kW Zweitsicherheit 45 €/kW (Aufstellungs- oder Offenlegungsbeschluss), sonst 20 €/kW
Ausschreibungsvolumen	2015: 500 MW 2016: 400 MW 2017: 300 MW (hinfällig durch Inkrafttreten des EEG 2017)	600 MW p.a. (3 Ausschreibungen zu je 200 MW), zusätzlich Sonderausschreibungen von insg. 4 GW von 2019 – 2021
Höchstwert	Orientiert an der Vergütung für Dachanlagen, Änderung gemäß atmendem Deckel	8,91 ct/kWh, Änderung gemäß atmendem Deckel, 7,5 ct/kWh seit 09/2019
Preisregel	Pay-As-Bid (Ausnahme: uniform pricing in der zweiten und dritten Runde)	Pay-As-Bid
Erklärung zur Flächensicherung	keine	Eigenerklärung, dass Bieter Eigentümer der Fläche ist oder Gebot mit Zustimmung des Eigentümers erfolgt
Nachrückverfahren	ja	nein

Die Bieter sind dazu verpflichtet, im Zuge der Gebotsabgabe, neben der Angabe zur Gebotsmenge und Gebotshöhe, Nachweise über den Projektstatus (je nach Flächenkategorie bspw. Aufstellungsbeschluss, Offenlegungsbeschluss, beschlossener Bebauungsplan oder Nachweise für Verfahren nach Baugesetzbuch) vorzulegen. Mit der Gebotsabgabe ist die Erstsicherheit zu leisten. Die BNetzA ordnet die Gebote nach Gebotshöhe in aufsteigender Reihenfolge und schlägt zulässige Gebote bis zum vorgesehenen Ausschreibungsvolumen zu. Als Preisregel kommt das so genannte Gebotspreisverfahren (Pay-As-Bid-Verfahren) zur Anwendung. Erfolgreiche Bieter erhalten demnach einen Zuschlag in der Höhe ihres jeweiligen Gebots. Davon abweichend kam in der zweiten und dritten Ausschreibungsrunde im Rahmen der FFAV das Einheitspreisverfahren zur Anwendung. Innerhalb von zehn Werktagen nach der öffentlichen Bekanntgabe der Zuschläge ist die Zweitsicherheit zu leisten. Für Gebote mit fortgeschrittenem Planungsstatus gelten reduzierte Sätze. Nach der öffentlichen Bekanntgabe der Zuschläge haben die Bieter bis zu 24 Monate Zeit, die Anlage

⁸¹ Die 10 MW-Grenze gilt nicht für Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen

zu realisieren. Innerhalb von 18 Monaten ist dies abschlagsfrei möglich, danach wird der anzulegende Wert um 0,3 ct/kWh reduziert. Im Falle der Nichtrealisierung werden Strafzahlungen fällig. Eigenversorgung ist ausgeschlossen – der erzeugte PV-Strom muss vollständig eingespeist werden.

Neben den genannten technologiespezifischen Ausschreibungen gemäß FFAV bzw. EEG 2017 werden für PV relevante Mengen zusätzlich in den gemeinsamen Ausschreibungen mit Windenergie an Land sowie in den Innovationsausschreibungen auktioniert. Für erstere sind zum Stand der Berichterstellung drei Ausschreibungsrunden erfolgt, während die Innovationsausschreibungen erst Ende 2019 starten.

8.1.2 Wie viele verschiedene Ausschreibungen sind erfolgt?

Im Rahmen des EEG 2017 haben bis Ende September 2019 acht technologiespezifische Ausschreibungsrunden für PV-Anlagen (EEG Solar) stattgefunden. Seit 2019 finden sogenannte Sonderausschreibungen für Photovoltaik statt, deren Ausschreibungsformat zu den regulären technologiespezifischen Ausschreibungen identisch ist und deswegen als normale technologiespezifische Ausschreibungsrunde behandelt wird.

In den Jahren 2015 und 2016 fanden sechs PV-Ausschreibungen innerhalb der PV-Freiflächenverordnung (FFAV) statt. Runden der FFAV werden ebenfalls berücksichtigt.

PV-Anlagen können an den gemeinsamen Ausschreibungen (gemAV) teilnehmen, von denen bisher drei Runden stattgefunden haben (April 2018, November 2018, April 2019). In allen Runden dominierten PV-Anlagen den Wettbewerb und verdrängten Windenergieanlagen an Land vollständig. Im Folgenden werden deswegen – wo nicht anders erwähnt – sowohl die technologiespezifischen Ausschreibungsrunden als auch die gemeinsamen Ausschreibungsrunden zusammen ausgewertet. Für eine Evaluierung spezifischer Aspekte der gemeinsamen Ausschreibungen verweisen wir auf Kapitel 12.

8.2 Evaluierungsfragen des Fragenkatalogs

8.2.1 Bestands- und Technologieentwicklung

8.2.1.1 Wie hat sich der gesamte Anlagenbestand der Technologie entwickelt?

Der Anlagenbestand beträgt zum Jahresende 2018 nach ersten Angaben rund 45,3 GW. Davon entfallen 12,7 GW auf Freiflächenanlagen und 32,3 GW auf Dachanlagen⁸². Während sich das Dachanlagensegment von rund 15 GW seit 2010 etwas mehr als verdoppelt hat, ist das Freiflächensegment, ausgehend von knapp 3 GW im Jahr 2010 deutlich stärker gewachsen (Tabelle 13). Damit ist der leistungsbezogene Anteil von Freiflächenanlagen von 16 % auf 28 % gestiegen.

Die Anlagenzahl lag Ende 2017 bei knapp 1,7 Millionen und dürfte Ende 2018 bei über 1,7 Million gelegen haben. Genauere Angaben liegen zum Zeitpunkt der Berichterstellung noch nicht vor. Da Dachanlagen im Mittel deutlich kleiner als Freiflächenanlagen sind, stehen sie für 99 % der Anlagenzahl.

Für weitere Auswertungen zum Zubau von PV-Anlagen mit näherer Betrachtung der Anlagen aus dem Ausschreibungssystem wird auf Abschnitt 8.2.1.6 verwiesen.

⁸² Knapp 0,3 GW entfallen auf Anlagen, die nicht zugeordnet werden können.

Tabelle 13: Entwicklung der installierten Leistung und Anlagenzahl nach Segmenten für Photovoltaikanlagen seit 2010 (Datenquelle: EEG-Stamm- und -Bewegungsdaten 2018, Ausschreibungsdaten BNetzA, eigene Berechnungen)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018*
Anlagenbestand [MW]	18.115	26.111	32.963	36.090	37.841	39.249	40.730	42.328	45.231
davon Dachanlagen	15.105	20.652	24.431	26.354	27.485	28.235	29.126	30.221	32.271
davon Freiflächenanlagen	2.963	5.362	8.402	9.589	10.194	10.841	11.411	11.892	12.710
davon nicht zuordenbar	48	97	130	147	163	173	193	215	250
Anlagenzahl [1.000 Anlagen]	896	1.157	1.331	1.452	1.524	1.573	1.624	1.689	k.A.
davon Dachanlagen	889	1.148	1.321	1.439	1.511	1.559	1.609	1.673	k.A.
davon Freiflächenanlagen	4,2	5,1	6,3	7,0	7,4	7,7	7,9	8,2	k.A.
davon nicht zuordenbar	1,9	3,5	4,6	5,2	5,7	6,1	6,4	7,1	k.A.

* 2018 vorläufig/teilweise hochgerechnet

8.2.1.2 Hat die Einführung von Ausschreibungen für bestimmte Anlagengrößen die Dimensionierung von Neuanlagen beeinflusst?

Innerhalb der Ausschreibungen gibt es keine Anzeichen dafür, dass sich die Einführung der Ausschreibungen signifikant auf die Anlagenauslegung ausgewirkt hat. Die im Mittel pro Ausschreibungsrunde bezuschlagten Anlagenleistungen schwanken erheblich, wobei die erfolgreichen Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen einen erheblichen Einfluss auf den Mittelwert haben, da diese nicht an die maximale Anlagenleistung von 10 MW gebunden sind. Dadurch, dass sich die meisten Gebote bzw. die meiste Anlagenleistung auf andere Flächen als sonstige bauliche Anlagen bezieht, wirkt sich die 10 MW-Begrenzung relativ stark aus, was in einer Häufung von Anlagen mit 10 MW deutlich wird.

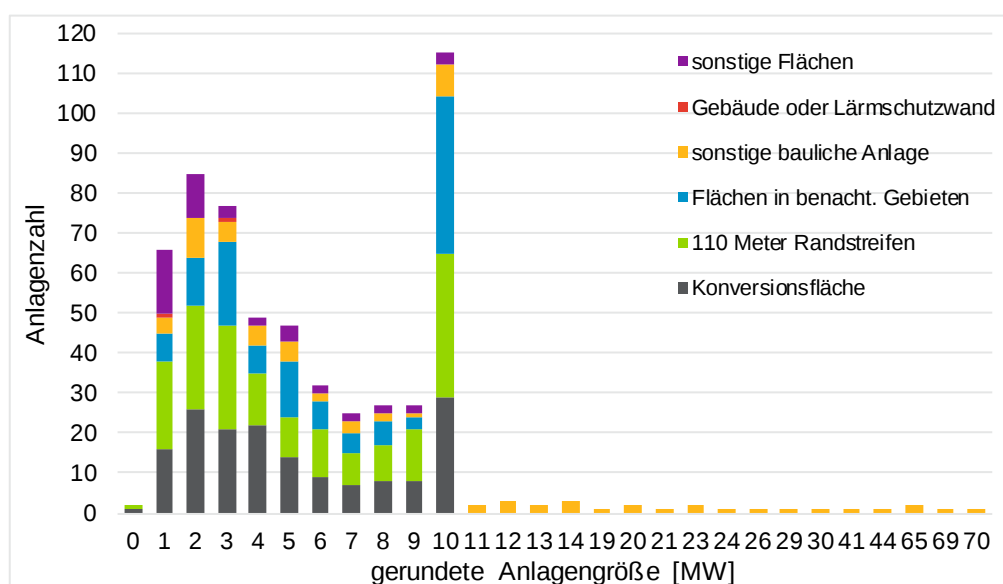


Abbildung 58: Verteilung der Zuschläge in den Ausschreibungen bis Juni 2019 auf gerundete Anlagengrößen nach Anzahl

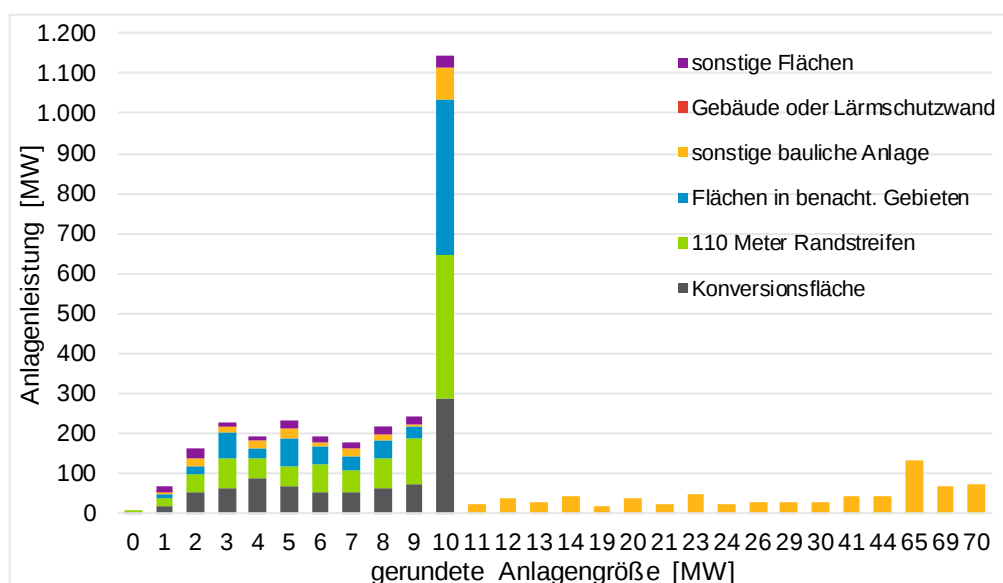


Abbildung 59: Verteilung der Zuschläge in den Ausschreibungen bis Juni 2019 auf gerundete Anlagengrößen nach Anlagenleistung

Außerhalb der Ausschreibungen hat die Einführung dieser zu Verschiebungen geführt. Unmittelbar unterhalb der 750 kW-Grenze werden verstärkt Neuanlagen errichtet⁸³. Dies ist als Ausweichbewegung zu interpretieren, um Anlagen außerhalb der Ausschreibungen mit Inanspruchnahme des gesetzlich festgelegten anzulegenden Werts zu realisieren. Diese Ausweichbewegung betrifft hauptsächlich Freiflächenanlagen, die im Leistungsbereich von 750 kW bzw. knapp darunter deutlich häufiger errichtet werden, als Dachanlagen.

⁸³ Zur Veranschaulichung wurde der Zubau von Dach- bzw. Freiflächenanlagen zwischen 745 und 750 kW anhand der EEG-Stamm- und -Bewegungsdaten 2018 ausgewertet. Demnach wurden im Jahr 2017 rund 64 MW Freiflächenanlagen (73 MW Dachanlagen) und im Jahr 2018 rund 177 MW Freiflächenanlagen (145 MW Dachanlagen) knapp unterhalb der 750 kW-Grenze installiert. Die Zahlen zum Jahr 2018 sind als vorläufige Werte zu betrachten.

8.2.1.3 Wie viel Ackerfläche bzw. Grünland wird für Freiflächenanlagen in Anspruch genommen?

Zum Stand Ende 2018 waren in Deutschland Freiflächenanlagen auf insgesamt rund 29.300 Hektar installiert (Abbildung 60). Der Großteil entfällt mit gut 60 % auf Konversionsflächen und sonstige bauliche Anlagen. Gut ein Viertel der Fläche entfällt auf die Kategorie Ackerland bzw. benachteiligte Gebiete und 13 % auf die Kategorie Verkehrsfläche (110 Meter-Streifen entlang von Bundesautobahnen und Schienenwegen). Letztere Kategorie dürfte regelmäßig auch Acker- bzw. Grünland entsprechen. Die Flächen der Bundesanstalt für Immobilienaufgaben (BImA) spielen bislang nur eine vernachlässigbare Rolle.

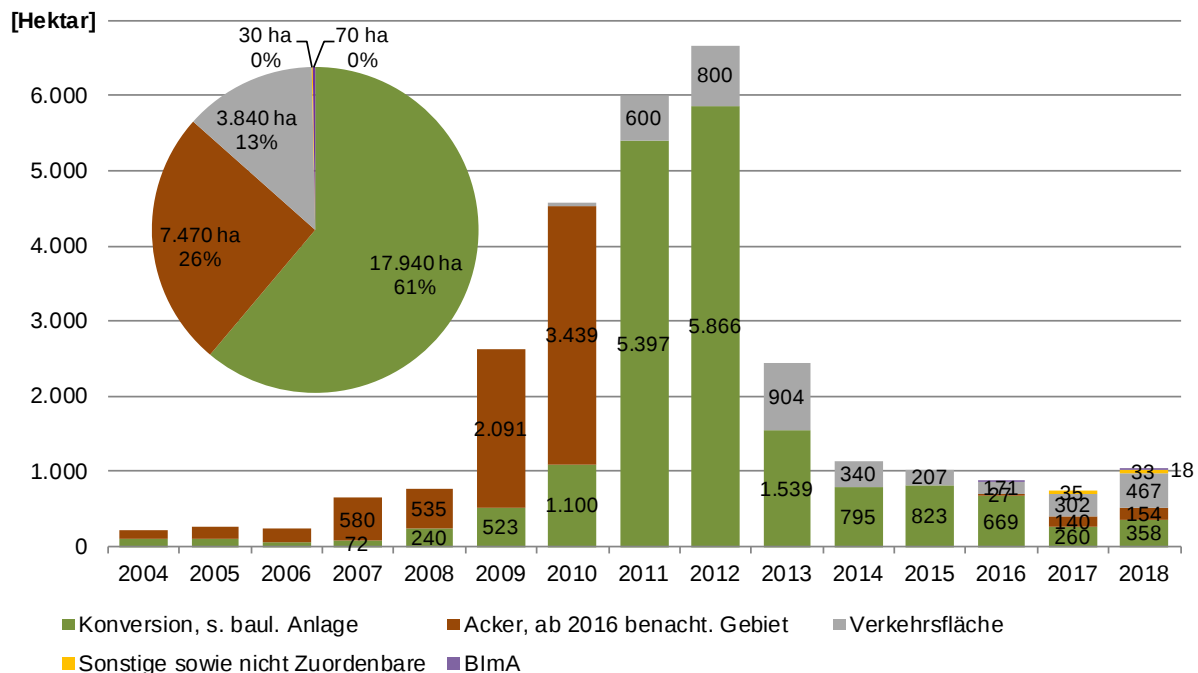


Abbildung 60: Jährliche Inanspruchnahme von Flächen durch PV-Freiflächenanlagen nach Inbetriebnahmejahren⁸⁴

Der Großteil der Flächeninanspruchnahme ist den zubaustarken Jahren 2009 bis 2012 zuzurechnen. In den Jahren 2014 bis 2018 lag die Inanspruchnahme durch Neuanlagen in der Größenordnung von jährlich rund 1.000 Hektar.

Die von 2015 bis Ende September 2019 im Rahmen der Ausschreibungen in Betrieb genommenen Freiflächenanlagen mit einer Gesamtleistung von rund 1.560 MW sind auf insgesamt rund 2.100 Hektar Flächen installiert. Tabelle 14 zeigt die Verteilung der Flächeninanspruchnahme nach Flächenkategorien und Inbetriebnahmejahren. Die beiden Flächenkategorien 110 Meter Randstreifen und Konversionsflächen bzw. sonstige bauliche Anlagen stehen für insgesamt knapp zwei Drittel der gesamten bisherigen Flächeninanspruchnahme realisierter Anlagen im Rahmen der PV-Ausschreibungen. Auf die so genannten benachteiligten Gebiete entfällt bislang knapp ein Viertel der gesamten Flächeninanspruchnahme. Eine sehr geringe Inanspruchnahme ist für BImA-Flächen und Grünland in benachteiligten Gebieten zu verzeichnen.

⁸⁴ Tobias Kelm u. a., „Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie – Abschlussbericht“, März 2019, https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/zsv-boschundpartner-vorbereitung-begleitung-eeg.pdf?__blob=publicationFile&v=7.

Tabelle 14: Flächeninanspruchnahme der im Rahmen der Ausschreibungen in Betrieb genommenen Freiflächenanlagen in Hektar nach Flächenkategorien und Inbetriebnahmejahren

	2015	2016	2017	2018	2019*	Gesamtsumme
110 Meter Randstreifen	-	106	227	254	31	618
Ackerland (ben. Gebiete)	-	21	140	162	160	482
Grünland (ben. Gebiete)	-	-	-	7	-	7
Konversionsflächen	36	197	221	208	57	719
Sonstige bauliche Anlagen	-	-	18	75	-	93
BlmA-Flächen	-	5	-	18	-	24
Sonstige/Mehrere	-	6	35	37	74	152
Summe	36	335	642	761	321	2.095
davon Ackerland	0	126	353	450	157	1.087

* Januar bis September 2019. Abweichende Datenbasis (Marktstammdatenregister anstelle der Gebotsdaten)

Die obige Einteilung in Flächenkategorien basiert im Wesentlichen auf den im Rahmen des EEG zulässigen Kategorien. In der Praxis kommen jedoch Anlagen vor, die sich nicht eindeutig eingruppierten lassen, da sie auf mehreren Flächenkategorien errichtet wurden. Weiterhin gibt es Flächenkategorien im EEG, die keine Aussage zur Vornutzung zulassen. Hierunter fallen bspw. Flächen im Bereich eines beschlossenen Bebauungsplans nach § 30 BauGB, der vor dem 1. September 2003 aufgestellt und später nicht mit Zweck geändert worden ist, eine Solaranlage zu errichten (siehe § 37 Abs. 1 Nr. 3 d) EEG 2017). Diese sind gemeinsam mit den flächenübergreifend errichteten Anlagen in der Zeile „Sonstige/Mehrere“ zusammengefasst.

Die spezifische Flächeninanspruchnahme von Neuanlagen hat sich im Beobachtungszeitraum von 1,5 ha/MW (2016) auf 1,26 ha/MW (Januar bis September 2019) reduziert (Tabelle 15).

Tabelle 15: Entwicklung der spezifischen Flächeninanspruchnahme von PV-Freiflächenanlagen, die im Rahmen der Ausschreibungen in Betrieb genommen wurden (nach Inbetriebnahmejahren)

	2015*	2016	2017	2018	2019**
Hektar pro MW	(1,21)	1,50	1,49	1,31	1,26

* Wert geklammert, da geringe Datenbasis (Einzelwert)

** Januar bis September 2019. Abweichende Datenbasis (Marktstammdatenregister anstelle der Gebotsdaten)

Bei der Flächeneffizienz von PV-Freiflächenanlagen konnten in den vergangenen Jahren erhebliche Fortschritte erzielt werden. Zur Einordnung: In den Jahren 2006 bis 2009 lag die spezifische Flächeninanspruchnahme von Neuanlagen noch in der Größenordnung von 3,5 bis 4 Hektar⁸⁵. Dies entspricht einer Reduktion auf rund ein Drittel innerhalb einer Dekade.

⁸⁵ Kelm u. a.

8.2.1.4 Wie hat sich die absolute (Hektar) bzw. spezifische (Hektar pro Megawatt) Flächeninanspruchnahme von Freiflächenanlagen entwickelt?

Die Analyse der absoluten und spezifischen Flächeninanspruchnahme wurde in den Abschnitt 8.2.1.3 integriert.

8.2.1.5 In welchem Umfang wurden Flächen durch den Bau von Freiflächenanlagen neu versiegelt

Umfassende Daten zu der von Freiflächenanlagen verursachten Versiegelung liegen nicht vor. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass die Versiegelungseffekte durch PV-Freiflächenanlagen gering sind. Die Module für Freiflächenanlagen sind auf Montagegestellen angebracht, welche heute üblicherweise auf gerammten Pfählen angebracht sind. Eine Versiegelung erfolgt in der Regel nur für die Fläche des Zentralwechselrichters bzw. der Trafostation. Insgesamt beträgt der Versiegelungsgrad lediglich 0,5 bis 1 %⁸⁶.

Ausgehend von der oben genannten Größenordnung und einer Flächeninanspruchnahme von knapp 2.100 Hektar der Freiflächenanlagen, die im Rahmen der Ausschreibungen bis Ende September 2019 in Betrieb gegangen sind, kann eine versiegelte Fläche von 10 bis 21 Hektar abgeschätzt werden.

8.2.1.6 Welche Effekte hatten die unterschiedlichen Fördersätze und Förderansätze auf den Zubau in den verschiedenen Anlagengrößenklassen?

Die Sparte Photovoltaik lässt sich in folgende Segmente mit relevanten Unterschieden in der Förderung aufteilen:

- Dachanlagen bis 750 kW außerhalb der Ausschreibungen:
 - o Die Höhe der Einspeisevergütung (bis 100 kW) bzw. des anzulegenden Werts (über 100 kW) wird in Abhängigkeit der Anlagenleistung anteilig bestimmt.
 - o Die Vergütungssätze für Neuanlagen werden in Rahmen des atmenden Deckels in Abhängigkeit der Höhe des vorangegangenen Zubaus verringert (bzw. bei geringen Zubauraten konstant gehalten oder erhöht).
- Freiflächenanlagen bis 750 kW außerhalb der Ausschreibungen:
 - o Einheitlicher, von der Leistung unabhängiger Fördersatz.
 - o Degression der Vergütungssätze siehe Dachanlagen.
- Freiflächen- und Dachanlagen im Rahmen der Ausschreibungen

Abbildung 61 und Tabelle 16 zeigen die Zusammensetzung des Zubaus innerhalb der oben angeführten Segmente seit 2010. In den Jahren 2010 bis 2012 wurden sowohl im Dachanlagen-, als auch Freiflächensegment hohe Volumina zugebaut. Nach mehrmaligen Absenkungen der Fördersätze sowie der ab 2013 geltenden Deckelung von Freiflächenanlagen auf maximal 10 MW pro Anlage ist der Zubau deutlich zurückgegangen. Mit der Einführung der Ausschreibungen im Jahr 2015 (Freiflächenausschreibungsverordnung) ist das Ausschreibungssegment gewachsen, wenngleich in Relation zum Gesamtzubau (und insbesondere in Relation zum Anlagenbestand) noch

⁸⁶ Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, „Hinweise zum Ausbau von Photovoltaik-Freiflächenanlagen“, 16. Februar 2018, https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Erneuerbare_Energien/Sonnenenergie/Hinweise-zum-Ausbau-von-Photovoltaik-Freiflaechenanlagen.pdf.

auf geringem Niveau. Prozentual war der Zubau im Ausschreibungssegment mit gut einem Viertel im Jahr 2017 am höchsten, absolut wurden mit knapp 0,6 GW im Jahr 2018 bisher die meisten ausschreibungspflichtigen Anlagen installiert.

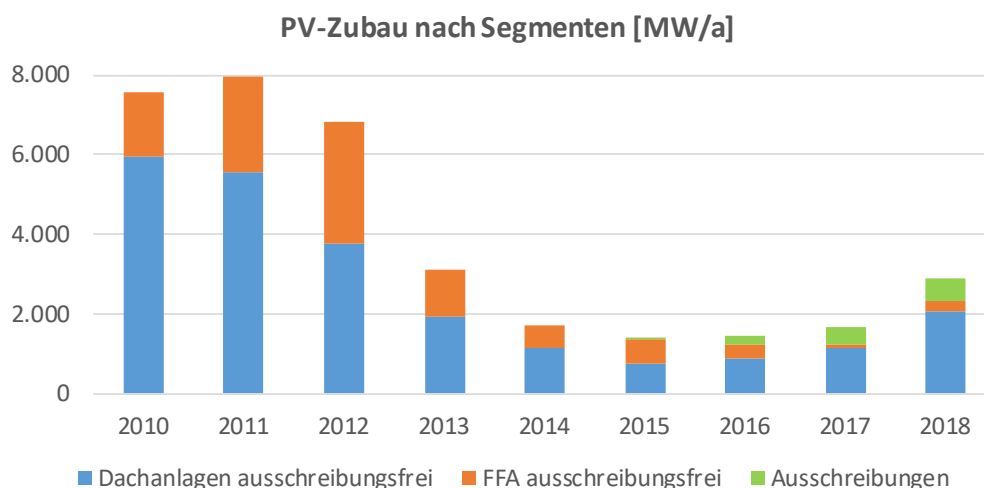


Abbildung 61: Zusammensetzung des PV-Zubaus nach Fördersegmenten (Datenquelle: EEG-Stamm- und -Bewegungsdaten 2018, Ausschreibungsdaten BNetzA; ausschreibungsfreie Anlagen 2017 und 2018 vorläufig)

Aufgrund unterschiedlicher Steuerungsansätze sind im Ausschreibungssegment und im ausschreibungsfreien Segment sehr unterschiedliche Verläufe des Zubaus im Zeitverlauf zu beobachten. Im ausschreibungsfreien Segment besteht eine Preissteuerung (Degression der Vergütung für Neuanlagen in Abhängigkeit vom Neuanlagenzubau), der jährliche Zubau ist nicht begrenzt⁸⁷. Dementsprechend war in Zeiten mit relativ hoher Förderung (Jahre bis 2012) ein hoher Neuanlagenzubau zu verzeichnen und in den Folgejahren mit niedrigeren Fördersätzen ein deutlich geringeres Zubauniveau. Im Rahmen der Ausschreibungen ist eine Mengensteuerung implizit Teil des Verfahrens. In Abhängigkeit von der Höhe der Realisierungsquote sowie durch unterschiedlich lange Realisierungszeiten kann es jedoch auch hier zu Differenzen zum Ausschreibungsvolumen bzw. überjährigen Schwankungen kommen.

Tabelle 16: Zusammensetzung des PV-Zubaus nach Fördersegmenten in Megawatt pro Jahr (Datenquelle: EEG-Stamm- und -Bewegungsdaten 2018, Ausschreibungsdaten BNetzA; ausschreibungsfreie Anlagen 2017 und 2018 vorläufig)

	Dachanlagen ausschreibungsfrei	Freiflächenanlagen ausschreibungsfrei	Ausschreibungen	Anteil Ausschreibungen am Gesamtzubau
2010	5.949	1.606	0	-
2011	5.546	2.400	0	-
2012	3.780	3.040	0	-
2013	1.923	1.187	0	-

⁸⁷ Zum Zeitpunkt der Berichterstellung existiert gemäß § 49 Abs. 5 der so genannte „52 GW-Deckel“. Im Rahmen des Klimaschutzprogramms wurde eine Streichung beschlossen. Die rechtliche Umsetzung steht jedoch noch aus.

	Dachanlagen ausschreibungsfrei	Freiflächenanlagen ausschreibungsfrei	Ausschreibungen	Anteil Ausschreibungen am Gesamtzubau
2014	1.130	605	0	-
2015	750	618	30	2 %
2016	891	347	223	15 %
2017	1.137	91	431	26 %
2018	2.088	237	575	20 %

8.2.1.7 Welche Auswirkungen hat die Einführung der Ausschreibung auf die Initiierung und Entwicklung von neuen Projekten?

Da es für PV keine vergleichbaren Genehmigungsanforderungen wie für Windenergieanlagen an Land gibt, sowie keine anderweitige zentrale Registrierung von in der Entwicklung befindlichen Projekten existiert, lässt sich die Initiierung von neuen Projekten nur indirekt bewerten.

Im Rahmen der durchgeführten Umfrage bei den Ausschreibungsteilnehmern wurde abgefragt, wie sich die Einführung der Ausschreibungen auf ihre Projektinitiierung ausgewirkt hat. Beim überwiegenden Teil der Befragten werden weniger Projekte als vor Einführung der Ausschreibung initiiert (56 %) oder die Projektentwicklung wurde vollständig eingestellt (6 %). Bei einem Viertel der Befragten hat sich die Projektinitiierung nicht verändert, gut ein Zehntel (13 %) initiiert mehr Projekte als zuvor. Die Hälfte der Befragten gab zudem an, seit Einführung der Ausschreibungen verstärkt Projekte bis 750 kW zu entwickeln, bei 14 % der Teilnehmer wurde die Entwicklung von Projekten im Ausland verstärkt.

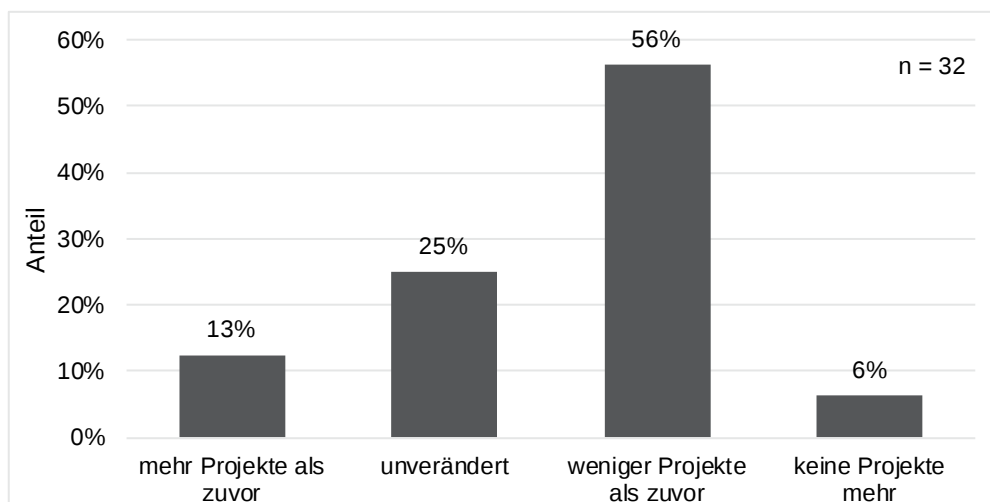


Abbildung 62: Initiierung von Projekten nach Einführung der Ausschreibung

Eine grobe Einschätzung der Projektinitiierung kann anhand des Gebotsvolumens der einzelnen Ausschreibungsrunden erfolgen (Abbildung 63). Das Gebotsvolumen schwankt zum Teil deutlich

zwischen knapp 240 MW (April 2018) und 730 MW (Oktober 2017) und liegt im Mittel bei knapp 490 MW. Ein insgesamt steigender oder fallender Trend ist im Zeitverlauf nicht erkennbar.

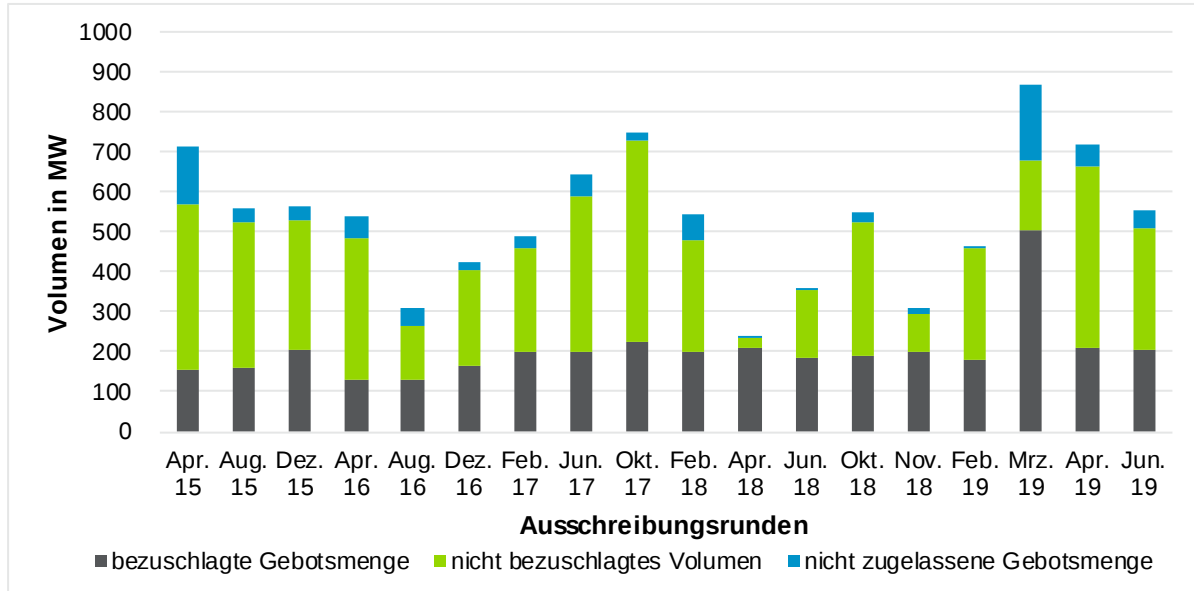


Abbildung 63: Bezuschlagtes und nicht bezuschlagtes Gebotsvolumen der PV-Ausschreibungen bis Juni 2019

Neben der Entwicklung des Gebotsvolumens lassen sich aus der Teilnahme neuer Projekte an den Ausschreibungen weitere Rückschlüsse über die Entwicklung neuer Projekte ziehen (Abbildung 64). Der Leistungsanteil neuer Projekte schwankt ebenfalls zwischen 30 % (Juni 2019) und 73 % (Oktober 2015, Juni 2017), bzw. 94 MW (April 2018) und 470 MW (Juni 2017).⁸⁸ Sowohl in Bezug auf den Anteil der neu entwickelten Projekte als auch die Leistung liegt insgesamt ein leicht fallender Trend bei neu entwickelten Projekten in den Ausschreibungen vor.

⁸⁸ In den genannten Zahlen wird die erste Ausschreibungsrunde (April 2015) nicht berücksichtigt, da anhand der vorliegenden Daten nicht ausgewertet werden kann, welche Projekte bereits vorher entwickelt waren.

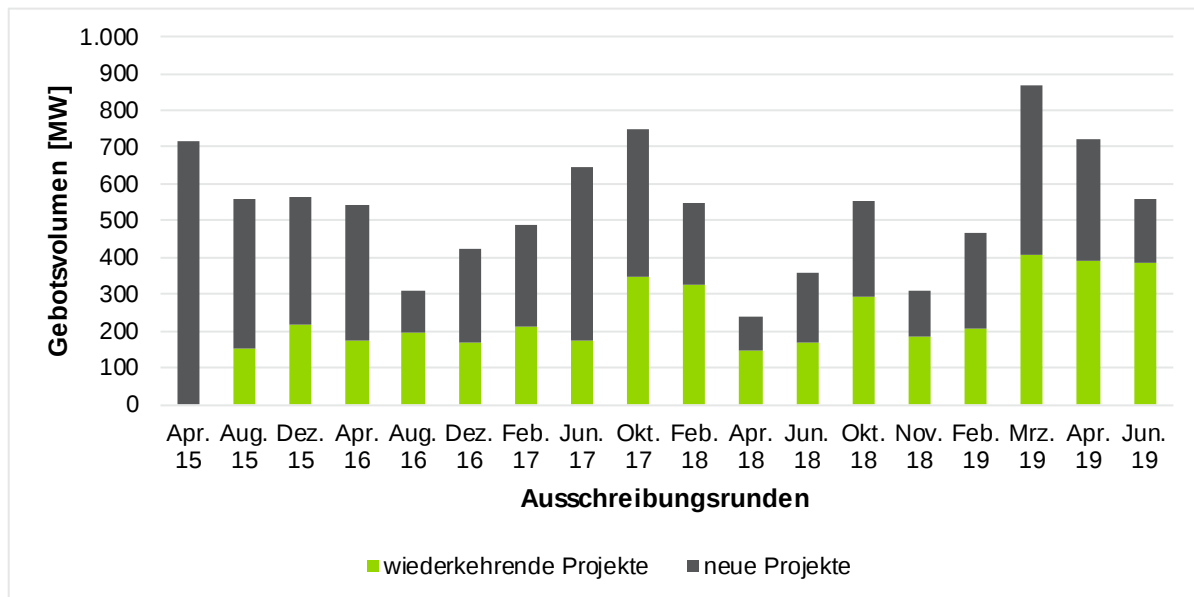


Abbildung 64: Gebotsvolumen neuer und wiederkehrender Projekte in den Ausschreibungsrunden (inkl. nicht zugelassener Gebote)

8.2.2 Förderkostenreduktion und Förderhöhe

8.2.2.1 Wie viel Kapazität wurde über die Ausschreibungen zugeschlagen im Vergleich zum bisherigen Förderprogramm?

Da in den bisherigen Ausschreibungen nahezu ausschließlich Freiflächenanlagen bezuschlagt wurden, dient der ausschreibungsfreie Zubau an Freiflächenanlagen vor dem Jahr 2015 als Vergleichsgröße (siehe Abbildung 65). Im Jahr 2015 konnten noch Anlagen zugebaut werden, deren Förderhöhe administrativ festgelegt wurde, bis Ende des Jahres 2016 waren Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen nicht zur Teilnahme an Ausschreibungen verpflichtet. Beide Jahre sind deswegen als Übergangsjahre zu betrachten. Als Referenz für das Ausschreibungssystem dienen deshalb die Jahre 2017 und 2018. Der Anteil an Freiflächenanlagen am Zubau in den Jahren 2010 bis 2014 lag zwischen 21 % (2010) und 45 % (2012). Der Anteil des Zuschlagsvolumens der Ausschreibungen am Zubau in den Jahre 2017 und 2018 lag bei 34 % bzw. 29 %.

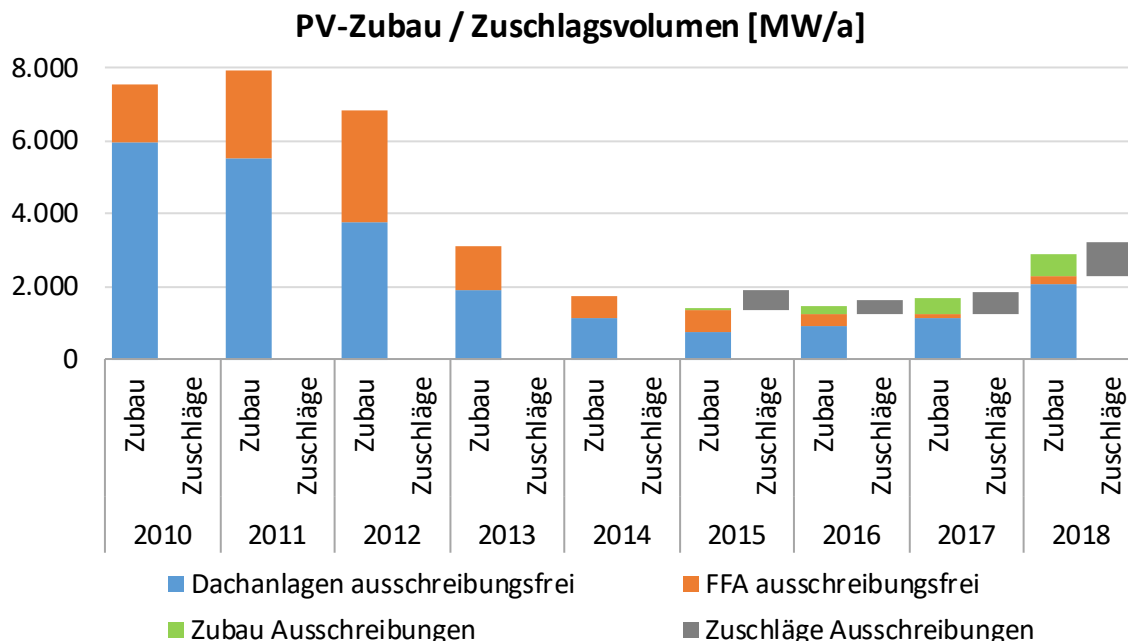


Abbildung 65: PV-Zubau nach Segmenten und Zuschlagsvolumen der Ausschreibungen

Ein Vergleich von Zuschlägen mit bisher installierten Kapazitäten ist nur bedingt sinnvoll, da einerseits Unsicherheiten bestehen, welcher Anteil der Zuschläge realisiert wird und andererseits der Realisierungszeitraum der Anlagen von bis zu 24 Monaten berücksichtigt werden muss. Vor diesem Hintergrund wird nachfolgend ein Vergleich anhand der Anlagenrealisierung im Rahmen der Ausschreibungen vorgenommen.

Seit dem Start der Ausschreibungen im Jahr 2015 sind bis Ende 2018 insgesamt 1,26 GW im Rahmen der Ausschreibungen neu installiert worden. Im selben Zeitraum sind 6,15 GW ausschreibungsfreie PV-Anlagen in Betrieb gegangen, davon knapp 1,3 GW ausschreibungsfreie Freiflächenanlagen (siehe Abschnitt 8.2.1.6).

Eine naheliegende Vergleichsgröße für die PV-Ausschreibungen, in deren Rahmen bislang fast ausschließlich Freiflächenanlagen bezuschlagt und realisiert wurden, ist das Segment der ausschreibungsfreien Freiflächenanlagen bis 750 kW. Bei einem Vergleich der Förderhöhe muss jedoch berücksichtigt werden, dass bis zur Realisierung bezuschlagter Anlagen bis zu 24 Monate vergehen können und nach 18 Monaten der Zuschlagswert um 0,3 ct/kWh reduziert wird. Den anzulegenden Werten Ende 2019 für ausschreibungsfreie Freiflächenanlagen in der Größenordnung von 8 ct/kWh sind also die Zuschlagspreise der Ausschreibungsrunden von Juni 2018 und später gegenüberzustellen. Dabei zeigt sich, dass das mengengewichtete Zuschlagsniveau mit Blick auf das zweite Halbjahr 2018 bei maximal 5,3 ct/kWh lag.

Im Umkehrschluss heißt das, dass ohne Ausschreibungen bei einer Förderhöhe wie bei Anlagen unter 750 kW deutlich mehr Volumen hätte realisiert werden können. Der höhere Zubau wäre jedoch mit höheren Förderkosten erkaufte worden. Um wie viel höher ein fiktiver Zubau gewesen wäre, lässt sich jedoch nicht quantifizieren, da ein höheres Preisniveau in der Theorie ein höheres Angebotsvolumen hätte anreizen können und damit eine andere Gebotskurve resultiert hätte.

8.2.2.2 Wie ist das Verhältnis von Investitionssumme und Förderhöhe?

Die Frage wird technologieübergreifend in Abschnitt 4.2 beantwortet.

8.2.2.3 Hatte die Förderung einen kausalen Effekt auf die Förderempfänger?

Die Frage wird technologieübergreifend in Abschnitt 4.3 beantwortet.

8.2.2.4 Wie effektiv war die Art der Förderung?

Die Frage wird technologieübergreifend in Abschnitt 4.1 beantwortet.

8.2.2.5 War die Förderung der Anlagen angemessen? Wie hat sich die Wirtschaftlichkeit der geförderten Anlagen in einem sich wandelnden Marktumfeld entwickelt?

Die Frage nach der Angemessenheit der Förderung lässt sich nicht eindeutig bzw. belastbar beantworten, da zahlreiche sich überlagernde Faktoren zu berücksichtigen sind.

Einen wesentlichen Einflussfaktor auf die Kosten und die Wirtschaftlichkeit der Anlagen haben die Modulpreise. Je nach Anlagengröße stehen die Module für 30 bis 40 % des gesamten Systempreises. Wie die Vergangenheit gezeigt hat, ist der Modulpreis Schwankungen unterworfen und stark abhängig von der volatilen Angebots- und Nachfragesituation. Der Wegfall der EU-Antidumping- und Antisubventionsmaßnahmen gegen Module aus China zum September 2018 (bzw. die Erwartung des Wegfalls) dürfte Einfluss auf das Gebotsverhalten gezeigt haben.

In einer Ende 2017/Anfang 2018 durchgeführten Befragung von Ausschreibungsteilnehmern⁸⁹ wird von einem Drittel der Befragten angegeben, dass von einer Betriebsdauer über 20 Jahre EEG-Förderung hinaus ausgegangen wird. Dabei liegt die angegebene erwartete Weiterbetriebsdauer im Bereich von 5 bis 10 Jahren. Ein über 20 Jahre hinausgehender Anlagenbetrieb und zusätzliche Markterlöserwartungen in dieser Phase dürfte also auch die Gebotshöhe einiger Anlagen beeinflusst haben. Relevant in diesem Zusammenhang ist auch die Marktwertenerwartung bzw. die Erwartung im Rahmen einer anderweitigen Vermarktung (bspw. PPA). Weiterhin wurde im Rahmen der genannten Befragung von rund drei Viertel der Befragten angegeben, dass versunkene Kosten bei der Gebotskalkulation berücksichtigt wurden.

Nach Einschätzung der Teilnehmer der Bieterbefragung im Oktober 2019 (siehe Abbildung 66) hat sich bezüglich der Finanzierungsbedingungen von PV-Freiflächenanlagen vor allem beim Eigenkapitalanteil eine Änderung durch die Einführung der Ausschreibungen ergeben. 37 % der Befragten geben an, dass dieser sich erhöht oder stark erhöht hat, allerdings geben auch rund 53 % einen unveränderten und 10 % sogar einen verringerten Eigenkapitalanteil an. Bei Fremdkapitalzins und Kreditlaufzeit gibt ein Großteil der Teilnehmer dagegen unveränderte Bedingungen an.

⁸⁹ Kelm u. a., „Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie – Abschlussbericht“.

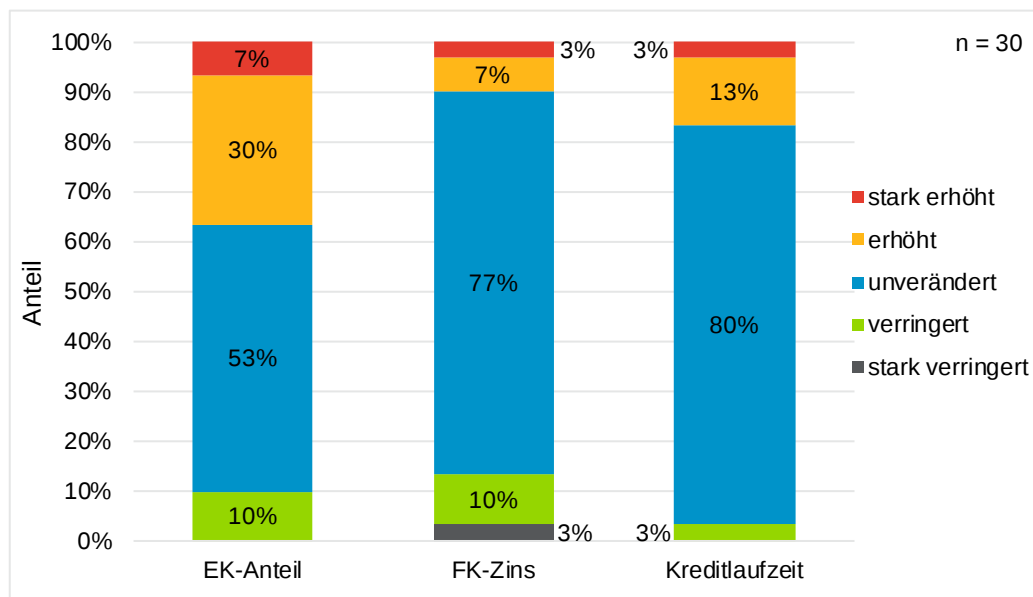


Abbildung 66: Einschätzung der PV-Befragungsteilnehmer zur Änderung von Finanzierungsbedingungen durch die Einführung der Ausschreibungen

Der Verlauf der gewichteten Zuschlagspreise zeigt (siehe Abbildung 68), dass die Preise ausgehend von 9,2 ct/kWh im April 2015 bis Februar 2018 um mehr als die Hälfte zurückgegangen sind. Anschließend war mit zwischenzeitlich leicht steigender Tendenz ein Korridor der mengengewichteten Zuschlagspreise von 4,3 bis 6,6 ct/kWh zu verzeichnen. Wird von Systempreisen von 600 bis 650 Euro pro kW ausgegangen, so zeigen sich bei 20 Jahren Kalkulationsdauer Stromgestehungskosten⁹⁰ von 6,3 bis 6,7 ct/kWh. Bei einer Betrachtungsdauer von 25 Jahren resultieren Stromgestehungskosten von 5,8 bis 6,2 ct/kWh. Eine größere Anlagenleistung, wie dies auf sonstigen baulichen Anlagen möglich ist, eine längere Kalkulationsdauer und die (Kosten) Optimierung weiterer Parameter senken die Stromgestehungskosten zusätzlich.

Außerhalb der Ausschreibungen ist im Zeitraum 2017 bis 2019 die Vergütung von Freiflächenanlagen von 8,9 ct/kWh (Januar 2017) auf 7,4 ct/kWh (Oktober 2019) gesunken. Gegenüber den angeführten Zuschlagspreisen ist dies eine deutlich geringere Reduktion und im Vergleich sind die Zuschlagspreise für PV-Anlagen, insbesondere diejenigen der technologiespezifischen Ausschreibungsrunden von Februar 2018 bis Februar 2019, sehr niedrig. Eine abschließende Bewertung für diesen Vergleich ist jedoch zum Stand der Berichterstellung nicht möglich, da die Realisierungsquoten für die Ausschreibungsrunden mit den geringsten Preisen noch nicht bekannt sind.

Angesichts des hohen Wettbewerbs in den Ausschreibungen für Solaranlagen und im Vergleich mit den Anlagen in der Festvergütung kann konstatiert werden, dass die Förderung der Anlagen nicht unangemessen hoch war.

In einem – für die Photovoltaik bislang theoretischen – Fall einer ggf. wiederholten Unterzeichnung und damit geringerem Wettbewerb sind höhere Gebote und Zuschlagspreise zu erwarten. Höhere Zuschlagspreise stellen Knappheitssignale dar und setzen Anreize zur Initiierung und Entwicklung neuer Projekte.

⁹⁰ Für die Berechnung wurde ein Kalkulationszinssatz von 4 % (WACC) unterstellt, sowie Betriebskosten von 15 Euro pro kW und Jahr bei einer Degradation des Stromertrags um 0,4 % p. a.

8.2.3 Wettbewerb

8.2.3.1 Wie hat sich die Wettbewerbsintensität in den Ausscheidungsrunden entwickelt, ggf. differenziert nach Ausschreibungssegmenten?

Die Ausschreibungen für PV-Anlagen waren stets von Wettbewerb gekennzeichnet. Dies belegt das Verhältnis von Gebots- zu Ausschreibungsvolumen, das in jeder Ausschreibungsrunde Werte von über 1 aufwies (Abbildung 67). Wie bereits in Abschnitt 8.2.1.7 dargestellt, schwankt das Gebotsvolumen von Runde zu Runde, parallel wurden unterschiedlich hohe Volumina ausgeschrieben (125 bis 200 MW bis Dezember 2016 im Rahmen der FFAV und 150 bis 500 MW im Rahmen des EEG 2017). Die Überzeichnung hat im Zeitverlauf tendenziell abgenommen, lag jedoch zuletzt mit Werten über 3 vergleichsweise hoch.

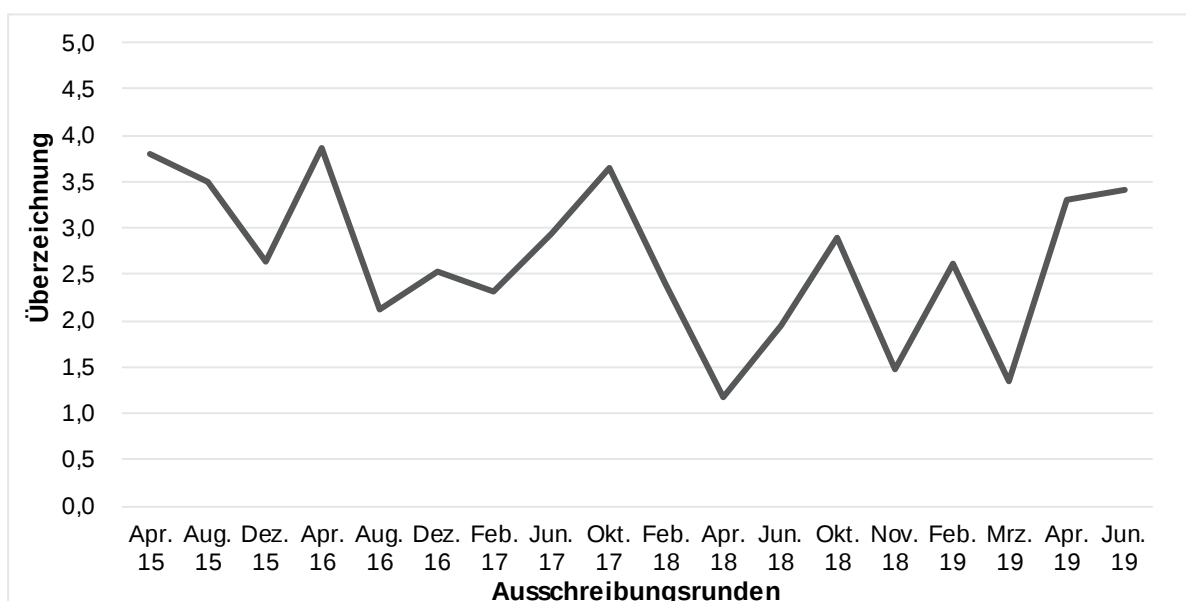


Abbildung 67: Entwicklung der Überzeichnung (Verhältnis Gebots- zu Ausschreibungsvolumen)

8.2.3.2 Wie haben sich die Zuschlagspreise im Zeitverlauf entwickelt ggf. differenziert nach Ausschreibungssegmenten?

Zum Start der Ausschreibungen für PV-Anlagen im April 2015 lag das mengengewichtete Preisniveau bei rund 9,2 ct/kWh. In den folgenden Ausschreibungsrunden sind die Zuschlagspreise kontinuierlich gesunken und erreichten im Februar 2018 mit 4,3 ct/kWh den bisherigen Tiefstwert. Im Verlauf des Jahres 2018 ist das Preisniveau tendenziell wieder gestiegen. Einen Ausreißer nach oben stellt mit 6,6 ct/kWh die Runde vom März 2019 dar. In diese Auktion wurde eine größere Gebotsmenge eines Bieters aufgrund eines Formfehlers ausgeschlossen. Dies trug zu einem höheren Zuschlagspreis bei. Weiterhin stellte das deutlich erhöhte Ausschreibungsvolumen (500 MW anstatt sonst maximal 200 MW pro Runde) einen Einflussfaktor auf das höhere Zuschlagsniveau dar. Ab April 2019 sind die Preise wieder deutlich gesunken auf zuletzt 4,9 ct/kWh im Oktober 2019 (Abbildung 68).

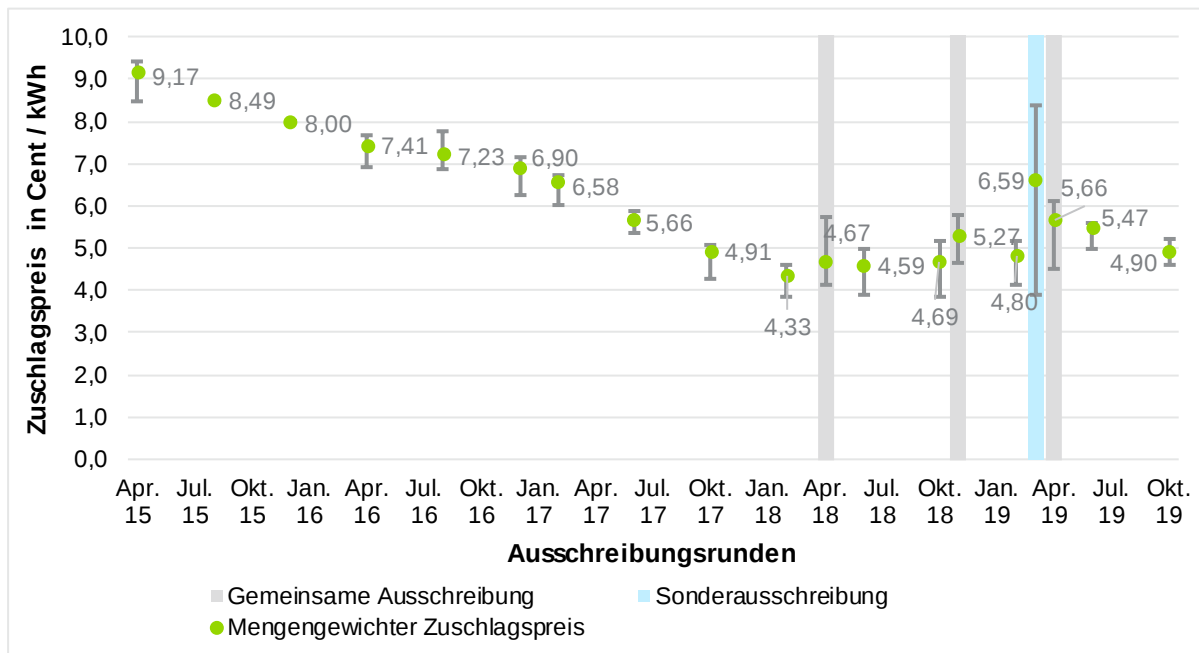


Abbildung 68: Mengengewichtete Zuschlagspreise und Spannweite der Zuschläge der Ausschreibungsrunden für PV bis Oktober 2019

Weiterhin ist festzustellen, dass die Spannweite der Zuschlagswerte tendenziell zugenommen hat. Dabei hat die Spannweite vor allem nach oben hin zugenommen, während sich mit 3,9 ct/kWh eine Untergrenze zeigt. Für die beiden Ausschreibungsrunden August und Dezember 2015 beträgt die Spannweite der Zuschlagswerte Null, weil in diesen beiden Runden das Einheitspreisverfahren zur Anwendung kam. In allen übrigen Runden galt das Gebotspreisverfahren.

Der Blick auf die Zuschlagspreise im Rahmen der gemeinsamen Ausschreibungen mit Windenergieanlagen zeigt ein tendenziell leicht höheres Preisniveau als die technologiespezifischen PV-Ausschreibungen. Weiterhin wird deutlich, dass die Zuschlagspreise im Rahmen der bislang erfolgten drei gemeinsamen Ausschreibungen stetig von 4,7 ct/kWh auf 5,7 ct/kWh gestiegen sind. Eine mögliche Erklärung hierfür ist, dass aufgrund der schwachen Genehmigungssituation bei Windenergieanlagen seitens der PV-Bieter ein geringes Wettbewerbsniveau und damit die Möglichkeit zur Erlangung eines höheren Zuschlagspreises erwartet wurde.

8.2.3.3 Wie stark unterscheiden sich die Gebotspreise von Freiflächenanlagen, Anlagen auf baulichen Anlagen und Dachanlagen?

Den Verlauf der mengengewichteten Gebotswerte nach Flächenkategorien zeigt Abbildung 69. Während in den Ausschreibungsrunden Juni 2017 bis Februar 2018 für Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen die niedrigsten Gebote abgegeben wurden, war dies in den Runden von Oktober 2018 bis März 2019 für Anlagen in benachteiligten Gebieten der Fall. Ein systematischer Preisvorteil einer bestimmten Flächenkategorie lässt sich jedoch bislang nicht belegen. Weiterhin zeigt sich für März und April 2019, dass Gebote für Dachanlagen („Gebäude oder Lärmschutzwand“) im oberen Bereich der Gebotsspannweite anzusiedeln sind.

Wie bereits im vorangegangenen Abschnitt adressiert wurde, ist die Spannweite der Gebote im Zeitverlauf tendenziell gestiegen. Dies ist jedoch nicht systematisch einer bestimmten Flächenkategorie zuzurechnen.

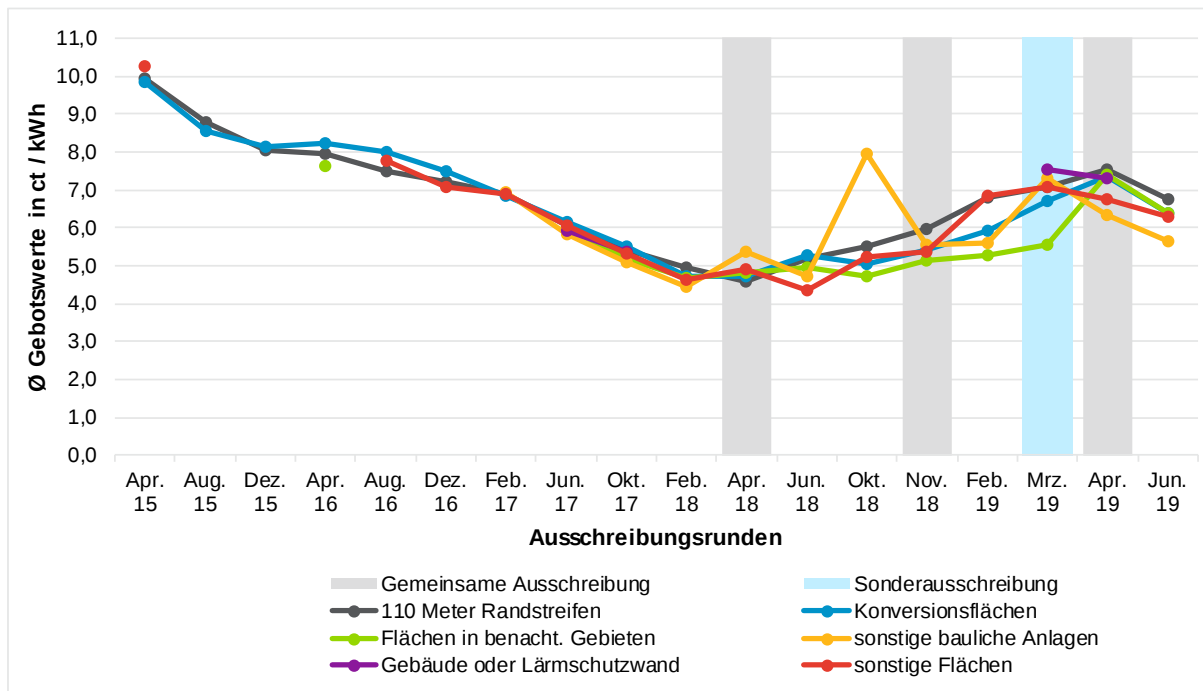


Abbildung 69: Durchschnittliche Gebotswerte nach Flächentyp und Ausschreibungsrunde

Die mengengewichteten Zuschlagspreise nach Flächenkategorien liegen erwartungsgemäß in einem engeren Preisbereich (Abbildung 70). Analog zu den Geboten lässt sich bei den Zuschlägen kein systematischer Vorteil einer Flächenkategorie ablesen.

In der Ausschreibungsrunde vom März 2019 wurden bislang die einzigen beiden Gebote für Dachanlagen bezuschlagt (siehe dazu auch Abschnitt 8.2.3.6). Dies dürfte einen Sonderfall darstellen, da dies im Rahmen der Sonderausschreibungen erfolgte und aufgrund des höheren Ausschreibungsvolumens auch teurere Gebote zum Zuge kamen.

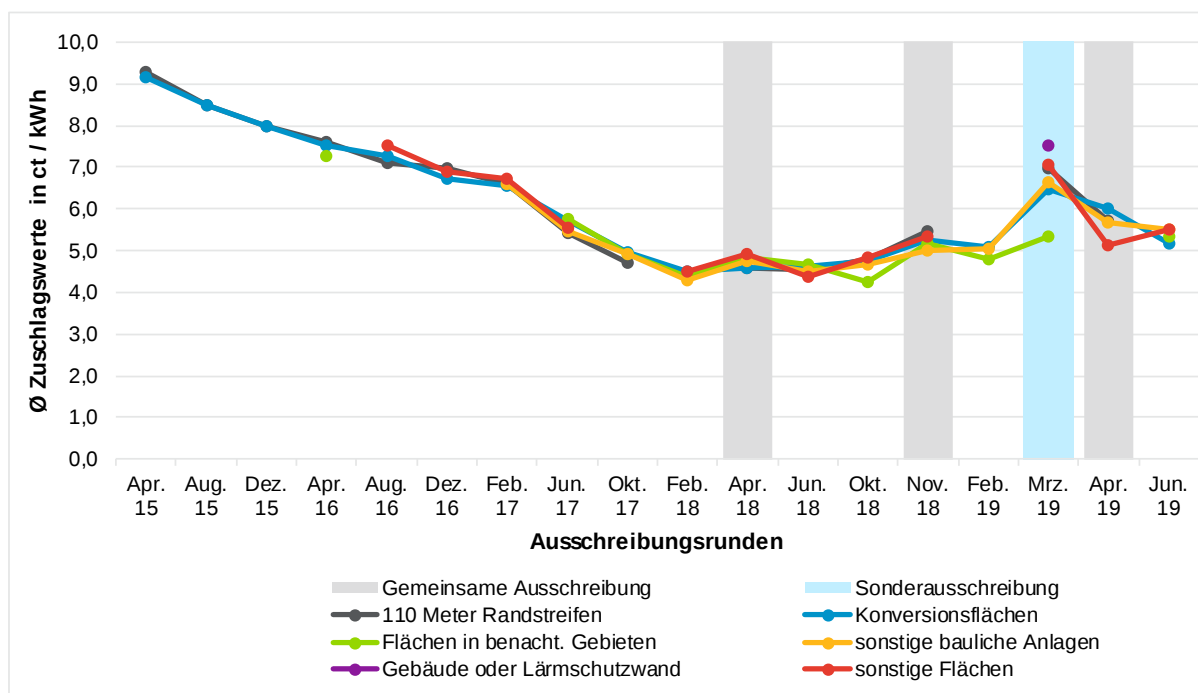


Abbildung 70: Durchschnittliche Zuschlagswerte nach Flächentyp und Ausschreibungsrunde

8.2.3.4 Welche Bundesländer haben von der Länderöffnungsklausel im EEG 2017 Gebrauch gemacht und wie hat dies die Wettbewerbssituation beeinflusst?

Nach § 37c EEG 2017 dürfen Gebote auf Acker- und Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten nur dann für die Zuschlagserteilung berücksichtigt werden, wenn die Landesregierung für Gebote auf den entsprechenden Flächen eine Rechtsverordnung erlassen hat. Zum Stand Ende Oktober 2019 haben fünf Bundesländer von der Öffnungsklausel Gebrauch gemacht (siehe Tabelle 17). Als einziges Bundesland hat Bayern nicht die Leistung der in einem Kalenderjahr zulässigen Anlagen begrenzt, sondern die Anzahl. Die 70 zulässigen Anlagen stehen entsprechend der maximal gemäß § 37 Abs. 3 EEG zulässigen Anlagenleistung für maximal 700 MW. Damit entfallen rechnerisch knapp 78 % der insgesamt maximal möglichen rund 900 MW pro Jahr auf Bayern.

Tabelle 17: Übersicht über die Länderverordnungen für Anlagen auf Acker- und Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten

Bundesland	Gültigkeit	Mengenbegrenzung	Sonstige Einschränkungen
Baden-Württemberg	ab 18.03.2017	100 MW pro Kalenderjahr	-
Bayern	ab 01.01.2017	vor 12. Juni 2019: 30 Anlagen pro Kalenderjahr ab 12. Juni 2019: 70 Anlagen pro Kalenderjahr	Ausschluss von NATURA 2000-Gebieten und gesetzlich geschützten Biotopen
Hessen	20.11.2018 – 31.12.2025	35 MW pro Kalenderjahr	Ausschluss von NATURA 2000-Gebieten und gesetzlich geschützten Biotopen

Bundesland	Gültigkeit	Mengenbegrenzung	Sonstige Einschränkungen
Rheinland-Pfalz	22.11.2018 – 31.12.2021	50 MW pro Kalenderjahr	Ausschluss von Ackerland
Saarland	07.12.2018 – 31.12.2022	Insgesamt 100 MW bis 31.12.2022	Relevant ist die im Geoportal des Saarlands veröffentlichte Gebietskulisse

Da drei der fünf Länderverordnungen (Hessen, Rheinland-Pfalz, Saarland) erst Ende 2018 in Kraft getreten sind, kann deren Inanspruchnahme und die Auswirkungen auf die Wettbewerbssituation derzeit noch nicht belastbar bewertet werden.

Erwartungsgemäß sind bisher die meisten Gebote und Zuschläge im Rahmen der Länderverordnungen in Bayern und Baden-Württemberg zu verzeichnen (Tabelle 18). Von insgesamt rund 1.760 MW Gebotsvolumen entfallen alleine 79 % bzw. knapp 1.400 MW auf Bayern. Noch höher ist der Anteil an den Zuschlägen mit 84 %. Insgesamt liegt die leistungsbezogene Zuschlagsquote für Gebote für Anlagen in benachteiligten Gebieten bei 37 %. Eine unterdurchschnittliche Zuschlagsquote ist in Baden-Württemberg und Hessen zu verzeichnen. Eine hohe Zuschlagsquote mit 75 % ist für Anlagen im Saarland zu verzeichnen, wenngleich absolut betrachtet lediglich 8 MW bezuschlagt wurden.

Tabelle 18: Gebote und Zuschläge für Anlagen in benachteiligten Gebieten nach Bundesländern (Ausschreibungsrunden vom 01.02.2017 bis 01.06.2019)

	Gebote [MW]	Anteil an Geboten	Zuschläge [MW]	Anteil an Zuschlägen	Zuschlagsquote
Baden-Württemberg	208	12 %	60	9 %	29 %
Bayern	1.395	79 %	551	84 %	39 %
Hessen	68	4 %	4	1 %	6 %
Rheinland-Pfalz	81	5 %	34	5 %	42 %
Saarland	10	1 %	8	1 %	75 %
Summe	1.761		656		37 %

Zum Vergleich: die Zuschlagsquote für PV lag insgesamt im Rahmen der Ausschreibungen gemäß EEG 2017 (einschl. gemeinsamer Ausschreibungen) bei 41 %. Für den betrachteten Zeitraum lag die Zuschlagsquote für Anlagen in benachteiligten Gebieten damit in derselben Größenordnung, wie für die PV-Ausschreibungen insgesamt. Wie bereits in Abschnitt 8.2.3.3 dargelegt, gibt es bislang keine systematischen Unterschiede bei Geboten und Zuschlägen für Anlagen auf unterschiedlichen Flächen. Dies deckt sich mit den oben angeführten vergleichbaren Zuschlagsquoten für Anlagen in benachteiligten Gebieten.

Die Länderverordnungen haben zu einem höheren Gebotsvolumen und damit einem erhöhten Wettbewerb in den Ausschreibungen geführt. Die Bewertung des Effekts wird jedoch einerseits überlagert von den gemeinsamen Ausschreibungen mit Windenergieanlagen, wo höhere Zuschlagspreise zu verzeichnen waren, andererseits von den erhöhten Ausschreibungsvolumina im Rahmen der Sonderausschreibungen mit ebenfalls erhöhten Zuschlagspreisen.

Noch nicht im Detail kann im vorliegenden Bericht die Ausschreibungsrunde vom 01.10.2019 bewertet werden. In dieser Ausschreibungsrunde war die Erhöhung der in Bayern zulässigen Anlagen in benachteiligten Gebieten von 30 auf 70 Anlagen pro Jahr wirksam.

8.2.3.5 In welchem Umfang wurden Freiflächenanlagen auf benachteiligten Flächen im Rahmen der Länderöffnungsklausel bezuschlagt?

Es wird auf die Ausführungen im vorangegangenen Abschnitt 8.2.3.4 verwiesen.

8.2.3.6 Inwieweit konnten große Dachanlagen im Wettbewerb gegen Freiflächenanlagen Zuschläge erlangen?

Seitdem die FFAV durch das EEG 2017 abgelöst wurde, und somit auch Dachanlagen über 750 kW nur noch im Rahmen der Ausschreibungen eine finanzielle Förderung erhalten können, sind insgesamt zehn Gebote für Dachanlagen für eine Gesamtleistung von rund 38,6 MW abgegeben worden (dies entspricht 0,4 % des gesamten PV-Gebotsvolumens von 9,9 GW). Davon sind zwei Gebote bzw. insgesamt 4,1 MW bezuschlagt worden. Die Zuschlagsquote für Dachanlagen beträgt leistungsbezogen 10,5 %. Sie liegt damit deutlich niedriger, als die Zuschlagsquote der PV-Gebote insgesamt, die rund 36 % beträgt.

Im Hinblick auf die Realisierung bezuschlagter Anlagen sind bis Ende September 2019 zwei Inbetriebnahmen von Dachanlagen mit insgesamt rund 6,5 MW zu verzeichnen. In beiden Fällen wurde die Zuschlagsmenge nur zu rund 80 % realisiert. Eine der beiden Dachanlagen geht auf einen Zuschlag für eine Freiflächenanlage zurück. Da gemäß § 54 Abs. 2 EEG 2017 von der pönalisierten Möglichkeit zur Realisierung an einem anderen Standort Gebrauch gemacht wurde, liegt die Förderhöhe um 0,3 ct/kWh niedriger, als der Zuschlagswert.

Die geringe Menge der bisher bezuschlagten und realisierten Dachanlagen im Rahmen der Ausschreibungen zeigt, dass diese im Vergleich zu Freiflächenanlagen nur sehr geringe Zuschlagschancen aufweisen.

8.2.3.7 Werden nicht bezuschlagte Projekte aufgegeben?

Projekte ohne Zuschlag werden in den meisten Fällen nach der ersten (71 %) oder zweiten (21 %) erfolglosen Ausschreibungsteilnahme aufgegeben, seltener wird mit einem nicht bezuschlagten Projekt auch an drei oder mehr Ausschreibungsrunden teilgenommen (siehe Abbildung 71). Im Durchschnitt werden Projekte ohne Zuschlag nach 1,4 Runden aufgegeben.

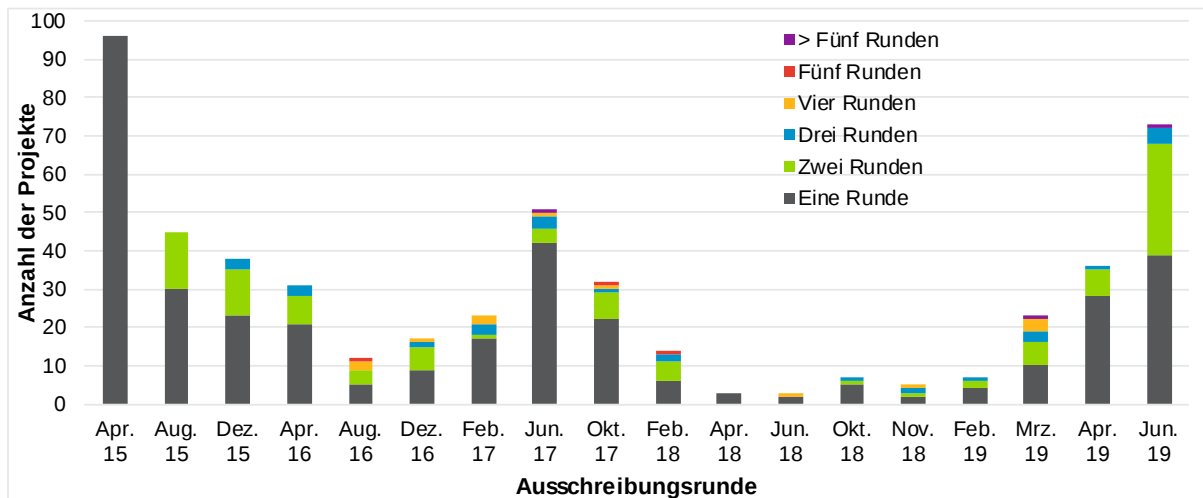


Abbildung 71: Anzahl von Ausschreibungsrunden nach denen Projekte aufgegeben werden

8.2.3.8 Ist eine Marktkonzentration zu beobachten?

Im Folgenden wird die Marktkonzentration anhand der im Bericht gewählten Zusammenfassung von Bietern (siehe Abschnitt 2.3) analysiert und – wo möglich – mit den Ergebnissen der Monopolkommission verglichen. Die Monopolkommission hat die Marktkonzentration in ihrem Sondergutachten Energie (2019) betrachtet und dabei die Ausschreibungsrunden bis einschließlich Ende 2018 einbezogen⁹¹. Ihre Analysen decken also einen kürzeren Zeitraum als die nun folgenden Analysen ab. Akteure wurden von der Wettbewerbskommission über eine externe Datenbank über Verflechtungen zwischen Unternehmen zusammengefasst, eine Methode, die aufgrund der Anonymisierung der Daten hier nicht möglich war.

Seit 2015 haben 231 verschiedene Akteure an den Solarausschreibungen teilgenommen. Während die Anzahl der in einem Jahr teilnehmenden Akteure anfänglich von 115 im Jahr 2015 auf um die 70 in den Jahren 2016 bis 2018 zurückging, ist sie im Jahr 2019 wieder auf knapp 100 Akteure gestiegen (siehe Abbildung 72). Der Anstieg dürfte auf das höhere Ausschreibungsvolumen (Sonderausschreibungen) zurückzuführen sein, welches einen Investitionsanreiz dargestellt hat. Die Monopolkommission identifiziert im Zeitraum zwischen 2015 und 2018 mehr Akteure, nämlich 267 Unternehmensgruppen⁹². Wir gehen davon aus, dass in der vorliegenden Akteure zusammengefasst worden sind, die zwar rechtlich getrennt sind, allerdings Informationen über das jeweilige Gebotsverhalten verfügen, indem sie beispielweise Dritte mit der Gebotsabgabe beauftragen. Eine Zusammenfassung um Aussagen über die Marktherrschaft in den Ausschreibungen zu treffen, ist insofern gerechtfertigt.

⁹¹ „7. Sektorgutachten Energie: Wettbewerb mit neuer Energie“, 2019, <https://www.monopolkommission.de/de/pressemitteilungen/303-7-sektorgutachten-energie-2019.html>.

⁹² Informationen per Mail

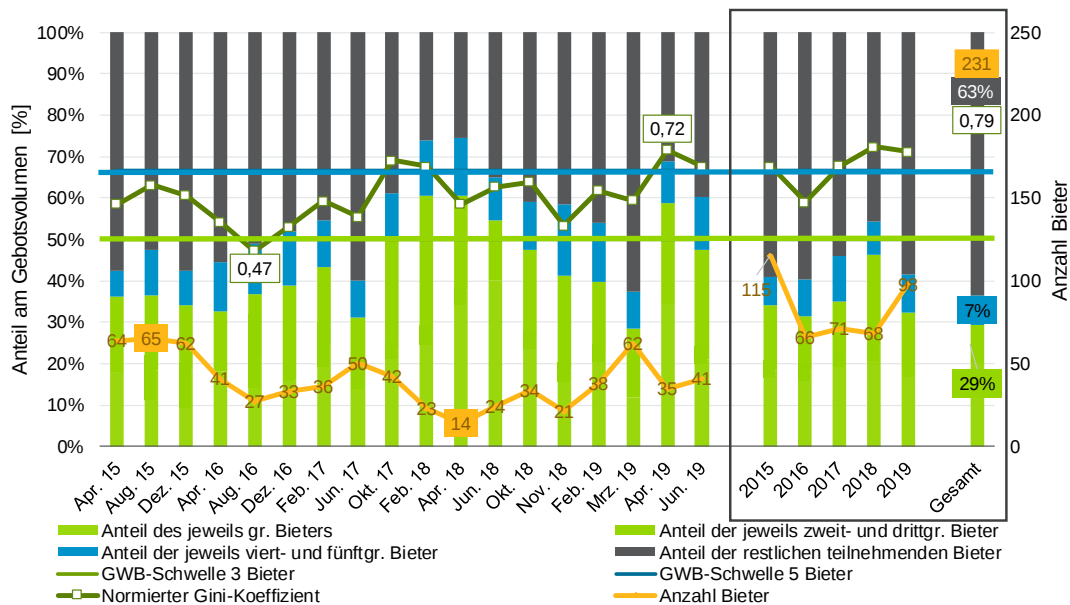


Abbildung 72: Marktkonzentration Solar – Gebotsvolumen⁹³

An einer Runde nehmen durchschnittlich etwa die Hälfte der in einem Jahr teilnehmenden Akteure teil. Die andere Hälfte „setzt aus“. Mit einer Teilnehmeranzahl von lediglich 14 Akteuren wurde im April 2018 (gemeinsame Ausschreibung mit Windenergie) der Tiefpunkt erreicht. Wie auch in der Jahresbetrachtung steigt die Teilnehmeranzahl seit August 2018 wieder an. Eine Erklärung für diese Entwicklung könnte sein, dass in der vorangegangenen technologiespezifischen PV-Ausschreibungsrunde vom Februar 2018 das bislang niedrigste gewichtete Zuschlagsniveau zu verzeichnen war und deshalb einige Akteure mit kleinerem Portfolio vermutlich zunächst den weiteren Preisverlauf abwarten wollten. Dies zeigt sich auch anhand der Entwicklung der Anzahl der Bieter pro Gebotsvolumen (Abbildung 73). So war bis Februar 2018 ein Trend zu einer geringeren Anzahl von Bietern pro 100 MW zu verzeichnen. Mit steigenden Zuschlagspreisen ist die Anzahl ab Mitte 2018 im Trend wieder gestiegen.

⁹³ Die Anteile des größten und des zweit- und drittgrößten Bieters wurden in dieser zur Veröffentlichung bestimmten Version gleich eingefärbt.

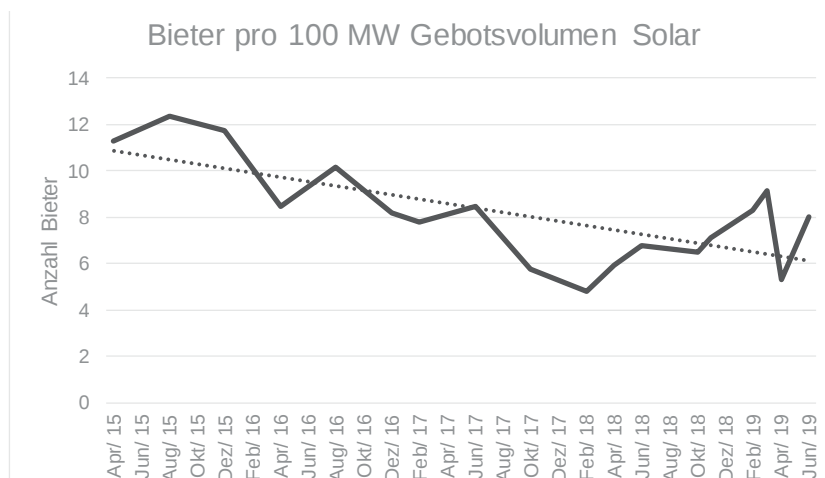


Abbildung 73: Anzahl der Bieter pro 100 MW Gebotsvolumen im Bereich Solar

Die Konzentration der Akteure in den Runden ist seit Einführung des EEG 2017 verglichen mit den Pilotausschreibungen tendenziell gestiegen, ein Trend, der auch von der Monopolkommission identifiziert wird. Allerdings konnte dieser im Jahr 2019 wieder umgekehrt werden. Die höheren Ausschreibungsmengen haben anscheinend einen Investitionsanreiz für neue und davor weniger erfolgreiche Akteure dargestellt.

Die Indikatoren zur Bestimmung der Konzentration innerhalb einer Runde liegen seit Februar 2017 in vielen Runden nahe an den Schwellen des GWB (Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen),⁹⁴ in einigen Runden oberhalb. Die hier berechneten Konzentrationsraten liegen etwas über den von der Monopolkommission bestimmten, da wir mehr Akteure zusammenfassen (siehe oben). Auch der Gini-Koeffizient weist in eine ähnliche Richtung.⁹⁵ Selbst die jährliche Betrachtungsweise deutet auf eine Konzentration hin. Lediglich in der Betrachtung des gesamten Zeitraums zeigt sich eine ausgewogene Streuung des Gebotsvolumens über die Akteure.

Zwei wesentliche Faktoren für die relativ hohen Konzentrationsindikatoren sind das hohe Gebotsvolumen des größten Akteurs und dessen regelmäßige Teilnahme. In 16 von 18 Runden besitzt dieser Akteur das jeweils größte Gebotsvolumen. Auf den Gesamtzeitraum vereint er 20 % des Gebotsvolumens auf sich. Ausgeglichenere ist das Bild bei den jeweils zweit- bis fünftgrößten Akteuren pro Runde. Die relativen Gebotsvolumina der zweit- und drittgrößten Bieter liegen in den Runden unter 5 %. Zu den drei jeweils drittgrößten gehören über alle Runden hinweg betrachtet 17 Akteure, zu den fünftgrößten 30.

Zur Beurteilung des Wettbewerbs auf nachgelagerten Märkten wird die Konzentration der bezuschlagten Akteure betrachtet, also die Verteilung des Zuschlagsvolumens auf die in den Runden erfolgreichen Akteure. Die Anzahl bezuschlagter Akteure ist grundsätzlich geringer als die Anzahl bietender Akteure. Die Werte der Konzentrationsindikatoren sind folglich höher und liegen über den Schwellen des GWB. Auch der Gini-Koeffizient ist vergleichsweise hoch. Insbesondere sticht auch hier wieder der größte Akteur hervor, der rund 28 % des Zuschlagsvolumens auf sich vereint und damit auch überdurchschnittlich erfolgreich ist. In 12 der 18 Runden konnte er das größte

⁹⁴ Nach §18 GWB gilt ein Unternehmen als marktbeherrschend, wenn es einen Marktanteil von mindestens 40 Prozent hat. Eine Gesamtheit von Unternehmen gilt als marktbeherrschend, wenn sie 1. aus drei oder weniger Unternehmen besteht, die zusammen einen Marktanteil von 50 Prozent erreichen, oder 2. aus fünf oder weniger Unternehmen besteht, die zusammen einen Marktanteil von zwei Dritteln erreichen.

⁹⁵ Der normierte Gini-Koeffizient ist ein relatives Konzentrationsmaß zur Darstellung von Ungleichverteilung. Er misst die Verteilung eines Merkmals innerhalb einer Gruppe. Die Höhe des Gini-Koeffizienten hängt von der Anzahl an Marktteilnehmern ab. Um eine Vergleichbarkeit zu gewährleisten, wird der Gini-Koeffizient normiert. Der normierte Gini-Koeffizient (G*) nimmt einen Wert zwischen 0 (gleichmäßige Verteilung) und 1 (maximale Ungleichverteilung) an.

Zuschlagsvolumen auf sich vereinen. In 16 der 18 Runden gehört er zu den jeweils größten fünf Bietern. Trotzdem kann nicht von einer marktbeherrschenden Stellung gesprochen werden.

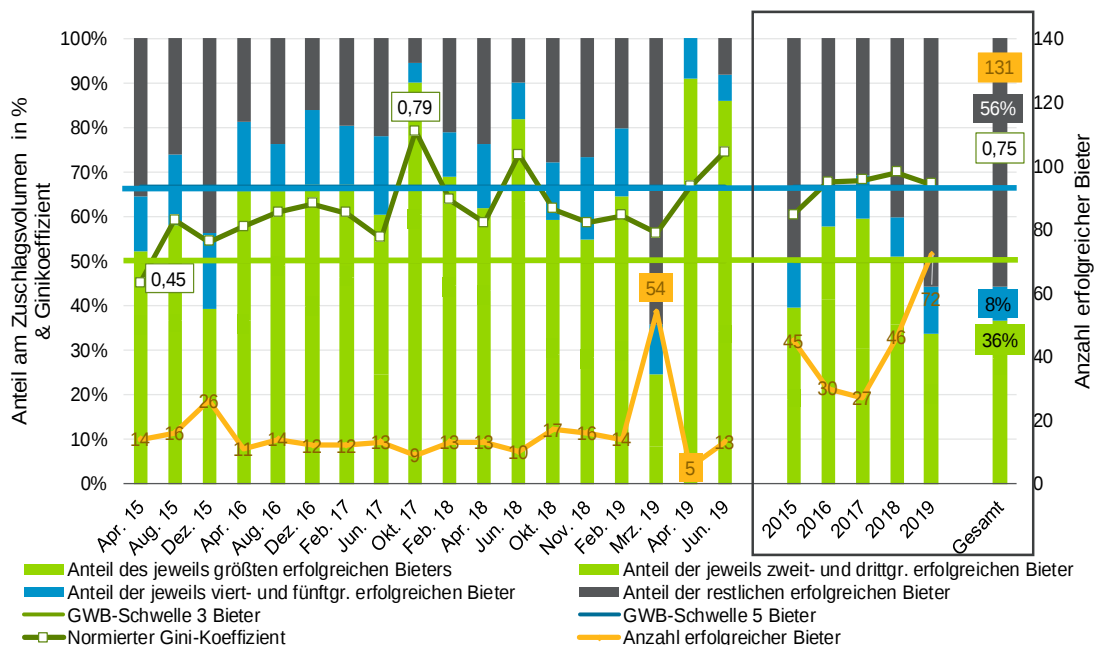


Abbildung 74: Marktkonzentration Solar – Zuschlagsvolumen⁹⁶

Die für das Ausschreibungssegment beschriebene Marktkonzentration und die potenzielle Marktmacht von Akteuren auf nachgelagerten Märkten muss außerdem im Gesamtkontext des deutschen und globalen PV-Marktes betrachtet werden. So lag auf dem deutschen Markt der Anteil des Zubaus im Rahmen der Ausschreibungen in den vergangenen Jahren stets deutlich unter 1 GW pro Jahr, während die Nachfrage im ausschreibungsfreien PV-Segment deutlich zulegte (Bruttozubau Januar-November 2019: 3,1 GW außerhalb der Ausschreibungen, 0,5 GW in den Ausschreibungen). Darüber hinaus sind PV-Module eine global gehandelte Ware auf einem mehr als 100 GW/a großen globalen Markt, auf den auch größere Akteure des deutschen Ausschreibungssegments nur geringen Einfluss haben.

8.2.3.9 Wurde aus strategischen Gründen für bereits bezuschlagte Projekte neu geboten und welche Auswirkungen hat dieses Verhalten?

In den PV-Ausschreibungen gibt es Anhaltspunkte dafür, dass Zuschläge für Projekte nicht genutzt und für diese in späteren Ausschreibungen erneut Gebote eingereicht wurden. Da sich dies unter anderem negativ auf die Realisierungsraten auswirkt, betrachten wir diesen Fall nachfolgend genauer.

Mit bereits bezuschlagten Projekten erneut an einer Ausschreibung teilzunehmen, um ggf. einen höheren Zuschlagswert zu erzielen, ist eine Ausprägung verzerrenden strategischen Gebotsverhalten, wie es in Kapitel 6 definiert und in Bezug auf ein breites Spektrum unterschiedlicher Ausprägungen analysiert wird. Diese Strategie ist dann vorteilhaft, wenn die Differenz aus vorherigem Zuschlagswert und neuem Zuschlagswert die Kosten für die Nichtrealisierung (Pönale) und erneute Ausschreibungsteilnahme aufwiegt. Der Anteil von Geboten bzw. Zuschlägen mit bereits vorhandenem Zuschlag ist in den bisherigen PV-Ausschreibungen eher gering. Das Gebotsvolumen mit vorherigem Zuschlag macht im Durchschnitt knapp 9 % der abgegebenen Gebote aus. Dabei zeigt sich jedoch eine steigende Tendenz. In den Ausschreibungsrunden des Jahres 2019 liegt der

⁹⁶ Die Anteile des größten und des zweit- und drittgrößten Bieters wurden in dieser zur Veröffentlichung bestimmten Version gleich eingefärbt.

durchschnittliche Anteil von Geboten mit vorherigem Zuschlag bei 21 %, in den Ausschreibungen im April und Juni 2019 bei 29 % bzw. 35 %. Ähnlich verhält sich die Situation beim Zuschlagsvolumen mit vorherigem Zuschlag. Über alle Ausschreibungen hinweg liegt der Anteil bei gut 9 %, in den Auktionen des Jahres 2019 bei gut 23 %, in der Auktion im Juni 2019 bei 67 %. Zu beachten sind hierbei jedoch Sondereffekte durch zwei Zuschläge für Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen mit Leistungen jeweils über 60 MW.

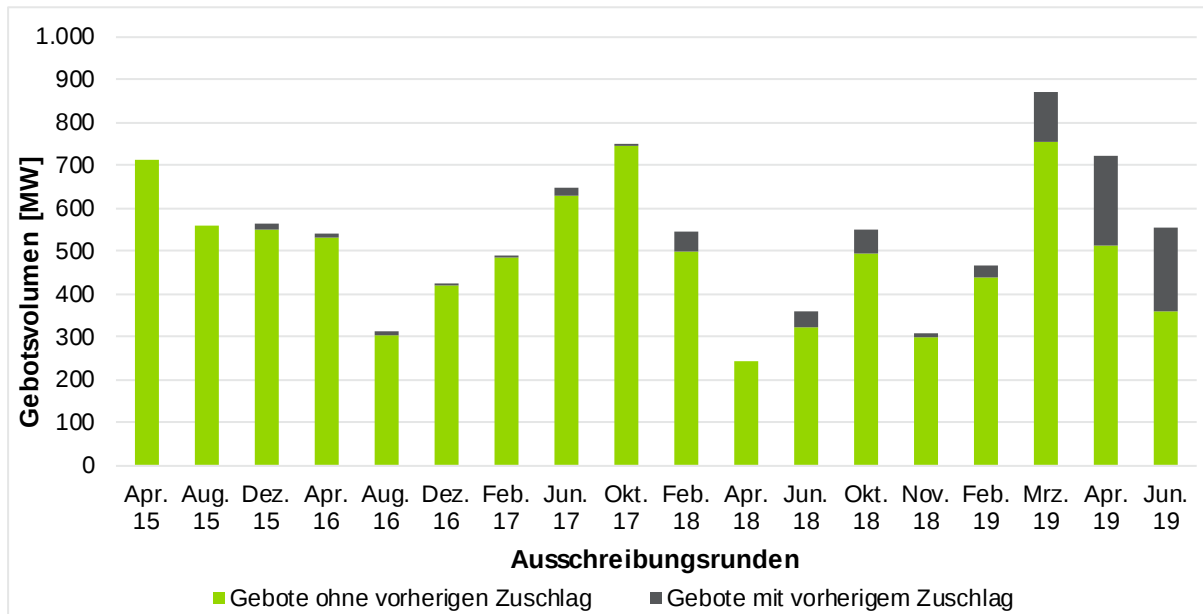


Abbildung 75: Gebotsvolumen mit Zuschlag aus vorheriger Ausschreibungsrunde

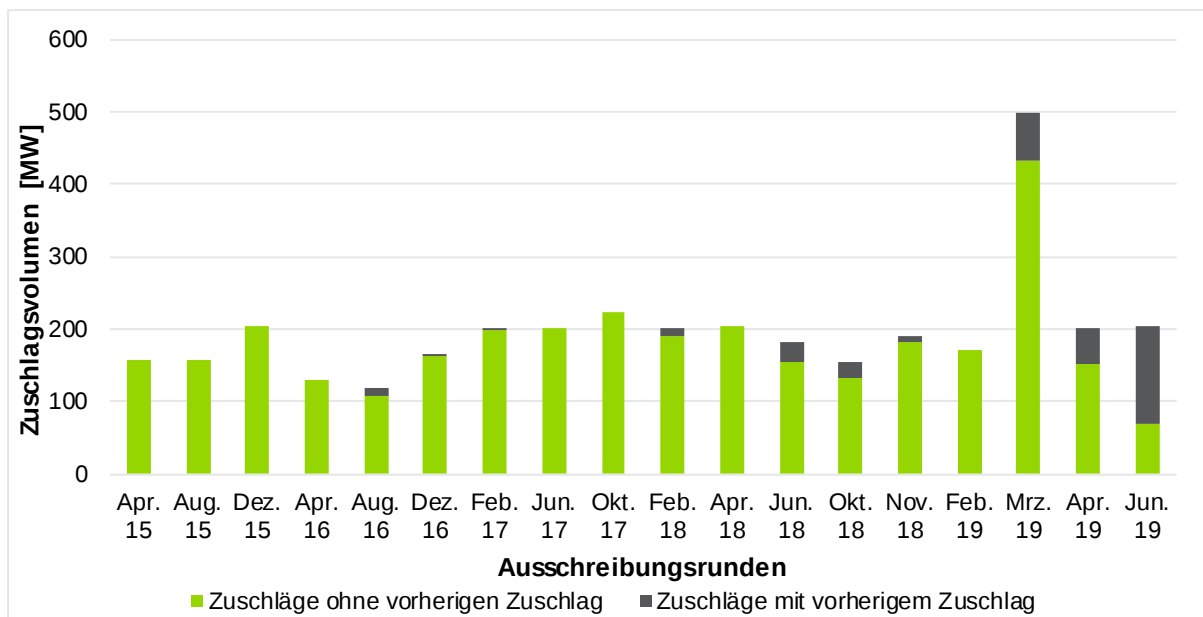


Abbildung 76: Zuschlagsvolumen mit Zuschlag aus vorherigen Ausschreibungsrunden

8.2.4 Realisierungsrate; Präqualifikationsbedingungen, Pönalen und Fristen

8.2.4.1 Wie hoch sind die Realisierungsraten, ggf. differenziert nach Ausschreibungssegmenten?

Die Realisierungsraten der Ausschreibungsrunden, für die zum Zeitpunkt der Berichterstellung die Realisierungsfrist abgelaufen ist, beträgt mengengewichtet rund 96 %. Für die beiden Runden vom August und Dezember 2015 (Einheitspreisverfahren) sind mit rund 90 % vergleichsweise niedrige Realisierungsraten zu verzeichnen, während diejenigen für die übrigen Runden bei oder sehr nahe an 100 % der ausgeschriebenen Leistung liegt (Abbildung 77). Bei den nicht realisierten Anlagen der

Ausschreibungsrunden mit Einheitspreisverfahren fällt auf, dass das jeweils höchste Gebot (welches preissetzend ist und somit keinen Aufschlag zum eigenen Gebotswert erhält) nicht realisiert wurde. Dies ist aus auktionstheoretischer und empirischer Sicht nachvollziehbar. Gemäß der Theorie generiert diese Form des Einheitspreisverfahrens den Anreiz, den kostendeckenden Fördersatz bzw. geringfügig darüber zu bieten, wenn viele Bieter an der Auktion teilnehmen. Somit ist zu erwarten, dass preisbestimmende Bieter mit ihren Projekten praktisch keinen Gewinn erzielen werden, weshalb es nicht überraschend ist, dass diese Bieter ihre bezuschlagten Projekte nicht realisieren. Aus empirischer Sicht kann hierfür auch das in Abschnitt 6.5 beschriebene Phänomen des „irrationalen Unterbietens“ in Einheitspreisauktionen eine Rolle gespielt haben, was für den preisbestimmenden Bieter einen (mehr oder minder hohen) Verlust bei Realisierung bedeuten würde.

In der Ausschreibung von Dezember 2015 wurden zudem zwei Anlagen nicht realisiert, deren Gebote deutlich unterhalb realistisch erreichbarer Kosten lagen. Aufgrund der geringen Datenbasis (nur zwei Auktionen, nur wenige nicht realisierte Anlagen) lassen sich hieraus jedoch keine allgemeinen Schlussfolgerungen zu den Gründen der Nichtrealisierung ziehen, zumal es auch nicht realisierte Anlagen gibt, deren Gebote im mittleren Spektrum der jeweiligen Ausschreibungen lagen.

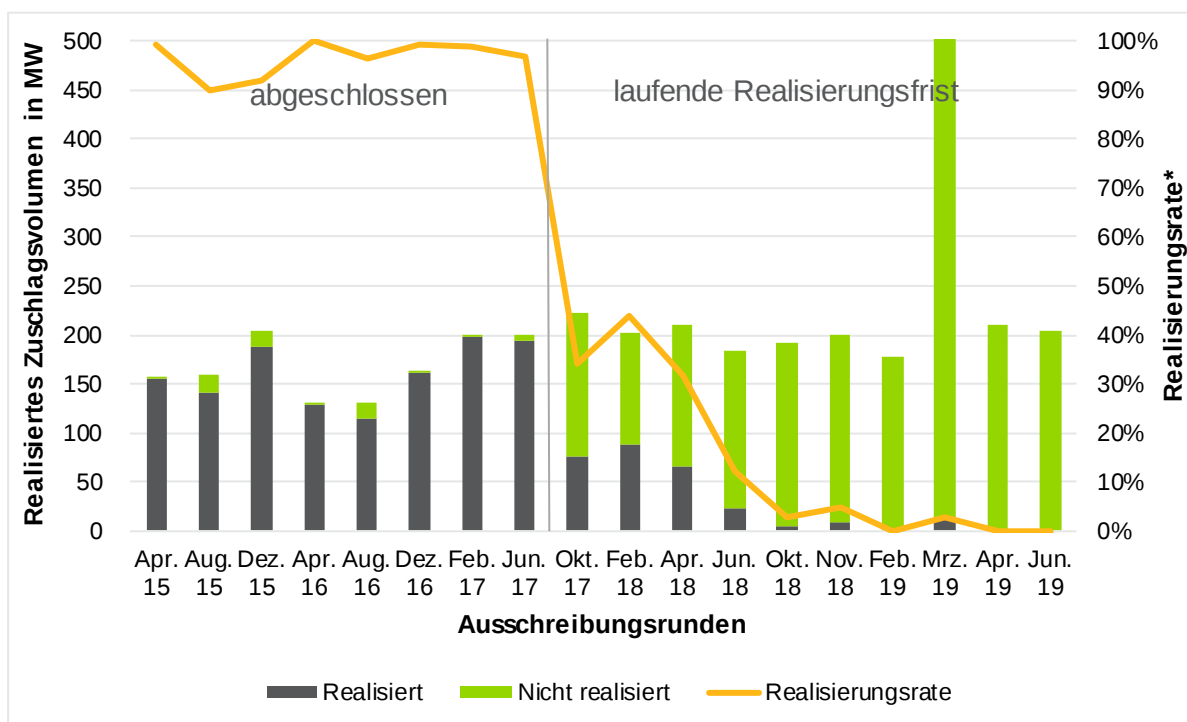


Abbildung 77: Realisierungsraten der PV-Ausschreibungsrunden bis Juni 2019 (*bezogen auf die Zuschlagsleistung mit hinterlegter Zweitsicherheit).

Im Zuge der durchgeführten Bieterbefragung wurden die Teilnehmer gebeten, anzugeben, welchen Anteil ihrer bezuschlagten Leistung sie innerhalb der pönalfreien Realisierungsfrist planen zu realisieren. 87 % der Teilnehmer (n=23) planen ihre vollständige Zuschlagsleistung innerhalb der 18 Monate zu realisieren. Lediglich zwei Teilnehmer (8 %) gaben Planungen an, die 10 % oder weniger Leistung in diesem Zeitraum realisieren.

8.2.4.2 Welche Ursachen gibt es für Nichtrealisierung, Verspätungen und Abweichungen zwischen Zuschlagsmenge und installierte Leistung?

Wie im vorangegangenen Abschnitt bereits erläutert, liegen die Realisierungsraten der Ausschreibungsrunden, für die im Betrachtungszeitraum bis Ende September 2019 die Realisierungsfrist abgelaufen ist, mit leistungsgewichtet 96 % sehr hoch. Wie weiterhin im

nachfolgenden Abschnitt 8.2.4.3 gezeigt wird, lag der Anteil der auf Flächen realisierten Anlagen, die nicht mit den Flächen im Rahmen der Gebotsabgabe übereinstimmen, bei leistungsgewichtet 29 %. Dies kann als Beitrag zu einer hohen Realisierungsrate gewertet werden, da ein „Ausweichen“ auf einen anderen Standort grundsätzlich möglich ist (wenngleich dies mit 0,3 ct/kWh pönalisiert ist). Insofern können bislang keine systematischen oder strukturellen Gründe identifiziert werden, die zu einer problematisch niedrigen Realisierungsquote führen.

Von den Befragungsteilnehmern angegebene Gründe für eine verspätete oder ausbleibende Realisierung adressieren zum einen Verzögerungen bei Genehmigungen und zum anderen unerwartete Verzögerungen in der Projektentwicklung.

Zur weiteren Diskussion der Angemessenheit von Sicherheiten, Pönalen und Realisierungsfristen wird auf die Abschnitte 8.2.4.5 bis 8.2.4.7 verwiesen.

8.2.4.3 In welchem Umfang wurden Freiflächenanlagen an anderen Standorten als im Gebot angegeben realisiert?

Von der mit 0,3 ct/kWh pönalisierten Möglichkeit, gemäß § 54 Abs. 2 die Anlage ganz oder teilweise auf einem anderen als dem im Gebot angegebenen Standort zu realisieren, wird in unterschiedlich hohem Maße Gebrauch gemacht (Abbildung 78). Teilweise beträgt der Anteil der auf anderer Fläche realisierter Zuschlagsleistung über ein Drittel. Im gewichteten Mittel liegt der Anteil bei 29 %.

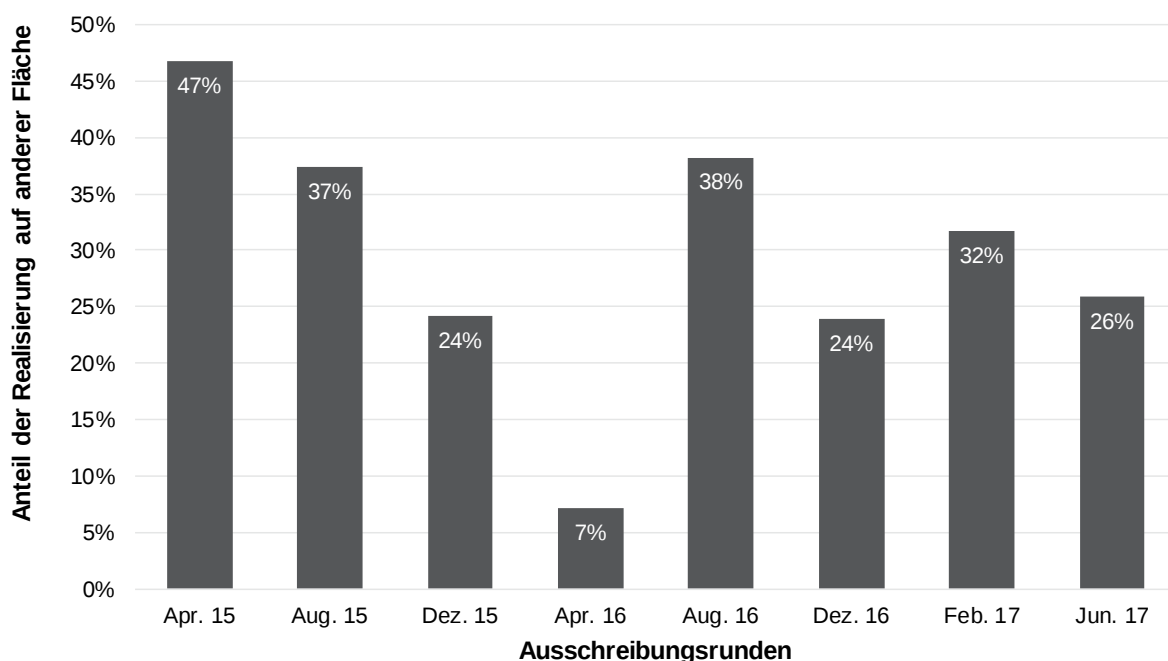


Abbildung 78: Anteil der Anlagenleistung je Ausschreibungsrunde mit Realisierung an einem Standort der vom Gebot abweicht.

8.2.4.4 Inwiefern wurde von der Möglichkeit der Übertragbarkeit innerhalb des Portfolios Gebrauch gemacht?

Die im vorangegangenen Absatz angeführten Zahlen sind synonym zu verstehen mit einer Übertragung innerhalb des eigenen Portfolios eines Bieters. Da Zuschläge nicht auf Dritte übertragen werden können, besteht nur innerhalb des Portfolios des Bieters die Möglichkeit, eine Anlage gemäß § 54 Abs. 2 EEG an einem anderen Standort als im Gebot angegeben zu errichten.

Davon unbenommen ist der Verkauf oder die Verpachtung einer in Betrieb genommenen Anlage mit zugeordneter Zahlungsberechtigung.

8.2.4.5 Sind die materiellen und finanziellen Qualifikationsanforderungen angemessen?

Die sehr hohen Realisierungsraten im Betrachtungszeitraum bis Ende September 2019 von mengengewichtet 96 % (siehe Abschnitt 8.2.4.1) liefern keine Anzeichen dafür, dass die materiellen und finanziellen Qualifikationsanforderungen zu niedrig sind.

Im Rahmen der Bieterbefragung wurde die Angemessenheit der Qualifikationsanforderungen abgefragt. Hinsichtlich der materiellen Qualifikationsanforderungen hält die überwiegende Mehrheit (87 %, n = 31) der Befragungsteilnehmer die derzeitigen materiellen Qualifikationsanforderungen der Ausschreibungen für „angemessen“. 10 % halten die Anforderungen für „zu hoch“, 3 % für „zu niedrig“.

Die im Zuge der Gebotsabgabe bzw. Bezuschlagung mittels eines Geldbetrags oder einer Bankbürgschaft zu leistenden finanziellen Sicherheiten dienen der Absicherung der Pönale, die im Falle einer Nichtrealisierung fällig wird. Die Pönale bei verspäteter oder nicht erfolgter Realisierung wird von 61 % der Befragungsteilnehmer als „zu hoch“ oder „viel zu hoch“ eingestuft, ein Drittel hält sie für „angemessen“, jeweils 3 % für „zu niedrig“ oder „viel zu niedrig“ (siehe Abbildung 79).

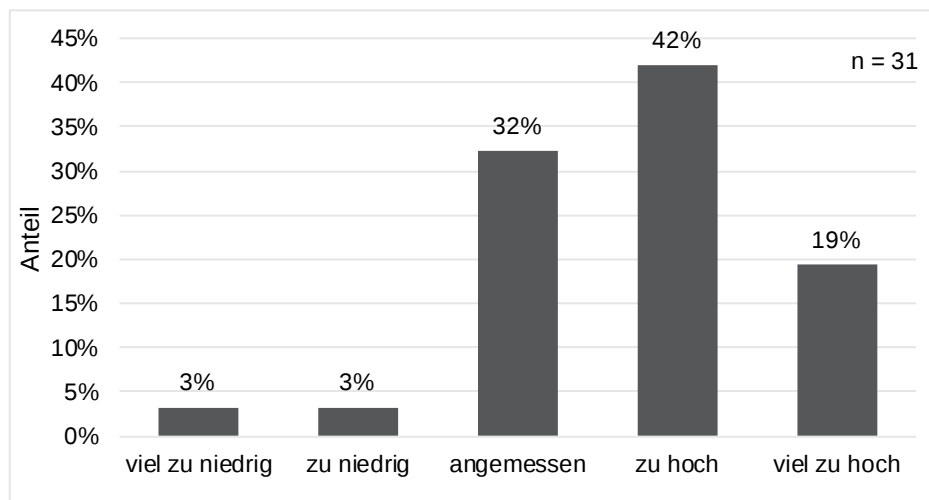


Abbildung 79: Bewertung der Pönale bei verspäteter oder nicht erfolgter Realisierung durch Befragungsteilnehmer

Die Beschaffung der Bürgschaft zur Leistung der Sicherheit wird durch die Befragungsteilnehmer eher ausgewogen bewertet. 39 % der Teilnehmer nutzen keine Bürgschaft zur Stellung der Sicherheit. Knapp ein Fünftel bewertet die Beschaffung der Bürgschaft „neutral“, für 26 % ist es „schwierig“ oder „sehr schwierig“ eine Bürgschaft zu bekommen, für 16 % „einfach“ oder „sehr einfach“ (siehe Abbildung 80).

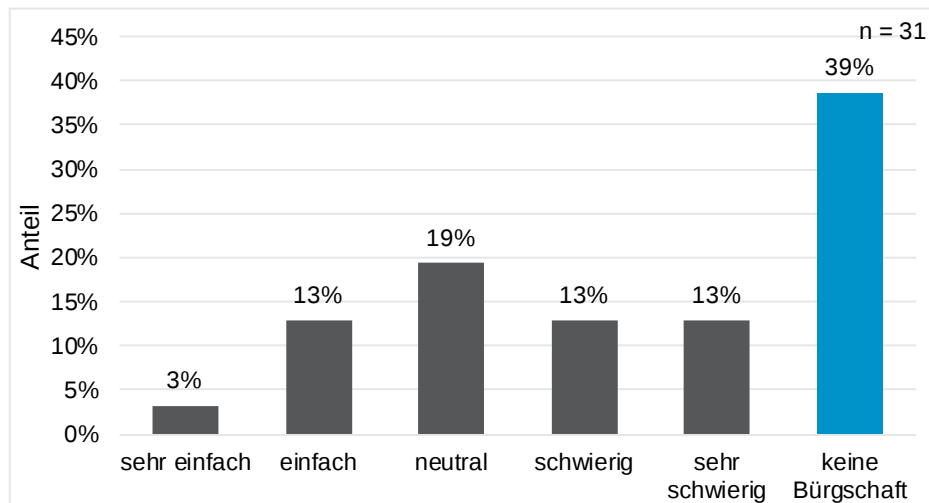


Abbildung 80: Bewertung der Beschaffung einer Bürgschaft zur Stellung der finanziellen Sicherheiten der Befragungsteilnehmer zu PV-Ausschreibungen

Hohe Pönalen und die damit verbundene Hinterlegung der Sicherheit bei der Gebotsabgabe können für kleinere Akteure eine Hürde bei der Ausschreibungsteilnahme sein. Gleichzeitig gibt es in den bisherigen Ausschreibungen jedoch auch immer wieder Gebote für Projekte, für die bereits ein Zuschlag in einer vorherigen Ausschreibung erlangt werden konnte (siehe Abschnitt 8.2.3.9). Die Pönale wirkt einer Spekulation auf steigende Zuschlagspreise und einem Zuschlagsverzicht gefolgt von einer erneuten Ausschreibungsteilnahme zumindest ein Stück weit entgegen. Die Situation sollte diesbezüglich weiter beobachtet werden.

8.2.4.6 Sind die Pönalen bei Nichtrealisierung bzw. Verspätung der Realisierung angemessen? Haben die Sicherungsmaßnahmen/Pönalen gewirkt?

Die Frage wurde in Abschnitt 8.2.4.5 zusammen mit der Frage zu den finanziellen Sicherheiten beantwortet.

8.2.4.7 Sind die jeweiligen Realisierungsfristen angemessen?

Die bisherigen hohen Realisierungsraten zeigen, dass die Umsetzung der Projekte in der Realisierungsfrist von 18 Monaten (ohne Pönale) bzw. 24 Monaten (pönalisiert mit 0,3 ct/kWh) möglich ist. Diese Einschätzung teilen 51 % der befragten Ausschreibungsteilnehmer (siehe Abbildung 81). 49 % der Befragten halten die Frist für "zu kurz" (39 %) oder "viel zu kurz" (10 %). Als Begründung hierfür wird häufig angeführt, dass es im Bebauungsplanverfahren zu nicht vorhersehbaren Verzögerungen kommen kann, auf die der Projektierer ggf. keinen Einfluss hat. Dem steht die grundsätzliche Möglichkeit entgegen, mit Projekten erst nach Abschluss des Bebauungsplanverfahrens an den Ausschreibungen teilzunehmen.

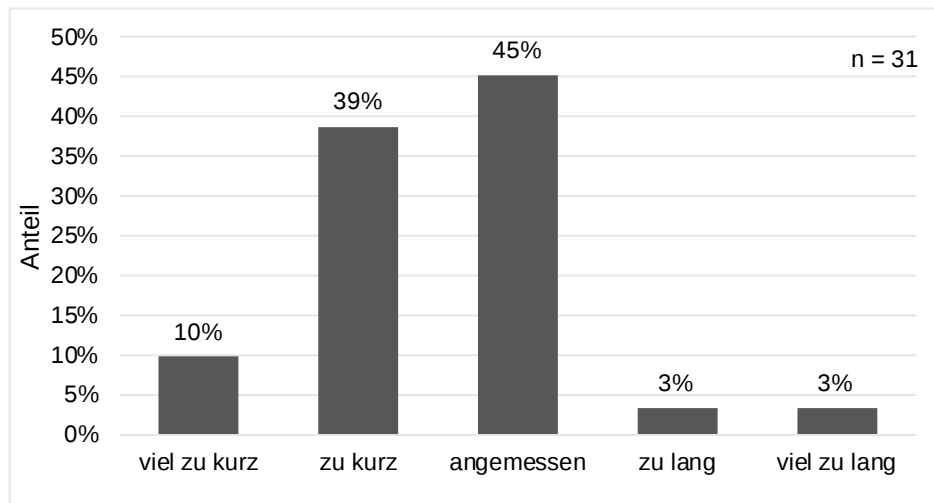


Abbildung 81: Bewertung der painfreien Realisierungsfrist durch Befragungsteilnehmer

8.2.5 Räumliche Verteilung und Steuerung, Netz- und Systemintegration

8.2.5.1 Wie entwickelt sich die räumliche Verteilung in der Ausschreibung? Wie verteilen sich die Gebote und Zuschläge regional?

Das Gebotsvolumen der Ausschreibungen bis Juni 2019 verteilt sich zu drei Vierteln auf die vier Bundesländer Bayern (27 %), Brandenburg (21 %), Mecklenburg-Vorpommern (17 %) und Sachsen-Anhalt (11 %).

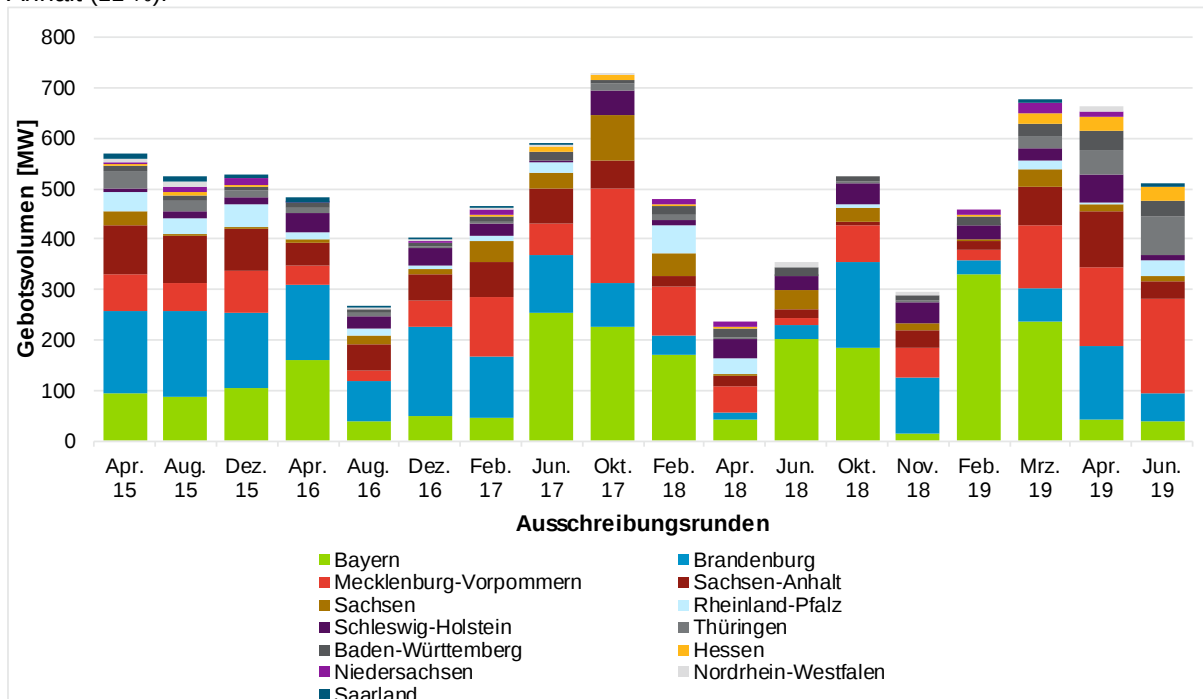


Abbildung 82: Entwicklung des Gebotsvolumens nach Bundesländern (ohne ausgeschlossene Gebote)

Eine ähnliche Verteilung ergibt sich für das Zuschlagsvolumen. Auch hier entfallen drei Viertel der Zuschläge auf die genannten Bundesländer (Bayern 26 %, Mecklenburg-Vorpommern 21 %, Brandenburg 19 %, Sachsen-Anhalt 10 %).

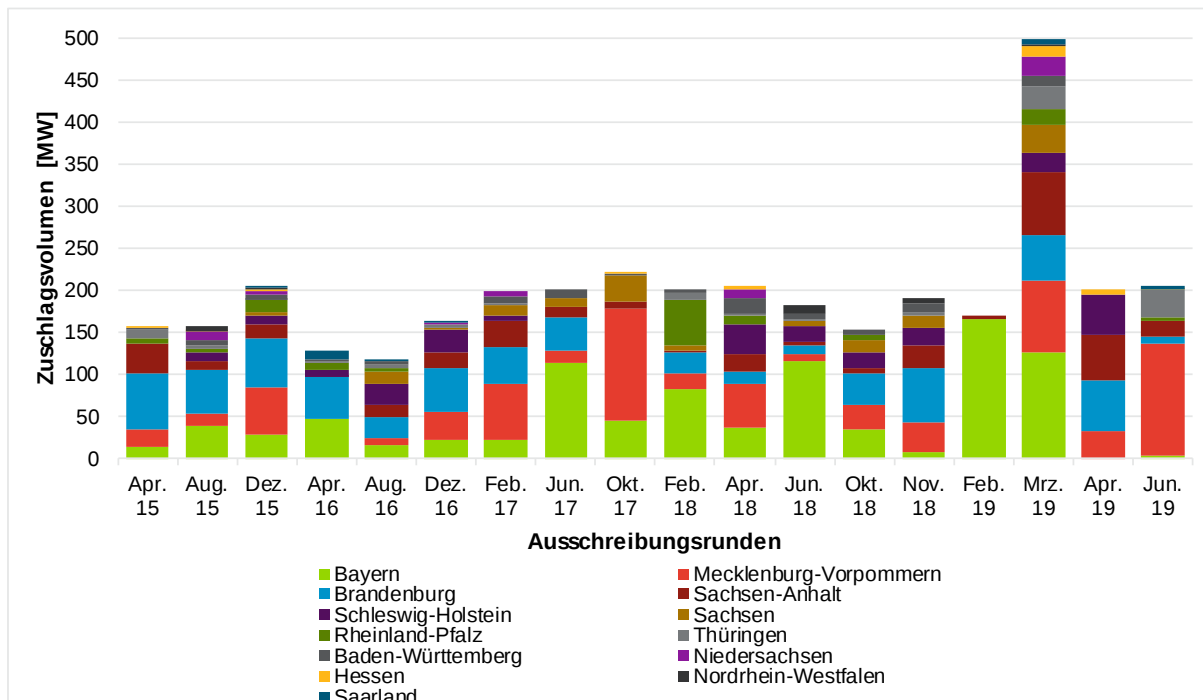


Abbildung 83: Entwicklung des Zuschlagsvolumens nach Bundesländern

Aus der Verteilung des Gebots- und Zuschlagsvolumens auf die Bundesländer wird deutlich, dass die regionale Verteilung von PV-Freiflächenanlage nicht primär von den Strahlungsbedingungen vor Ort abhängig ist, sondern im Wesentlichen von der Verfügbarkeit geeigneter Flächen, was auch stark von den Länderverordnungen für Flächen in benachteiligten Gebieten beeinflusst wird (vgl. bspw. die Sprünge bei den Gebotsvolumina für Anlagen in Bayern in Abbildung 82). So entfallen in Bayern knapp 64 % des Zuschlagsvolumens auf benachteiligte Gebiete, während in Mecklenburg-Vorpommern 70 %, in Brandenburg 73 % und in Sachsen-Anhalt knapp 74 % der bezuschlagten Projekte auf Konversionsflächen oder sonstige bauliche Anlagen entfallen (Abbildung 84).

Bundesweit verteilt sich das Zuschlagsvolumen relativ gleich auf die Flächentypen. Seitenrandstreifen haben ebenso wie sonstige bauliche Anlagen einen Anteil von 26 % an der bisher bezuschlagten Leistung, Konversionsflächen machen 23 % aus, Flächen in benachteiligten Gebieten 20 %.

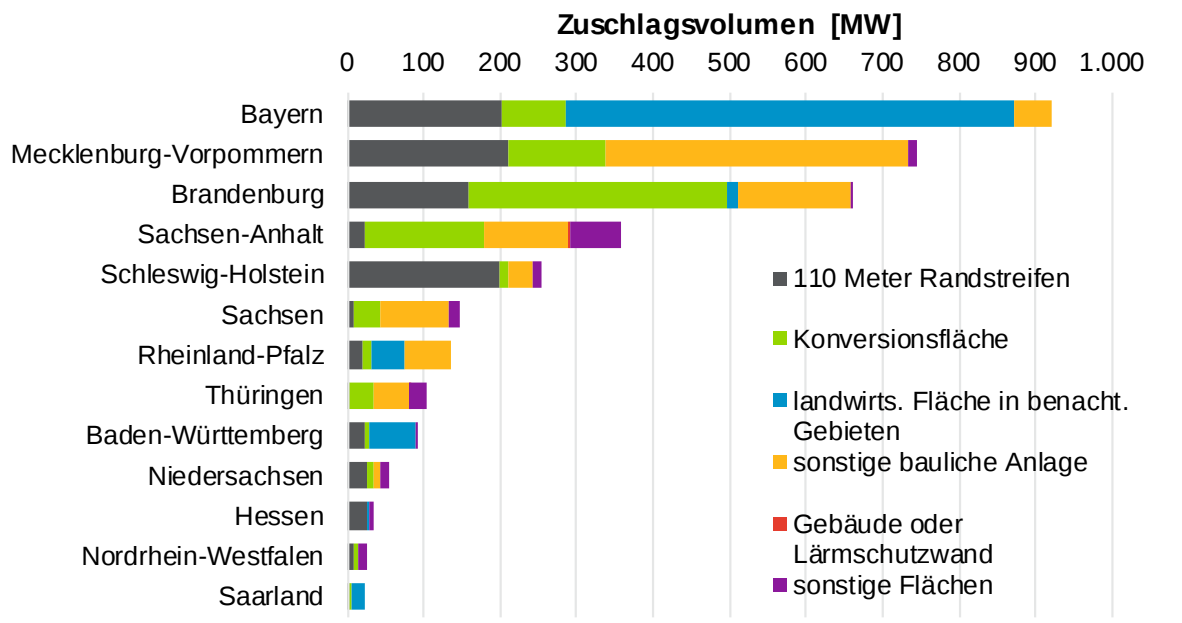


Abbildung 84: Verteilung des Zuschlagsvolumens nach Bundesländern und Flächentypen

8.2.5.2 Unterscheidet sich die Zuschlagswahrscheinlichkeit nach Bundesländern?

Die Zuschlagsquote, d. h. das Verhältnis von Zuschlägen zu Gebotsvolumen, beträgt 41 % für die betrachteten Ausschreibungsrunden bis einschließlich Juni 2019 (Abbildung 85). Die Zuschlagsquoten nach Bundesländern bewegen sich in einer Bandbreite von 28 % (Hessen) bis 57 % (Niedersachsen). Nicht dargestellt sind die Stadtstaaten, da bislang keine Zuschläge auf diese entfielen.

Die im vorangegangenen Kapitel genannten vier Bundesländer, auf die bislang die meisten Zuschläge entfielen, weisen bis auf Mecklenburg-Vorpommern (50 % Zuschlagsquote) keine überdurchschnittlich hohe Zuschlagsquote auf. Für Gebote in Bayern, wo bislang die meisten Zuschläge zu verorten sind, liegt die Zuschlagsquote jedoch nur sehr knapp unterhalb des Bundesdurchschnitts.

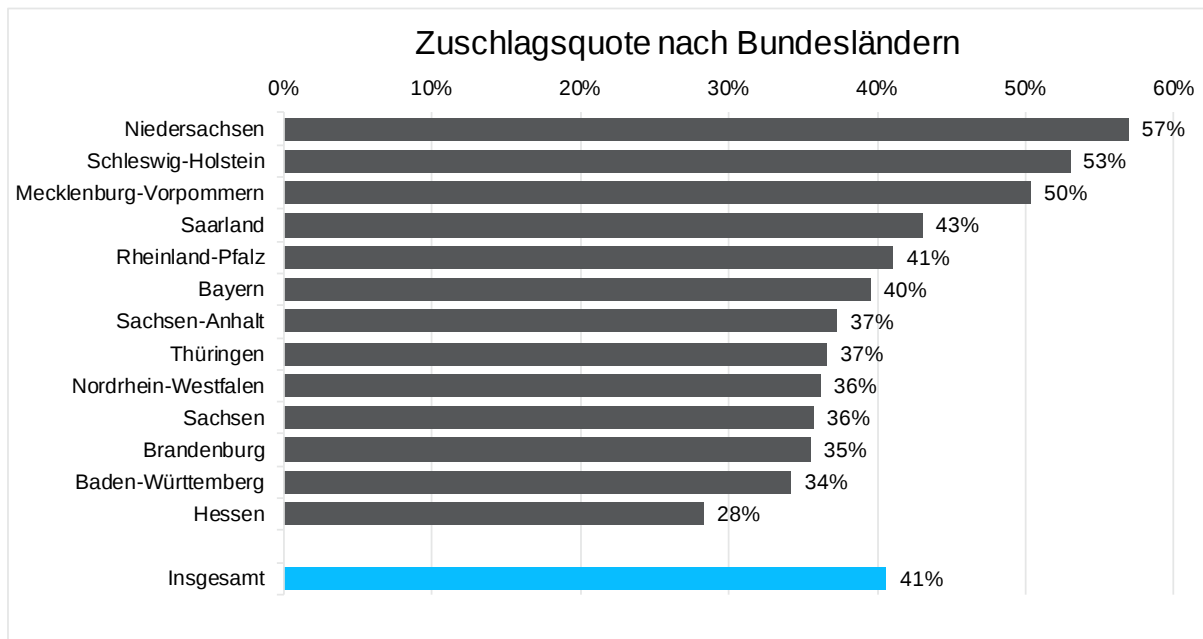


Abbildung 85: Leistungsbezogene Zuschlagsquote nach Bundesländern und insgesamt

8.2.5.3 Welche Steuerungsinstrumente existieren und wie wirken sich diese auf die räumliche Verteilung aus?

Im EEG existieren keine direkten Standortsteuerungsinstrumente für Solaranlagen. Wie in Abschnitt 8.2.5.1 erläutert wurde, sind die im Rahmen der zulässigen Flächenkulisse verfügbaren Standorte ein wesentlicher Einflussfaktor auf die regionale Verteilung. So sind in Ostdeutschland viele größere Konversionsflächen sowie sonstige bauliche Anlagen vorzufinden, während andere Bundesländer im Rahmen der Länderöffnungsklausel Verordnungen für Acker- und Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten erlassen haben, die insbesondere in Bayern für ein großes Flächenpotenzial stehen (siehe dazu auch Abschnitt 8.2.3.4). Das absolute und relative Gebotsvolumen für Anlagen in Bayern hat sich ab 2017 mit dem Inkrafttreten der bayrischen „Verordnung über Gebote für Freiflächenanlagen“ erhöht, ebenso das Zuschlagsvolumen.

Für Freiflächenanlagen ist als nicht privilegierte Vorhaben im Außenbereich ein Bebauungsplan erforderlich. Damit obliegt letztlich der kommunalen Bauleitplanung die Steuerung des Baus von Freiflächenanlagen. Im Rahmen des Bebauungsplanverfahrens sind alle Belange, u. a. Natur- und Landschaftsschutz, die von Bedeutung sind, zu bewerten und gegeneinander abzuwägen. Im Bereich Photovoltaik sind häufig so genannte vorhabenbezogene Bebauungspläne vorzufinden. Diese gehen auf eine Initiative eines Vorhabensträgers zurück, der die Realisierung eines Projekts beabsichtigt.

Ein weiteres Steuerungsinstrument ist die so genannte Verteilernetzkomponente (VNK), die im Rahmen der gemeinsamen Ausschreibungen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen greift. Mit der Verteilernetzkomponente sollen Kosten der Netz- und Systemintegration, die durch die Errichtung neuer Windenergie- und Photovoltaikanlagen in den Verteilernetzen entstehen, berücksichtigt werden. Die VNK hat sich bislang nur marginal auf die Ausschreibungsergebnisse ausgewirkt. In den ersten drei gemeinsamen Ausschreibungsrunden konnten ausschließlich PV-Anlagen einen Zuschlag erlangen; ohne die VNK wäre zumindest eine Windenergieanlage bezuschlagt worden. Für weitere Informationen wird auf das Kapitel 12 verwiesen.

8.2.5.4 Welche Auswirkungen hat eine durch Steuerungsinstrumente hervorgerufene Veränderung der räumlichen Verteilung

Wie im vorangegangenen Abschnitt erläutert wurde, existiert im EEG kein Instrument zur Steuerung der räumlichen Verteilung für Photovoltaikanlagen. Insofern kann keine Zurechnung einer etwaigen Änderung der regionalen Verteilung erfolgen.

8.2.6 Akteursvielfalt

Seit 2015 haben 250 Bieter an den Ausschreibungen für Solarenergie teilgenommen, 132 erfolgreich⁹⁷. Das entspricht einem Prozentsatz von 53 % und ist damit wesentlich kleiner als bei den Technologien Windenergie an Land und Biomasse.

Wird eine jährliche Betrachtungsweise eingenommen, zeigt sich, dass die absolute Anzahl und der Anteil der erfolglosen Bieter an den Pilotausschreibungen der Jahre 2015 und 2016 höher als in den Folgejahren war (siehe Abbildung 86). Insofern liegt die Vermutung nahe, dass sich einige Akteure aus dem Geschäft zurückgezogen haben. Die hohe Anzahl erfolgreicher Akteure im Jahr 2019 ist im Wesentlichen auf die Märzrunde (Sonderausschreibung) zurückzuführen (siehe Abbildung 87).

Ein Großteil der Bieter sind Ein-Projekt-Bieter, das heißt, sie nehmen nur mit einem Projekt an den Ausschreibungen teil. Allerdings vereinen die 24 größten Bieter (10 Prozent), 60 Prozent der Projekte auf sich (Abbildung 107). Bei der regionalen Tätigkeit zeigt sich wie auch bei den anderen Technologien ein klarer Trend dazu, dass Multi-Projekt-Bieter eher überregional aktiv sind (siehe Abbildung 108). Es kann also davon ausgegangen werden, dass sich hinter den Bietern eine Vielzahl unterschiedlicher Akteure verbirgt. Beweisen lässt sich das nicht.

⁹⁷ Die Anzahl der Akteure ist nicht mit der Summe der Akteure pro Jahr gleichzusetzen. Bei der jährlichen Betrachtungsweise wird dargestellt, wie viele Bieter mindestens einmal im Jahr an einer Ausschreibungsrunde teilgenommen haben.

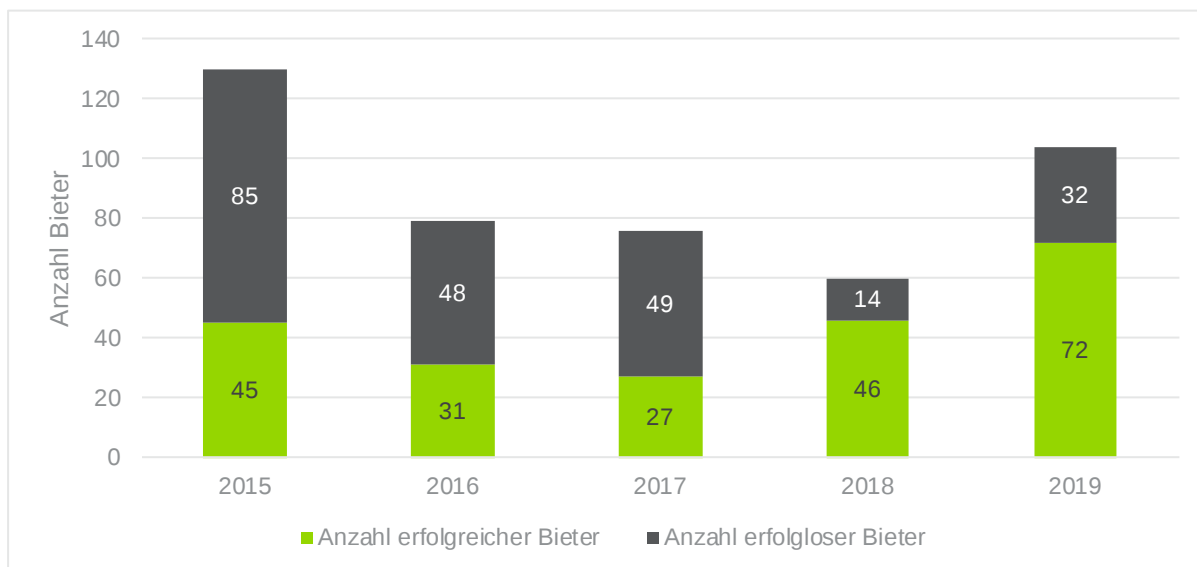


Abbildung 86: Anzahl erfolgreicher und erfolgloser Bieter pro Jahr in den Solarausschreibungen

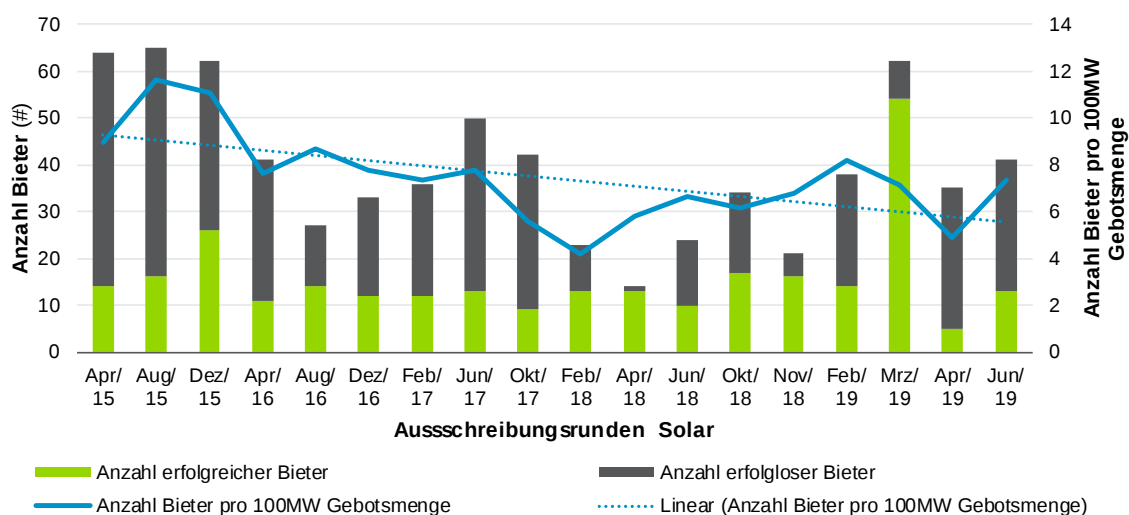


Abbildung 87: Anzahl erfolgreicher und erfolgloser Bieter pro Ausschreibungsrunde in den Solarausschreibungen; Anzahl Bieter pro 100 MW Gebotsmenge zur Einordnung

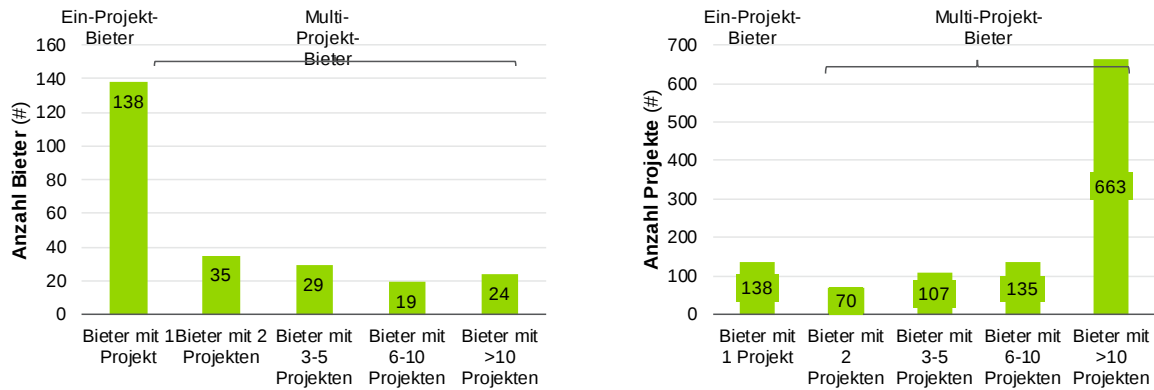


Abbildung 88: Anzahl der Ein- und Multi-Projekt-Bieter und Anzahl ihrer in die Solar-Ausschreibungen eingereichten Projekte

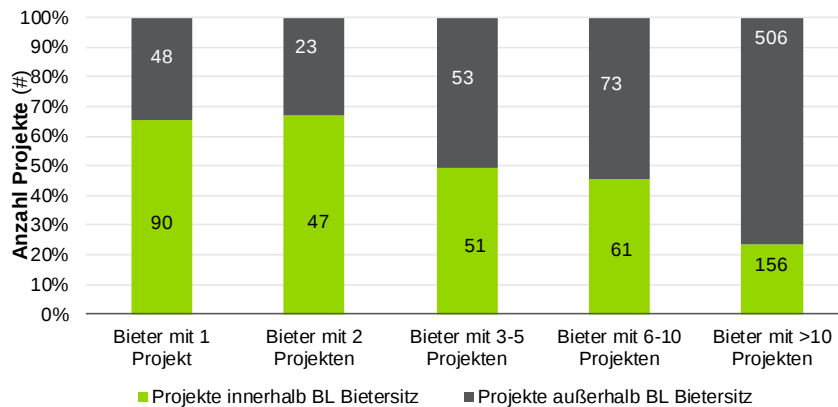


Abbildung 89: Regionalität der Ein- und Multi-Projekt-Bieter der Solarausschreibungen; die Zahlen geben die absolute Anzahl an Projekten an

8.2.7 Ausschreibungsverfahren

8.2.7.1 Wie transparent/verständlich ist das Verfahren?

Der Anteil ungültiger Gebote kann ein Anhaltspunkt für die Komplexität bzw. Verständlichkeit des Ausschreibungsverfahrens sein. Der Anteil weist, ausgehend von über 20 % in der ersten Ausschreibungsrunde mit Anteilen unter 5 % von April 2018 bis Februar 2019, einen insgesamt sinkenden Trend auf, ist jedoch mit Anteilen über 10 % in den letzten drei Ausschreibungsrunden wieder angestiegen. Für den weit überwiegenden Anteil von ungültigen Geboten sind Formfehler bei der Gebotsabgabe verantwortlich.

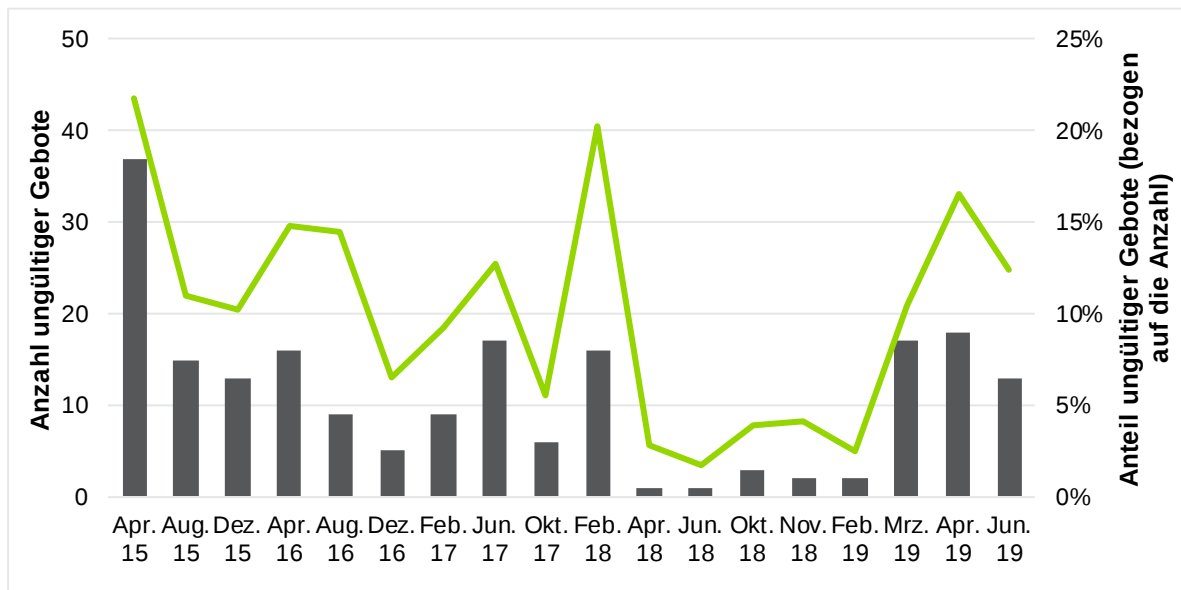


Abbildung 90: Anzahl und Anteil ungültiger Gebote in den PV-Ausschreibungen bis Juni 2019

Der Aufwand für die formale Gebotserstellung und -abgabe wurden von den Befragungsteilnehmern mehrheitlich mit „angemessen“ (68 %) bzw. „gering“ (8 %) oder „sehr gering“ (3 %) angegeben. 22 % der Teilnehmer finden den Aufwand zu hoch.

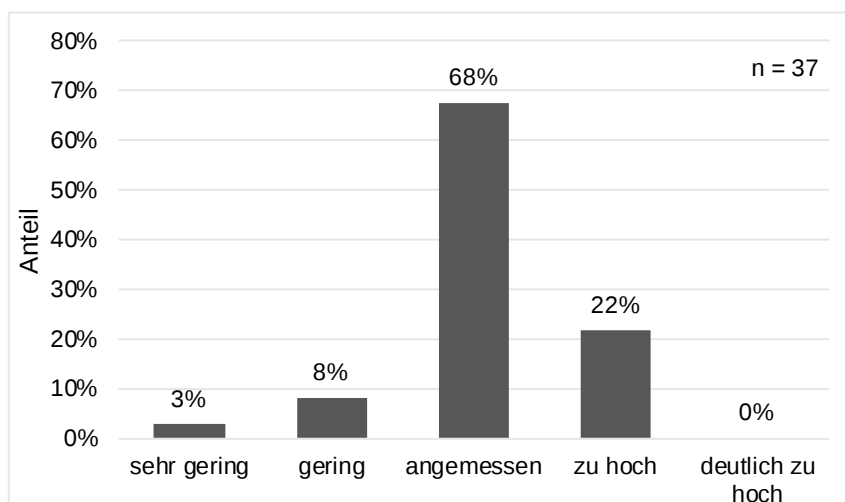


Abbildung 91: Bewertung des Aufwands zur Gebotserstellung und -abgabe durch die Befragungsteilnehmer

Neben der Bewertung des Aufwands bei der Gebotserstellung kann auch die Inanspruchnahme von externer Unterstützung Hinweise zur Komplexität des Verfahrens geben. Weniger als ein Drittel (28 %, n = 38) der Befragungsteilnehmer haben für die Teilnahme an den Ausschreibungen externe Unterstützung in Anspruch genommen. 50 % derjenigen die Unterstützung in Anspruch genommen haben (n=10), haben formale Fragen an die Bundesnetzagentur gestellt, sechs Teilnehmer haben juristische Expertise in Anspruch genommen, jeweils zwei Teilnehmer marktwirtschaftliche Expertise und/oder Expertise zu Gebotsstrategien und Ausschreibungen.

In der durchgeführten Befragung wurden die Ausschreibungsteilnehmer zudem nach Verbesserungspotenzial im Verfahren zur Gebotsabgabe befragt. Genannt wurde diesbezüglich eine vollständige Digitalisierung des Prozesses, die Dokumentation bzw. Kenntlichmachung von

Änderungen an Gebotsformularen sowie zusätzlich zu den bereits veröffentlichten Hinweisen zur Gebotsabgabe eine ausführliche Checkliste einzureichender Unterlagen.

8.2.7.2 Gab es fehlerhafte/ungültige Gebote? (Ja/Nein)

Die Frage wird in Abschnitt 8.2.7.1 beantwortet.

8.3 Diskussion

Die Ausschreibungen für Photovoltaikanlagen waren innerhalb des Beobachtungszeitraums, April 2015 bis September 2019, von einer hohen Wettbewerbsintensität gekennzeichnet. Die mengengewichteten Zuschlagspreise sind ausgehend von knapp 9,2 ct/kWh auf 4,3 ct/kWh im Februar 2018 gefallen. Dies entspricht einem Rückgang von rund 50 %. In den Folgerunden war ein leicht steigender Trend zu verzeichnen. Nach 6,6 ct/kWh im März 2019 sanken die mengengewichteten Zuschlagspreise jedoch erneut und erreichten im Oktober 2019 einen Wert von 4,9 ct/kWh (die Runde vom Oktober 2019 konnte jedoch nicht im Detail ausgewertet werden).

Einen positiven Beitrag zur Verfügbarkeit von potenziellen Standorten für Freiflächenanlagen leisten die Länderverordnungen im Rahmen der Länderöffnungsklausel für Flächen in sogenannten benachteiligten Gebieten. Bislang haben fünf Bundesländer von der Regelung Gebrauch gemacht: Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Rheinland-Pfalz und das Saarland. Die Länderverordnungen ermöglichen über die bundesweit im EEG vorgesehene Flächenkulisse hinaus theoretisch ein zusätzliches Volumen von bis zu 900 MW pro Jahr. Davon entfällt mit 70 Anlagen (die maximal 10 MW groß sein können) der Großteil auf Bayern.

Im Beobachtungszeitraum war kein systematischer Vorteil von Anlagen innerhalb bestimmter Flächenkategorien zu verzeichnen. Wenngleich die Länderverordnungen die Flächenverfügbarkeit positiv beeinflusst haben, ist bislang jedoch keine höhere Zuschlagsrate für Anlagen innerhalb der benachteiligten Gebiete zu verzeichnen.

Bislang wurden nur wenige Gebote für PV-Anlagen auf Gebäuden eingereicht. Hinzu kommt, dass Gebote für Dachanlagen deutlich geringere Zuschlagsraten als Freiflächenanlagen aufweisen. Dies ist auf tendenziell höhere Kosten von Dachanlagen zurückzuführen. Ferner ist die Verfügbarkeit von geeigneten Flächen für Dachanlagen im Megawattbereich eingeschränkt. Ohne weitergehende Maßnahmen, bspw. über einen Bonus oder ein separates Ausschreibungskontingent, dürften Dachanlagen auch weiterhin nur in wenigen Fällen preislich mit Freiflächenanlagen konkurrieren können.

Mit 65 % konzentriert sich ein Großteil des Zuschlagsvolumens auf die drei Bundesländer Bayern, Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg. Die Verteilung innerhalb Deutschlands ist somit nicht primär den Strahlungsbedingungen zuzurechnen, sondern insbesondere der Verfügbarkeit geeigneter Flächen. Dies zeigt sich daran, dass in Bayern fast zwei Drittel der Zuschläge auf Flächen in benachteiligten Gebieten entfallen. In Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg ist dagegen mehr als zwei Drittel der bezuschlagten Leistung Konversionsflächen und sonstigen baulichen Anlagen zuzurechnen. Ein Schwerpunkt beim Zubau in den ostdeutschen Bundesländern war in ähnlicher Form bereits vor der Einführung der Ausschreibungen zu beobachten. Dies ist der Verfügbarkeit geeigneter Konversionsflächen aus militärischer oder wirtschaftlicher Vornutzung sowie großen sonstigen baulichen Anlagen (bspw. Tagebaue oder Kiesgruben) zuzurechnen.

Die mittlere, mengengewichtete Realisierungsrate der Ausschreibungsrunden April 2015 bis Juni 2017 fiel mit 96 % sehr hoch aus. Für die übrigen Runden war die Realisierungsfrist zum Zeitpunkt der Berichtserstellung noch nicht abgelaufen. Die Möglichkeit, Anlagen auch an einem anderen als im Gebot angegebenen Standort zu realisieren, hat einen positiven Beitrag zur hohen Realisierungsrate geleistet. Die Standortverlagerung ist mit 0,3 ct/kWh pönalisiert. Bezogen auf die bereits abgeschlossenen Runden (April 2015 bis Juni 2017) wurde die Möglichkeit der Standortverlagerung

bei 29 % der installierten Leistung in Anspruch genommen. Die weitere Entwicklung der Realisierungsraten sollte zeitnah weiterverfolgt werden, da in den nächsten Monaten die Realisierungsfrist für diejenigen Ausschreibungsrunden mit den niedrigsten mengengewichteten Zuschlagspreisen endet und aus der Ausschreibungsrunde vom Oktober 2017 zwei größere Anlagen nicht realisiert wurden.

Die Pönale im Fall verspäteter oder nicht erfolgter Realisierung wird von 61 % der befragten Ausschreibungsteilnehmer für zu hoch oder viel zu hoch bewertet. Grundsätzlich kann die Hinterlegung von Sicherheiten, die im Falle einer Nichtrealisierung als Pönale einbehalten werden, eine Hürde für kleinere oder weniger finanzstarke Akteure darstellen. In den bisherigen Ausschreibungen gab es jedoch wiederholt Gebote für Projekte, für die bereits ein Zuschlag in einer vorherigen Ausschreibung erlangt werden konnte. Die Pönale wirkt einem Zuschlagsverzicht in Verbindung mit einer erneuten Ausschreibungsteilnahme bei steigenden Zuschlagswerten zumindest ein Stück weit entgegen. Unerwünschte Effekte, wie eine niedrige Realisierungsrate und die damit verbundene Zielverfehlung, können mit der Pönale zumindest teilweise reduziert werden. Die Situation sollte weiterhin beobachtet werden. Von einer Absenkung der Sicherheiten/Pönalen wird dezidiert abgeraten.

Ein erhöhtes Mengenrisiko im Hinblick auf die Realisierung von Zuschlägen besteht im Falle von Multimegawattanlagen auf sonstigen baulichen Anlagen. Da für diese Anlagenkategorie die sonst geltende 10 MW-Größenbegrenzung nicht zur Anwendung kommt, ist der Effekt im Falle einer Nichtrealisierung höher, als für Anlagen anderer Flächenkategorien. Hier gilt es abzuwägen zwischen der Mobilisierung von Kostensenkungspotenzialen großer Anlagen und der Schaffung von ausreichend hohem Angebot auf der einen Seite und den potenziellen Mengenrisiken auf der anderen Seite. Der Erhalt eines hinreichenden Angebots gewinnt insbesondere mit Blick auf das 65 %-Ziel für 2030 an Bedeutung.

Kommt es in den Ausschreibungen über mehreren Runden hinweg zu einem ansteigenden Preisniveau, schafft dies grundsätzlich Anreize mit Projekten, die bereits einen Zuschlag erhalten haben, erneut an den Ausschreibungen teilzunehmen, um ggf. einen höheren Zuschlagswert zu erzielen. Von einem steigenden Preisniveau ist insbesondere dann auszugehen, wenn das jährliche Ausschreibungsvolumen im Zuge höherer Zubauziele ausgeweitet wird. Der Umfang von wiederkehrenden Geboten, die trotz erhaltenem Zuschlag erneut bieten, könnte dadurch weiter zunehmen. Dadurch könnte es zu sinkenden Realisierungsraten kommen. Um dem entgegenzuwirken sollten im Zuge einer Erhöhung des Auktionsvolumens Maßnahmen zur Steigerung des Angebots und zur Hebung von Kostensenkungspotenzialen durchgeführt werden. Hierzu könnten zählen:

1. eine moderate Erhöhung der maximal zulässigen Anlagengröße (siehe hierzu die Fortschritte bei der Flächeneffizienz),
2. eine Streichung des 10 MW-Deckels für Anlagen auf Konversionsflächen und damit eine Gleichstellung mit Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen, und
3. eine Verbreiterung der 110 Meter-Seitenrandstreifen.

9. BIOMASSE

Dieses Kapitel adressiert Fragen des Fragenkatalogs, die Biomasseanlagen betreffen und die sich am besten in einer technologiespezifischen Betrachtung untersuchen lassen. Zur besseren Orientierung sind in den technologiespezifischen Teilen die Überschriften in Frageform gehalten.

9.1 Einleitung

9.1.1 Das Ausschreibungsdesign für Biomasseanlagen

Seit 2017 werden Ausschreibungen für Biomasseanlagen durchgeführt (siehe §§ 28 bis 35a und §§ 39 bis 39h EEG). An den Ausschreibungen können neben Neuanlagen, die auf eine 20-jährige Förderung bieten, auch Bestandsanlagen teilnehmen, um eine 10-jährige Anschlussförderung zu erhalten. Für die Ausschreibungen gelten folgende Regelungen:

- **Gebotsgröße:** Für Neuanlagen >150 kW wird die Höhe der EEG- Förderung in Rahmen der Ausschreibungen ermittelt. Bestandsanlagen können auch <150 kW an der Ausschreibung teilnehmen, um die Anschlussförderung zu erhalten. Für beide Anlagentypen gilt eine Gebotsobergrenze von 20 MW.
- **Voraussetzungen für die Teilnahme:** Neuanlagen dürfen noch nicht im Betrieb sein, die Genehmigungen (BlmSchG-7 Bau-Genehmigung) müssen drei Wochen vor Gebotstermin im Marktstammdatenregister gemeldet sein. Bestandsanlagen dürfen an der Ausschreibung teilnehmen, wenn ihr ursprünglicher EEG-Förderungsanspruch noch maximal acht Jahre beträgt. Die Betriebs- oder Baugenehmigung einer Bestandsanlage muss nach dem Gebotstermin noch elf Jahre gültig sein.
- **Finanzielle Sicherheiten:** Um an der Ausschreibung teilzunehmen, müssen alle Bieter eine Sicherheit von 60 Euro pro kW Gebotsmenge hinterlegen.
- **Höchstwert:** Für Neuanlagen als in der Ausschreibung 2017 ein Höchstwert von 14,88 ct/kWh und für Neuanlagen von 16,90 kWh. Diese Höchstwerte unterliegen in den darauffolgenden Jahren einer jährlichen Degression von 1 %.
- **Zuschlagsregel:** Bezuschlagte Gebote erhalten einen Zuschlag in Höhe ihres Gebotswertes. Anhand des anzulegenden Wertes wird die Höhe des Zahlungsanspruchs in Form der gleitenden Marktprämie ermittelt. Bestandsanlagen <150 kW erhalten nach Einheitspreisverfahren den höchsten noch bezuschlagten Gebotswert als Zuschlagswert.
- **Realisierungsfristen:** Neuanlagen haben nach Bekanntwerden des Zuschlags 18 Monate Zeit, pönalfrei in Betrieb zu gehen. Wenn die Anlage nach 24 Monaten nicht in Betrieb gegangen ist, erlischt der Zuschlag. Die Pönale wird gestaffelt und anteilig fällig: Ab dem 18. Monat wird eine Pönale in Höhe von 20 Euro/kW nicht realisierter Leistung fällig, ab dem 20. Monat sind es 40 Euro/kW und ab dem 22. Monat 60 Euro/kW.

9.1.2 Wie viele verschiedene Ausschreibungen sind erfolgt?

Im für die Evaluierung betrachteten Zeitraum bis Ende September 2019 haben drei Ausschreibungsrunden für Biomasse stattgefunden. Sie fanden am 01. September 2017, 01. September 2018 und am 01. April 2019 statt. Die vierte Ausschreibungsrunde hat am 01. November 2019 stattgefunden. Der Ausbaupfad für die Biomasse beträgt in den betrachteten drei Jahren jeweils 150 MW (siehe EEG § 4), wobei die Menge in 2019 auf zwei Ausschreibungsrunden verteilt wurde.

9.2 Evaluierungsfragen des Fragenkatalogs

9.2.1 Bestands- und Technologieentwicklung

9.2.1.1 Wie hat sich der gesamte Anlagenbestand der Technologie entwickelt?

Zwischen 2008 und 2012 gab es eine deutliche kontinuierliche Zunahme der Anzahl der durch das EEG geförderten Biomasse-Anlagen (EEG-Biomasse-Anlagen) im Bestand (siehe Abbildung 92). Seit 2014 stagniert die Anzahl der Bestandsanlagen.

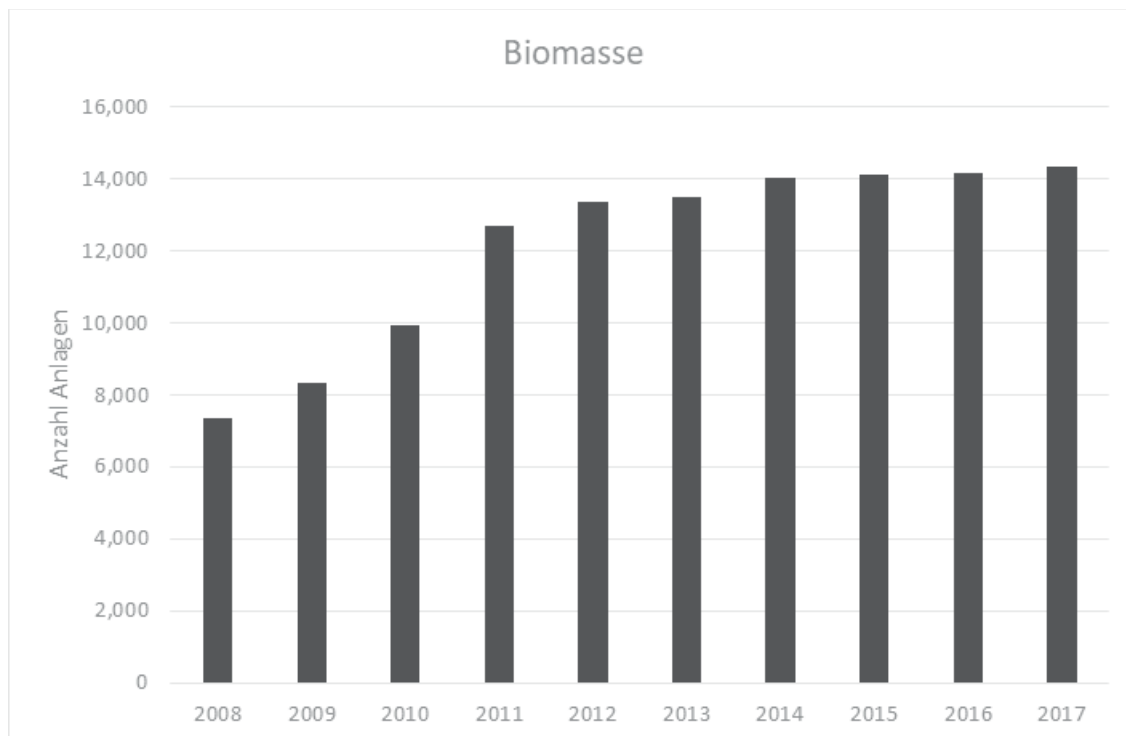


Abbildung 92: Entwicklung Anzahl von EEG Biomasse-Anlagen (Quelle: BNetzA- EEG in Zahlen 2017)

Die installierte Leistung der EEG-Biomasseanlagen hat zwischen 2000 und 2013 konstant zugenommen, seit 2014 hat sich die jährliche Zunahme gegenüber den vorherigen Jahren abgeschwächt (siehe Abbildung 93). Bei den Veränderungen der installierten Leistungen der Biomasseanlagen ist zu beachten, dass es sich bei den Zunahmen nicht ausschließlich um den Nettozubaue neuer Anlagen handelt, sondern ab 2013 auch Leistungen, die von Bestandsanlagen zur Erlangung des Flexibilitätszuschlags zugebaut werden, in der Darstellung enthalten sind.

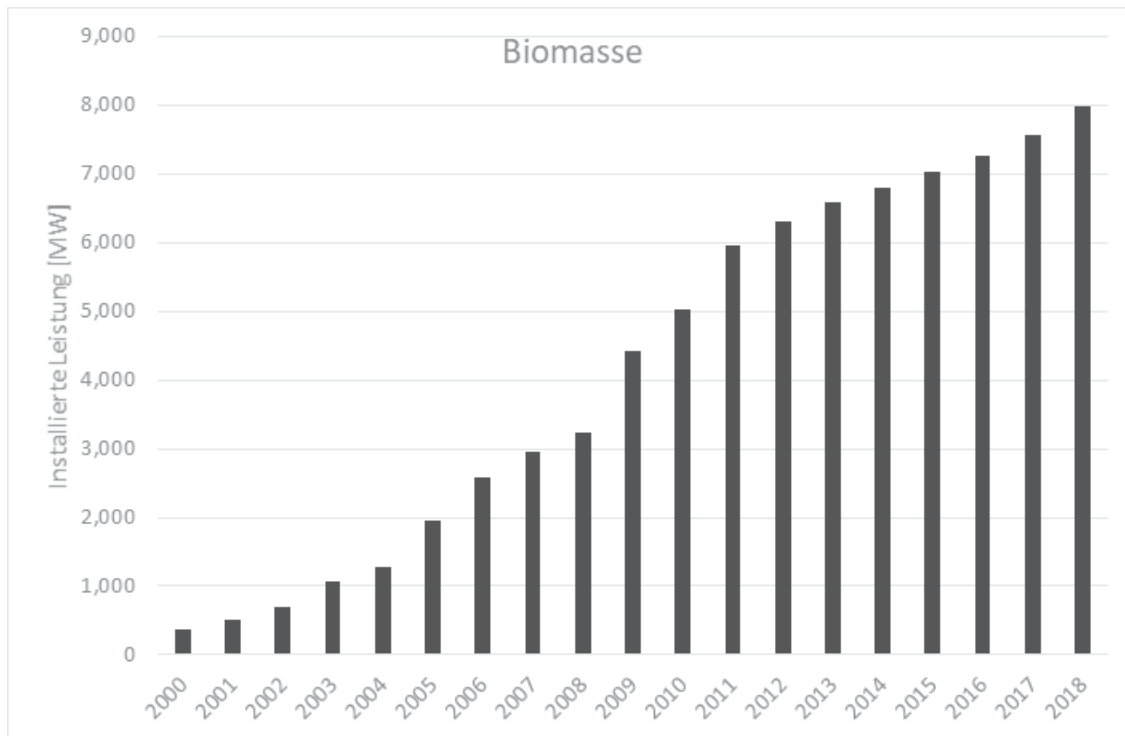


Abbildung 93: Entwicklung installierte Leistung von Biomasse-Anlagen (Quelle: AGEE, Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland 1990-2018)

Seit 2014 gab es vor allem in der Größenklasse 1 bis 2 MW eine Zunahme der installierten Leistung von EEG Biomasse-Anlagen (siehe Abbildung 94). In der Größenklasse 2 bis 5 MW ist eine leichte Zunahme erkennbar. Die installierte Leistung in den übrigen Größenklassen ist in den Jahren 2014 bis 2017 konstant. Seit 2017 müssen Biomasseanlagen ab einer installierten Leistung ab 150 kW an den Ausschreibungen teilnehmen, um EEG-Vergütung zu erhalten.

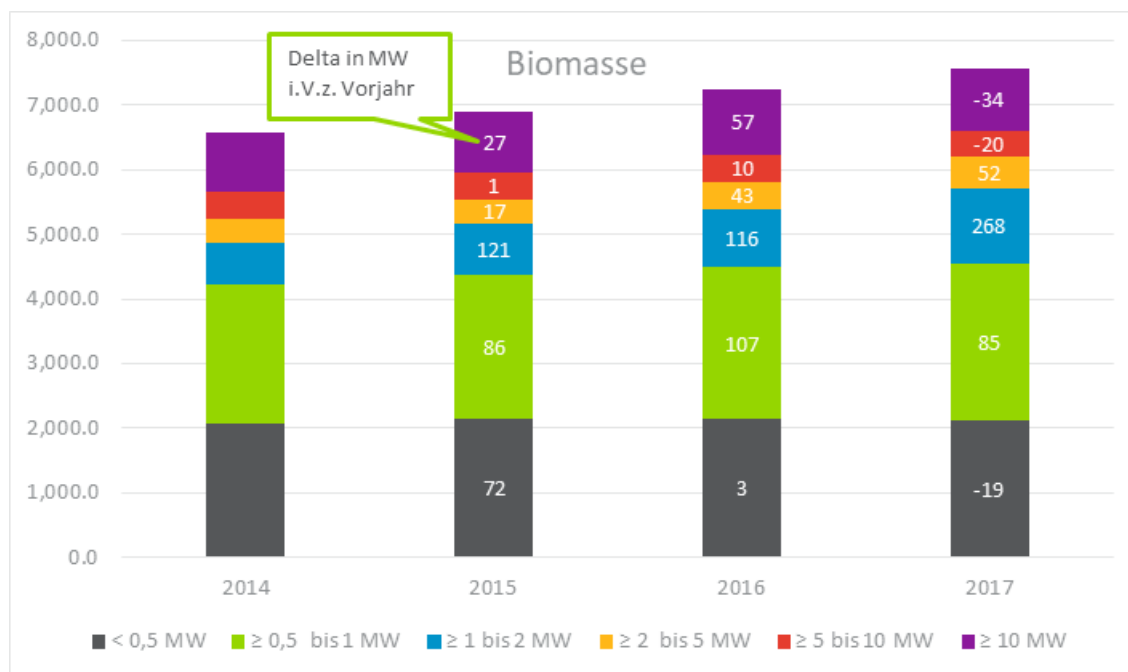


Abbildung 94: Veränderungen im Gesamtbestand der EEG Biomasse-Anlagen nach Größenklassen (Quelle: BNetzA- EEG in Zahlen 2014-2017)

9.2.1.2 Hat die Einführung von Ausschreibungen für bestimmte Anlagengrößen die Dimensionierung von Neuanlagen beeinflusst?

Der Höchstpreis lag für Neuanlagen zwischen 14,58 und 14,88 ct/kWh, Anlagen unter 150 kW erhalten laut EEG einen anzulegenden Wert von 13,32 ct/kWh. Die ausgeschriebene Menge wurde in den vergangenen drei Runden nicht ausgeschöpft, sodass ein Gebot zum Höchstpreis immer bezuschlagt wurde (siehe Kapitel 9.2.3.1). Dennoch haben Neuanlagen nur in geringem Umfang an den bisherigen Runden teilgenommen – sowohl auf die Anzahl der Gebote als auch im Hinblick auf die gebotene Leistung (siehe Kapitel 9.2.1.3). Grund hierfür dürfte der im Vergleich zu den Stromgestehungskosten neuer Biomasseanlagen niedrige Höchstpreis sein.⁹⁸ Eine belastbare Aussage zum Einfluss der Ausschreibung auf die Leistungsdimensionierung von Neuanlagen ist daher nicht möglich.

Tabelle 19 Verteilung der Zuschläge auf Bestands- und Neuanlagen in den bisherigen Ausschreibungsrunden

	Sep. 17	Sep. 18	Apr. 19
Anzahl Neuanlagen	6 ⁹⁹	13	2
Anzahl Bestandsanlagen	20	66	17

⁹⁸ Siehe Fraunhofer IEE (2018) Wissenschaftlicher Gesamtbericht zur Vorbereitung und Begleitung des EEG-Erfahrungsberichts

⁹⁹ Darin enthalten sind zwei nachträglich bezuschlagte Anlagen. Vgl.:

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/Gebotstermin_01_09_2017/gebotsstermin_2017_node.html

Die installierte Leistung der Neuanlagen, deren anzulegender Wert administrativ festgelegt wird (also Anlagen <150 kW), lässt sich anhand der Anpassung der Ausschreibungsmenge ableiten.¹⁰⁰ In 2018 wurden deutlich mehr dieser Anlagen zugebaut aus 2017, jedoch auf ähnlichem Niveau wie 2016 (siehe Abbildung 95). Für eine Einschätzung welchen Einfluss die Einführung von Ausschreibungen auf dieses Segment hat, müsste ein längerer Zeitraum ausgewertet werden.

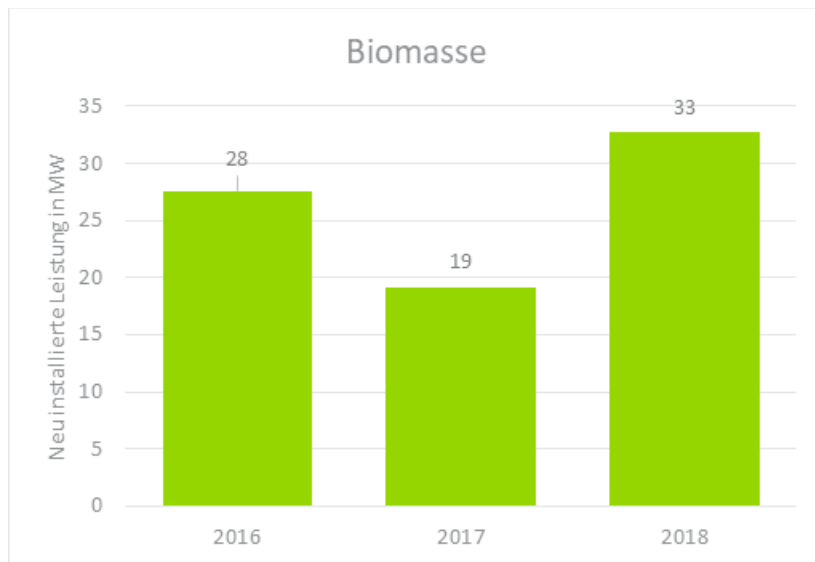


Abbildung 95: Neuinstallierte Leistung von EEG-Biomasse-Anlagen, deren anzulegender Wert administrativ festgelegt wird (Quelle: BNetzA)

9.2.1.3 Wie verteilen sich Zuschläge auf Alt- und Neuanlagen, Brennstoff und auf Anlagengrößen?

In den ersten beiden Runden machte die bezuschlagte Menge der Neuanlagen 31 % bzw. 39 % der gesamten bezuschlagten Menge aus, in der Ausschreibungsrunde im April 2019¹⁰¹ waren es lediglich 11 %. Dies entspricht sechs Neuanlagen von 26 bezuschlagten Anlagen in der ersten Runde, 13 von 79 Anlagen in der zweiten Runde und 2 von 19 Anlagen in der dritten Runde (siehe Abbildung 96). Im Erfahrungsbericht Biomasse¹⁰² wird anhand der Abschätzung der Stromgestehungskosten für unterschiedliche Modellanlagen aufgezeigt, dass die Teilnahme an der Ausschreibung bei den gegebenen Höchstpreisen für die meisten Anlagen ökonomisch nicht sinnvoll sein dürfte. Für Bestandsanlagen ergibt die Analyse der Stromgestehungskosten, dass die Stromgestehungskosten z. T. über den zulässigen Höchstwerten liegen (siehe dazu Abschnitt 9.2.2.5).

¹⁰⁰ Gemäß § 28 Abs. 3a Satz 1 EEG wird die Ausschreibungsmenge neben dem nicht bezuschlagten Ausschreibungsvolumens des Vorjahrs ebenfalls um die Neuanlagen mit administrativ festgelegtem, anzulegenden Wert, die im Register als in Betrieb genommen gemeldet wurden, korrigiert.

¹⁰¹ In 2019 verteilt sich die ausgeschriebene Menge auf zwei Runden (April und November).

¹⁰² S. Fraunhofer IEE (2018), Wissenschaftlicher Gesamtbericht zur Vorbereitung und Begleitung des EEG-Erfahrungsberichts

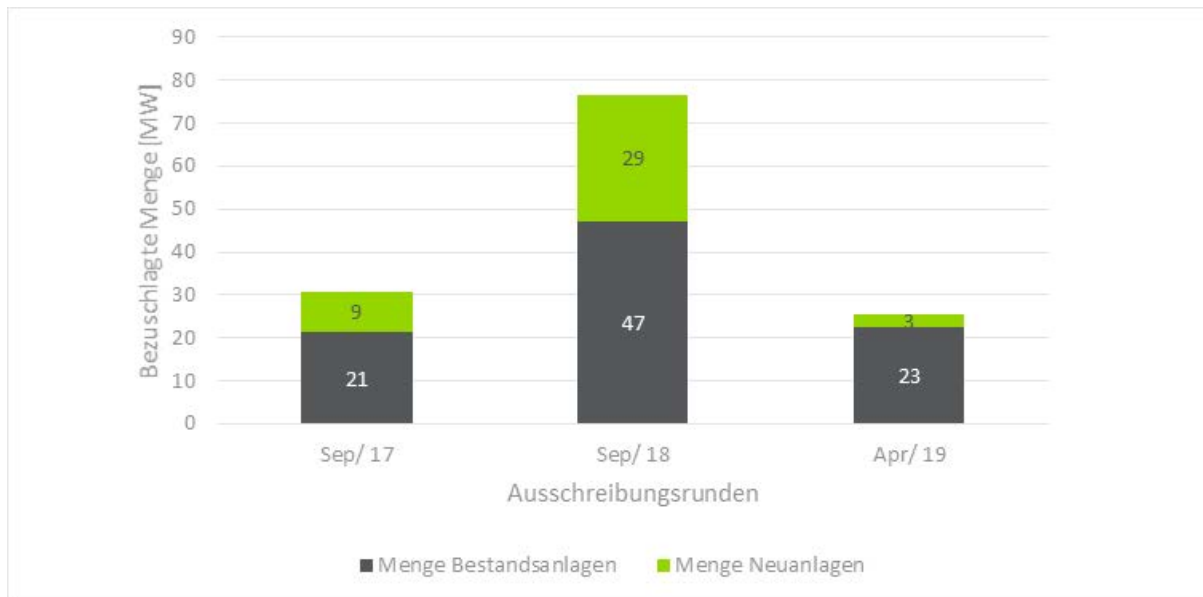


Abbildung 96: Verteilung der bezuschlagten Menge [MW] je Ausschreibungsrunde auf Neu- und Bestandsanlagen (Quelle: eigene Darstellung auf Basis der BNetzA-Daten)

Die Gebote mit einer Größe unter 150 kW stammen von Bestandsanlagen (siehe Abbildung 97). Alle Gebote von Neuanlagen hatten eine Größe von mindestens 300 kW. Weiterhin ist erkennbar, dass ein großer Teil aller bezuschlagten Anlagen im Größenbereich zwischen 150 kW und 2 MW liegt. Anlagen bis einschließlich 2 MW machten in den ersten beiden Ausschreibungsrunden etwa 50 % der bezuschlagten Menge aus, in der dritten Runde lag ihr Anteil bei knapp 45 %.

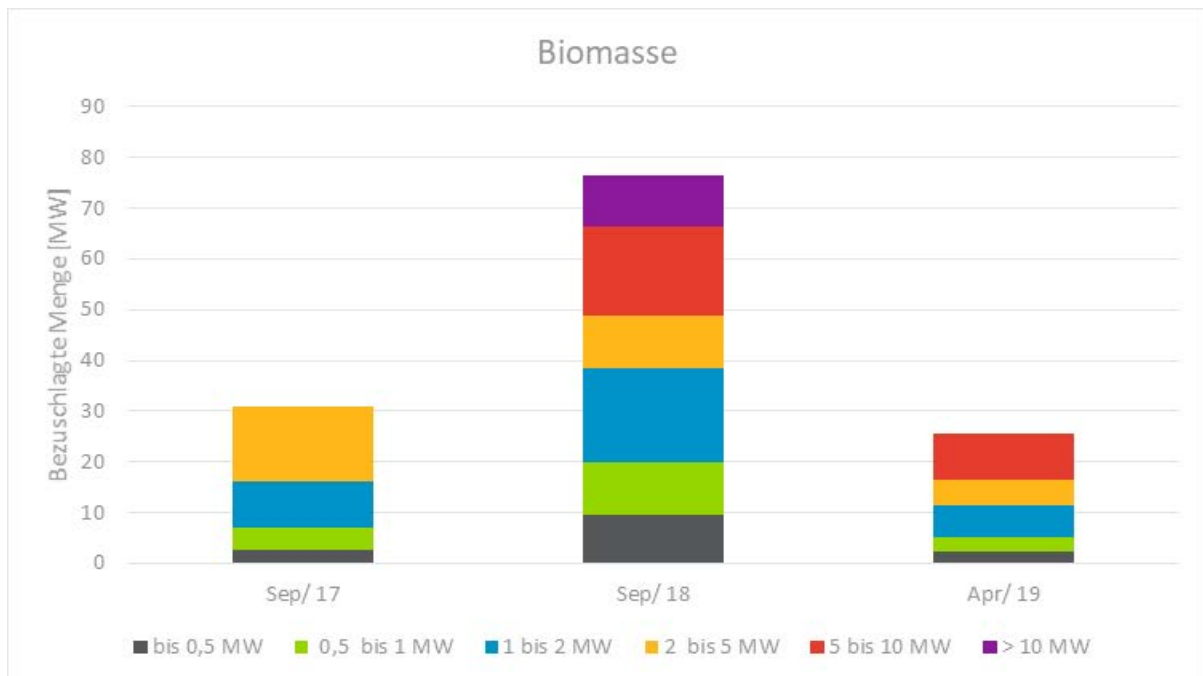


Abbildung 97: Menge der bezuschlagten Anlagen je Ausschreibungsrunde nach Größenklassen (Quelle: eigene Darstellung auf Basis der BNetzA-Daten)

Für die Auswertung, welcher Brennstoff von den Anlagen in den vergangenen Ausschreibungen genutzt wurde, muss auf das Marktstammdaten- und das Anlagenregister zurückgegriffen werden.

Daher können nur bereits gemeldete Anlagen berücksichtigt werden.¹⁰³ Für die erste Ausschreibungsrunde konnte der Brennstofftyp von 21 von 26 insgesamt bezuschlagten Anlagen ausgewertet werden, für die zweite Runde war die Auswertung für alle Anlagen möglich, für die dritte Runde liegen von 5 von 19 bezuschlagten Anlagen die Informationen vor (siehe Tabelle 20).

Tabelle 20: Anzahl Anlagen je Ausschreibungsrunde und Brennstofftyp (Quellen: Marktstammdatenregister, BNetzA (2019) EEG-Anlagenstammdaten)

	Sep. 17	Sep. 18	Apr. 19
Biogas vor Ort verstromt	20	71	2
Biomethan	1	0	1
Feste Biomasse	1	6	2
Holzhackschnitzel	1	0	0
Holz	0	1	0
Flüssige Biomasse	0	1	0
Anzahl ausgewertete Anlagen	23	79	5
Anzahl bezuschlagte Anlagen	26	79	19

In Abbildung 98 ist deutlich erkennbar, dass die Mengen in den bisherigen Ausschreibungsrunden im Wesentlichen auf Biogas (vor Ort verstromt) und feste Biomasse entfallen. Aufgrund der unterschiedlichen Aufschlüsselung der Brennstoffe in Marktstammdaten- und das Anlagenregister, sind einige Brennstoffe allgemeiner als z. B. „feste Biomasse“ bezeichnet und andere spezifischer als „Holz“ bzw. „Holzhackschnitzel“.

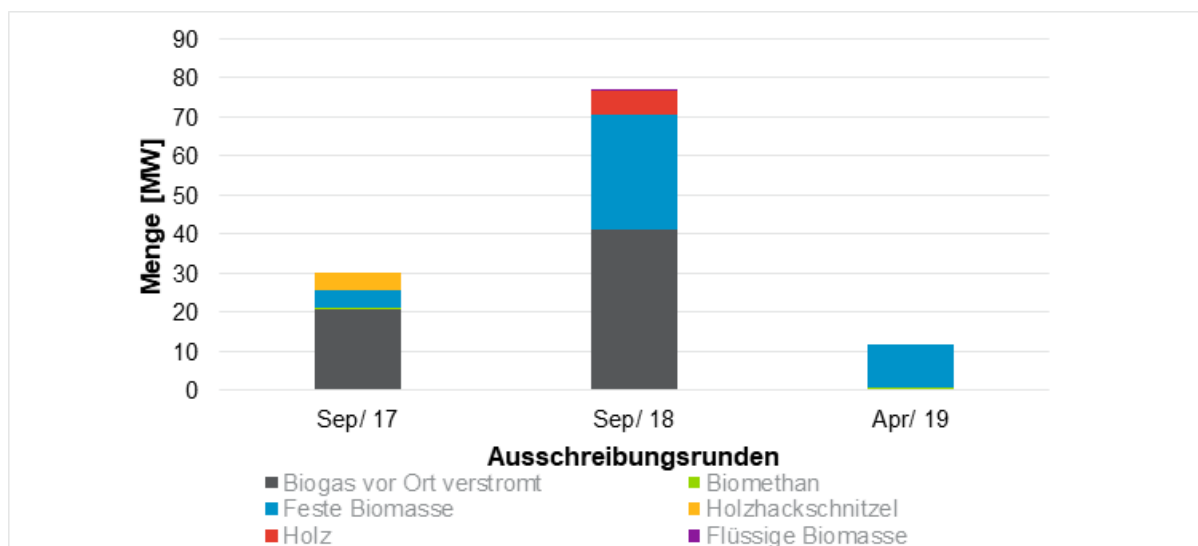


Abbildung 98: Verteilung der bezuschlagten Menge [MW] je Ausschreibungsrunde auf Brennstoffe (Quellen: Marktstammdatenregister, BNetzA (2019) EEG-Anlagenstammdaten)

9.2.1.4 Welche Effekte hatten die unterschiedlichen Fördersätze und Förderansätze auf den Zubau in den verschiedene Anlagengrößenklassen?

¹⁰³ Alle EEG-Anlagen, mit Inbetriebnahmedatum ab dem 01.07.2017 müssen sich innerhalb eines Monats im Marktstammdatenregister registrieren, Für EEG-Anlagen die zuvor in Betrieb gegangen sind, gilt eine Frist bis 31.01.2021 (Quelle:

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/MaStR/MaStR_node.html)

In den ausgewerteten Ausschreibungsrunden haben überwiegend Bestandsanlagen teilgenommen. Die Stromgestehungskosten für Neuanlagen dürften nach Auswertungen des EGG-Erfahrungsberichts in der Regel über dem Höchstpreis liegen (siehe dazu Abschnitt 9.2.2.5). Anlagen kleiner 150 kW, müssen nicht an der Ausschreibung teilnehmen und erhalten nach EEG 2017 einen anzulegenden Wert von 13,32 ct/kWh, der in vielen Fällen die Stromgestehungskosten nicht decken dürfte. Sowohl die administrative Vergütung als auch die Ausschreibung setzten in vielen Fällen geringe Anreize für den Zubau neuer Anlagen. Für die Jahre 2017 und 2018 ist darüber hinaus eine Anzahl der Neuanlagen, die an der Ausschreibung teilgenommen haben, noch nicht aussagekräftig, da die erste Ausschreibungsrunde erst in 2017 stattgefunden hat und bis Ende 2018 noch die Übergangsregel mit administrierter Förderung für bereits genehmigte Anlagen gilt (siehe § 22 Abs. 4 EEG).

9.2.1.5 Welche Auswirkungen hat die Einführung der Ausschreibung auf die Initiierung und Entwicklung von neuen Projekten?

Wie in den vorherigen Abschnitten bereits analysiert, haben Neuanlagen in den Ausschreibungen einen wesentlich geringeren Anteil als die Bestandsanlagen. In den drei betrachteten Runden wurden insgesamt nur 21 Neuanlagen mit einer Leistung von insgesamt 42 MW bezuschlagt. Für 17 dieser Anlagen konnte anhand von Marktstammdatenregister und Anlagenregister das Genehmigungsdatum ausgewertet werden. Nur zwei der 17 Anlagen wurden vor dem Jahr 2017, in dem die ersten Ausschreibungen stattfanden, genehmigt, die übrigen Anlagen haben ihre Genehmigungen in den Jahren 2017 und 2018 erhalten. Aufgrund der Unterzeichnung aller drei Ausschreibungsrunden wurde jedes gültige Gebot auch bezuschlagt, es gibt demnach keine Wiederholerprojekte. Der Höchstwert für Neuanlagen lag in den bisherigen Ausschreibungen jeweils über den anzulegenden Werten, die in 2016 galten.¹⁰⁴

9.2.2 Förderkostenreduktion und Förderhöhe

9.2.2.1 Wie viel Kapazität wurde über die Ausschreibungen zugeschlagen im Vergleich zum bisherigen Förderprogramm?

Die erste Ausschreibungsrunde für Biomasse Anlagen fand erst in 2017 statt, sodass die Realisationsfristen zum Großteil noch nicht abgelaufen sind und der tatsächliche Zubau von Anlagen aus der Ausschreibung noch nicht quantifiziert werden kann. In den vergangenen drei Runden wurden 30 MW (2017), 76 MW (2018) und 26 MW (1. Runde 2019) bezuschlagt. Gleichzeitig wurden in 2017 19 MW und in 2018 33 MW Biomasseanlagen mit EEG-Vergütung außerhalb der Ausschreibung zugebaut (vgl. Abbildung 99). Für den bisherigen Stand der Realisierung der bezuschlagten Neuanlagen siehe 9.2.4.1. Generell ist der hier betrachtete Zeitraum nur begrenzt aussagekräftig. Bis Ende 2018 galt die Übergangsfrist für Anlagen mit einer Genehmigung, die vor Anfang 2017 erteilt worden ist.

Das Ausschreibungsverfahren ermöglicht Bestandsanlagen eine Anschlussförderung von 10 Jahren, die in ihrer Höhe auf die durchschnittliche Höhe der vorherigen drei Jahre der jeweiligen Anlagen begrenzt ist. Es lässt sich keine Abschätzung darüber treffen, ob und wie lange diese Anlagen ohne die Anschlussförderung in Betrieb bleiben würden. Bisher hat noch keine der Bestandsanlagen auf die in der Ausschreibung erlangte Anschlussförderung umgestellt (siehe Abschnitt 9.2.3.6).

¹⁰⁴ Neulagen die ab dem 01.10.2016 in Betrieb gegangen sind, haben einen anzulegenden Wert von 13,39 ct/kWh (<=150 kW), 11,55 ct/kWh (<=500 kW), 10,34 ct/kWh (<=5 MW), 5,73 ct/kWh (<= 20 MW). Quelle: BNetzA, Archivierte EEG-Vergütungssätze und Datenmeldungen

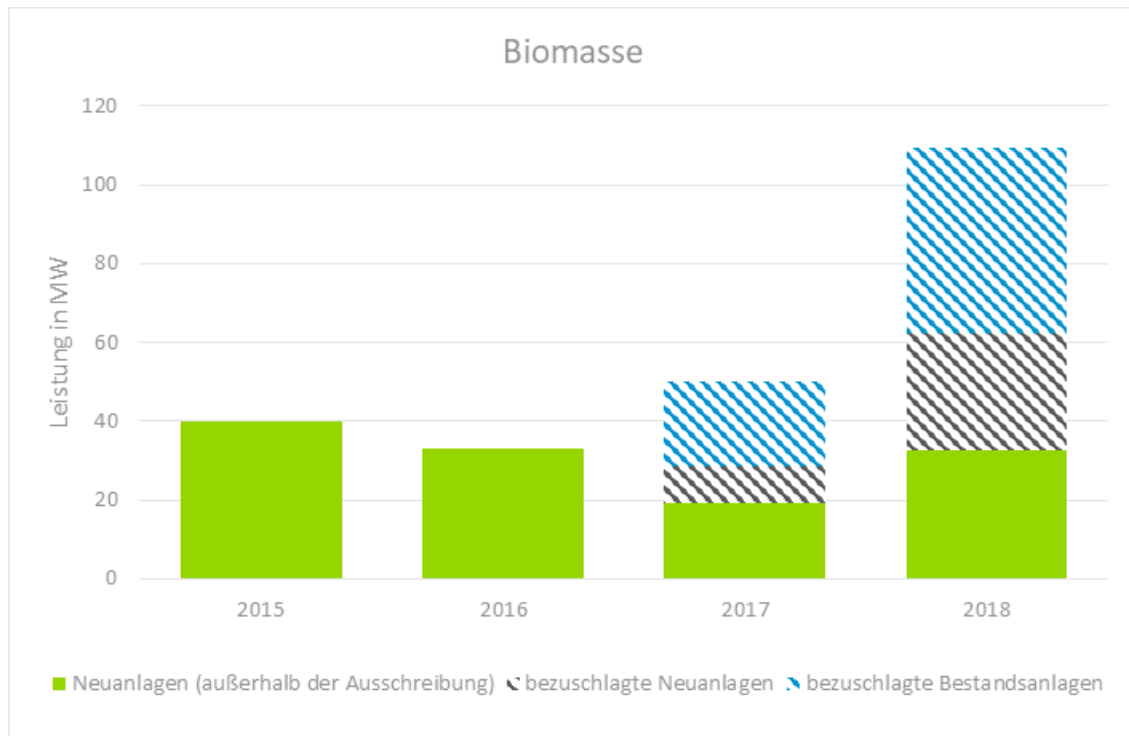


Abbildung 99: Biomasse Bruttozubau außerhalb der Ausschreibung und bezuschlagte Mengen in den Ausschreibungen (Quelle: BNetzA)

9.2.2.2 Wie ist das Verhältnis von Investitionssumme und Förderung?

Diese Frage wurde bereits in Abschnitt 4.2 beantwortet.

9.2.2.3 Hatte die Förderung einen kausalen Effekt auf die Förderempfänger?

Die Frage wird technologieübergreifend in Abschnitt 4.3 beantwortet.

9.2.2.4 Wie effektiv war die Art der Förderung?

Die Frage wird technologieübergreifend in Kapitel 4 beantwortet.

9.2.2.5 War die Förderung der Anlagen angemessen? Wie hat sich die Wirtschaftlichkeit der geförderten Anlagen in einem sich wandelnden Marktumfeld entwickelt?

Die Ausschreibungen für Biomasseanlagen waren von einer hohen Unterzeichnung und damit geringen Wettbewerbsintensität geprägt. Gleichzeitig war festzustellen, dass für Neuanlagen fast ausschließlich Gebote in Höhe des Höchstwerts (von Runde zu Runde sinkender Höchstwert von 14,9 ct/kWh bis 14,6 ct/kWh) bzw. nur knapp darunter abgegeben wurden. Entsprechend hoch lagen die Zuschlagswerte. Für Bestandsanlagen lagen die mengengewichteten Zuschlagswerte der drei Ausschreibungsrunden zwischen 12,4 und 14,1 ct/kWh und damit vergleichsweise weit unterhalb des Höchstwerts (16,9 ct/kWh bis 16,6 ct/kWh).

Da für die Gebote bzw. bezuschlagten Anlagen keine Angaben darüber vorliegen, welche Art von Biomasse verstromt ist bzw. welches Anlagen- bzw. Wärmenutzungskonzept genutzt wird, ist eine nähere Analyse der Gebotswerte und die Abschätzung von Rentabilität nicht möglich. Eine Analyse

ist deshalb nur auf Basis eines Vergleichs von Literaturwerten zu Stromgestehungskosten mit den Gebots- und Zuschlagswerten möglich. Die in Tabelle 21 dargestellten Stromgestehungskosten wurden anhand von kalkulatorischen Zinsen (WACC) im Bereich von 5 bis 6 Prozent ermittelt. Das heißt, wenn eine Stromvergütung in Höhe der genannten Stromgestehungskosten vorliegen würde, wäre dies ausreichend zur Deckung aller Kosten und Erzielung einer Projektrendite in der genannten Spannbreite von 5 bis 6 Prozent. Für Neuanlagen wird deutlich, dass sich die Stromgestehungskosten um mehr als den Faktor 3 unterscheiden und für den kleinsten betrachteten Fall von 1.000 kW_{el} bei gut 21 ct/kWh liegen. Unterhalb des derzeit gültigen Höchstpreises der Ausschreibungen befindet sich lediglich das Altholzwerk mit 12 MW_{el}. Dabei ist einschränkend hinzuzufügen, dass derzeit bundesweit lediglich 80 Altholzwerke betrieben werden (gegenüber rund 8.500 Biogasanlagen) und die Potenziale für Neuanlagen eingeschränkt sind. In ähnlicher Form gilt dies für die Bestandsanlagen. Dort liegen die Stromgestehungskosten für einen zehnjährigen Weiterbetrieb für die Gülle- und NaWaRo-Anlagen oberhalb des derzeitigen Höchstpreises in den Ausschreibungen. Lediglich die Abfall-Biogasanlage ist preislich unterhalb des gültigen Höchstpreises einzuordnen.

Tabelle 21: Stromgestehungskosten von Neu- und Bestandsanlagen zur Verstromung von Biomasse [Quelle: FN IEE, EEG-Bericht Biomasse]

Neuanlagen über 150 kW_{el}	
1.000 kW _{el} -NaWaRo-Biogasanlage	21,4 ct/kWh
1.200 kW _{el} -Abfall-Biogasanlage	18,1 ct/kWh
4.800 kW _{el} -Holzheizkraftwerk	15,2 ct/kWh
12 MW _{el} -Altholz-Heizkraftwerk	6,8 ct/kWh
Bestandsanlagen (Weiterbetrieb über 10 Jahre)	
75 kW Kleingüllebiogasanlage:	17,5 ct/kWh
300 kW NaWaRo-Biogasanlage:	23,4 ct/kWh
300 kW NaWaRo-Biogasanlage mit flexibler Verstromung:	22,6 ct/kWh
600 kW NaWaRo-Biogasanlage mit flexibler Verstromung:	17,9 ct/kWh
1200 kW Abfall-Biogasanlage mit flexibler Verstromung:	10,3 ct/kWh

Gegenüber dem Fördersystem ohne Ausschreibungen sind somit zwei Konsequenzen feststellbar: eine Förderung von Neuanlagen ist nur noch sehr eingeschränkt möglich, da das Ausschreibungssystem praktisch den gesamten Neubau von neu(re)ren NaWaRo-Anlagen anhand des Höchstpreises bewusst ausschließt. Gleichzeitig werden in den nächsten Jahren zahlreiche Bestandsanlagen das Ende der Förderdauer erreichen und eine Teilnahme am Ausschreibungssystem prüfen. Pauschale Aussagen darüber, welche Renditen für diese Anlagen tatsächlich im Rahmen der Ausschreibungen möglich sind, sind nicht möglich. Dies ist stark einzelfallabhängig, wobei die wesentlichen Einflussfaktoren einerseits die Rohstoffpreise sind, andererseits die etwaige Einbindung in ein Wärmenutzungskonzept und die damit einhergehenden Konditionen (Wärmelieferverpflichtungen, Wärmeerlöse).

9.2.3 Wettbewerb

9.2.3.1 Wie hat sich die Wettbewerbsintensität in den Ausscheidungsrounden entwickelt, ggf. differenziert nach Ausschreibungssegmenten?

Die Ausschreibung war in allen drei Runden unterzeichnet. Alle zugelassenen Gebote wurden bezuschlagt (siehe Abbildung 100).

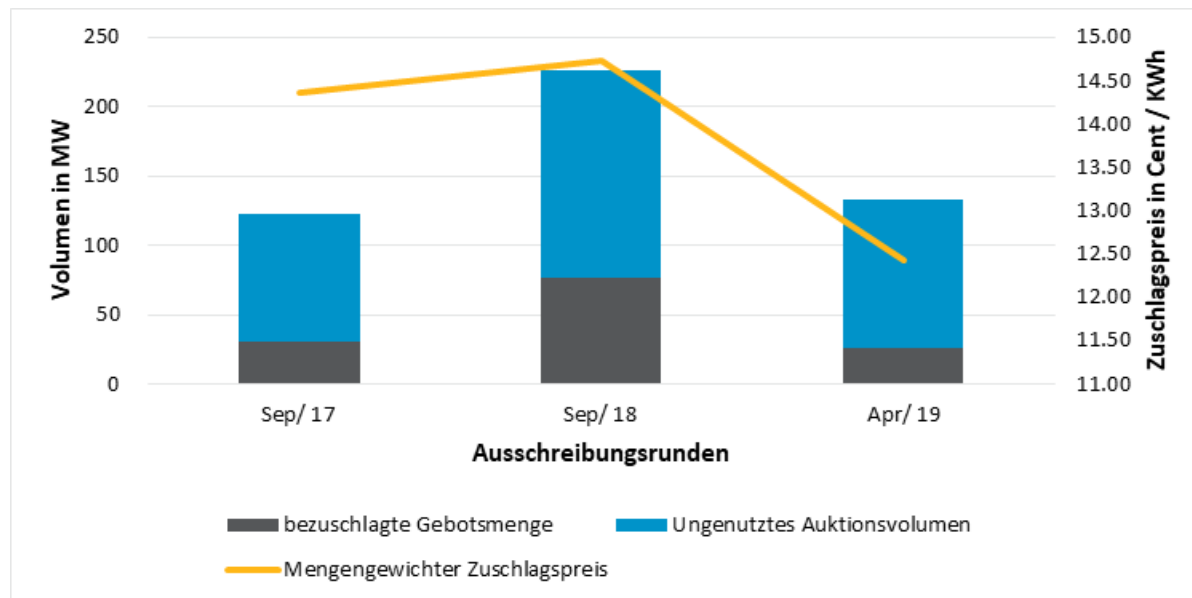


Abbildung 100: Auktionsvolumen und bezuschlagte Gebotsmenge in den Biomasseausschreibungen (Quelle: eigene Darstellung auf Basis der BNetzA-Daten)

Das Ausschreibungsvolumen wird jeweils um Anlagenzubau außerhalb der Ausschreibung des Vorjahrs und nicht-ausgeschöpfte Menge der vorherigen Ausschreibungsrounde korrigiert, dies führte in den vergangenen beiden Runden zu Anpassungen der Ausschreibungsmengen nach oben, wobei sich die ausgeschriebene Menge in 2019 zu gleichen Teilen auf zwei Runden (April und November) verteilt (siehe Tabelle 22). Für die Berechnung der Ausschreibungsvolumina in 2018 und 2019 führte die Tatsache, dass das ungenutzte Ausschreibungsvolumen höher als der Zubau außerhalb der Ausschreibungen war, dazu, dass die Ausschreibungsmenge jeweils erhöht wurde.

Tabelle 22: Anpassung des Ausschreibungsvolumens in den Biomasseausschreibungen

	Sep. 17	Sep. 18	Apr. 19 (1. von 2 Runden 2019)
Ausschreibungsvolumen vor Anpassung [kW]	150.000	150.000	75.000
Anpassung um Zubau (außerhalb der Ausschreibung) des vorherigen Kalenderjahrs [kW]	- 27.554	- 19.088	- 32.685 *0,5
Anpassung um nichtausgeschöpfte Ausschreibungsmenge des Vorjahrs [kW]	n. a.	+ 94.895	+ 149.270 *0,5
Ausschreibungsvolumen nach Anpassung [kW]	122.446	225.807	133.293

In der Bieterbefragung wurde abgefragt, welche Faktoren für das geringe Angebot in den Ausschreibungen verantwortlich gemacht werden (siehe Abbildung 101). Dabei wurde v. a. genannt, dass davon ausgegangen wird, dass Bestandsanlagen erst am Ende ihrer ursprünglichen Förderdauer teilnehmen, die Höchstpreise zu gering sind (siehe Abschnitt 9.2.1) und der administrative Aufwand für die Teilnahme an der Ausschreibung zu hoch ist (siehe Abschnitt 9.2.7.2).

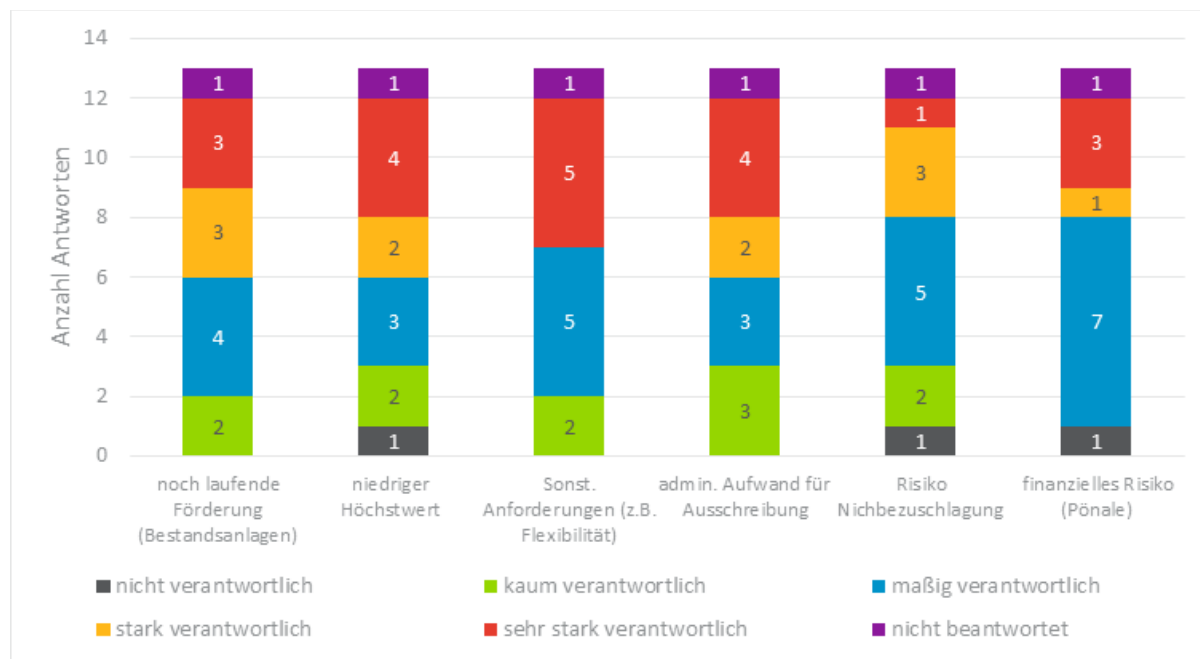


Abbildung 101: Ergebnisse der Bieterbefragung zu den Faktoren, die für das geringe Angebot in den Ausschreibungen verantwortlich gemacht werden

9.2.3.2 Wie haben sich die Zuschlagspreise im Zeitverlauf entwickelt ggf. differenziert nach Ausschreibungssegmenten?

Der höchste Zuschlagspreis entsprach in allen drei Runden dem zulässigen Höchstwert für Gebote von Bestandsanlagen, die niedrigsten Zuschlagspreise stammten jeweils von Bestandsanlagen > 150 kW. Der gewichtete Zuschlagspreis war in den ersten beiden Runden auf einem ähnlichen Niveau. Der in der letzten Runde im Vergleich zu den Vorrunden niedrigere mengengewichtete durchschnittliche Zuschlagswert ist durch zwei große Bestandsanlagen mit niedrigerem Gebotswert bedingt.

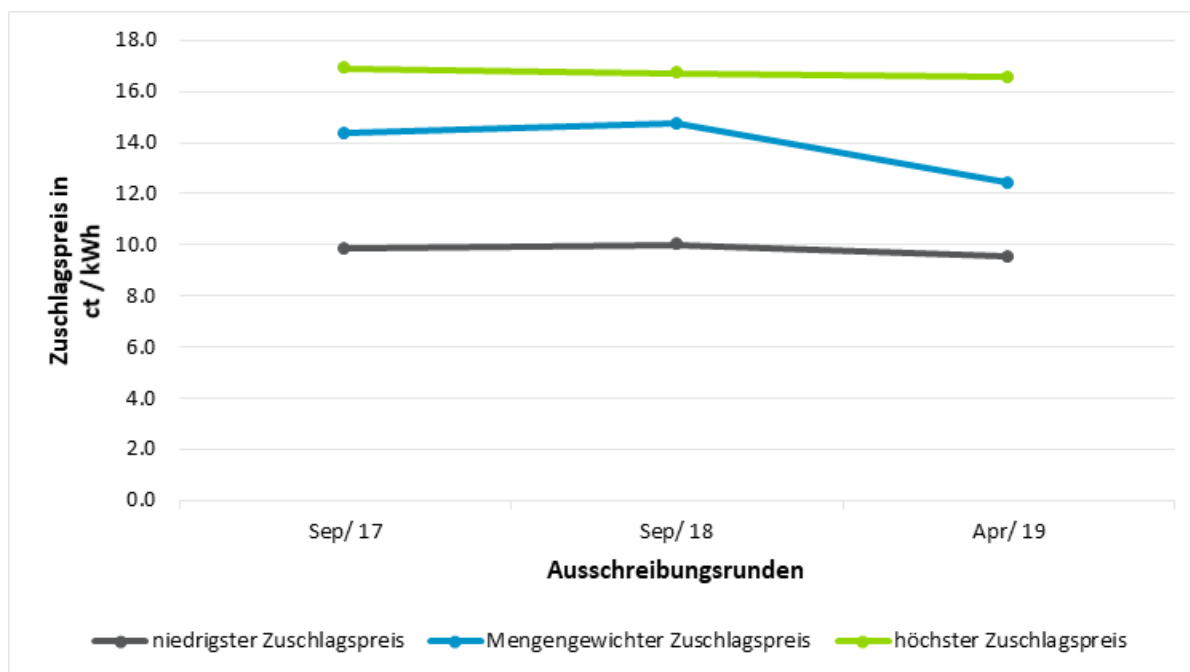


Abbildung 102: Entwicklung der Zuschlagspreise über die Ausschreibungsrunden (Quelle: eigene Darstellung auf Basis der BNetzA-Daten)

Tabelle 23: Statistiken Zuschlagspreise Biomasse

Ausschreibungsrunde	Sep. 17	Sep. 18	Apr. 19
höchster Zuschlagspreis	16,90	16,73	16,56
Mengengewichteter Zuschlagspreis	14,37	14,73	12,42
niedrigster Zuschlagspreis	9,86	10,00	9,53
Varianz	3,12	1,79	5,85

9.2.3.3 Wie verhalten sich die mengengewichteten durchschnittlichen Zuschlagswerte für Alt- und Neuanlagen?

Aufgrund des geringen Wettbewerbs in den Ausschreibungen ist es erwartungskonform, dass die Neuanlagen nah am Höchstpreis bieten, was über die vergangenen drei Runden der Fall war (siehe Tabelle 24). Bestandsanlagen unter 150 kW werden nach dem Einheitspreisverfahren zugeschlagen und erhalten unabhängig von ihrem Gebot, den höchsten zugeschlagenen Gebotswert als anzulegenden Wert. Dieser entsprach in den vergangenen drei Runden jeweils dem zulässigen Höchstwert für Bestandsanlagen. Für Bestandsanlagen >150 kW ist der anzulegende Wert § 39f Abs. 6 EEG auf ihren individuellen Durchschnitt der vorhergegangenen drei Jahre begrenzt, sie haben daher keinen Anreiz oberhalb dieses Wertes zu bieten.

Tabelle 24: Mengengewichtete durchschnittlichen Zuschlagswerte für Alt- und Neuanlagen

Anlagentyp	Sep. 17	Sep. 18	Apr. 19
Durchschnitt Neuanlagen	14,84	14,72	14,57
Zulässiger Höchstwert Neuanlage	14,88	14,73	14,58
Durchschnitt Bestandsanlagen	14,16	14,74	12,14
Zulässiger Höchstwert Bestandsanlage	16,90	16,73	16,56

9.2.3.4 Wie verhalten sich bei Altanlagen Zuschlagswert und Obergrenze für den anzulegenden Wert nach § 39 f Abs. 6 EEG 2016

Für Bestandsanlagen wird gem. § 39f Abs. 6 EEG der anzulegende Wert individuell berechnet. Die Obergrenze für den anzulegenden Wert bildet die durchschnittliche EEG-Vergütung der vorhergegangenen drei Jahre. Dieser bisherige Wert lässt sich im Rahmen dieser Evaluierung nicht für jede Anlage nachvollziehen, da je nach Anlagentyp bzw. Brennstoff diverse Boni einfließen (z. B. NawaRo-Bonus und/oder Güllebonus), die nicht nachvollzogen werden können. Aus der Tatsache, dass einerseits die Ausschreibungen deutlich unterzeichnet waren, dies für die Marktteilnehmer erwartbar gewesen sein dürfte und diese somit einen deutlichen Anreiz gehabt haben dürften, ein möglichst hohes Gebot abzugeben und andererseits Gebote teilweise deutlich unter dem allgemeinen Höchstwert lagen, kann man jedoch die Schlussfolgerung ziehen, dass bei ökonomisch rationalem Verhalten der Marktakteure die Zuschlagswerte der an der Ausschreibung beteiligten Bestandsanlagen in Höhe der Obergrenze für den anzulegenden Wert lagen.

9.2.3.5 Welche Restvergütungsdauer aus dem vorherigen Fördersystem hätten zugeschlagene Altanlagen noch gehabt?

Die Bestandsanlagen haben die Möglichkeit acht Jahre vor Ende der 20-jährigen EEG-Vergütungsdauer in den Ausschreibungen für 10 Jahre eine Anschlussförderung zu erhalten. Sobald eine Bestandsanlage einen Zuschlag in der Ausschreibung erhalten hat, kann sie frühestens ein und spätestens drei Jahre nach Beaufschlagung auf die zehnjährige Anschlussförderung umstellen. Für die Auswertung, wie weit vor Ende der 20 Jahre EEG-Förderung sich die Anlagen befinden, musste auf die verfügbaren Daten aus dem Marktstammdaten bzw. Anlagenregister zurückgegriffen werden. Im MaStR ist das EEG-Inbetriebnahmedatum eingetragen, im Anlagenregister allgemeiner das Inbetriebnahmedatum. Anlagen, die vor 2000 in Betrieb genommen wurden, werden gem. EEG 2000 mit Inbetriebnahmedatum 01.01.2020 für die 20-jährige Förderung gewertet. Über alle drei bisherigen Runden wurden 103 Bestandsanlagen zugeschlagen, für 57 Anlagen konnte das Inbetriebnahmedatum und darüber die restliche Förderdauer ermittelt werden. In Abbildung 103 wird sichtbar, dass die meisten Anlagen noch eine Restvergütungsdauer von drei Jahren haben. Ein Jahr nach Zuschlag können die Bestandsanlagen frühestens auf die Anschlussförderung umstellen, spätestens drei Jahre nach Zuschlag erfolgt die Umstellung automatisch. Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass die Bestandsanlagen den Zeitraum der Teilnahme so wählen, dass sie Gesamtförderdauer aus 20 Jahren EEG-Förderung und Anschlussförderung maximieren.

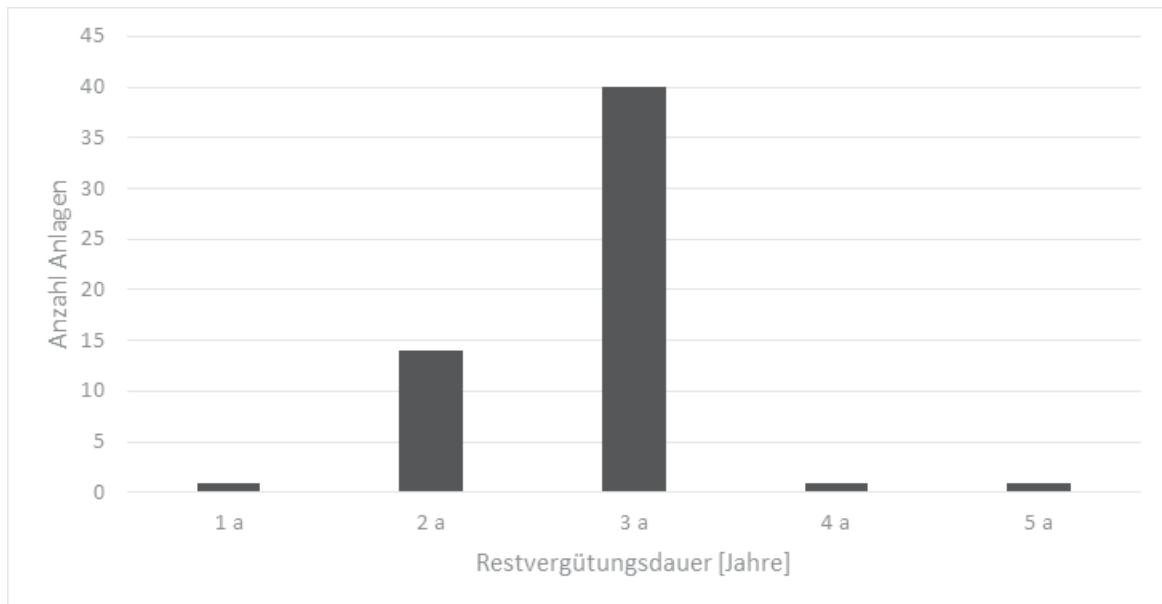


Abbildung 103: Anzahl Bestandsanlagen je Restvergütungsdauer [in Jahren] (Quelle: eigene Darstellung auf Basis des Anlagenregisters und MaStR)

9.2.3.6 Wie viele Kalendermonate nach Bekanntgabe des Zuschlags vergehen, bis eine Bestandsanlage den Anspruch nach § 19 Abs. 1 EEG 2016 aktiviert?

Bestandsanlagen dürfen frühestens 12 Monate nach dem Zuschlag auf die Anschlussförderung umstellen. Deswegen liegen aus der letzten Ausschreibungsrunde im April 2019 noch keine Daten vor. Die Umstellung auf die Anschlussförderung muss nach spätestens drei Jahren erfolgen bzw. erfolgt dann automatisch¹⁰⁵. Das bedeutet, dass es auch aus der ersten Ausschreibungsrunde im Oktober 2017 Anlagen geben kann, die noch nicht auf die Anschlussförderung umgestellt haben. Nach Umstellung der Förderung gelten die Anlagen im Sinne des EEG als Neuanlagen und müssen sich demnach innerhalb eines Monats in das Marktstammdatenregister eintragen. Anhand der Zuschlagsnummern und dem MaStR lässt sich daher auswerten, welche Bestandsanlagen bereits in die Anschlussförderung gewechselt haben und zu welchem Zeitpunkt. Laut aktuellem Datenstand gibt es jedoch noch keine Anlage, die in die Anschlussförderung gewechselt hat.¹⁰⁶ Da das früheste mögliche EEG-Inbetriebnahmedatum der 01.01.2000 ist, gibt es auch noch keine Anlage, welche das Ende der Förderdauer von 20 Jahren erreicht hat. Unter der Annahme, dass die Anlagenbetreiber alle die Gesamtförderdauer maximieren wollen, scheint es plausibel, dass zum jetzigen Zeitpunkt noch keine Anlage in die Anschlussförderung gewechselt hat.

9.2.3.7 Ist eine Marktkonzentration zu beobachten?

An den drei Ausschreibungsrunden haben 88 Bieter teilgenommen, fast ausschließlich Ein-Projekt-Bieter (siehe Abbildung 107 in Abschnitt 9.2.6). Lediglich ein Bieter hat mehr als zwei Projekte (34 Projekte) eingereicht und an allen drei Ausschreibungsrunden teilgenommen. Er vereint im Betrachtungszeitraum 27 % der Projekte, allerdings nur 10 % des Volumens auf sich. In der ersten Runde ist er volumenmäßig der größte Bieter. In der zweiten Runde wird er bereits von einem

¹⁰⁵ Bestandsanlagen müssen gem. § 39 f Abs 4 über den Nachweis über die technische Eignung zum bedarfsorientierten Betrieb verfügen, um die Anschlussförderung zu erhalten (vgl. § 39 f Abs. 4).

¹⁰⁶ Nur eine Bestandsanlage <150 kW hat ein EEG Inbetriebnahmedatum im April 2019 gemeldet, was aber unplausibel ist, dass der Zuschlag erst im September 2018 erfolgt ist und somit weniger als 12 Monate zurückliegt.

anderen Bieter übertroffen. In der dritten Runde gehört er volumenmäßig nicht zu den größten fünf Bietern. Es wird vermutet, dass hier ein Dritter im Auftrag von kleinen Betreibern handelt.

Die Biomasseausschreibungen stellen keinen konzentrierten Markt dar. Die Gebotsmengen zwischen den teilnehmenden Bietern sind allerdings ungleich verteilt. Der normierte Gini-Koeffizient¹⁰⁷ liegt bei 0,61 mit Bezug auf den gesamten Betrachtungszeitraum und schwankt für die einzelnen Runden leicht zwischen 0,56 und 0,61. Mit Bezug auf den gesamten Betrachtungszeitraum liegen die Konzentrationsraten¹⁰⁸, das heißt der Marktanteil der drei und fünf größten Bieter, weit unter den Schwellen für einen konzentrierten Markt (siehe Abbildung 104). Über die drei Ausschreibungsrunden hinweg gehören acht Bieter zu den drei größten, 14 zu den fünf größten Bietern.

Die Unterzeichnung (d. h. Angebotsvolumen < Ausschreibungsvolumen) in allen bisherigen Ausschreibungsrunden schwächt die Aussagekraft der Indikatoren für Marktkonzentration (Gini-Koeffizient und Marktanteil der größten Bieter), da wegen fehlendem Wettbewerb das Kriterium der Wettbewerbsverdrängung durch Marktkonzentration nicht zum Tragen kommt. Die rundenspezifische Betrachtung der Konzentrationsraten ist deswegen nur mit großer Vorsicht zu interpretieren¹⁰⁹. Auf eine Unterscheidung zwischen Gebots- und Zuschlagsvolumen wurde verzichtet, da alle gültigen Projekte bezuschlagt werden.

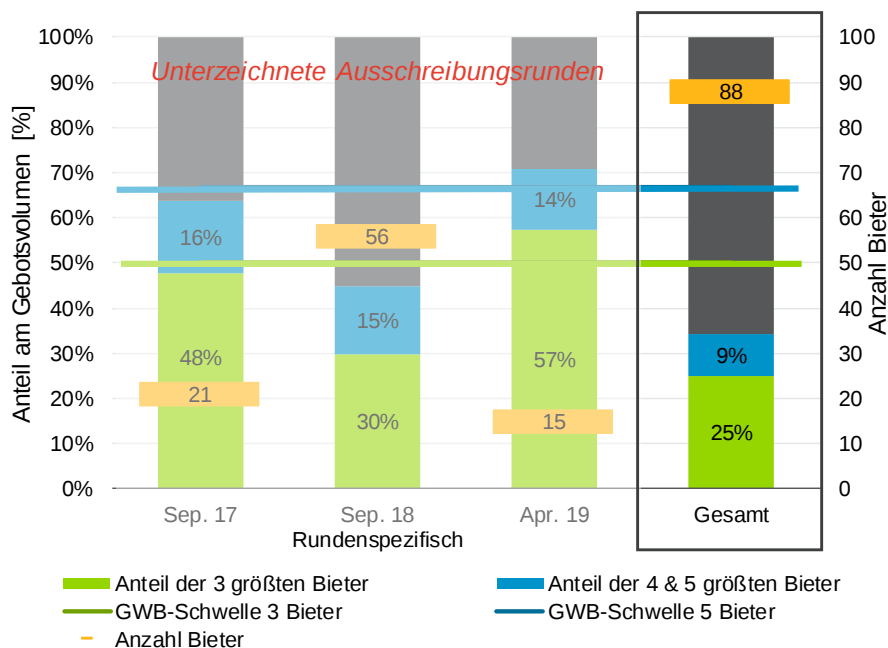


Abbildung 104: Marktanteil der drei bzw. fünf größten Bieter der Biomasseausschreibungen

¹⁰⁷ Der normierte Gini-Koeffizient ist ein relatives Konzentrationsmaß zur Darstellung von Ungleichverteilung. Er misst die Verteilung eines Merkmals innerhalb einer Gruppe und wird bspw. als Maßstab für die Vermögensverteilung eines Landes genutzt. Die Höhe des Gini-Koeffizienten hängt von der Anzahl an Marktteilnehmern ab. Um eine Vergleichbarkeit zu gewährleisten, wird der Gini-Koeffizient normiert. Der normierte Gini-Koeffizient (G*) nimmt einen Wert zwischen 0 (gleichmäßige Verteilung) und 1 (maximale Ungleichverteilung) an.

¹⁰⁸ Nach §18 GWB gilt ein Unternehmen als marktbeherrschend, wenn es einen Marktanteil von mindestens 40 Prozent hat. Eine Gesamtheit von Unternehmen gilt als marktbeherrschend, wenn sie 1. aus drei oder weniger Unternehmen besteht, die zusammen einen Marktanteil von 50 Prozent erreichen, oder 2. aus fünf oder weniger Unternehmen besteht, die zusammen einen Marktanteil von zwei Dritteln erreichen.

¹⁰⁹ Die Berechnung wird hier trotzdem gezeigt, da sie eine gängige Betrachtungsweise darstellt und beispielsweise auch von der Monopolkommission durchgeführt worden ist.

9.2.3.8 Gab es ein strategisches Gebotsverhalten und welche Auswirkungen haben strategische Gebote?

In allen drei bisherigen Ausschreibungsrunden war die ausgeschriebene Menge deutlich unterzeichnet (siehe Abschnitt 9.2.3.1). Neuanlagen haben daher sehr nahe am Höchstpreis der jeweiligen Runde geboten (siehe Abschnitt 9.2.3.3). Da Bestandsanlagen größer 150 kW maximal den durchschnittlichen anzulegenden Wert der vorherigen drei Jahre erhalten, bringt es für diese Anlagen auch bei niedriger Wettbewerbsintensität keinen Vorteil ein Gebot oberhalb dieser individuellen Obergrenze abzugeben. Die Ausschreibungsergebnisse legen nahe, dass Bestandsanlagen in Höhe der individuellen Obergrenze geboten haben. Für Bestandsanlagen ist entscheidender, zu welchem Zeitpunkt sie an der Ausschreibung teilnehmen, um ihre Gesamtförderdauer bestehend aus ursprünglicher EEG-Förderung und Anschlussförderung mit Blick auf die höchstens möglichen 30 Jahre zu maximieren. Nach dem Zuschlag muss eine Bestandsanlage innerhalb von drei Jahren, frühestens aber nach einem Jahr, auf die Anschlussförderung umstellen. Eine Teilnahme einer Bestandsanlage ist also ein bis drei Jahre vor Auslaufen der Förderung zu erwarten, was in den bisherigen Runden bereits beobachtet werden konnte (siehe Abschnitt 9.2.3.5). Insgesamt lassen sich die Ausschreibungsergebnisse so interpretieren, dass Bieter sich gewinnmaximierend verhalten haben und angesichts der deutlichen Unterzeichnung die durch Höchstpreise, individuelle Obergrenzen und den Regelungen zur Gesamtförderdauer gesetzten Grenzen voll ausgenutzt haben. Strategische Gebote im Sinne von Mengenzurückhaltung dürften nicht vorliegen.

9.2.4 Realisierungsrate; Präqualifikationsbedingungen, Pönalen und Fristen

9.2.4.1 Wie hoch sind die Realisierungsraten, ggf. differenziert nach Ausschreibungssegmenten?

Die Realisierungsrate kann für die vergangenen drei Ausschreibungsrunden nur für die erste Runde im September 2017 ausgewertet werden. Die Anlagen haben nach Bekanntwerden des Zuschlags 24 Monate Zeit, den Betrieb aufzunehmen, bevor der Zuschlag erlischt. Nach 18 Monaten werden jedoch gem. § 55 Abs. 4 Pönalen fällig. Für die erste Runde gilt die Bekanntgabe als am 25. September 2017 erfolgt.¹¹⁰ Darüber hinaus wurden zwei Anlagen nachträglich am 4. Oktober 2019 bezuschlagt. Neue EEG-Anlagen haben nach Inbetriebnahme einen Monat Zeit, sich im MaStR einzutragen, sodass alle fristgerecht errichteten Neuanlagen aus der ersten Biomasseausschreibung mithilfe des MaStR ausgewertet werden können (sofern sie die Meldefrist eingehalten haben). In der ersten Ausschreibungsrunde wurden sechs Neuanlagen bezuschlagt, davon allerdings zwei erst nachträglich, sodass nur vier Neuanlagen bereit realisiert und gemeldet sein müssen. Drei der bezuschlagten Neuanlagen sind im MaStR gemeldet und wurden nach 14, 17 bzw. 23 Monaten in Betrieb genommen. Die vierte Anlage ist noch nicht gemeldet – es ist davon auszugehen, dass diese Anlage nicht realisiert wurde. Von den nachträglich bezuschlagten Anlagen wurde eine Anlage zwei Monate nach Zuschlagsdatum realisiert.

Für die zweite Ausschreibungsrunde (September 2018) läuft die zweijährige Realisierungsfrist noch. Von den 13 bezuschlagten Neuanlagen sind bereits fünf im MaStR gemeldet, sie weisen Realisierungsdauern von sechs bis elf und in einem Fall dreizehn Monaten auf. In der dritten Ausschreibungsrunde, deren Zuschläge am 25.04.2019 bekanntgegeben wurden, ist bereits eine von zwei Neuanlagen realisiert.

Aufgrund der geringen Anzahl von Neuanlagen, lassen sich aus den bisherigen Ausschreibungsrunden keine Prognosen für die Realisierungsraten in der Zukunft treffen. Nach bisherigem Stand wurde keins der Gebote frühzeitig zurückgegeben.

¹¹⁰ Siehe:

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/Gebotstermin_01_09_2017/gebotsstermin_2017_node.html

9.2.4.2 Welche Ursachen gibt es für Nichtrealisierung, Verspätungen und Abweichungen zwischen Zuschlagsmenge und installierte Leistung?

Wie im vorherigen Abschnitt erläutert, ist aufgrund der geringen Anzahl von Neuanlagen in den vergangenen Ausschreibungsrunden, bei denen zum größten Teil die Realisierungsfrist noch aussteht, eine umfassende quantitative Auswertung zu nicht Realisierung, Verspätungen und Abweichungen nicht möglich. In der durchgeführten Bieterbefragung gaben vier Betreiber (von acht Antwortenden) an, dass sie weniger als 100 % der bezuschlagten Leistung realisieren werden. Ein Anlagenbetreiber gab dabei an, die Anlagen aus wirtschaftlichen Gründen überhaupt nicht zu bauen. Als Gründe für Abweichungen zwischen Zuschlagsmenge und installierter Leistung wurden Änderungen bei der BHKW Leistung und der Verzicht auf Flexibilisierung einer sehr kleinen Anlage angegeben.

9.2.4.3 Sind die materiellen und finanziellen Qualifikationsanforderungen angemessen?

Wie in den vorherigen beiden Abschnitten beschrieben, ist eine Analyse der Realisierungsraten, Nichtrealisierung, Verspätungen und Abweichungen nicht **systematisch** möglich. Dadurch bedingt, kann die Angemessenheit und Wirksamkeit der Qualifikationsanforderungen nur bedingt untersucht werden. Bei der Bieterbefragung sahen vier von zwölf Antwortenden das finanzielle Risiko, was durch die Pönale bei Verzögerungen oder Nicht-Realisierung entsteht, als stark oder sehr stark verantwortlich für das geringe Angebot in den Ausschreibungen. Sieben Teilnehmer betrachteten diesen Faktor als mäßig verantwortlich, ein Teilnehmer als nicht verantwortlich. In Bezug auf die Angemessenheit der Höhe der Pönalen gaben drei von sieben Antwortenden an, sie sei angemessen, während vier Antwortende sie als (viel) zu hoch betrachten.

In Bezug auf die materiellen Qualifikationsanforderungen gaben sechs von sieben Antwortenden an, dass die Teilnahme an der Ausschreibung früher, das heißt ohne BImSchG-Genehmigung, möglich sein sollte. Allerdings konnte in den bisherigen Ausschreibungsrunden eine deutliche Unterzeichnung beobachtet werden, sodass das Risiko nicht bezuschlagt zu werden, in Voraus sehr gering war. Für Bestandsanlagen wird eine Pönale fällig, wenn sie bis zur Umstellung der Förderung keinen Nachweis eines Umweltgutachters erbringen, das die Anlage bedarfsgerecht erzeugen kann. Der Zuschlag erlischt, wenn dieser Nachweis in den ersten sechs Monaten nach der Umstellung nicht erbracht wurde. Wie in den vorherigen Abschnitten analysiert, hat noch keine Bestandsanlage in die Anschlussförderung gewechselt, sodass die Wirksamkeit der Pönale für Bestandsanlagen nicht ausgewertet werden kann.

9.2.4.4 Sind die Pönalen bei Nichtrealisierung bzw. Verspätung der Realisierung angemessen? Haben die Sicherungsmaßnahmen/Pönalen gewirkt?

Die Frage wurde in Abschnitt 9.2.4.3 zusammen mit der Frage zu den finanziellen Sicherheiten beantwortet.

9.2.4.5 Sind die jeweiligen Realisierungsfristen angemessen?

Analog zu den vorherigen Abschnitten erlaubt die geringe Anzahl von Neuanlagen in Verbindung mit den noch laufenden Realisierungsfristen nur eine eingeschränkte Analyse der Angemessenheit der Realisierungsfristen. Die wenigen Anlagen, deren Realisierungsdauer ausgewertet werden konnte (siehe 9.2.4.1), sind sechs von sieben Anlagen innerhalb der pönalfreien Realisierungsfrist geblieben. In der Bieterbefragung hielten vier von sieben Antwortenden die Frist für angemessen, drei jedoch für (viel) zu kurz.

9.2.5 Räumliche Verteilung und Steuerung, Netz- und Systemintegration

Die meisten Biomasseanlagen in den bisherigen Ausschreibungsrunden stehen in Bayern (53 von 124 Anlagen). Mit einigen Abstand folgen Baden-Württemberg, Niedersachsen und Nordrhein-

Westfalen (siehe Abbildung 105). Aus den übrigen Bundesländern kamen keine oder wenige der bezuschlagten Gebote. Von den formal zugelassenen Geboten wurden in allen drei Runden alle Gebote bezuschlagt.

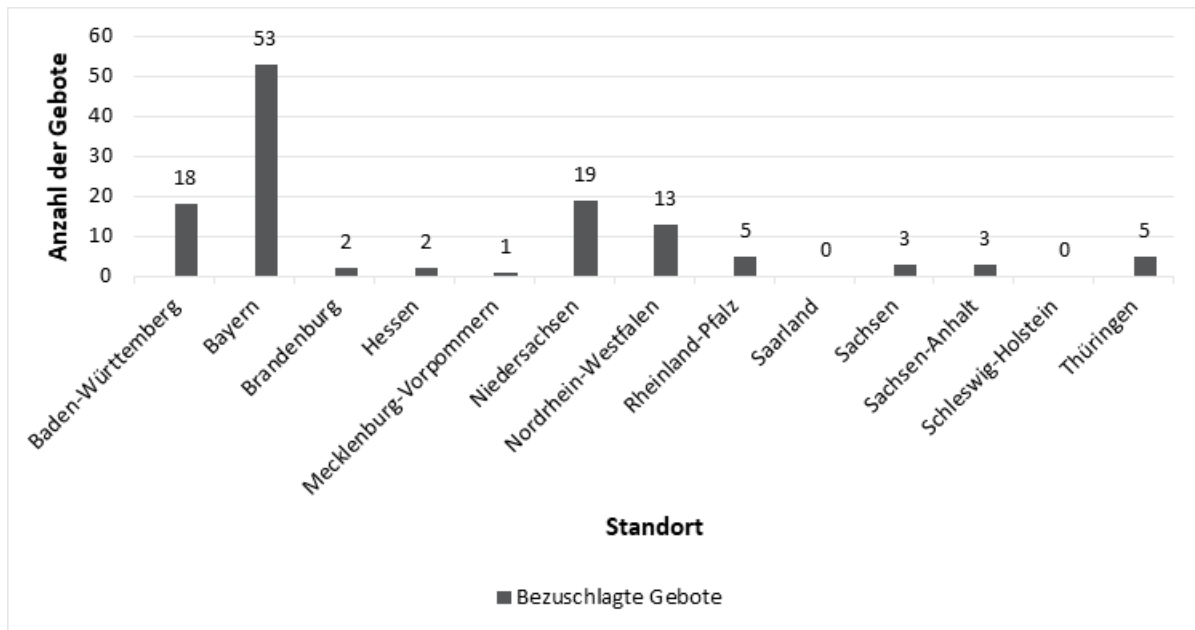


Abbildung 105: Verteilung der bezuschlagten Geboten aus den Ausschreibungsrunden Oktober 2017, Oktober 2018 und April 2019 nach Bundesland (Quelle: eigene Darstellung auf Basis der BNetzA-Daten)

9.2.6 Akteursvielfalt

Insgesamt haben an den Ausschreibungen für Biomasseanlagen im Betrachtungszeitraum 90 Bieter teilgenommen, von denen 87 einen Zuschlag erhalten haben. Alle Bieter, die keinen Zuschlag erhalten haben, haben ungültige Gebote eingereicht. Die Ausschreibungen könnten also nur insofern einen Einfluss auf die Akteursvielfalt haben, als dass bestimmte Gruppen aus formalen Gründen nicht teilnehmen könnten. Dafür liegen keine Anzeichen vor. Abbildung 106 stellt die Anzahl nach einzelnen Jahren und damit Gebotsrunden aufgeschlüsselt dar. Die Anzahl der Bieter pro Jahr schwankt stark, was jedoch dem schwankenden Angebot geschuldet ist (vergleiche Abbildung 100). Die Anzahl der Bieter pro Gebotsvolumen bleibt vergleichbar.

Fast alle Bieter sind Ein-Projekt-Bieter und haben damit nur einmalig an der Ausschreibung teilgenommen. Auch die von der BNetzA veröffentlichten Listen der bezuschlagten Bieter deuten auf eine Vielzahl kleiner Bieter hin. Lediglich zwei Bieter haben jeweils zwei Projekte eingereicht. Ein Bieter hingegen sticht hervor: Er hat 34 Projekte und damit alleine 27 Prozent aller Projekte eingereicht (vergleiche Abbildung 106). Während die Projekte der Ein- und die Zwei-Projekt-Bieter auf das Bundesland ihres Firmensitzes konzentriert sind, befinden sich alle Projekte des Multi-Projekt-Bieters außerhalb des Bundeslands seines Bietersitzes (siehe Abbildung 109). Es liegt nahe, dass hier ein Dritter im Auftrag von anderen (kleineren) Bieter gehandelt hat.

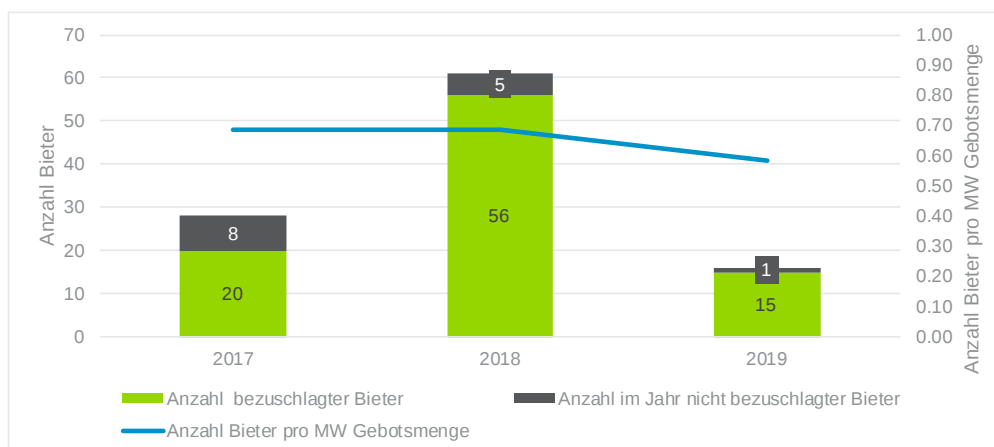


Abbildung 106: Anzahl bezuschlagter und nicht bezuschlagter Bieter pro Jahr in den Ausschreibungen für Biomasseanlagen; Anzahl Bieter pro MW Gebotsmenge zur Einordnung

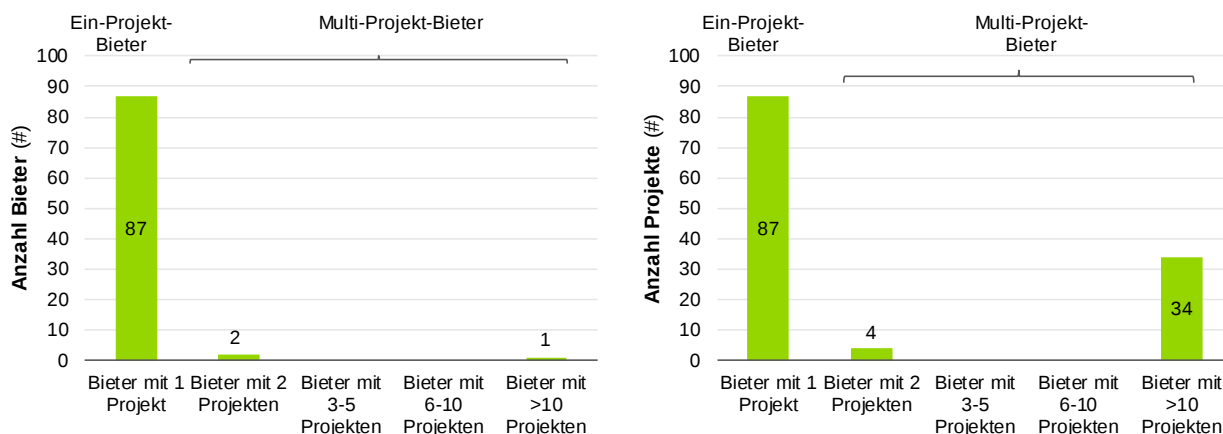


Abbildung 107: Anzahl der -Projekt- und Multi-Projekt-Bieter sowie Anzahl ihrer eingereichten Projekte in den Biomasseausschreibungen (Quelle: eigene Darstellung auf Basis der BNetzA-Daten)

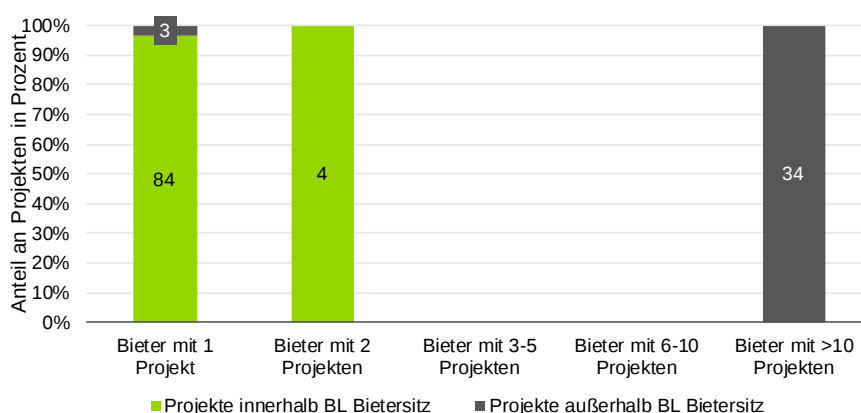


Abbildung 108: Regionale Tätigkeit der Bieter in den Biomasseausschreibungen; die Zahlen geben die absolute Anzahl der Bieter an (Quelle: eigene Darstellung auf Basis der BNetzA-Daten)

9.2.7 Ausschreibungsverfahren

9.2.7.1 Wie transparent/verständlich ist das Verfahren?

Die Frage wird im nachfolgenden Abschnitt beantwortet.

9.2.7.2 Gab es fehlerhafte/ungültige Gebote? (Ja/Nein)

Über die ersten drei Ausschreibungsrunden ist sowohl die Anzahl als auch der relative Anteil der nicht zugelassenen Gebote gesunken. Dabei handelt es sich um insgesamt fünf Neuanlagen und acht Bestandsanlagen.¹¹¹

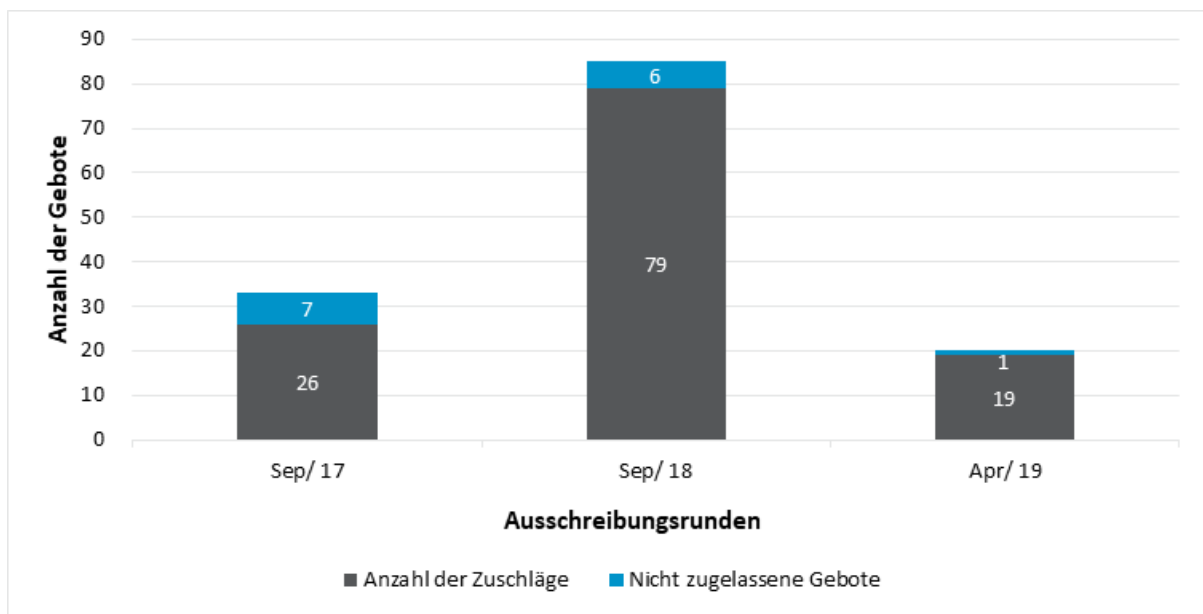


Abbildung 109: Anzahl der bezuschlagten und nicht zugelassenen Gebote in den Ausschreibungen (Quelle: eigene Darstellung auf Basis der BNetzA-Daten)

In der Bieterbefragung wurde von verschiedenen Teilnehmern angemerkt, dass die Einhaltung der Formalia bei der Abgabe des Gebots aufwendig war und der Eindruck entstanden ist, dass schon geringe Abweichungen oder Unklarheiten zur Nichtzulassung der Gebote geführt haben. Sechs von 13 Antwortenden gaben an, juristische Expertise zur Unterstützung bei der Gebotserstellung in Anspruch genommen zu haben. Fünf Antwortende haben formale Fragen mit der Bundesnetzagentur geklärt.

¹¹¹ In einem Fall lag uns keine Information vor, ob es sich um das Gebot einer Neu- oder Bestandsanlage handelt.

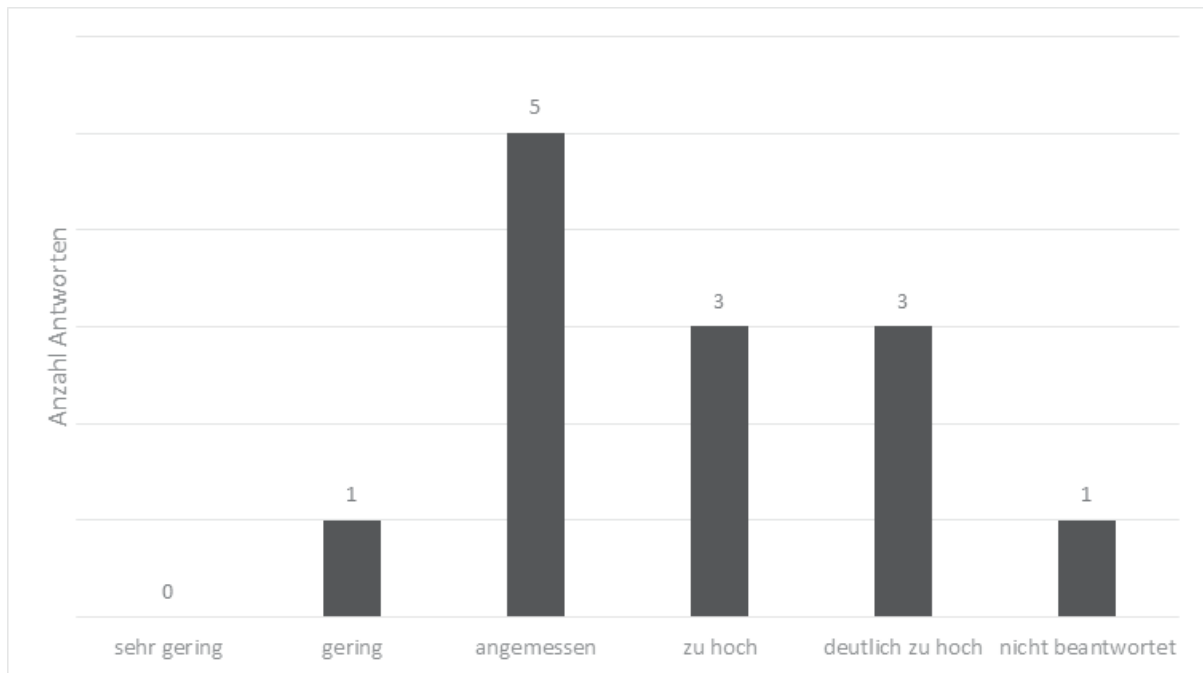


Abbildung 110: Antworten in der Bieterbefragung auf die Frage, wie der Aufwand für die formale Gebotserstellung und -abgabe eingeschätzt wird

Der Anteil ungültiger Gebote ist im Zeitverlauf gesunken und lag im selben Bereich, wie auch für Photovoltaikanlagen, wo die Ausschreibungen bereits seit April 2015 erfolgen. Der Vergleich zeigt, dass für die Biomasseausschreibungen insgesamt keine höheren Gebotsausschlüsse zu verzeichnen sind und insofern keine spezifischen Verfahrenshindernisse der Biomasseausschreibungen vorliegen.

9.2.7.3 Wie hoch ist der administrative Mehraufwand durch Ausschreibungen

Diese Frage wurde im Abschnitt 4.3 bereits beantwortet.

9.3 Diskussion

Die Ausschreibungen für Biomasseanlagen waren bisher (2017 – 2019) durch eine geringe Teilnahme und eine deutliche Unterzeichnung der Ausschreibungsmengen gekennzeichnet. Der Anteil der Neuanlagen war deutlich geringer als der Anteil der Bestandsanlagen, die geboten haben. Die geringe bezuschlagte Menge in den Ausschreibungen wurde auch durch die geförderten Mengen außerhalb der Ausschreibungen nicht kompensiert, sodass in den vergangenen beiden Jahren die Ausschreibungsmengen nach oben korrigiert wurden, um den vorgesehen Zubaupfad abzubilden. Dieser vorgesehene Ausbaupfad der Biomasse wird somit aktuell nicht erreicht. Die Unterzeichnung und das damit einhergehende niedrige Wettbewerbsniveau führt bei den Neuanlagen zu Geboten nahe/ in Höhe des zulässigen Höchstwertes. Trotzdem scheint nur ein geringer Anreiz für den Zubau Neuanlagen von den derzeitigen Ausschreibungen auszugehen. Bei den Bestandsanlagen erreichen aktuell die ersten Anlagen (mit Inbetriebnahme Anfang der 2000er) das Ende der 20jährigen Vergütungsdauer. Sofern die übrigen Anlagen im Bestand die Strategie verfolgen, diese Förderdauer bis zum Ende zu nutzen und mit Hilfe der Anschlussförderung die Gesamtförderdauer zu maximieren, ist in den kommenden Jahren mit einer Zunahme der bietenden Bestandsanlagen zu rechnen, da vermehrt Anlagen das Ende der ursprünglichen EEG-Förderung erreichen. Ob dies ausreicht, um die Unterzeichnung der Ausschreibungen zu beenden, zumal ab 2020 eine höhere Ausschreibungsmenge vorgesehen ist, lässt sich jedoch nicht prognostizieren.

10. WINDENERGIE AUF SEE

Dieses Kapitel adressiert Fragen des Fragenkatalogs, die Windenergieanlagen auf See betreffen und die sich am besten in einer technologiespezifischen Betrachtung untersuchen lassen. Zur besseren Orientierung sind in den technologiespezifischen Teilen die Überschriften in Frageform gehalten.

10.1 Einleitung

10.1.1 Das Ausschreibungsdesign für Windenergie auf See

Auf Basis des WindSeeG wird die Förderung für Windenergie auf See für alle Anlagen, die ab 2021 in Betrieb genommen werden, wettbewerblich ermittelt. Nach einer Übergangsphase (Inbetriebnahmen 2021 bis 2025) erfolgen die Ausschreibungen ab 2021 künftig im sogenannten "zentralen Modell" (Inbetriebnahmen ab 2026). Die Ausschreibungen im Übergangsmodell werden im Rahmen des Vorhabens evaluiert. Ausschreibungen im zentralen Modell haben bisher noch nicht stattgefunden und können daher noch nicht evaluiert werden.

Es haben zwei Ausschreibungsrunden für Windenergie auf See im Übergangsmodell stattgefunden. Die Runden erfolgten am 01.04.2017 sowie am 01.04.2018. Es wurden insgesamt 3.100 MW (1.550 MW pro Gebotstermin) unter bestehenden Projekten ausgeschrieben. Als "bestehende Projekte" gelten gemäß § 26 (2) WindSeeG Projekte zur Errichtung und zum Betrieb von Windenergieanlagen auf See, die im Küstenmeer oder in den Zonen 1 bis 2 der ausschließlichen Wirtschaftszone liegen und bereits vor dem 01.08.2016 genehmigt oder planfestgestellt wurden oder für die zum Stichtag zumindest ein Erörterungstermin durchgeführt wurde.

Das Ausschreibungsvolumen soll zu folgendem Zubau führen (§ 27 (4) WindSeeG)

- 2021: 500 MW (ausschließlich in der Ostsee)
- 2022: 500 MW
- 2023 – 2025: Je 700 MW

10.1.2 Besondere Charakteristika der Windenergie auf See

Windenergie auf See unterscheidet sich von Windenergie an Land und anderen Technologien wie PV-Freiflächen- oder Biomasseanlagen in mehreren Punkten, die ein von den anderen Technologien grundsätzlich abweichendes Ausschreibungsdesign notwendig machen. Insbesondere die folgenden beiden Punkte sind ausschlaggebend dafür, dass bei Windenergie auf See eine zentrale Vorentwicklung sowie projektspezifische Ausschreibungen die Effektivität und Effizienz der Förderung erhöhen können.

1. **Aufwändige Untersuchungen zur Bestimmung geeigneter Flächen:** Vor der Errichtung eines Windparks auf See ist eine Untersuchung der Beschaffenheit der Flächen notwendig, bspw. hinsichtlich der Eignung des Meeresgrunds für die Verankerung von Turbinen etc. Diese Untersuchungen sind sehr aufwändig und kostenintensiv. Gleichzeitig ist eine realistische Einschätzung der zu erwartenden Stromgestehungskosten des Windparks ohne diese Untersuchungen nicht möglich. Entsprechend können tendenziell Kostenersparnisse erreicht werden, wenn die Untersuchungen im Vorfeld der Ausschreibung nur einmal und nicht von allen Akteuren dezentral durchgeführt werden. Eine zentrale Voruntersuchung vereinheitlicht zudem die Informationsgrundlage für die Bieter, was zur Vergleichbarkeit der Gebote beitragen kann.
2. **Koordination mit aufwändigem Netzausbau:** Auf See besteht anders als an Land kein vermaschtes Netz, die Windparks müssen daher jeweils mit zusätzlichen Leitungen an das landseitige Netz angeschlossen werden. Da auch der Netzausbau auf See hohe Investitionen

erfordert, sollte dabei möglichst ein Leerstand von Leitungen vermieden werden, gleichzeitig dürfen aber auch keine Verzögerungen der Inbetriebnahme der Parks aufgrund verzögerter Netzanbindungen entstehen. Analog zu den Vorentwicklungen spricht auch die notwendige Netzanbindung für den Park (die ebenfalls lange Vorlaufzeiten hat) für einen zentral koordinierten Ausbau der Windenergie auf See, wie er in Deutschland im Rahmen des zentralen Modells vorgesehen ist.

Beide Punkte implizieren sehr lange Vorlaufzeiten für Wind-auf-See-Projekte. Zudem haben Windenergieanlagen auf See auch ein deutlich höheres Investitionsvolumen als anderen EE-Technologien. Das Argument, dass Ausschreibungen zu einer geringeren Akteursvielfalt führen, ist daher in diesem Zusammenhang weniger relevant, da ohnehin nur vergleichsweise große und finanzstarke Unternehmen Windenergieanlagen auf See realisieren können.

Beim Design der Ausschreibungen für Windenergie auf See in Deutschland wurde zusätzlich die Situation von bestehenden Projekten berücksichtigt. Im Übergangsmodell sowie mit dem Eintrittsrecht im zentralen Modell wird diese Situation im Ausschreibungsdesign umgesetzt.

10.2 Evaluierungsfragen des Fragenkatalogs

10.2.1 Bestands- und Technologieentwicklung

10.2.1.1 Wie hat sich der gesamte Anlagenbestand der Technologie entwickelt?

Abbildung 111 zeigt die Anzahl Anlagen und die kumulierte installierte Leistung von Windenergie auf See von 2007 bis 2018. Es wird deutlich, dass der Ausbau ab dem Jahr 2014 stark angestiegen ist.

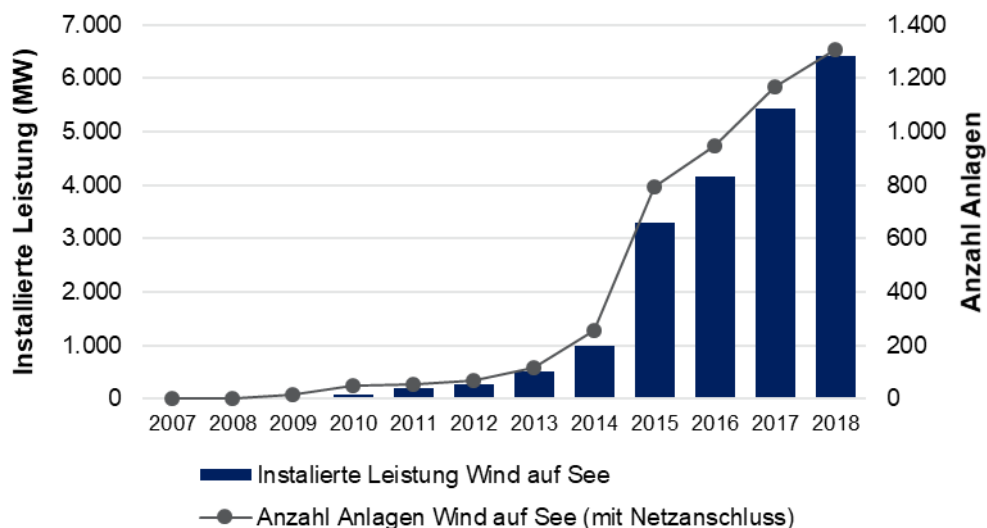


Abbildung 111: Anzahl Anlagen und installierte Leistung Windenergie auf See ab 2007

Abbildung 112 stellt den Zubau von 2007 bis 2018 dar. Von 2007 bis 2018 wurden im Mittel 535 MW und maximal 2.289 MW im Jahr 2015 zugebaut. Alle bis einschließlich 2018 installierten Anlagen wurden nicht im Rahmen der Ausschreibungen bezuschlagt, sondern mit einer gleitenden Marktprämie gefördert, deren Höhe sich nach dem gesetzlich festgelegten anzulegenden Wert richtete.

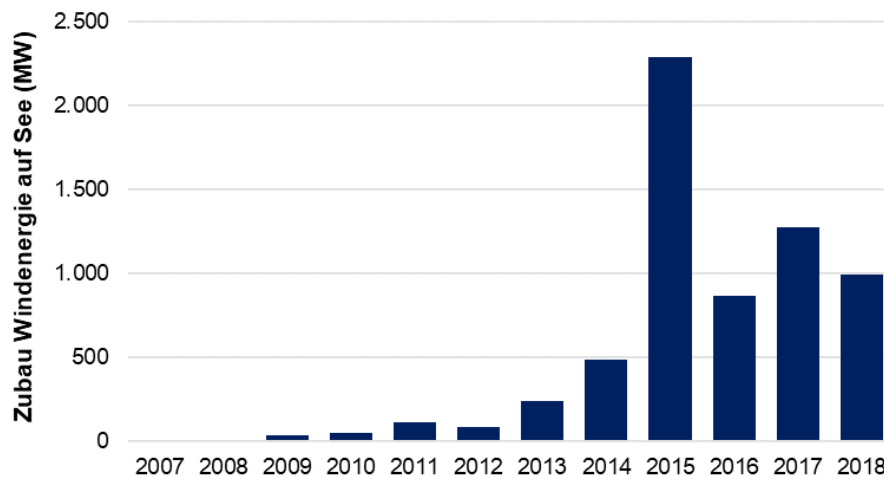


Abbildung 112: Zubau Windenergie auf See ab 2007

10.2.1.2 Hat die Einführung von Ausschreibungen für bestimmte Anlagengrößen die Dimensionierung von Neuanlagen beeinflusst?

Es ist nicht davon auszugehen, dass die Einführung von Ausschreibungen für Windenergie auf See die Dimensionierung von neuen Windenergieanlagen auf See beeinflusst hat. Zwar ist die durchschnittliche Leistung von neuen Windenergieanlagen auf See nach der Einführung von Ausschreibungen gestiegen. Die Entwicklung hin zu größeren und leistungsstärkeren Anlagen ist jedoch nicht Ergebnis der Einführung von Ausschreibungen. Vielmehr ist sie der technischen Entwicklung und der Tatsache geschuldet, dass leistungsstärkere Anlagen günstigere Stromgestehungskosten aufweisen (siehe EEG-Erfahrungsbericht). Gegebenenfalls hat der durch die Einführung von Ausschreibungen verursachte erhöhte Kostendruck die Technologieentwicklung und damit auch die Entwicklung von leistungsstärkeren Anlagen beschleunigt.

Abbildung 113 zeigt die Leistung pro Anlage. Tabelle 25 zeigt zudem die Leistung pro Anlage der in den Ausschreibungen bezuschlagten Projekte. Es zeigt sich, dass die Leistung der Anlagen, die von 2014 bis 2018 in Betrieb gegangen sind, zwischen 4 bis 5 MW liegt. Die bezuschlagten Projekte aus den Ausschreibungen verzeichnen dagegen eine durchschnittliche Leistung von 11 MW.

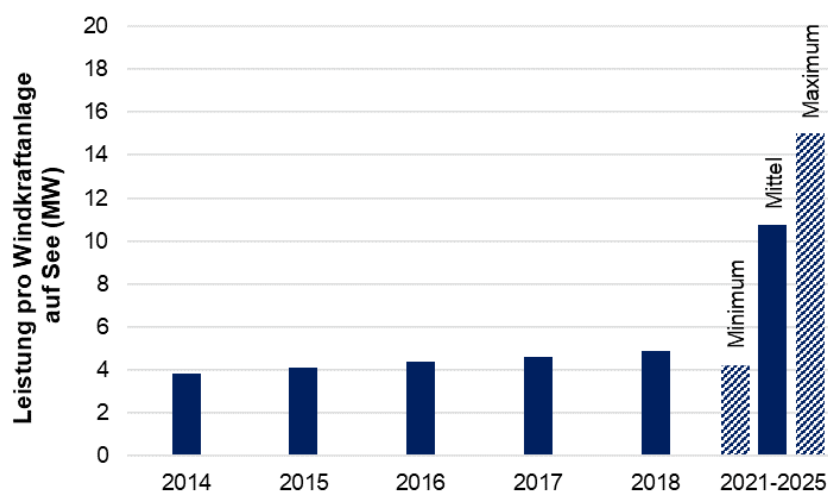


Abbildung 113: Leistung pro Windkraftanlage auf See ab 2014

Tabelle 25: Leistung pro Anlage der bezuschlagten Projekte¹¹²

Bezuschlagte Projekte	Zuschlagsmenge (MW)	Anlagenanzahl	Leistung pro Anlage
Borkum Riffgrund West 2	240	16	15
EnBW He Dreiht	900	90	10
Gode Wind 3	110	8	14
OWP West	240	18	13
Baltic Eagle	476	52	9
Gode Wind 4	132	10	13
Wikinger Süd	10	1	10
Kaskasi	325	34	10
Arcadis Ost 1	247	58	4
Borkum Riffgrund West 1	420	45	9
Summe	3.100	332	-
Durchschnitt	310	33	11

10.2.1.3 Welche Effekte hatten die unterschiedlichen Fördersätze und Förderansätze auf den Zubau in den verschiedenen Anlagengrößenklassen?

Abbildung 10 (in Kapitel 4) stellt die Fördersätze für Windenergie auf See nach dem EEG 2014 den durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswerten nach dem EEG 2017 gegenüber. Es wird deutlich, dass die durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswerte aus den Ausschreibungen unter den fortgeschriebenen Fördersätzen nach dem EEG 2014 liegen.

10.2.1.4 Welche Auswirkungen hat die Einführung der Ausschreibung auf die Initiierung und Entwicklung von neuen Projekten?

Zur Realisierungsrate der Übergangsausschreibungen Windenergie auf See sind derzeit noch keine belastbaren Aussagen möglich, da die Realisierungsfrist erst 2025 abläuft. Zudem handelt es sich bei allen bezuschlagten Anlagen um bereits vorentwickelte Projekte, so dass ein Einfluss auf Initiierung und Entwicklung von neuen Projekten nur schwer abgeleitet werden kann.

10.2.2 Förderkostenreduktion und Förderhöhe

10.2.2.1 Wie viel Kapazität wurde über die Ausschreibungen zugeschlagen im Vergleich zum bisherigen Förderprogramm?

In der ersten Ausschreibung am 01.04.2017 wurden 1.490 MW und in der zweiten Ausschreibung am 01.04.2018 wurden 1.610 MW bezuschlagt. Im Übergangsmodell wurden damit insgesamt 3.100 MW zugeschlagen. Im vorherigen Förderprogramm (nach EEG 2014) erfolgten keine Ausschreibungen, weshalb an dieser Stelle kein Vergleich von Ausschreibungsmengen möglich ist.

¹¹² Quellen: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/nationale-ausschreibungen-und-ergebnisse.html?cms_docId=577128; https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Offshore/offshore-node.html; https://www.nera.com/content/dam/nera/publications/2017/PUB_Offshore_EMI_German_A4_0417.pdf; https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/bericht-eeg-7-wind-auf-see.pdf?__blob=publicationFile&v=6; <http://www.knkwind.de/>; <https://www.4coffshore.com/>; <https://www.wab.net/fileadmin/media/Downloads/Karten/2017-WAB-Offshoretabelle.pdf>; <https://www.wab.net/fileadmin/media/Downloads/Karten/2017-WAB-Offshorekarte.pdf>; https://www.thewindpower.net/windfarms_list_de.php

10.2.2.2 Wie ist das Verhältnis von Investitionssumme und Förderung?

Diese Frage wird technologieübergreifend im Kapitel 4 beantwortet.

10.2.2.3 Hatte die Förderung einen kausalen Effekt auf die Förderempfänger?

Diese Frage wird technologieübergreifend im Kapitel 4 beantwortet.

10.2.2.4 Wie effektiv war die Art der Förderung?

Diese Frage wird technologieübergreifend im Kapitel 4 beantwortet.

10.2.2.5 War die Förderung der Anlagen angemessen? Wie hat sich die Wirtschaftlichkeit der geförderten Anlagen in einem sich wandelnden Marktumfeld entwickelt?

Die Autoren des EEG-Erfahrungsberichts-Vorhabens zur Windenergie auf See sehen für den Betrachtungszeitraum 2015 bis 2025 Kostensenkungspotenziale von rund 40 %. Danach sinken die Stromgestehungskosten für Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland im Referenzfall von 11,6 ct/kWh auf 6,8 ct/kWh (real 2015). Im günstigsten Fall, d. h. bei niedrigen Kapitalkosten und hohen Winderträgen, seien Stromgestehungskosten von rund 6,1 ct/kWh möglich. Die Autoren unterstellten hierbei eine Leistungserhöhung der Anlagen auf 10 MW im Jahr 2025 sowie eine Laufzeit von 20 Jahren. Bei einem Anstieg der Anlagenleistung auf 12 MW seien nochmals niedrigere Kosten darstellbar: 6,4 ct/kWh im Referenzfall bzw. 5,8 ct/kWh bei niedrigen Kapitalkosten und hohen Winderträgen. Ähnliches gilt für die Annahme einer 25-jährigen Laufzeit. Beim Vergleich zwischen Stromgestehungskosten und dem anzulegenden Wert nach EEG-Fördersystematik ist zu beachten, dass die Stromgestehungskosten in realen Preise berechnet und ausgewiesen werden während der anzulegende Wert für die gleitende Marktprämie in nominalen Preisen angegeben wird und für die gesamte Vergütungsdauer konstant bleibt. Festgelegte Höchstwerte für die Ausschreibung beziehen sich auf den anzulegenden Wert und nicht auf die Stromgestehungskosten.

Tabelle 26: Stromgestehungskosten der Offshore-Windenergie in ct/kWh (real, 2015)¹¹³

	20 Betriebsjahre			25 Betriebsjahre		
	2015/16	2020	2025	2015/16	2020	2025
Referenzentwicklung	11,6	8,5	6,8	10,8	7,9	6,3
Max (hohe WACC, niedriger Ertrag, hohe Reserve)	11,6	9,3	7,3	10,8	8,7	6,8
Min (niedriger WACC, hoher Ertrag, niedrige Reserve)	11,6	7,7	6,1	10,8	7,1	5,7

Die Einführung von Ausschreibungen hat den Kostendruck entlang der gesamten Wertschöpfungskette deutlich erhöht. Aus den Geboten sind allerdings keine belastbaren Aussagen zum tatsächlichen Vergütungsbedarf der zwischen 2021 und 2025 zu errichtenden Anlagen zu ziehen. Der tatsächliche Vergütungsbedarf wird sehr stark von der jeweils zur Ausschreibung kommenden Fläche beeinflusst und den dortigen Gegebenheiten. Zuschläge in Höhe von 0 ct/kWh in fünf von zehn Fällen machen die Frage zur Angemessenheit der Förderung zudem bei der Hälfte der bezuschlagten Projekte in den Übergangsausschreibungen hinfällig. Die betreffenden Projekte werden sich – vorbehaltlich der finalen Investitionsentscheidung – vollständig über Erlöse am Strommarkt finanzieren.

¹¹³ Marcus Koepp u. a., „Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Teilvorhaben II f: Windenergie auf See“, Wissenschaftlicher Endbericht, Juli 2019.

Tabelle 27: Zuschlagswerte in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen auf See in Deutschland 2017/18¹¹⁴

Projekt	Ausschreibungszeitpunkt	Zuschlagspreis (ct/kWh)
Gode Wind 3	April 2017	6,0
OWP West	April 2017	0,0
Borkum Riffgrund West 2	April 2017	0,0
He Dreiht	April 2017	0,0
Gode Wind 4	April 2018	9,8
Borkum Riffgrund West 1	April 2018	0,0
Baltic Eagle	April 2018	6,5
Wikinger Süd	April 2018	0,0
Kaskasi	April 2018	nicht öffentlich
Arcadis Ost	April 2018	nicht öffentlich

Gode Wind 4 (132 MW) erhielt mit 9,83 ct/kWh den höchsten Zuschlagswert der beiden Ausschreibungsrunden. Der Zuschlagswert liegt 3,83 ct/kWh über dem Zuschlagswert für Gode Wind 3 (6,0 ct/kWh, April 2017, 110 MW). Die beiden Projekte wurden vom Betreiber Ørsted inzwischen zusammengelegt und sollen vorbehaltlich der finalen Investitionsentscheidung 2024/25 realisiert werden¹¹⁵.

10.2.3 Wettbewerb

10.2.3.1 Wie hat sich die Wettbewerbsintensität in den Ausscheidungsrunden entwickelt, ggf. differenziert nach Ausschreibungssegmenten?

In der ersten Ausschreibung am 01.04.2017 wurden insgesamt 7.023 MW (ohne Hilfsgebote) geboten. In der zweiten Ausschreibung am 01.04.2018 wurden insgesamt 5.606 MW (ohne Hilfsgebote) geboten. Demgegenüber wurden 1.550 MW in beiden Ausschreibungsrunden ausgeschrieben.

10.2.3.2 Wie haben sich die Zuschlagspreise im Zeitverlauf entwickelt ggf. differenziert nach Ausschreibungssegmenten?

Der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert der ersten Ausschreibung beträgt 0,44 ct/kWh. In der zweiten Ausschreibung wurde ein durchschnittlicher, mengengewichteter Zuschlagswert von 4,66 ct/kWh erreicht. Demnach sind die Zuschlagspreise im Zeitverlauf angestiegen. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass bei zehn Zuschlüssen, verteilt auf zwei Gebotstermine, die Aussagekraft für die Entwicklung der Zuschlagspreise im Zeitverlauf begrenzt ist.

Tabelle 28 stellt die bezuschlagten Projekte mit ihren Zuschlagspreisen der ersten und zweiten Ausschreibung für Windenergie auf See dar. Aus der Tabelle wird der Anstieg der Zuschlagspreise ebenfalls deutlich.

¹¹⁴ Koepp u. a.

¹¹⁵ Ørsted, „Ørsted führt zukünftige Offshore-Windparks unter neuen Namen Borkum Riffgrund 3 und Gode Wind 3 zusammen“, 10. September 2019, <https://orsted.de/presse-media/news/2019/09/orsted-borkum-riffgrund-3-gode-wind-3>.

Tabelle 28: Bezuschlagte Projekte mit Zuschlagspreisen¹¹⁶

Projekt	Ausschreibungsrunde	Zuschlagsmenge (MW)	Zuschlagswert (ct/kWh)
Borkum Riffgrund West 2	1	240	0,00
EnBW He Dreiht	1	900	0,00
Gode Wind 3	1	110	6,00
OWP West	1	240	0,00
Baltic Eagle	2	476	6,46
Gode Wind 4	2	132	9,83
Wikinger Süd	2	10	0,00
Kaskasi	2	325	unbekannt
Arcadis Ost 1	2	247	unbekannt
Borkum Riffgrund West 1	2	420	0,00

10.2.3.3 Wie hoch war die gesamte Gebotsmenge in jeder Ausschreibung?

In der ersten Ausschreibung am 01.04.2017 wurden insgesamt 7.023 MW (ohne Hilfsgebote) geboten. In der zweiten Ausschreibung am 01.04.2018 wurden insgesamt 5.606 MW (ohne Hilfsgebote) geboten.

10.2.3.4 Wie viele Projekte haben in jeder Ausschreibung teilgenommen?

An der ersten Ausschreibung haben 19 Projekte teilgenommen. An der zweiten Ausschreibung haben 16 Projekte teilgenommen.

10.2.3.5 Wie viele Bieter haben in jeder Ausschreibung teilgenommen?

Zu dieser Frage kann laut BNetzA keine Antwort veröffentlicht werden, da sonst Rückschlüsse auf einzelne Bieter möglich seien.

10.2.3.6 Wie hoch war die gesamte Mindestgebotsmenge in jeder Ausschreibung?

In der ersten Ausschreibung betrug die Mindestgebotsmenge 5.302 MW. In der zweiten Ausschreibung betrug die Mindestgebotsmenge 3.814 MW.

¹¹⁶ Quellen: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/nationale-ausschreibungen-und-ergebnisse.html?cms_docId=577128
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Offshore/offshore-node.html
https://www.nera.com/content/dam/nera/publications/2017/PUB_Offshore_EMI_German_A4_0417.pdf
https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/bericht-eeg-7-wind-auf-see.pdf?__blob=publicationFile&v=6
<http://www.knkwind.de/>
<https://www.4coffshore.com/>
<https://www.wab.net/fileadmin/media/Downloads/Karten/2017-WAB-Offshoretabelle.pdf>
<https://www.wab.net/fileadmin/media/Downloads/Karten/2017-WAB-Offshorekarte.pdf>
https://www.thewindpower.net/windfarms_list_de.php

10.2.3.7 Wie viele Bieter haben eine von der Gebotsmenge abweichende Mindestgebotsmenge angegeben?

In der ersten Ausschreibung wurde für acht Gebote eine abweichende Mindestgebotsmenge angegeben. In der zweiten Ausschreibung wurde für 13 Gebote eine abweichende Mindestgebotsmenge angegeben.

10.2.3.8 Wie viele Hilfsgebote (Anzahl und Kapazität) wurden in jeder Runden abgegeben?

In der ersten Ausschreibung wurde für acht Hilfsgebote mit einer Kapazität von 1.833 MW abgegeben. In der zweiten Ausschreibungsrunde wurde für 10 Hilfsgebote mit einer Kapazität von 2.099 MW abgegeben.

10.2.3.9 Wie viele Nullgebote wurden in der jeweiligen Ausschreibung abgegeben und wie viele davon wurden bezuschlagt?

Zu dieser Frage kann laut BNetzA keine Antwort veröffentlicht werden, da sonst Rückschlüsse auf einzelne Bieter möglich seien.

10.2.3.10 Wie hat sich die Ausgestaltung der Hilfsgebote auf das Ausschreibungsergebnis ausgewirkt?

Bei Bezuschlagung ohne Berücksichtigung der Hilfsgebote verändern sich die Ausschreibungsergebnisse nicht. Somit hat sich die Ausgestaltung der Hilfsgebote nicht auf das Ausschreibungsergebnis ausgewirkt.

10.2.3.11 Wie hat sich die Umsetzung der Restriktion bzgl. der Clusterinternen Kapazitätsknappheit auf das Ausschreibungsergebnis ausgewirkt?

Zu dieser Frage kann laut BNetzA keine Antwort veröffentlicht werden, da sonst Rückschlüsse auf einzelne Bieter möglich seien.

10.2.3.12 Welche Auswirkungen hat die Übertragbarkeit des Eintrittsrechts?

Es ist nicht beurteilbar, ob Gebote einzig mit dem Ziel abgegeben wurden, das Eintrittsrecht zu erhalten.

10.2.3.13 Ist der Höchstwert je Ausschreibung angemessen (12 ct/kWh in der ersten Runde und 10 ct/kWh in der zweiten Runde)?

Auf Basis der öffentlich verfügbaren Zuschlagswerte kann davon ausgegangen werden, dass die Höchstwerte angemessen waren. Eine abschließende Einschätzung kann aber nur mit Kenntnis aller Zuschlags- und Gebotsdaten abgegeben werden.

10.2.3.14 Gab es ein strategisches Gebotsverhalten?

Auf Basis der zur Verfügung stehenden Informationen gibt es keine Indizien und Indikatoren, die dafür sprechen, dass verzerrende Gebote abgegeben wurden. Als verzerrend gelten Gebote dann, wenn sie nicht auf dem jeweiligen Kosten-/Erlöskalküls (Erwartungen im Markt) und dem erwarteten Wettbewerb in der Auktion beruhen.

10.2.3.15 Ist eine Marktkonzentration zu beobachten?

Aufgrund der Heterogenität der Zuschläge ist bisher keine Marktkonzentration erkennbar.

10.2.4 Realisierungsrate; Präqualifikationsbedingungen, Pönalen und Fristen

10.2.4.1 Wie hoch sind die Realisierungsraten, ggf. differenziert nach Ausschreibungssegmenten?

Zur Realisierungsrate der Übergangsausschreibungen bei Windenergie auf See sind derzeit noch keine belastbaren Aussagen möglich, da die Realisierungsfrist erst 2025 abläuft. Aktuell planen nach unserer Information alle erfolgreichen Bieter die Realisierung der Anlagen.

10.2.4.2 Welche Ursachen gibt es für Nichtrealisierung, Verspätungen und Abweichungen zwischen Zuschlagsmenge und installierte Leistung?

Diese Frage ist aktuell noch nicht zu beantworten.

10.2.4.3 Sind die materiellen und finanziellen Qualifikationsanforderungen angemessen?

In Anbetracht der starken Wettbewerbssituation und mangels entgegenstehender Anhaltspunkte bei den Übergangsausschreibungen wird davon ausgegangen, dass die Qualifikationsanforderungen angemessen waren.

10.2.4.4 Sind die Pönalen bei Nichtrealisierung bzw. Verspätung der Realisierung angemessen? Haben die Sicherungsmaßnahmen/Pönalen gewirkt?

Zum aktuellen Zeitpunkt ist noch unklar, inwieweit die Sicherungsmaßnahmen/Pönalen wirken, da die Realisierungsfrist der Anlagen noch nicht abgelaufen ist. An der durchgeführten Bieterbefragung hat ein Bieter für Windenergieanlagen auf See teilgenommen. Dieser hält die Pönale im Übergangsmodell für angemessen.

10.2.4.5 Sind die jeweiligen Realisierungsfristen angemessen?

Da die Realisierungsfrist der Anlagen noch nicht abgelaufen ist, kann zum aktuellen Zeitpunkt keine Aussage zu den tatsächlichen Realisierungen sowie der generellen Angemessenheit im Allgemeinen getätigt werden. An der durchgeführten Bieterbefragung hat ein Bieter für Windenergieanlagen auf See teilgenommen. Dieser hält die Realisierungsfristen für angemessen.

10.2.5 Regionale Verteilung und Steuerung, Netz- und Systemintegration

10.2.5.1 Wie unterscheiden sich die Gebotspreise nach Küstenentfernung, Wassertiefe sowie Nord- und Ostsee?

Zwischen Gebotswerten und Küstenentfernung sowie zwischen Gebotswerten und Wassertiefe ist laut BNetzA kein Zusammenhang erkennbar.

10.2.5.2 Wäre es ohne die Mindestmenge für die Ostsee zu einem anderen Ergebnis gekommen?

Ohne die Mindestmenge für die Ostsee läge der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert in 2018 bei 3,85 ct/kWh.

10.2.6 Ausschreibungsverfahren

10.2.6.1 Wie transparent/verständlich ist das Verfahren?

Offshore-Projekte werden üblicherweise von großen, professionellen Akteuren initiiert und betrieben. Es kann davon ausgegangen werden, dass das Verfahren für diese Akteure angemessen und verständlich ist.

10.2.6.2 Gab es fehlerhafte/ungültige Gebote?

In der Ausschreibung am 01.04.2017 gab es ein fehlerhaftes/ungültiges Gebot. In der Ausschreibung am 01.04.2018 gab es ebenfalls ein fehlerhaftes/ungültiges Gebot. In beiden Fällen wurden gesetzliche Vorgaben bzw. Formatvorgaben an Gebote nicht erfüllt.

10.2.6.3 Wie hoch ist der administrative Mehraufwand durch Ausschreibungen?

Der administrative Mehraufwand für die BNetzA kann an der Gebühr in Höhe von 4.727,29 € je Gebot gemessen werden. Dieser ergibt sich nach AGebV wie folgt:

Tabelle 29: Administrative Mehraufwand durch Ausschreibungen bei Windenergie auf See

Dienststart	Minuten	Stundensatz (in EUR)	Satz pro min (in EUR)	Gesamte Kosten pro Dienststart (in EUR)
mittlerer Dienst	98	54,75	0,91	89,43
gehobener Dienst	146	67,30	1,12	163,76
höherer Dienst	3.172	84,63	1,41	4.474,11
Total				4.727,29

10.3 Diskussion

Die Übergangsausschreibungen für Windenergie auf See haben zu einer deutlichen und über alle Erwartungen hinausgehenden Senkung der Förderbedarfe für Windenergie auf See-Anlagen geführt. Dies ist zumindest dann der Fall, wenn die Anlagen zu den gebotenen anzulegenden Werten auch realisiert werden. Aktuell scheinen die bezuschlagten Akteure eine Realisierung zu planen.

Im Übergangssystem wird keine weitere Ausschreibung mehr stattfinden, entsprechend besteht ein Weiterentwicklungsbedarf nur hinsichtlich des zukünftigen zentralen Ausschreibungsmodells. Einige wichtige Punkte im Kontext einer möglichen Weiterentwicklung werden im Folgenden kurz diskutiert:

Anpassung der Höchstwerte

Für den Höchstwert im zentralen Modell wurde ursprünglich der geringste gebotene Wert aus den Übergangsausschreibungen vorgesehen. Die ist angesichts der erfolgten Nullgebote nicht mehr sinnvoll. Ein neuer Höchstwert muss daher festgelegt werden.

Umgang mit Nullgeboten

Die erfolgten Nullgebote zeigen, dass einige Akteure erwarten, dass ein Windpark auf See zu regulären Marktpreisen rentabel betrieben werden kann. Um eine sinnvolle Gebotsreihung auch bei mehreren Nullgeboten zu ermöglichen, werden aktuell unterschiedliche Optionen untersucht, insbesondere die Einführung einer zweiten Gebotskomponente. In diesem Zusammenhang ist auch die Einführung eines zweiten Gebotsverfahrens zur Ermittlung der zweiten Gebotskomponente möglich, das als dynamisches Verfahren ausgestaltet wird.

Anhebung des Ausbauziels für 2030

Aufgrund der Zielsetzung, bis 2030 65 % erneuerbare Energien in der Stromerzeugung zu erreichen, soll das Ausbauziel für Windenergie auf See von 15 auf 20 GW in 2030 erhöht werden. Dazu muss auch eine Anpassung der jährlich angestrebten Ausbauleistung erfolgen. Zudem ergeben sich Folgeüberlegungen hinsichtlich einer möglichen Beschleunigung der Prozesse, der Identifikation möglicher Flaschenhälse (bspw. beim landseitigen Netzausbau) sowie des Umgangs mit größeren jährlichen Ausschreibungsmengen.

Die hier andiskutierten Optionen wurden und werden im Rahmen des aktuellen Vorhabens weiter analysiert und bearbeitet.

11. GRENZÜBERSCHREITENDE AUSSCHREIBUNGEN

Dieses Kapitel adressiert Fragen des Fragenkatalogs, die die grenzüberschreitenden Ausschreibungen betreffen. Zur besseren Orientierung sind in den technologiespezifischen Teilen die Überschriften in Frageform gehalten.

11.1 Einleitung

Das EEG sieht grenzüberschreitende Ausschreibungen im Umfang von bis zu 5 Prozent der jährlich zu installierenden Leistung vor. Diese grenzüberschreitenden Ausschreibungen sollen es Anlagen, die auf dem Staatsgebiet von anderen Mitgliedsstaaten der Europäischen Union errichtet werden, ermöglichen, durch das EEG gefördert zu werden und umgekehrt auch Anlagen in Deutschland durch das System des Mitgliedssattes fördern zu lassen.

Die Förderung von Erneuerbaren-Strom aus dem Ausland ist nach § 5 Abs. 3 EEG 2017 an drei Voraussetzungen geknüpft:

1. Zwischen Deutschland und dem Partnerland wird eine völkerrechtliche Vereinbarung im Sinne der Kooperationsmechanismen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie abgeschlossen.
2. Die Kooperation basiert auf dem Prinzip der Gegenseitigkeit. Das bedeutet, dass Deutschland seine Ausschreibungen für Anlagen im Ausland öffnet, wenn der Kooperationsstaat umgekehrt seine Ausschreibungen in einem vergleichbaren Umfang für Anlagen in Deutschland öffnet.
3. Der Strom muss einen tatsächlichen Effekt auf den deutschen Strommarkt haben ("physischer Import").

Eine erste Pilot-Ausschreibung für PV-Freiflächenanlagen hat 2016 in Kooperation mit dem Königreich Dänemark stattgefunden. Deutschland und Dänemark haben jeweils eine geöffnete Ausschreibung durchgeführt. In Deutschland wurde die geöffnete Ausschreibung mit einem Volumen von 50 Megawatt (MW) von der Bundesnetzagentur durchgeführt. Aus beiden Ländern wurden zahlreiche Gebote eingereicht, insgesamt mit einem Volumen von 297 MW. In der geöffneten dänischen Ausschreibung von 08.12.2016 wurde eine fixe Marktpremie für ein Volumen von 20 MW ausgeschrieben. Davon waren 2,4 MW für Gebote aus Deutschland geöffnet. Für Anlagen aus Deutschland wurden keine Gebote abgegeben.

Im Folgenden wird im Wesentlichen die geöffnete deutsche Ausschreibung betrachtet.

Weitere grenzüberschreitende Ausschreibungen sind nicht erfolgt. Das Ziel, jährlich 5 Prozent zu öffnen, wurde insofern bis dato nicht erreicht.

11.1.1 Das Ausschreibungsdesign der grenzüberschreitenden Ausschreibung

Die nationalen Bedingungen zur Durchführung dieser Ausschreibungen sind in der Grenzüberschreitenden-Erneuerbare-Energien-Verordnung (GEEV)¹¹⁷ geregelt. Zudem werden die geltenden Bedingungen durch das völkerrechtliche Abkommen mit Dänemark¹¹⁸ konkretisiert.

Im Fall der für Bieter in Dänemark geöffneten deutschen Ausschreibung basierte das Ausschreibungsdesign auf dem Design der nationalen Ausschreibungen. Es weicht in folgenden Punkten vom nationalen Design ab:

¹¹⁷ http://www.gesetze-im-internet.de/geev_2017/index.html

¹¹⁸ <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/J-L/kooperationsvereinbarung-zwischen-deutschland-und-daenemark.html>

- **Flächennachweis:** Bieter waren lediglich verpflichtet, einen Nachweis über die Flächensicherung einzureichen. Die Anforderung, einen beschlossenen Bebauungsplan, einen Offenlegungs- oder einen Aufstellungsbeschluss einzureichen, entfielen.
- **Gebotssicherheit:** Für die Gebote war eine erhöhte Sicherheit von 70 Euro pro gebotenes Kilowatt zu leisten.
- **Preismechanismus:** Für die geöffnete grenzüberschreitende Ausschreibung wurde der Zuschlagswert im Einheitspreisverfahren ("uniform pricing") ermittelt.

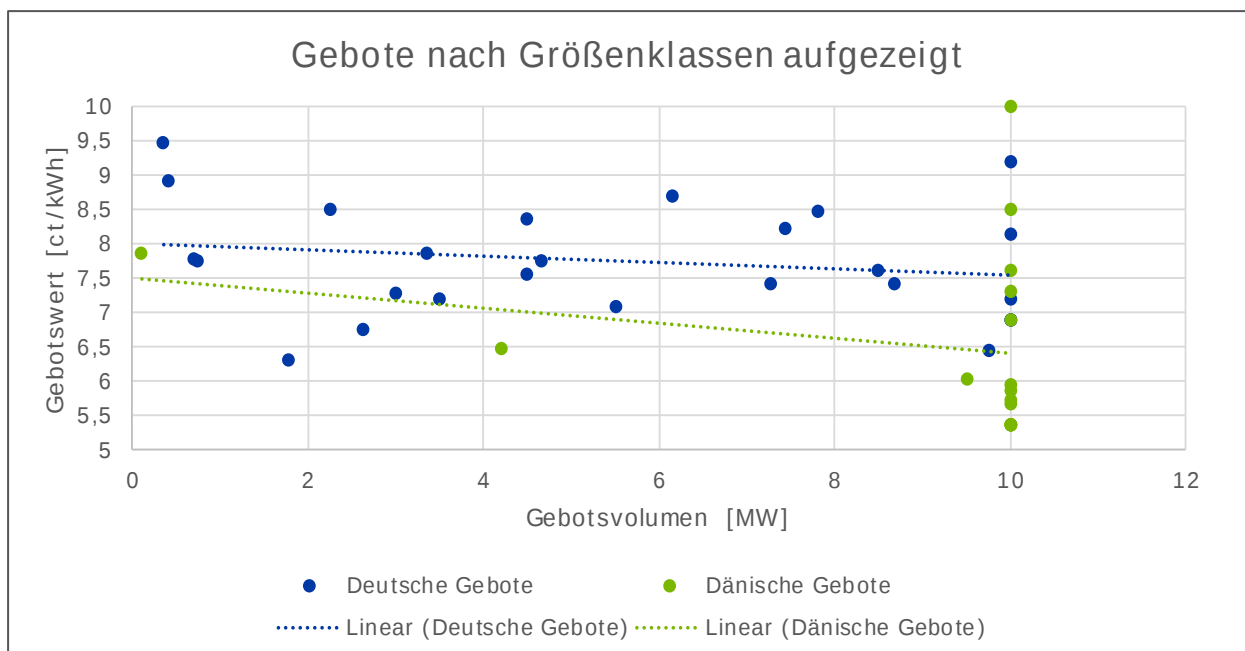
Wie in der parallel stattfindenden nationalen Ausschreibung galt ein Gebotshöchstwert von 11,09 ct/kWh. Für Freiflächenanlagen, die im Königreich Dänemark errichtet werden sollten, bestand keine Flächenrestriktion. Zum Zeitpunkt der Ausschreibungsrunde konnten in Deutschland keine Projekte auf landwirtschaftlich nutzbaren Flächen („Ackerflächen“) teilnehmen.

11.2 Evaluierungsfragen des Fragenkatalogs

11.2.1 Bestands- und Technologieentwicklung

11.2.1.1 Wie verteilen sich die Zuschläge nach unterschiedlichen Anlagengrößen?

In der geöffneten deutschen Ausschreibung haben fast alle Gebote aus Dänemark das maximale Gebotsgröße von 10 MW ausgeschöpft. Gebote aus Deutschland weisen eine breite Streuung der Gebotsgröße auf. Die durchschnittliche Gebotsgröße der dänischen Projekte lag um 3,5 MW über der durchschnittlichen Gebotsgröße deutscher Gebote. Die fünf bezuschlagten Gebote haben eine Anlagengröße von je 10 MW.



**Abbildung 114: Verteilung der deutschen und dänischen Gebote nach Gebotsgröße
(Abbildung beinhaltet unveröffentlichte, gebotsspezifische Daten) (Quelle: Navigant)**

11.2.1.2 Auf welchen Flächen wurden Projekte bezuschlagt?

Alle bezuschlagten Projekte wurden auf landwirtschaftlich nutzbaren Flächen in Dänemark errichtet.

11.2.2 Förderkostenreduktion und Förderhöhe

11.2.2.1 Wie entwickelt sich die Förderhöhe? a) Gesamtförderhöhe (anzulegender Wert) b) umzulegende Marktprämie jeweils, im Vergleich zu den nationalen Ausschreibungen und aufgeschlüsselt nach den jeweiligen Staaten

Insgesamt wurden 43 Gebote von 5,38 ct/kWh bis 10,00 ct/kWh mit einem Gebotsvolumen von 297 MW abgegeben (fast fünffache Überzeichnung). Dänische Bieter haben durchschnittlich 1,2 ct/kWh niedriger geboten.

Tabelle 30: Übersicht über Gebote in der grenzüberschreibenden Ausschreibung

	Dänemark	Deutschland
Anzahl Gebote	17	26
Gebotsvolumen	153 MW	143 MW
Durchschnittliche Gebotsgröße	9 MW	5,5 MW
Niedrigster Gebotswert	5,38 ct/kWh	6,32 ct/kWh
Mengengewichteter Gebotswert	6,44 ct/kWh	7,64 ct/kWh

Der Zuschlagswert der fünf bezuschlagten Angebote betrug 5,38 ct/kWh. Der Zuschlagswert lag damit deutlich unter jenen Zuschlagswerten, die zur gleichen Zeit in den nationalen Ausschreibungen erzielt wurden. In der sechsten nationalen Ausschreibungsrunde, welche nur wenige Tage nach der geöffneten Ausschreibung durchgeführt wurde, lagen die Zuschlagswerte zwischen 6,26 ct/kWh und 7,17 ct/kWh.

Alle bezuschlagten Anlagen wurden im Mai 2018 realisiert. Abbildung 115 zeigt die geleisteten Förderzahlungen im Zeitraum von Juni 2018 bis Oktober 2019. Während dieses Zeitraums überstieg der Marktwert den Zuschlagspreis in sechs Monaten, weshalb keine Förderzahlungen in diesen Monaten erfolgten. In den Monaten Februar bis Oktober 2019 wurde eine gleitende Marktprämie von 1 – 2 ct/kWh gezahlt¹¹⁹.

¹¹⁹ Monatliche Berechnungen der Marktwerte seit Mai 2018 sind auf folgender Seite der BNetzA verfügbar:
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Internat_Ausschreibungen/PV_Daenemark_23_11_2016/23112016_PV_DK_node.html

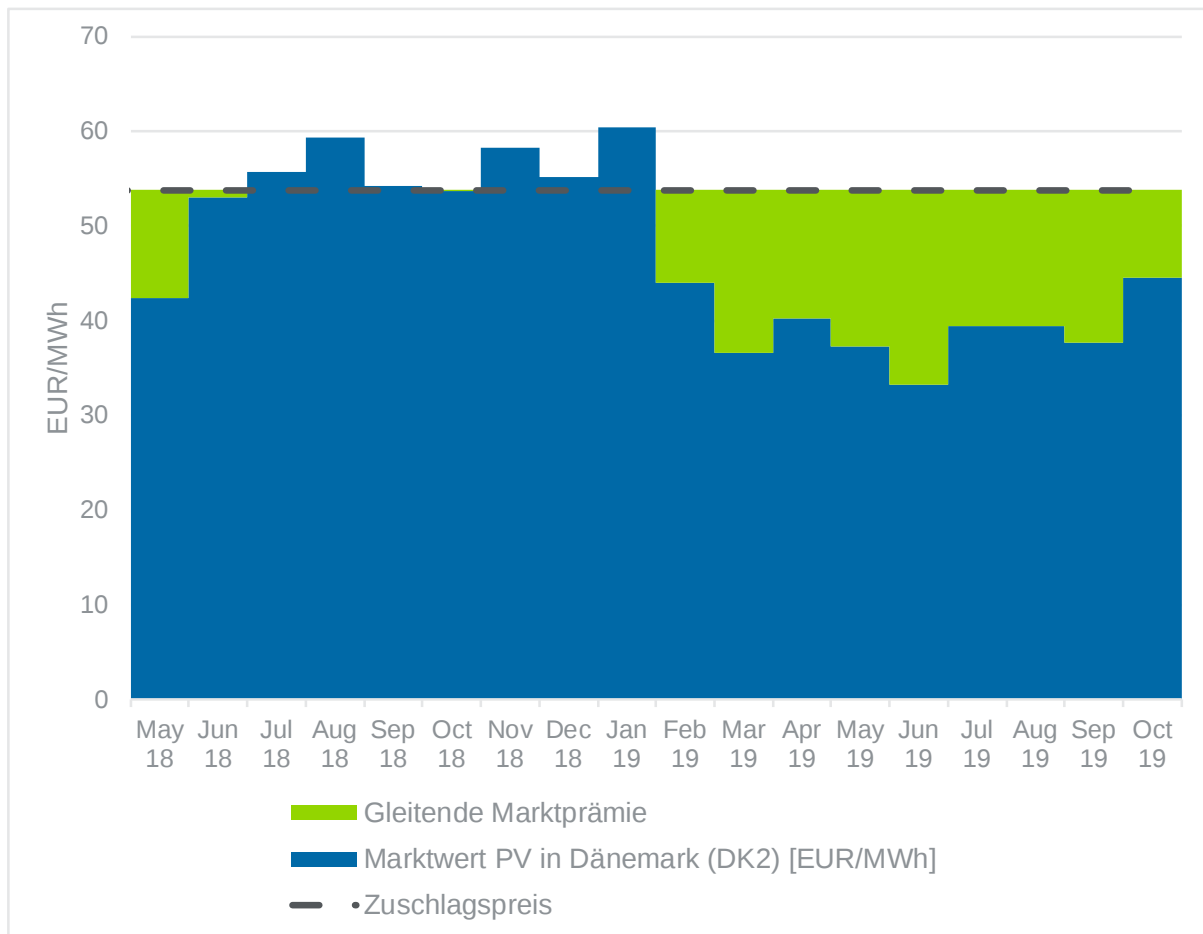


Abbildung 115: Höhe des Marktwertes und der Förderzahlungen an Anlagen in Dänemark
(Quelle: Fraunhofer ISI & Navigant, basierend auf Daten der BNetzA)

Die geleisteten Förderzahlungen unter der gleitenden Marktprämie lagen (mit Ausnahme von Juni 2019) niedriger als die geleisteten Zahlungen unter der fixen Marktprämie in Dänemark. Abbildung 116 vergleicht die geleistete Förderzahlung an bezuschlagte Projekte der geöffneten deutschen Ausschreibung (gleitende Marktprämie) mit den geleisteten Förderzahlungen für die bezuschlagten Gebote der geöffneten dänischen Ausschreibung (fixe Marktprämie). Gründe für die höheren Förderzahlungen in der dänischen Ausschreibung sind zum einen die geringere Anlagengröße von durchschnittlich 2,2 MW im Vergleich zu durchschnittlich 10 MW in der deutschen Ausschreibung und zum anderen das mit der fixen Marktprämie verbundene Risiko unsicherer Einnahmen durch die Stromvermarktung.

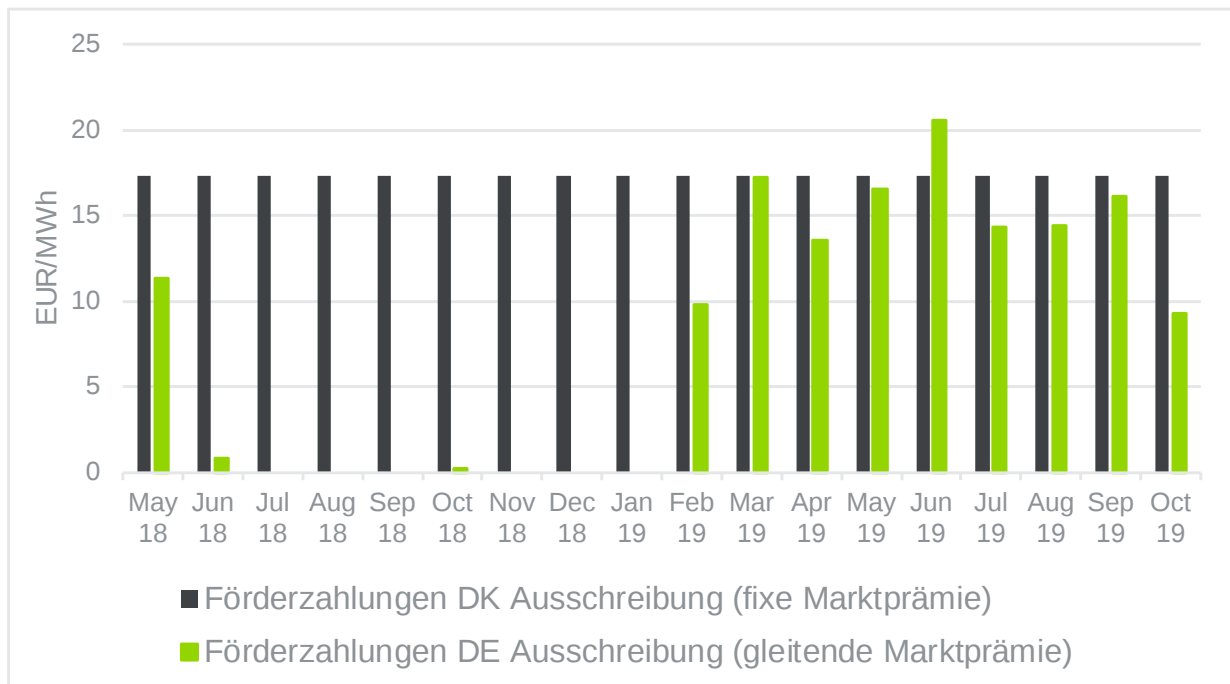


Abbildung 116: Vergleich der Förderzahlungen der geöffneten deutschen und dänischen Ausschreibung (Quelle: Fraunhofer ISI & Navigant, basierend auf Daten der BNetzA)

11.2.3 Wettbewerb

Die folgenden Ausführungen basieren auf Arbeiten aus dem BMWi-Vorhaben „Unterstützungsleistungen bei der Ausgestaltung zur Öffnung von Fördersystemen für Strom aus Erneuerbaren Energien für im Ausland erzeugten Strom“.

11.2.3.1 Welche Einflussfaktoren (Steuern, Abgaben, Abschreibungsmöglichkeiten) außerhalb der Ausschreibungsdesigns haben die Zuschlagsraten in den jeweiligen Ländern beeinflusst?

Insgesamt war das Ausschreibungsergebnis einseitig. Die durchschnittlichen dänischen Gebotswerte lagen um 1,2 ct/kWh niedriger als die Deutschen. Das Ausschreibungsergebnis ist bedingt durch eine Reihe von Faktoren, die außerhalb des Ausschreibungsdesigns liegen. Die wichtigsten Faktoren (natürliches Potenzial, Steuern, Flächenkulisse und alternative Realisierungsmöglichkeiten) werden im Folgenden dargelegt.

Natürliches Potenzial: Dänemark weist im Durchschnitt bessere natürliche Potenziale auf. In der folgenden Grafik werden die Volllaststunden dargestellt, die an Standorten mit unterschiedlicher Güte erzielt werden (Bsp. „DK_East_10p“ zeigt die Volllaststunden die an den besten 10 % der Standorte im Osten Dänemarks erzielt werden).

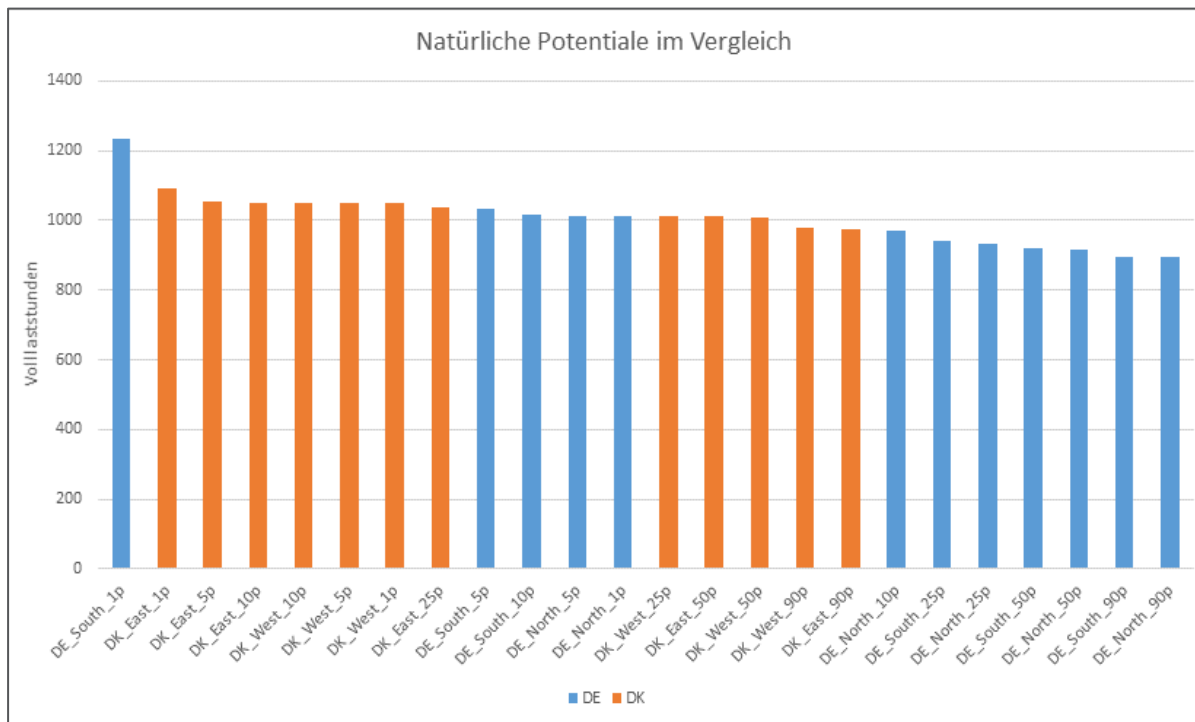


Abbildung 117: Vergleich der natürlichen Potenziale für Solar-PV in Deutschland und Dänemark, Quelle: Fraunhofer-ISI / Navigant

Abgesehen von den besten Standorten in Süddeutschland, weisen viele sehr gute Standorte in Dänemark höhere Volllaststunden als Standorte in Deutschland auf. Grund für die höheren Volllaststunden in Dänemark ist die geringere Wolkenbildung über den Küsten sowie die kühleren Temperaturen, welche eine höhere Effizienz der PV-Module ermöglichen. Je nachdem, welche Standorte aus Deutschland teilgenommen haben, können die höheren Volllaststunden ein Faktor für die geringeren Gesamtkosten und niedrigeren Gebotswerte sein. Beim Vergleich der 10 % besten Standorte in Dänemark und Deutschland ergibt sich für die dänischen Standorte bspw. ein Kostenvorteil von ca. 0,4 ct/kWh.

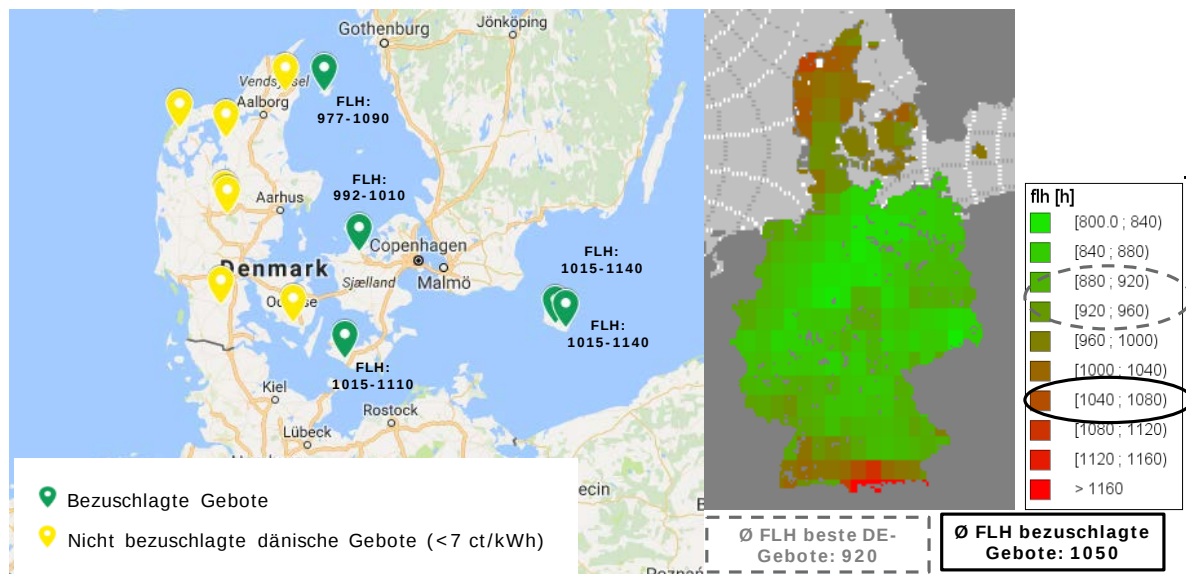


Abbildung 118: Schätzung der Volllaststunden pro Standort deutscher und dänischer Gebote
(Berechnungen des FN ISI auf Basis der Daten der BNetzA)

Abbildung 118 zeigt lediglich alle Gebote unter 7 ct/kWh. Die fünf bezuschlagten Standorte in Dänemark weisen durchschnittlich ca. 1.050 Volllaststunden auf. Die fünf niedrigsten Gebote aus Deutschland wurden an Standorten mit durchschnittlich ca. 920 Volllaststunden abgegeben. Daraus ergibt sich ein Kostenvorteil der bezuschlagten dänischen Gebote von ca. 0,76 ct/kWh ggü. den günstigsten DE-Geboten. Bei 920 VLS statt 1.050 VLS, stiege die Gebotshöhe der bezuschlagten Anlagen von 5,38 ct/kWh auf voraussichtlich 6,15 ct/kWh.

Steuerliche Bedingungen: Es gilt zu berücksichtigen, dass Steuern hier vereinfachend generisch betrachtet wurden. Die tatsächlich anfallenden Steuern können projekt- bzw. unternehmensabhängig stark abweichen.

Projektierer in Dänemark unterliegen einer geringeren Unternehmensbesteuerung (22 %) als deutsche Projektierer. Innerhalb von Deutschland variiert die Unternehmensbesteuerung zwischen 25 % und 33 %, da Gemeinden den Hebesatz bei der Gewerbesteuer selbstständig festlegen können.

Die steuerlichen Abschreibungsmodalitäten für Projekte mit einer Größe oberhalb von 1 MW unterscheiden sich wie folgt: In Deutschland werden Investitionen linear über 20 Jahre, d. h. mit 5 % p. a., abgeschrieben. In Dänemark können Investitionen mit bis zu 15 % jährlich auf den Restbuchwert abgeschrieben werden. D. h. dänische Projektierer können anfangs eine größere Summe abschreiben. Höhere Abschreibungen am Anfang des Projektes führen zu einer geringeren Steuerlast am Anfang des Projektes, was sich positiv auf den Barwert (Net Present Value, NPV) des jeweiligen Projekts und damit positiv auf die Gebotshöhe auswirkt.

Um die Auswirkungen der steuerrechtlichen Unterschiede auf die Gebotshöhe zu berechnen, wurden drei Szenarien unterschiedlicher deutscher Steuerraten (25 %, 29,7 % und 33 %) sowie linearer Abschreibung von 5 % mit einem Referenzszenario „Dänemark“ mit der dänischen Steuerrate (22 %) und Abschreibungsmodalitäten (15 % auf den Restbuchwert) mit Hilfe einer Cashflow-Analyse verglichen (siehe Tabelle 31). In Summe ergeben sich Unterschiede zwischen den drei Szenarien und dem dänischen Referenzszenario von 0,07 – 0,16 ct/kWh (davon 0,01 – 0,06 ct/kWh bedingt durch unterschiedliche Steuerraten und 0,06 – 0,1 ct/kWh bedingt durch unterschiedliches Abschreibungsregime).

In der Gesamtsumme haben die Steuerrate und Abschreibungsmodalität im Vergleich zu anderen Faktoren eine geringe Auswirkung.

Tabelle 31: Gebotshöhen für drei exemplarische Anlagen A, B, C im Vergleich zum Referenzszenario „Dänemark“ (22 % Unternehmensbesteuerung und 15 % Abschreibung auf Restbuchwert) mit einer Gebotshöhe von 5,81 ct/kWh

	Gebotshöhe	Gesamtunterschied gegenüber Referenzszenario „Dänemark“	Delta Steuer	Delta Abschreibung
Anlage A: Steuer: 25 %, lineare Abschreibung DE	5,88 ct/kWh	0,07 ct/kWh	0,01 ct/kWh	0,06 ct/kWh
Anlage B: Steuer: 29,7 %, lineare Abschreibung DE	5,93 ct/kWh	0,12 ct/kWh	0,04 ct/kWh	0,08 ct/kWh
Anlage C: Steuer: 33 %, lineare Abschreibung DE	5,97 ct/kWh	0,16 ct/kWh	0,06 ct/kWh	0,1 ct/kWh

Quelle: Navigant

Flächenkulisse: Anders als in Deutschland waren Projekte auf Ackerflächen in Dänemark zugelassen. In Deutschland war das in diesem Jahr mögliche Kontingent bereits erschöpft. Bislang lässt sich für Deutschland kein systematischer Vorteil von Anlagen auf Ackerflächen belegen. In vielen Runden lagen die mengengewichteten Gebotspreise für Anlagen auf Acker- und Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten im mittleren oder oberen Bereich der Gebote nach Flächenkategorien, nur in den Runden Oktober 2018 bis Februar 2019 lagen die Gebotspreise um ca. 0,3 ct/kWh bzw. in der Sonderausschreibung vom März 2019 um 1,1 ct/kWh niedriger als die zweitgünstige Flächenkategorie (siehe Abschnitt 8.2.3.3). Konkrete Informationen zu den Pachtpreisen der Bieter in Dänemark und in Deutschland sind nicht vorhanden. Dennoch kann davon ausgegangen werden, dass dänische Projektierer Kostenvorteile aufgrund der unterschiedlichen Flächenkulisse hatten.

Keine alternativen Realisierungsmöglichkeiten und Pipelineeffekt in Dänemark: Am 10. Mai 2016 hat die dänische Regierung das sog. „60/40 Programm zur Solarförderung“ mit sofortiger Wirkung gestoppt, nachdem Projekte mit einem überraschend großen Gesamtvolumen von 4,5 GW beantragt wurden. Zum selben Zeitpunkt war die Kooperation mit Dänemark bereits (inhaltlich) finalisiert. Die garantierte Vergütung des dänischen 60/40 Programms betrug DKK 0,60 (8,1 €ct/kWh) für die ersten 10 Jahre und DKK 0,40 (5,4 €ct/kWh) für die nächsten 10 Jahre. Nachdem so viele Anträge zu diesem Förderniveau eingegangen sind, war zu erwarten, dass Projekte aus Dänemark, deren Anträge nicht mehr zum Zuge kamen, in der geöffneten DE-Ausschreibung bieten würden, insbesondere da die zukünftige Förderung von PV in Dänemark ungewiss war. Es ist daher davon auszugehen, dass der Mangel an alternativen Realisierungsmöglichkeiten für Projekte in Dänemark zu einer intensiven Wettbewerbssituation zwischen dänischen Bietern führte und daher ein Anreiz bestand, die Gebotshöhe so weit wie möglich zu reduzieren.

Projektierer in Deutschland konnten jedoch alternativ an den nationalen Ausschreibungen mit einem verlässlichen Volumen teilnehmen und hatten somit alternative Realisierungsmöglichkeiten. Ein guter Standort in Deutschland hatte daher keine Gründe unter den Werten zu bieten, die er in der technologiespezifischen Ausschreibung in Deutschland erwarten durfte.

Weitere potenzielle Ursachen für den Unterschied in den Gebotswerten zwischen dänischen und deutschen Geboten wurden untersucht, bspw. die Höhe der versunkenen Kosten von Anlagen, die im dänischen „60/40 Programm zur Solarförderung“ nicht mehr zum Zug kamen, oder Unterschiede im Anlagenbegriff bzw. der Anlagenzusammenfassungsverordnung, welche potenziell zu Anlagen von über 10 MW in Dänemark geführt hätten können. Die Auswirkungen dieser Aspekte wurden jedoch als irrelevant bzw. nicht ausschlaggebend für das Ergebnis bewertet.

11.2.4 Realisierungsrate; Präqualifikationsbedingungen, Pönalen und Fristen

11.2.4.1 Wie ist die Realisierungsrate in den jeweiligen Staaten?

Die Realisierungsrate beträgt 100 %. Alle Projekte wurden in Höhe ihres angegebenen Volumens fristgerecht realisiert.

11.2.4.2 Wie viele Kalendermonate nach Bekanntgabe des Zuschlags werden Projekte realisiert?

Alle fünf Projekte wurden unmittelbar vor Ende der pönalfreien Realisierungsfrist von 18 Monate nach der Bezuschlagung realisiert (im Mai 2018).

11.2.5 Räumliche Verteilung und Steuerung, Netz- und Systemintegration

11.2.5.1 Wie verteilen sich Zuschläge in den jeweiligen Staaten? Wie viele Gebote und Zuschläge für Anlagen im Ausland gab es in der "geöffneten" Ausschreibung?

Das gesamte Ausschreibungsvolumen in Höhe von 50 MW wurde in Dänemark bezuschlagt. Abbildung 118 gibt die Standorte der bezuschlagten Gebote wieder. Vier der fünf Anlagen befinden sich im Marktgebiet DK2 – Ost, eine Anlage im Marktgebiet DK1 – West.

11.2.5.2 Welche Systemintegrationskosten sind mit dem jeweiligen Zubau in den jeweiligen Ländern verbunden?

Die Diskussion zu Netz- und Systemintegrationskosten von Anlagen in Deutschland zeigt, dass die Bestimmung dieser Kosten zum Teil aufwändige quantitative Analysen und Modellierungen erfordert und zum Teil auch mit Unsicherheiten behaftet ist (siehe Abschnitt 5). Entsprechende Analysen liegen für das Ausland nicht vor und wurden auch für Deutschland nicht in diesem Vorhaben, sondern in anderen Studien durchgeführt. Daher liegen keine Anhaltspunkte vor, die eine Beantwortung dieser Frage ermöglichen würden. Es kommt hinzu, dass die Anzahl der bisher im Rahmen der grenzüberschreitenden Ausschreibungen bezuschlagten Anlagen gering ist. Gleichzeitig können bezüglich der Netz- und Systemintegrationskosten tendenziell nur Aussagen über durchschnittliche Wirkungen getroffen werden, die sich also eher auf größere Kollektive beziehen. Bei der geringen Zahl an bezuschlagten Anlagen dürften jedoch die in jedem Einzelfall relevanten Sondereffekte überwiegen.

11.2.6 Akteursvielfalt

11.2.6.1 Wie hat sich die Akteursstruktur bei den geöffneten Ausschreibungen entwickelt?

Alle fünf Zuschläge entfallen auf einen dänischen Projektierer, European Energy. Darüber hinaus liegen keine Informationen zur Akteursstruktur der Bieter vor.

11.2.6.2 Wie sind die Auswirkungen auf kleine Akteure und Bürgerenergiegesellschaften?

Zur Größe der Teilnehmer lässt sich keine Aussage treffen.

11.2.7 Ausschreibungsverfahren

Die Teilnahmegebühr betrug wie bei den nationalen Ausschreibungen auch 715 Euro pro Gebot.

Das Verfahren wurde gemäß der Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung (GEEV) und einem zu diesem Zweck geschlossenen völkerrechtlichen Vertrag durchgeführt. Für die Teilnehmer mit deutschen Anlagen glichen die Ausschreibungsmodalitäten denen aus der technologiespezifischen Ausschreibung. Die Ausschreibungsbedingungen. Insofern gelten die Analysen analog zu Abschnitt 8.2.7.

Für die dänischen Bieter wurden alle Formulare und Formblätter als Service auf Englisch übersetzt. Von den insgesamt 43 eingereichten Geboten mussten lediglich zwei Gebote mit einem Volumen von 10,4 MW ausgeschlossen werden.

11.3 Diskussion

Das EEG 2017 erklärt als Ziel, fünf Prozent der jährlich ausgeschriebenen Kapazität für Anlagen aus dem Ausland zu öffnen. Dieses Ziel wurde bis dato verfehlt, da lediglich eine grenzüberschreitende Ausschreibung im Jahr 2016 stattgefunden hat. Diese hatte zusätzlich ein niedriges Volumen. Allgemeingültige Aussagen sind insofern nicht ableitbar.

Die in der Ausschreibungsrunde bezuschlagten Anlagen stehen ausschließlich in Dänemark. Dänische Bieter konnten aufgrund von guten Standortbedingungen in Dänemark an der Küste und günstigen Projektierungskosten durch eine offenere Flächenkulisse niedrig bieten. Zusätzlich konnten sie in Dänemark zu der Zeit nicht von einer alternativen Förderung profitieren und standen dadurch unter höherem Wettbewerbsdruck. Deutsche Bieter hingegen konnten auch an der technologiespezifischen Ausschreibung in Deutschland teilnehmen, die ein höheres Preisniveau aufwies. Niedrigere Steuern und bessere Abschreibungsmöglichkeiten spielten eine untergeordnete Rolle.

Die leicht angepassten Veränderungen der Teilnahmebedingungen haben die Realisierungsrate der fünf bezuschlagten Projekte nicht negativ beeinflusst. Alle Anlagen wurden realisiert.

Die grenzüberschreitende Ausschreibung zeigt, dass die Förderkosten durch eine grenzüberschreitende Ausschreibung sinken können. Für die deutschen Stromkunden sind die in Dänemark bezuschlagten Anlagen bis dato deutlich günstiger, als die zeitgleich in den nationalen Ausschreibungen bezuschlagten Anlagen, da einerseits die Zuschlagswerte niedriger und andererseits die Marktwerte in Dänemark über den deutschen Marktwerten liegen und dadurch die ausgezahlte Förderung niedriger ausfällt. Ein Vergleich zwischen der in Deutschland durchgeführten Ausschreibungsrunde mit gleitender Marktprämie und der im Anschluss in Dänemark durchgeführten Ausschreibungsrunde mit fixer Marktprämie zeigt außerdem, dass die gleitende Marktprämie die Förderkosten für Stromkunden unter den gegebenen Marktbedingungen reduziert.

12. TECHNOLOGIEÜBERGREIFENDE AUSSCHREIBUNGEN

Dieses Kapitel adressiert Fragen des Fragenkatalogs, die die technologieübergreifenden Ausschreibungen für Solar und Windenergie an Land betreffen. Zur besseren Orientierung sind in den technologiespezifischen Teilen die Überschriften in Frageform gehalten.

12.1 Das Ausschreibungsdesign der technologieübergreifenden Ausschreibungen

Neben den technologiespezifischen Ausschreibungen wurden in Deutschland in den letzten Jahren auch technologieübergreifende Ausschreibungen durchgeführt, an denen sowohl Solaranlagen als auch Windenergieanlagen an Land teilnehmen konnten. Im Unterschied zu den technologiespezifischen Ausschreibungen kommt hier das Referenzertragsmodell für Windenergie an Land nicht zur Anwendung. Stattdessen wurde die „Verteilernetzkomponente“ zur Reihung der Gebote verwendet, die einen Malus für Anlagen, die in kritischen Verteilnetzen stehen, impliziert. Für PV-Freiflächenanlagen beträgt die Höchstgebotsmenge grundsätzlich 10 MW. In bestimmten Landkreisen (siehe Anlage 2 GemAV) dürfen 20 MW geboten werden. Die Höchstwerte für Windenergie an Land in den Jahren 2019 bis 2022 richten sich nach dem Standort der Windenergieanlage in der jeweiligen Zone (siehe Anlage 3 GemAV). Darüber hinaus gelten in den technologieübergreifenden Ausschreibungen die Regelungen aus der technologiespezifischen Ausschreibung für die jeweilige Technologie.

12.2 Vor- und Nachteile technologieübergreifender und technologiespezifischer Ausschreibungen

Generell wird einer technologieneutralen oder technologieübergreifenden Bestimmung der Förderhöhe der Vorteil zugeschrieben, zu einer höheren statischen Effizienz als eine technologie-spezifische Förderung zu führen. Dies liegt darin begründet, dass kostengünstigere Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien (EE) in der Ausschreibung eher zum Zuge kommen als Technologien mit höheren Gestehungskosten. Dieses Argument bleibt jedoch auf die reinen Erzeugungskosten beschränkt.

In der Realität verursacht der Ausbau erneuerbarer Energien zusätzliche Kosten für die Systemintegration. Bei einer isolierten Betrachtung der Erzeugungskosten, wie typischerweise bei EE-Auktionen der Fall, bleiben die Systemintegrationskosten unberücksichtigt. Dann könnten beispielsweise Anlagen einer Technologie zum Zuge kommen, die sich durch geringe Stromgestehungskosten auszeichnet, gleichzeitig jedoch hohe Integrationskosten verursacht. Anlagen einer anderen Technologie mit höheren Stromgestehungskosten und gleichzeitig geringen Integrationskosten blieben unberücksichtigt, obwohl die Gesamtkosten für das System geringer ausfielen, wenn diese Anlagen gefördert würden. Statische Effizienz würde in diesem Fall durch technologieübergreifende Ausschreibungen gerade nicht erreicht. In technologieübergreifenden Ausschreibungen könnte statische Effizienz tatsächlich erreicht werden, wenn die Kosten der Systemintegration in die Allokationsentscheidung der Ausschreibung integriert werden könnten.

Die Kosten der Systemintegration können aber nur teilweise in die Allokationsentscheidung der Ausschreibung integriert, d. h. endogenisiert werden. Dies gilt insbesondere dann, wenn bestimmte Komponenten den Integrationskosten nicht eindeutig einzelnen Anlagen zugeordnet werden können, was bei Teilen der Netz- und Systemkosten oft der Fall ist.

Bei den Netzintegrationskosten beispielsweise lassen sich näherungsweise die durchschnittlichen, langfristigen Wirkungen des Zubaus von EE-Anlagen auf bestimmte Teile der Netzkosten regional differenziert quantifizieren. Einzelnen erneuerbaren Erzeugungsanlagen kann somit zumindest eine durchschnittliche Wirkung auf die Netzausbaukosten zugeordnet werden, die in den Ausschreibungen berücksichtigt werden könnte. In Form der Verteilernetzkomponente (VNK) ist dies bereits in der

gemeinsamen Ausschreibung von Solar- und Windenergie an Land umgesetzt worden, in der die VNK auf die Reihung der Gebote wirkt. In Verteilernetzausbaubereichen (Landkreisen mit hoher installierter EE-Leistung im Vergleich zur Last) wird unterstellt, dass neue EE-Erzeugungsanlagen einen Treiber für Netzausbau darstellen. Unter der Annahme typischer, leistungsspezifischer und annualisierter Kosten für den Ausbau der Hochspannungsebene sowie der Umspannebene zwischen der Hoch- und Höchstspannungsebene in Höhe von 16 EUR/kW/a sowie unter der Annahme durchschnittlicher Volllaststunden neuer Windenergie- und Solarenergieanlagen, die mit 2.200 h/a für Windenergieanlagen und 1.000 h/a für Solaranlagen entsprechend dem aktuellen Technologiestand und an Standorten mit durchschnittlicher Ertragsgüte angesetzt werden, ergeben sich die Basiswerte für Windenergieanlagen in Höhe von 0,73 ct/kWh und für Solarenergieanlagen in Höhe von 1,6 ct/kWh. Diese Basiswerte fließen als Kostengröße in die Berechnung der VNK ein. Mit einem solchen Ansatz kann die Effizienz der Ausschreibungen tendenziell verbessert werden, wobei auch festzustellen ist, dass das der VNK zugrundeliegende Modell auf Näherungen, Vereinfachungen und Durchschnittsbildungen basiert. Die VNK ist insofern nicht in der Lage die „richtigen“ Netzintegrationskosten für den konkreten Einzelfall zu ermitteln, Unschärfen und im Einzelfall sogar ineffiziente Steuerungswirkungen verbleiben somit. Allerdings dürfte sich die Effizienz insgesamt erhöhen.

Anhand der genannten Durchschnittswerte der Netzintegrationswerte (Basiswerte der VNK, s. vorstehender Absatz), die ausschließlich die Kosten der Hochspannungsebene und der überlagerten Umspannebene umfassen, ist bereits erkennbar, dass sich die Netzintegrationskosten pro erzeugter Energiemenge für Windenergieanlagen und Solarenergieanlagen deutlich unterscheiden können. Durch die höhere Volllaststundenzahl von Windenergieanlagen an Land werden die im Wesentlichen von der installierten Leistung abhängigen Netzintegrationskosten auf eine größere erzeugte Energiemenge verteilt.

Im Rahmen des Vorhabens „Unterstützungsleistungen bei der Ausgestaltung eines Ausschreibungssystems für erneuerbare Energien“ wurden zusätzlich auch die Netzintegrationskosten auf unteren Ebenen abgeschätzt und die auftretenden Bandbreiten untersucht. Die Untersuchungsmethodik beruht auf der Studie „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland unter besonderer Berücksichtigung der nachhaltigen Entwicklung sowie regionaler Aspekte“ und umfasst in abstrahierter Form modellhaft sämtliche Verteilnetzebenen von den Netzen der Niederspannungsebene bis zur Umspannung zwischen Höchst- und Hochspannungsebene. Ausgehend von einem in der „Langfristszenarien-Studie“ erarbeiteten Szenario für die künftige Entwicklung von Stromverbrauch und -erzeugung wurden die Netzintegrationskosten differenziert nach EE-Technologie bestimmt. Hierzu wurde für jede betrachtete EE-Technologie ein inkrementeller Zubau in allen Regionen Deutschlands betrachtet. Die Auswirkungen dieses Zubaus auf die Netzbelastung wurden simuliert und Umfang und Kosten des ggf. erforderlichen Netzausbaus je Landkreis wurden dann für diesen Zubau ermittelt. Die ermittelten Netzintegrationskosten wurden auf die erwartete Stromerzeugung (in kWh) der jeweils zugebauten Anlagen bezogen. Unter Annahme optimierter Volllaststundenzahlen resultieren untereinander vergleichbare spezifischen Netzintegrationskosten (in ct/kWh) je EE-Technologie.

Darüber hinaus konzentriert sich das Argument einer Minimierung der Erzeugungskosten durch technologieübergreifende Ausschreibungen auf den Zeitpunkt der Investitionsentscheidung und ist daher völlig statisch. Da in einer technologieübergreifenden Ausschreibung überwiegend die bereits marktreifen Technologien zum Zuge kommen, wird ggf. die Kostendegression bei weniger marktreifen Technologien verlangsamt. Langfristig können jedoch gerade diese Technologien zusätzlich notwendig sein, um ambitionierte Klimaziele zu erfüllen. Die fehlenden Kostendegressionen können die Zielerreichung aus längerfristiger Perspektive teurer machen. Während in den letzten Jahrzehnten hier besonders die Technologieentwicklung als solches relevant war, stehen bei Kosteneinsparungspotenzialen in Deutschland eher Kosten entlang der Wertschöpfungskette, z. B. bei Planung und Bau, eine Rolle. Bei einer dynamischen Bewertung und Betrachtung des Gesamtsystems sind somit die folgenden Aspekte zusätzlich zu berücksichtigen:

1. Technologisches Lernen könnte in Zukunft die Kosten der derzeit kostenintensiven Technologien senken und damit zu niedrigeren Erzeugungskosten führen. Dies gilt auch für Kosten entlang der Wertschöpfungskette. Daher sollten die gesamten Erzeugungskosten eines Technologieportfolios für die gesamte Betrachtungszeit (z. B. bis 2050) berücksichtigt werden, um die Erzeugungskosten aus einer ganzheitlichen Perspektive zu minimieren.
2. Unterschiedliche EE-Technologien können zu sehr heterogenen Kosten für Systemintegration und Netzausbau führen. Daher können Technologien, die geringere Erzeugungskosten aufweisen, zu höheren Gesamtsystemkosten führen, falls diese Technologien höhere Kosten für die Netzintegration verursachen.

Daher führt eine technologie neutrale Unterstützung nicht unbedingt zu einer Minimierung der Gesamtsystemkosten unter einer dynamischen Perspektive. Vielmehr ist der Einfluss der Technologie neutralität auf die Gesamtkosten aufgrund der unterschiedlichen Effekte unklar.

Weitere Aspekte des Abwägens zwischen technologieübergreifender und technologie neutraler Förderung sind die folgenden:

1. Technologie neutralität kann zu verringertem Wettbewerbsdruck und Überförderung für kostengünstigere Technologien führen und damit zu erhöhten Förderkosten für die Verbraucher. Werden zur Erreichung der Ausbauziele auch teurere Technologien benötigt, da die Potenziale bei den günstigeren Technologien erschöpft sind, werden sich grundsätzlich Anbieter von Projekten in günstigeren Technologien mit ihren Geboten an den Kosten der teureren Technologien orientieren, da deren Kosten letztlich den „Gleichgewichtspreis“ darstellen. Empirische Beispiele sind einige Ausschreibungsrunden in den Niederlanden und Großbritannien (s. u.). Der quantitative Grad dieses Effekts hängt von der Steigung der EE-Kosten-Potenzialkurven ab, d. h. von den Kostenunterschieden zwischen verschiedenen Technologien, sowie vom Ausschreibungsvolumen und der Marktkennntnis der Bieter. Er kann außerdem durch unterschiedliche Höchstwerte für Technologien mit hohen Kostendifferenzen abgemildert werden.
2. Verschiedene Technologien stellen unterschiedliche Anforderungen ans Auktionsdesign, z. B. Wind Offshore und PV. Diese Technologien sind durch unterschiedliche Projektentwicklungszyklen und -kosten, die zu unterschiedlichen Präqualifikationsanforderungen oder Pönalen führen, gekennzeichnet. Die Gleichbehandlung aller Technologien könnte die Leistungsfähigkeit von Auktionen erheblich beeinträchtigen. Die Ausgestaltung des Auktionsdesigns wird tendenziell komplexer, da es an die Anforderungen der Technologien angepasst werden muss. Dies ist insbesondere bei „späten“ projektspezifischen Ausschreibungen der Fall. Die Auktionierung von übertragbaren Förderberechtigungen wäre hier eine Lösung, die jedoch andere Vor- und Nachteile mit sich bringt.
3. Die Aggregation verschiedener Technologien kann dazu führen, dass sich die Planungssicherheit für Investoren reduziert. So kann es, wie beispielsweise im technologie neutralen niederländischen Ausschreibungssystem für EE-Erzeugung (sog. SDE+), zu einer Stop-and-Go Entwicklung der Technologiesegmente kommen, was eine Planung für Projektentwickler und Investoren erschwert. Dies erhöht einerseits die Kosten der Förderung. Andererseits kann es dazu kommen, dass zumindest zeitweise Ausbauziele nicht erreicht werden können, weil Investoren / Projektentwickler nicht beliebig kurzfristig Kapazitäten „hochfahren“ können und entsprechende Projekte bereitstellen können. Haben sich bspw. über längere Zeit überwiegend PV-Projekte durchgesetzt und stehen dann aber günstige PV-Projekte aufgrund unvorhersehbarer Entwicklungen nicht mehr zur Verfügung, dürften dann aus volkswirtschaftlicher Sicht effizienter Weise umzusetzende Wind-Projekte kurzfristig nicht zur Verfügung stehen. Dann müsste zur Erreichung der Ausbauziele ggf. auf teure Alternativprojekte/-technologien ausgewichen werden. Auch aus industriepolitischen Sicht sind derartige „Schweinezyklen“ nicht wünschenswert. Die aktuelle Situation bei Windenergie an Land zeigt allerdings, dass auch technologiespezifische Ausschreibungen in diesem Kontext Unregelmäßigkeiten im Zubau nicht immer vermeiden. In Bezug auf die Zielerreichung (nicht

unbedingt industriepolitisch) kann bei schwankenden Genehmigungen eine technologieübergreifende Ausschreibung sinnvoll sein.

4. Wenn die Technologieneutralität zu einer Verringerung der Investorenvelfalt führt¹²⁰, könnte dies den Wettbewerb und die Liquidität der Auktionen verringern und somit die Förderkosten erhöhen.
5. Eine niedrigere Technologievielfalt kann die Akzeptanz der Energiewende in Deutschland reduzieren. Auch können durch eine einseitige Technologieförderung negative Umweltwirkungen stärker ausfallen.
6. Zudem kann eine technologieneutrale Ausschreibung auch zu einer Verringerung des Niveaus der Versorgungssicherheit führen. Dies ist dann der Fall, wenn über einen längeren Zeitraum bspw. hauptsächlich PV-Anlagen bezuschlagt werden, die tendenziell einen geringeren Beitrag zur Bedienung der Lastspitzen (abends und im Winter) liefern. Der Effekt kann mittels des Ausschreibungsdesign limitiert werden, bspw. durch eine Anforderung an die Mindestvolllaststunden der bezuschlagten Anlagen, oder durch eine Förderung, die den Marktwert für die Anlagen stärker sichtbar macht (fixe Prämie oder technologieübergreifender Marktwert).

Die Bedeutung einiger der beschriebenen Effekte verändert sich in Abhängigkeit von der Höhe der Technologiekosten, der Unterschiede der Technologiekosten und der Marktreife. Daher wird sich die Bedeutung der oben genannten Einzelkriterien für die zukünftige Entwicklung ändern, wenn sich die Kosten für reifere Technologien annähern. Eine Zwischenlösung auf dem Weg hin zu einer vollständig technologieneutralen Förderung besteht in der Bildung verschiedener Technologiegruppen, z. B. eine für ausgereifte Technologien wie Wind Onshore und PV und eine für noch weniger ausgereifte Technologien mit ähnlichen Stromgestehungskosten. Vor diesem Hintergrund ergeben sich die folgenden Auswirkungen:

1. Wohlfahrtsgewinne durch Technologieneutralität hängen von den Kostenunterschieden der einzelnen Technologien ab. Daher wird die Auswahl der kostengünstigsten Technologien weniger vorteilhaft, wenn die Kostenunterschiede innerhalb dieser Gruppen abnehmen, was z. B. bei Windenergie an Land und PV der Fall ist. Daher können die Wohlfahrtsvorteile der Technologieneutralität weiterhin durch den Einsatz von Technologiegruppen genutzt werden, aber die quantitativen Vorteile werden begrenzt sein.
2. Dennoch wird das technologische Lernen für weniger marktreife Technologien (wie z. B. Gezeitenkraftwerke) weiterhin nur auf der Grundlage der Unterscheidung zwischen ausgereiften und weniger ausgereiften Technologien erfolgen können.
3. Die Unterschiede bei den Herausforderungen der Systemintegration werden mit zunehmender Technologiereife bestehen bleiben. Beispielsweise werden die Unterschiede bei den Netzausbaukosten für Windenergie an Land im Vergleich zu PV nicht (vollständig) im Rahmen des Fördersystems berücksichtigt, so dass es nicht automatisch zu einer Minimierung der Gesamtsystemkosten kommt.
4. Die möglichen Nachteile hinsichtlich der Versorgungssicherheit bleiben ebenfalls bestehen.
5. Durch die Konvergenz der Technologiekosten innerhalb der gleichen Technologiegruppe wird auch eine potenzielle Überförderung sinken, womit ein entscheidender Nachteil der Technologieneutralität an Bedeutung verlieren würde.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass es einen Trade-Off zwischen der technologie-spezifischen und der technologieneutralen Ausgestaltung der Auktionen gibt. Die jeweiligen Vor- und

¹²⁰ Es ist allerdings unklar, ob dies der Fall wäre. Ggf. kann man auch davon ausgehen, dass bei hohem Wettbewerb in einer Industrie die Kosten sinken und daher die wettbewerbsintensivere Technologie die günstigere ist und in der Auktion zum Zug kommt.

Nachteile sind dabei abhängig von den Unterschieden in den Technologiekosten, dem Marktpotenzial, den unterschiedlichen Systemintegrationskosten einer Technologie sowie der technologischen Reife.

12.3 Evaluierungsfragen des Fragenkatalogs

12.3.1 Bestands- und Technologieentwicklung

12.3.1.1 Welche Technologieverteilung ergab sich bei den technologieübergreifenden Ausschreibungen? Wie ändert sich diese im Zeitverlauf? Inwiefern weicht die Technologieverteilung relativ vom Verhältnis der Korridore ab?

Die Technologieverteilung in den gemeinsamen Ausschreibungen für Solaranlagen und Windenergieanlagen an Land kann zum einen für die Gebotsmenge und zum anderen für die Zuschlagsmenge ermittelt werden.

Abbildung 119 stellt die Technologieverteilung in der Gebotsmenge dar. In der ersten Ausschreibungsrunde am 01.04.2018 verzeichnete die Gebotsmenge für Solaranlagen einen Anteil von 61 % und Windenergieanlagen an Land einen Anteil von 39 %. In der zweiten Ausschreibungsrunde am 01.11.2018 verzeichnete die Gebotsmenge für Solaranlagen einen Anteil von 97 %. Die Gebotsmenge für Windenergieanlagen an Land verzeichnete in der zweiten Ausschreibungsrunde lediglich einen Anteil von 3 %. In der dritten Ausschreibungsrunde am 01.04.2019 wurden nur für Solaranlagen Gebote abgegeben. Über den Zeitverlauf betrachtet, hat der Anteil von Windenergieanlagen an Land an den gemeinsamen Ausschreibungen demnach abgenommen.

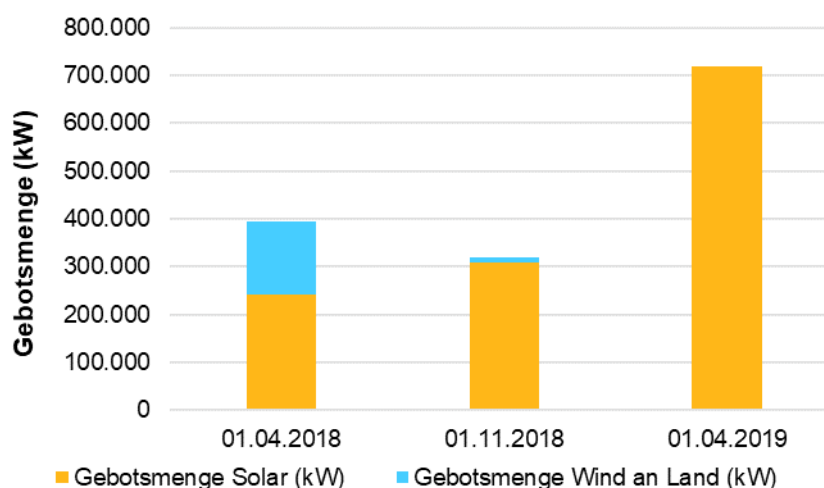


Abbildung 119: Technologieverteilung in den Geboten der gemeinsamen Ausschreibungen für Solar und Windenergie an Land¹²¹

Die Ausbaukorridore gemäß § 4 EEG 2017 sehen demgegenüber für die Jahre 2018 und 2019 einen jährlichen Ausbau im Verhältnis von 53 % Windenergie an Land (2.800 MW) und 47 % Solarenergie (2.500 MW) vor, was einem Faktor von 1,12 entspricht. Tabelle 32 zeigt das Verhältnis der Gebotsmenge von Windenergie an Land zu Solarenergie und stellt es dem Verhältnis der Korridore gegenüber. Die Abweichung der Technologieverteilung zum Verhältnis der Korridore ist im Zeitverlauf angestiegen. Aufgrund der parallel stattfindenden technologiespezifischen Ausschreibungen sowie

¹²¹Der Trend hat sich auch nach dem Untersuchungszeitraum fortgesetzt. In der vierten Ausschreibungsrunde am 01.09.2019 wurden ebenfalls nur Gebote für Solaranlagen abgegeben.

des Ausbaus außerhalb der Ausschreibungen lassen sich hier jedoch keine direkten Schlussfolgerungen für die Verteilung des Gesamtausbaus ziehen.

Tabelle 32: Verhältnis Gebotsmenge und Korridore von Windenergie an Land zu Solarenergie

Ausschreibungsrunde	Faktor für das Verhältnis der Gebotsmenge	Faktor für das Verhältnis der Korridore
01.04.2018	0,64	1,12
01.11.2018	0,04	
01.04.2019	0,00	

Abbildung 120 stellt die Technologieverteilung in der Zuschlagsmenge dar. In allen drei Ausschreibungsrunden wurden nur Solaranlagen bezuschlagt.

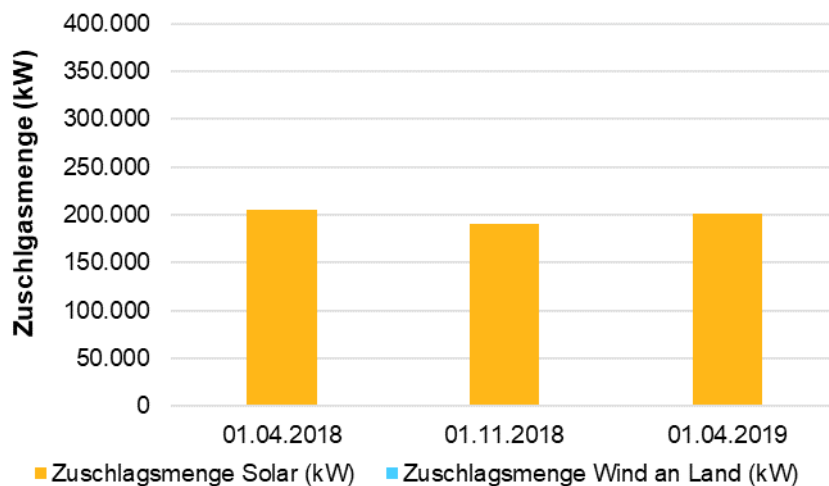


Abbildung 120: Technologieverteilung in den Zuschlägen der gemeinsamen Ausschreibungen für Solar und Windenergie an Land

12.3.1.2 Wie stark unterscheiden sich die Gebotspreise von Windenergie an Land, Freiflächenanlagen, Anlagen auf baulichen Anlagen und Dachanlagen sowie die Gebotshöhen an verschiedenen Windstandorten und in verschiedenen Regionen? Ergeben sich Unterschiede zu den Technologiespezifischen Ausschreibungen?

Abbildung 121 zeigt die durchschnittlichen, mengengewichteten Gebotswerte in den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land, solare Freiflächenanlagen¹²², Solaranlagen auf baulichen Anlagen¹²³ und Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen. In den ersten beiden Ausschreibungsrunden lag der durchschnittliche, mengengewichtete Gebotswert von Windenergieanlagen an Land über dem von Solaranlagen, in der dritten Runde wurden keine Gebote für Windenergieanlagen abgegeben.

¹²² Hierzu zählen Anlagen auf 110 Meter Randstreifen, Ackerland auf benachteiligtem Gebiet, Grünland auf benachteiligtem Gebiet, Konversionsflächen sowie Anlagen mit einem Bebauungsplan vor 01.9.2003 und nicht geändert, einem geänderten Bebauungsplan vor 1.1.2010 oder einem Planfeststellungsverfahren nach § 38 Satz 1 Baugesetzbuch.

¹²³ Hierzu zählen Anlagen auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden sowie Anlagen im Eigentum des Bundes oder im Besitz oder Verwaltung des Bundesamts für Immobilienaufgaben.

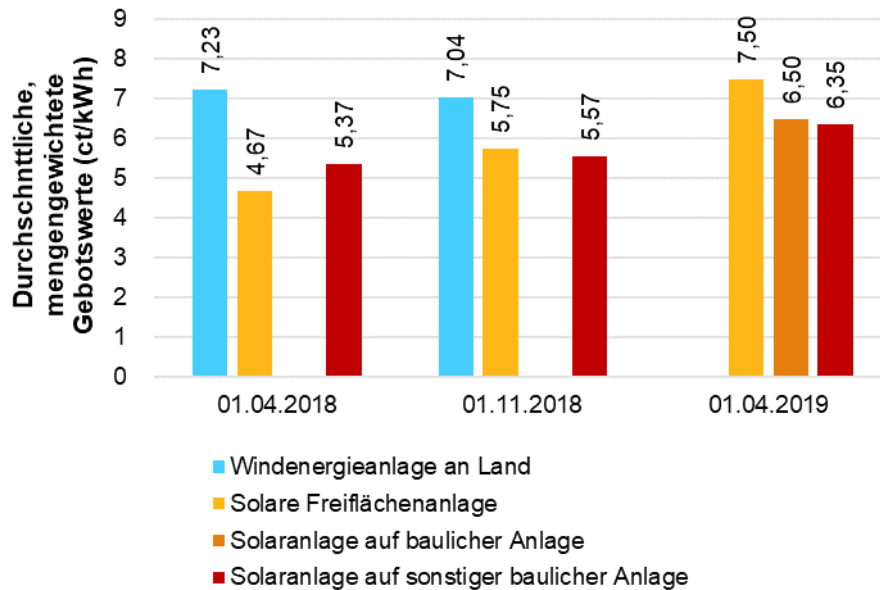


Abbildung 121: Durchschnittliche, mengengewichtete Gebotswerte in den gemeinsamen Ausschreibungen

Abbildung 122 zeigt die durchschnittlichen, mengengewichteten Gebotswerte über alle drei Ausschreibungsrunden je Bundesland. Fehlende Säulen implizieren, dass in der jeweiligen Gebotsrunde kein Gebot aus einem bestimmten Bundesland bzw. von einer bestimmten Technologie abgegeben wurde. Hohe Gebotswerte für Windenergieanlagen an Land wurden insbesondere in Baden-Württemberg abgegeben. Für solare Freiflächenanlagen wurden hohe Gebotswerte in Brandenburg und Bremen abgegeben. Für Solaranlagen auf baulichen Anlagen wurden dagegen hohe Gebotswerte in Sachsen und Niedersachsen, abgegeben. Für Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen wurden hohe Gebotswerte in Sachsen und Thüringen abgegeben.

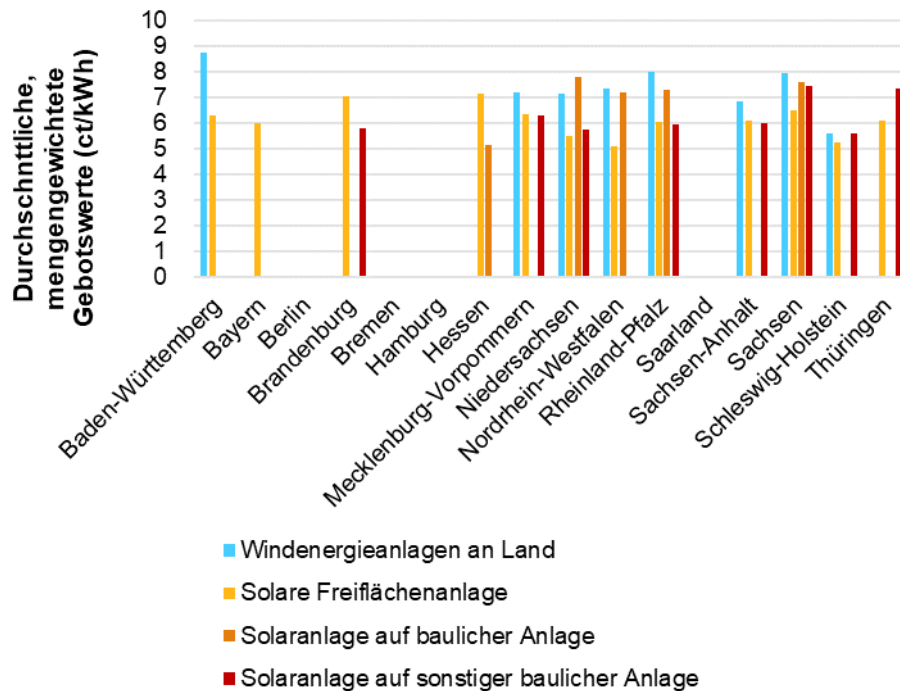


Abbildung 122: Durchschnittliche, mengengewichtete Gebotswerte in den gemeinsamen Ausschreibungen je Bundesland

Abbildung 123 stellt die durchschnittlichen, mengengewichteten Gebotswerte aus den gemeinsamen Ausschreibungen den technologiespezifischen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen ab dem Jahr 2018 gegenüber. Bei den Geboten für Windenergieanlagen an Land in den technologiespezifischen Ausschreibungen wurden der Gebotswerte mit Hilfe des Korrekturfaktors angepasst. Die Standortgüte findet in der Gegenüberstellung demnach Berücksichtigung.

Für Windenergieanlagen an Land und für solare Freiflächenanlagen wurden in den gemeinsamen Ausschreibungen höhere Gebotswerte abgegeben. Die höheren Gebotswerte für Windenergieanlagen an Land könnten darin begründet sein, dass das Referenzertragsmodell in den gemeinsamen Ausschreibungen keine Anwendung findet.

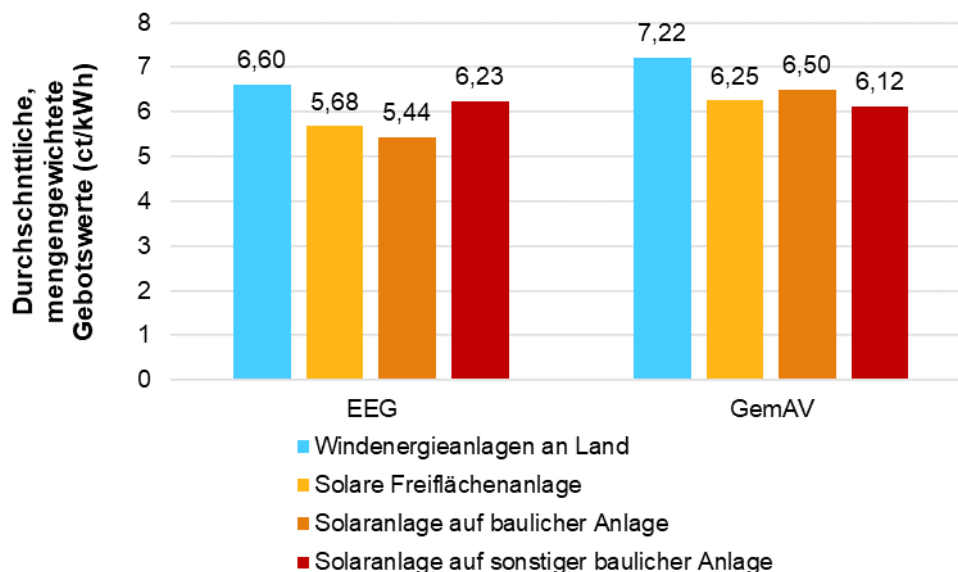


Abbildung 123: Durchschnittliche, mengengewichtete Gebotswerte in den gemeinsamen und den technologiespezifischen Ausschreibungen ab 2018

12.3.2 Förderkostenreduktion und Förderhöhe

12.3.2.1 Wie haben sich ggf. eingeführte Boni Quoten oder andere differenzierende Bewertungskriterien auf das Ausschreibungsergebnis ausgewirkt?

Zu berücksichtigende, differenzierende Bewertungskriterien in den gemeinsamen Ausschreibungen sind die Verteilernetzkomponenten, Netzausbaubereich und regionale Höchstwerte.

- Verteilernetzkomponente:** Ziel der Verteilernetzkomponente ist es, die Kosten der Netz- und Systemintegration zu berücksichtigen und den Netzausbaubedarf zu verringern. Die Verteilernetzkomponente bedeutet konkret, dass Gebote einen Aufschlag erhalten, wenn die zugehörigen Anlagen in Landkreisen¹²⁴ errichtet werden sollen, in denen der Zubau von Anlagen einen Verteilernetzausbau auslöst. Durch den Aufschlag wird die Reihenfolge, in der die Gebote bezuschlagt werden, beeinflusst. Bezuschlagte Gebote erhalten aber anschließend ihre gebotenen Preise.
- Netzausbaubereich:** Bei Windkraftanlagen an Land gibt es besondere Zuschlagsvoraussetzungen für das sog. Netzausbaubereich. Das Netzausbaubereich ist dabei das Gebiet, in dem die Übertragungsnetze besonders stark überlastet sind. Ziel dieser Regelung ist es, nachteilige Auswirkungen des Zubaus von Windenergie auf Engpässe im Übertragungsnetz zu verringern. Die BNetzA bestimmt das Netzausbaubereich und begrenzt die Zuschläge in diesem Gebiet.
- Regionale Höchstwerte:** Auf Grundlage objektiver Winddaten sowie aktueller Kostenanalysen wurden drei Höchstwertgebiete gebildet. Je Höchstwertgebiet wird ein Höchstwert bestimmt, der prozentual vom Höchstwert für die technologiespezifischen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land nach dem EEG 2017 abhängt. Die Höchstwerte für Windenergie an Land richten sich nach dem Standort der Windenergieanlage im jeweiligen Höchstwertgebiet (siehe Anlage 3 GemAV).
 - Höchstwertgebiete:
 - Gebiet 1: Entspricht dem Höchstwert in den technologiespezifischen Ausschreibungen

¹²⁴ Verteilernetzkomponenten in Festlegung 8175-06-0019/1.

- Gebiet 2: Liegt bei 116 Prozent des in den technologiespezifischen Ausschreibungen geltenden Werts
- Gebiet 3: Liegt bei 129 Prozent des in den technologiespezifischen Ausschreibungen geltenden Wert

Die Wirkung der drei Instrumente kann hier lediglich unter der Annahme unveränderter Gebote bewertet werden. Weitere Effekte der Instrumente, wie bspw. die Möglichkeit, dass Anlagen aufgrund der VNK gar nicht erst geboten haben, weil sie sich aufgrund der VNK geringe Chancen ausgerechnet haben, ohne VNK aber ggf. einen Zuschlag erhalten hätten, können hier nicht betrachtet werden.

Ohne Berücksichtigung der Verteilernetzkomponente und des Netzausbaugebiets, hätte in der ersten Ausschreibungsrunde der gemeinsamen Ausschreibungen am 01.04.2018 eine Windenergieanlage an Land im Netzausbaugebiet einen Zuschlag erhalten. In der zweiten und dritten Ausschreibungsrunde wäre es ohne Berücksichtigung der Verteilernetzkomponente und des Netzausbaugebiets, nicht zu anderen Ausschreibungsergebnissen gekommen (d. h. der maximale und minimale sowie der durchschnittliche Zuschlagswert und die bezuschlagte Leistung hätten sich nicht verändert). Der Einfluss der regionalen Höchstwerte kann aus den Daten nicht ermittelt werden.

12.3.3 Wettbewerb

12.3.3.1 Wie haben sich die Zuschlagspreise im Zeitverlauf entwickelt insbesondere im Vergleich zu den technologiespezifischen Ausschreibungen?

Abbildung 124 stellt die durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswerte der gemeinsamen und der technologiespezifischen Ausschreibungen für Solaranlagen ab 2018 gegenüber. Die durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswerte von Windenergieanlagen an Land sind nicht dargestellt, da diese in den gemeinsamen Ausschreibungen keine Zuschläge erhalten haben.

Die durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswerte in den gemeinsamen Ausschreibungen sind höher als in den technologiespezifischen Ausschreibungen für Solarenergie (bis auf eine Ausnahme in der Ausschreibungsrunde am 01.03.2019). Es besteht daher ein Anreiz für Solaranlagenbetreiber an den gemeinsamen Ausschreibungen teilzunehmen.

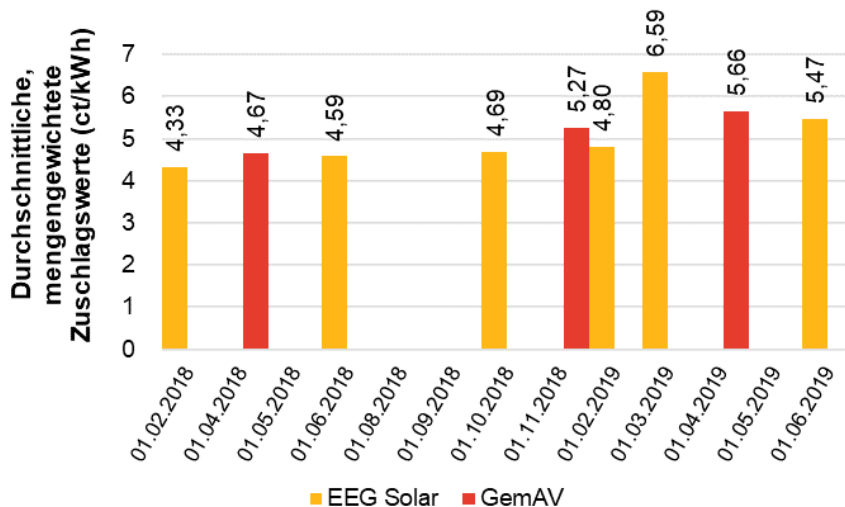


Abbildung 124: Durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswerte in den technologiespezifischen Ausschreibungen für Solaranlagen ab 2018 und den gemeinsamen Ausschreibungen

12.3.3.2 Welche Wechselwirkungen zwischen den technologiespezifischen und den technologieübergreifenden Ausschreibungen sind zu erkennen? Wie sind diese zu begründen?

Insgesamt gab es bei den Geboten für Solaranlagen bisher 251 Projekte, die mehrfach geboten haben. 22 dieser Projekte wurden auch mehrfach bezuschlagt, teilweise aufgrund von Projekterweiterungen, teilweise, weil das Projekt nach einem Zuschlag nicht realisiert werden konnte und daher nochmals an der Auktion teilnahm.

Abbildung 125 zeigt die Verteilung der Mehrfachgebote hinsichtlich ihrer Teilnahme in den technologiespezifischen und den technologieübergreifenden Ausschreibungen. 45 % der Mehrfachgebote haben sowohl in der technologiespezifischen als auch an der gemeinsamen Ausschreibung teilgenommen, 2 % nur in der gemeinsamen Ausschreibung.

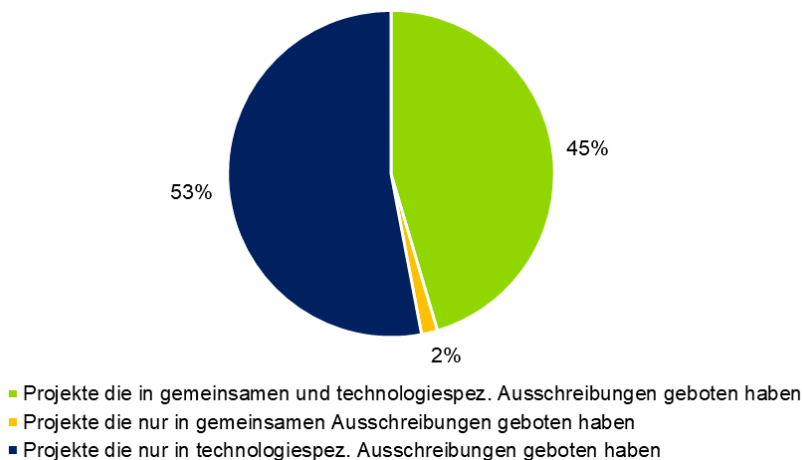


Abbildung 125: Mehrfachbieter von Solaranlagen in technologiespezifischen und gemeinsamen Ausschreibungen

Abbildung 126 zeigt die durchschnittlichen, mengengewichteten Gebotswerte der Mehrfachbieter, die sowohl in der technologiespezifischen als auch in der gemeinsamen Ausschreibung ab 2018 geboten

haben. Die Gebote in der gemeinsamen Ausschreibung liegen im Durchschnitt mit 6,17 ct/kWh etwas unter den Geboten in den technologiespezifischen Ausschreibungen für Solaranlagen. Auch dargestellt sind die mengengewichteten, durchschnittlichen Gebotswerte der Bieter, die nur in den gemeinsamen Ausschreibungen Geboten haben. Diese sind mit 6,01 ct/kWh sehr gering.

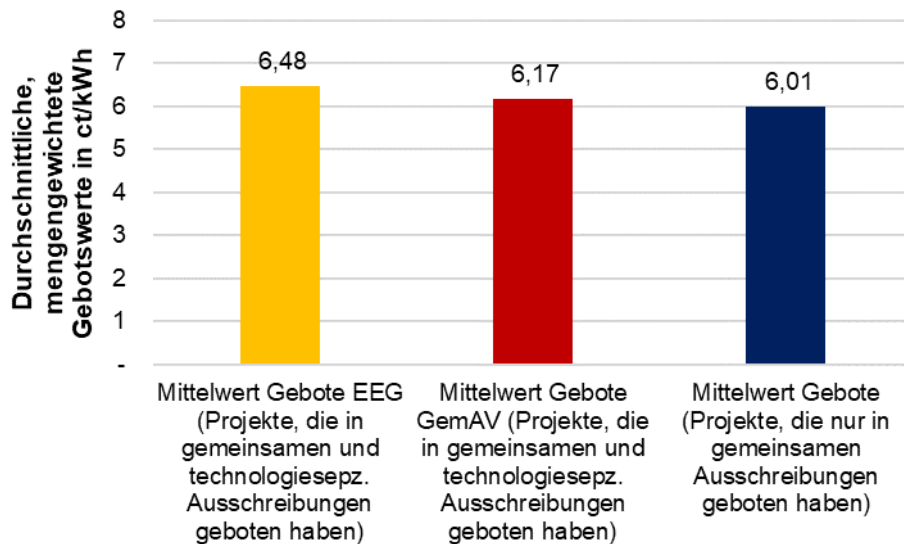


Abbildung 126: Durchschnittliche, mengengewichtete Gebotshöhe bei mehrfach gebotenen Projekten, die in den gemeinsamen und den technologiespezifischen Ausschreibungen geboten haben

12.3.3.3 Gab es ein strategisches Gebotsverhalten bei den technologieübergreifenden Ausschreibungen und welche Auswirkungen haben strategische Gebote auf die Wettbewerbsintensität, die gebotene Förderhöhe, die Realisierungsrate?

Diese Frage wird technologieübergreifend in Abschnitt 6 adressiert. In den gemeinsamen Ausschreibungen wurden nur PV-Projekte bezuschlagt und zunehmend auch nur noch PV-Projekte angeboten. Die Analysen zum Gebotsverhalten sind deswegen Ausschreibungsformat übergreifend mit den technologiespezifischen Ausschreibungen für Solar vorgenommen worden.

12.3.4 Realisierungsrate; Präqualifikationsbedingungen, Pönalen und Fristen

12.3.4.1 Wie verteilen sich die Zuschläge auf die unterschiedlichen Anlagengrößen? Hat die Anlagengröße Auswirkungen auf die Wahrscheinlichkeit der Realisierung der Anlage? Falls unterschiedliche Qualifikationsforderungen eingeführt werden, hat der Stand der Vorentwicklung der Projekte Auswirkungen auf die Wahrscheinlichkeit der Realisierung der Anlagen?

Abbildung 127 zeigt die Anzahl bezuschlagter Anlagen in unterschiedlichen Größenklassen. Fast 40 % der bezuschlagten Anlagen in den gemeinsamen Ausschreibungen verzeichnen eine Leistung von 8 bis 20 MW. In den gemeinsamen Ausschreibungen wurden auffällig viele große Anlagen bezuschlagt.

Die Realisierungsfrist für die Anlagen aus der ersten gemeinsamen Ausschreibung endet am 01.04.2020. Zum aktuellen Zeitpunkt kann daher noch keine Aussage zur Realisierung getroffen werden.

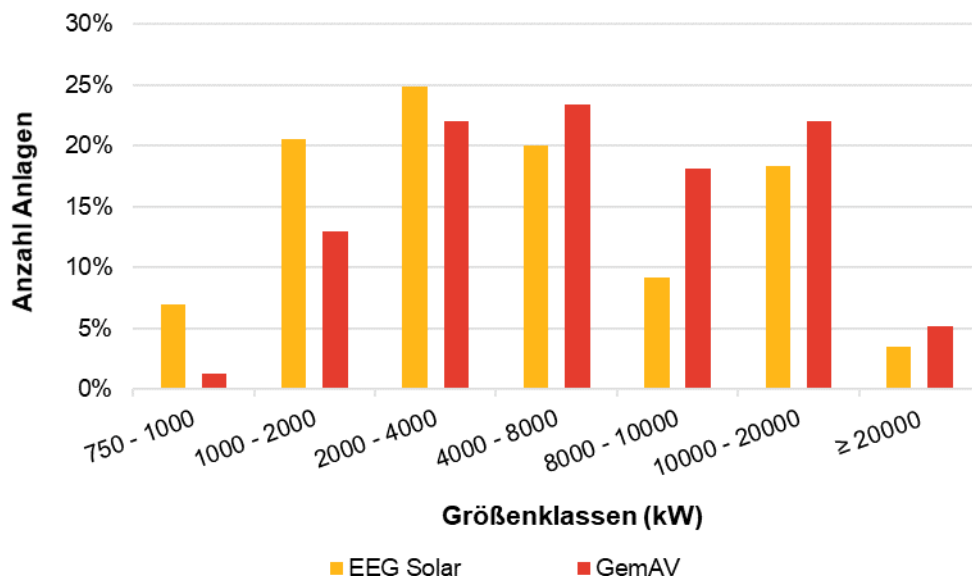


Abbildung 127: Anzahl Anlagen je Größenklasse in den technologiespezifischen und den gemeinsamen Ausschreibungen für die Ausschreibungen ab 2018

12.3.4.2 Sind die jeweiligen Realisierungsfristen in den technologieübergreifenden Ausschreibungen angemessen?

Zum aktuellen Zeitpunkt kann noch keine Aussage zur Realisierung getroffen werden (siehe Frage 12.3.4.1). Da die Fristen denen der technologiespezifischen Ausschreibungen entsprechen, und die Realisierungsraten für Solaranlagen in der technologiespezifischen Ausschreibung bisher mit leistungsbezogenen 96 % sehr hoch sind, kann von einer Angemessenheit der Fristen ausgegangen werden.

12.3.4.3 Sind die Pönalen bei Nichtrealisierung bzw. Verspätung der Realisierung in den technologieübergreifenden Ausschreibungen angemessen?

Zum aktuellen Zeitpunkt kann noch keine Aussage zur Realisierung und den damit zusammenhängenden Pönalen getroffen werden (siehe Frage 12.3.4.1). Auch die Pönalen entsprechen denen in der technologiespezifischen Ausschreibung. Die Angemessenheit dieser wird in Abschnitt 8.2.4.6 analysiert.

12.3.5 Räumliche Verteilung und Steuerung, Netz- und Systemintegration

12.3.5.1 Hat das Anlagenportfolio, das in der technologieübergreifenden Ausschreibung bezuschlagt worden ist, im Vergleich zu den technologiespezifischen Ausschreibungsrunden andere Systemintegrationskosten? Wenn ja welche Art von Systemintegrationskosten?

Solaranlagen haben tendenziell höhere Systemintegrationskosten als Windenergieanlagen an Land (siehe Kapitel 5).

12.3.5.2 Wie verteilen sich die Gebote und Zuschläge regional?

Abbildung 128 zeigt die regionale Verteilung der Gebote für Solaranlagen und Windenergieanlagen an Land in den gemeinsamen Ausschreibungen. Die regionale Verteilung der Zuschläge unterscheidet sich. Qualitativ zeigt sich bei der Photovoltaik eine ähnliche Verteilung wie in den technologiespezifischen Ausschreibungen mit Schwerpunkten in Ostdeutschland (Konversionsflächen und sonstige bauliche Anlagen) und Bayern (Ackerland in benachteiligten Gebieten), siehe auch Abschnitt 8.2.5.1.

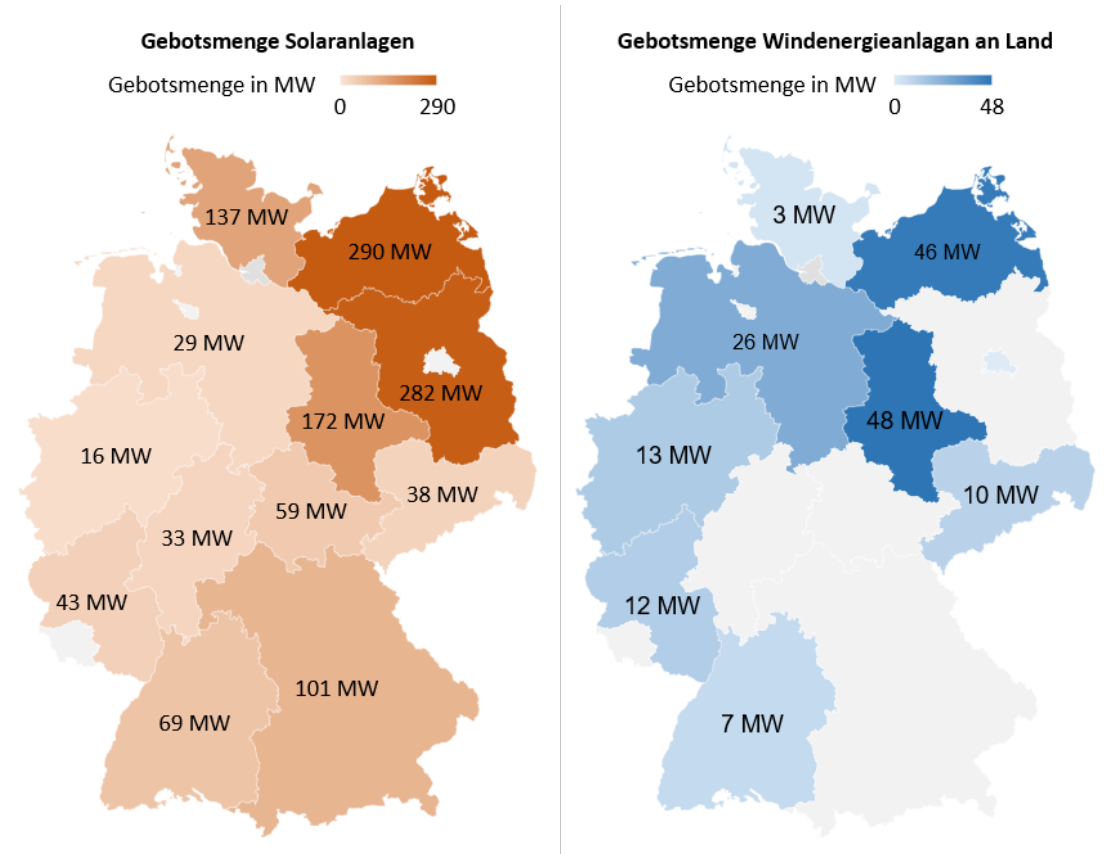


Abbildung 128: Regionale Verteilung der Gebote für Solaranlagen (links) und Windenergieanlagen an Land (rechts) in den gemeinsamen Ausschreibungen

Abbildung 129 zeigt die regionale Verteilung der Zuschläge in den gemeinsamen Ausschreibungen und in den technologiespezifischen Ausschreibungen für Solaranlagen ab dem Jahr 2018.

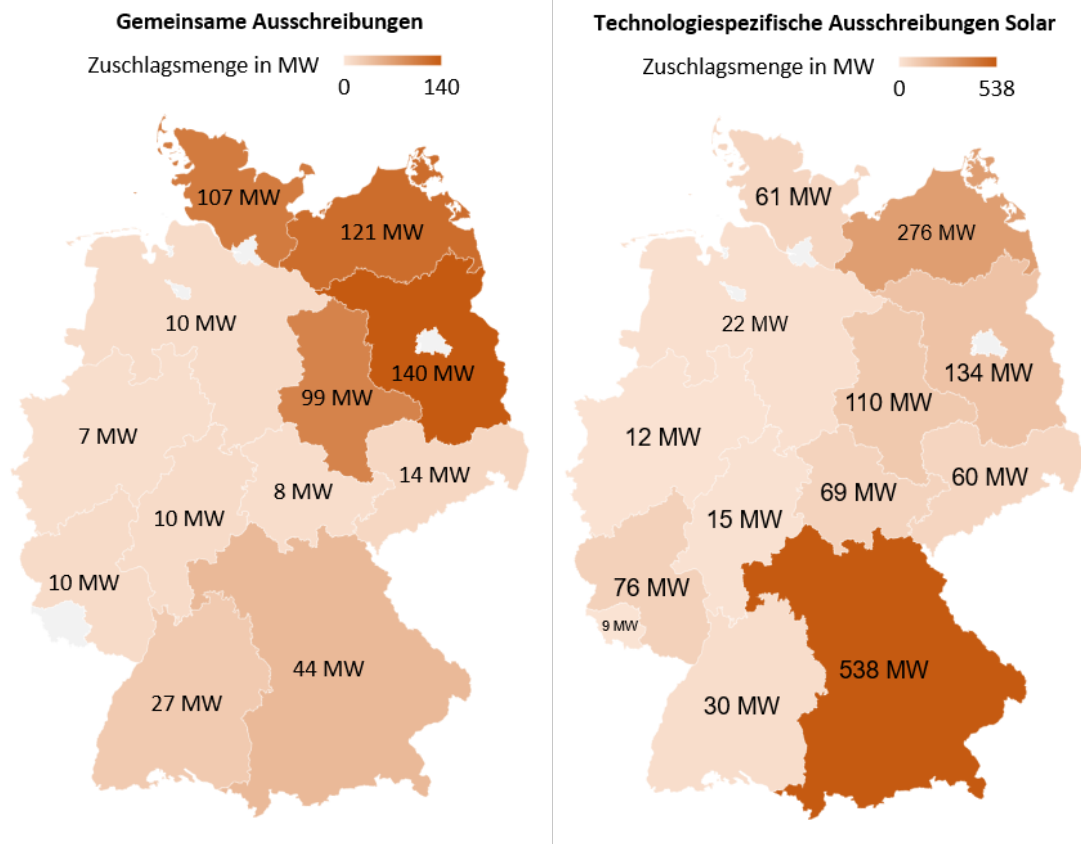


Abbildung 129: Regionale Verteilung der Zuschläge in den gemeinsamen Ausschreibungen (links) und den technologiespezifischen Ausschreibungen für Solaranlagen ab 2018 (rechts) (keine Berücksichtigung von nicht geleisteter Zweisicherheit)

Der Vergleich zeigt, dass sowohl in den technologiespezifischen, als auch in den gemeinsamen Ausschreibungen Zuschlagsschwerpunkte in Ostdeutschland zu verzeichnen waren. In den technologiespezifischen Ausschreibungsrunden zeigt sich mit großem Abstand ein Schwerpunkt in Bayern. Dies ist primär der Tatsache zuzurechnen, dass bereits nach der Sonderausschreibung vom März 2019 – d. h. vor der Durchführung der ersten gemeinsamen Ausschreibung 2019 – das gesamte von Bayern zulässige Anlagenkontingent in benachteiligten Gebieten ausgeschöpft wurde.

In den gemeinsamen Ausschreibungen erfolgten 81 Zuschläge mit 597 MW. Die Bandbreite der Zuschlagswerte betrug 4,11 bis 6,10 ct/kWh und der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert lag bei 5,21 ct/kWh.

In den technologiespezifischen Ausschreibungen für Solaranlagen ab dem Jahr 2018 erfolgten 237 Zuschläge mit 1.411 MW. Die Bandbreite der Zuschlagswerte betrug 3,86 bis 8,40 ct/kWh. Der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert lag mit 5,43 ct/kWh über dem von den gemeinsamen Ausschreibungen. Dies ist neben dem generell zu beobachtenden Trend zu leicht steigenden Zuschlagspreisen dem Ausschluss einer größeren Gebotsmenge aufgrund eines Formfehlers sowie dem höheren Preisniveau in der Sonderausschreibung des Jahres 2019 zuzurechnen (siehe auch Abschnitt 8.2.3.2).

12.3.5.3 Wie verteilen sich die Gebote und Zuschläge auf die Standortklassen bei Windenergie an Land?

Abbildung 130 zeigt die Gebotsmenge und die Anzahl Gebote je Standortklasse. Die Standortklasse wird dabei über die Standortgüte der Gebote dargestellt. Die Mehrheit der Gebote verzeichnet eine Standortgüte zwischen 70 bis 90 % (siehe Abbildung 130). Im Mittel liegt die Standortgüte bei 80 %.

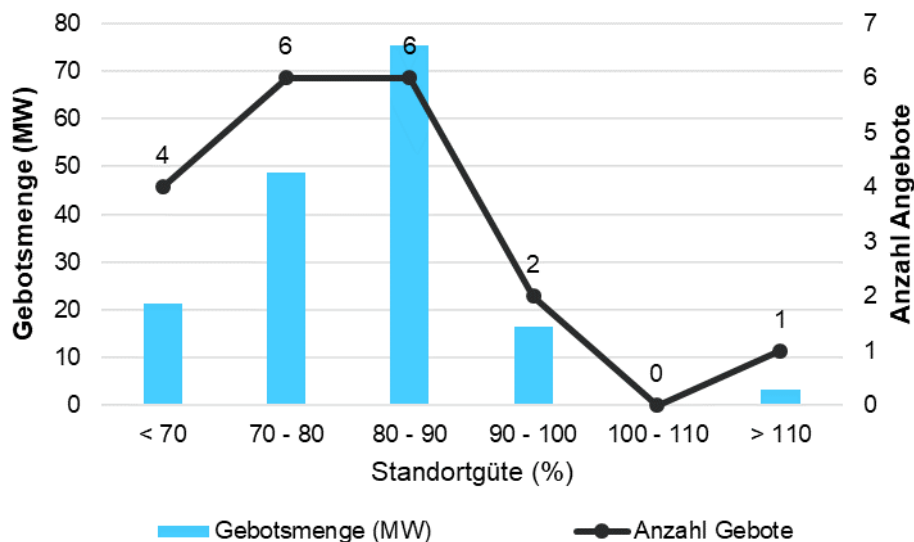


Abbildung 130: Gebotsmenge und Anzahl Gebote je Standortklasse

12.3.5.4 In welchem Umfang wurden bezuschlagte Anlagen auf anderen Standorten als im Gebot angegeben realisiert?

Die Realisierungsfrist für die Anlagen aus der ersten gemeinsamen Ausschreibung endet am 01.04.2020. Zum aktuellen Zeitpunkt kann daher noch keine Aussage zur Realisierung getroffen werden.

12.4 Diskussion

Eine separate Bewertung des Erfolgs der technologieübergreifenden Ausschreibungen, insbesondere auch im Vergleich zu den technologiespezifischen Ausschreibungen, ist aktuell nur schwer möglich. Die Ergebnisse der bisherigen Runden wurden sehr stark von den Wechselwirkungen mit den technologiespezifischen Ausschreibungen getrieben, wo bei PV sehr hoher, bei Windenergie an Land dagegen ein sehr geringer Wettbewerb herrscht.

Vor dem Hintergrund der sehr einseitigen Bezuschlagung von PV sind jedoch einige Überlegungen zur Weiterentwicklung der Ausschreibung möglich:

Grundsätzliche Anmerkungen zur Technologieneutralität von Ausschreibungen

Grundsätzlich ist die Ausgestaltung von tatsächlich technologieneutralen Ausschreibungen, die keine beteiligte Technologie benachteiligen oder bevorteilen, sehr herausfordernd. Viele Designelemente der Ausschreibung implizieren bei undifferenzierter Ausgestaltung Vorteile für einige und Nachteile für andere Technologien. Beispielsweise sind kurze Realisierungszeiträume vorteilhaft für PV im Vergleich zu Windenergie an Land. Eine kurze Referenzperiode bei der gleitenden Prämie ist ebenfalls vorteilhaft für PV-Anlagen, eine lange Periode für Windenergie an Land. Finanzielle Präqualifikationen

sind vorteilhaft für die typischerweise etwas größeren Akteure bei Windenergie an Land, materielle Präqualifikationen für PV etc.

Bei der Ausgestaltung von technologieübergreifenden Ausschreibungen müssen diese Aspekte bewusst einbezogen werden. In Deutschland hat man sich in diesem Zusammenhang für eine starke Differenzierung der Designelemente für die beiden Technologien entschieden, indem die meisten Designelemente denen der entsprechenden technologiespezifischen Ausschreibung entsprechen. Dies sorgt einerseits für relativ ausgeglichene Chance für beide Technologien, andererseits werden dabei auch Unterschiede zwischen den Technologien mit Blick auf die Systemintegration nivelliert. Zusätzlich muss beachtet werden, dass parallel stattfindende technologiespezifische Ausschreibungen immer das Ergebnis der technologieneutralen Ausschreibung beeinflussen.

Im Folgenden werden dazu kurz zwei mögliche Anpassungen diskutiert.

Ausschreibungsgegenstand installierte Leistung vs. Strommenge

Die Strommenge, die von Windenergie an Land- und PV-Anlagen je installierte Leistung erzeugt wird, unterscheidet sich deutlich. Im aktuellen System, wo die in der technologieübergreifenden Ausschreibung bezuschlagten Mengen jeweils von den in den technologiespezifischen Ausschreibungen ausgeschriebenen Mengen abgezogen werden, spielt dies eine untergeordnete Rolle. Falls diese Abhängigkeit der Ausschreibungsmengen angepasst werden sollte, sollte über eine Änderung des Ausschreibungsgegenstands nachgedacht werden, so dass auch bei einer überproportionalen Bezuschlagung von PV-Anlagen die Zielerreichung gewährleistet bleibt.

Einpreisung der Systemeffekte einzelner Technologien in der Ausschreibung

PV-Anlagen verursachen im Vergleich zu Windenergie an Land tendenziell höhere Markt- und Systemintegrationskosten. Diese werden teilweise über den Marktwert der Anlagen abgebildet, teilweise handelt es sich um Netzkosten, die nur schwer in das Kalkül der Bieter integrierbar sind (wobei die VKN einen ersten Schritt in diese Richtung darstellt). Dennoch könnte eine Anpassung der Marktprämie, zumindest in den gemeinsamen Ausschreibungen, eine Option darstellen, um den tatsächlichen Wert der bezuschlagten Anlagen für das Gesamtsystem zu maximieren. Beispielsweise würde eine Verlängerung der Referenzperiode der Marktprämie einen Vorteil für systemfreundlichere Anlagen mit geringeren saisonalen Schwankungen implizieren. Auch eine Umstellung der Berechnung der Marktprämie vom technologiespezifischen Marktwert auf einen technologieübergreifenden Marktwert könnte aus System Sicht vorteilhaft sein. Aufgrund der durch eine solche Ausgestaltung steigenden Risiken für die Anlagenbetreiber ist jedoch eine detaillierte Analyse und Diskussion erforderlich, bevor solche oder ähnliche Anpassungen vorgenommen werden.

Ausgestaltung der technologieübergreifenden Ausschreibungen vor dem Hintergrund möglicher Wechselwirkungen

Ein weiterer möglicher Ansatzpunkt zur Reduktion der Wechselwirkungen zwischen den unterschiedlichen Ausschreibungen wäre eine klare Trennung zwischen gemeinsamer und technologiespezifischer Ausschreibung. Beispielsweise könnten kleinere PV- und Windanlagen jeweils in einer technologiespezifischen Ausschreibung bieten, während größerer Anlagen an einer technologieübergreifenden Ausschreibung teilnehmen. Eine solche Ausgestaltung findet sich aktuell bspw. in Griechenland.

Im weiteren Verlauf des Vorhabens werden diese Punkte weiter analysiert und diskutiert. Zudem wird auch eine potenzielle Ausweitung von technologieübergreifenden Ausschreibungen diskutiert.

13. INNOVATIONSAUSSCHREIBUNGEN

Im Rahmen der Ausschreibungen für erneuerbare Energien soll künftig auch Leistung aus innovativen Anlagenkonzepten gesondert gefördert werden. Dazu hat das Bundeskabinett am 16. Oktober 2019 die Innovationsausschreibungsverordnung (InnAusV) verabschiedet¹²⁵. Der Bundestag hat dieser Verordnung am 12.12.2019 zugestimmt.¹²⁶ In den Jahren 2020 bis 2021 werden Innovationsausschreibungen durchgeführt. Bis zum Datenschluss dieses Berichtes hat keine Runde der Innovationsausschreibung stattgefunden, sodass die Innovationsausschreibung hier nicht evaluiert, sondern sie nur in ihren Grundzügen skizziert werden kann.

Hintergrund der Einführung von Innovationsausschreibungen ist die Einigung der Bundesregierung mit der Europäischen Kommission im Rahmen der Genehmigung des EEG 2017. Die Europäische Kommission hat im Dezember 2016 das EEG 2017 unter Auflagen genehmigt¹²⁷. Zu den Auflagen gehört eine Pilot-Innovationsausschreibung, die besonders netz- oder systemdienliche Anlagen fördert. Darüber hinaus ist die Innovationsausschreibung Bestandteil der parlamentarischen Einigung zum Energiesammelgesetz vom 28. November 2018.

Im Rahmen der Innovationsausschreibungen sollen einerseits Veränderungen am Fördermechanismus und am Ausschreibungsdesign getestet, sowie andererseits Anlagenkombinationen aus fluktuierenden und nicht fluktuierenden erneuerbaren Energien ausgeschrieben werden.

Die Innovationsausschreibung ist technologie-neutral, sofern bereits Ausschreibungen für die Ermittlung der Förderhöhe vorgesehen sind. Im Jahr 2020 sind Windenergie-, Solar und Biomasseanlagen sowie zusätzlich Anlagenkombinationen zugelassen¹²⁸. Im Jahr 2021 sind ausschließlich Anlagenkombinationen teilnahmeberechtigt. Anlagenkombinationen müssen dabei technisch so beschaffen sein, dass sie mit mindestens 25 Prozent ihrer installierten Leistung positive Sekundärregelleistung erbringen können. Durch diese Vorgabe ist sichergestellt, dass mindestens 25 Prozent der installierten Leistung auf nicht fluktuierende Erneuerbare oder Speicher entfällt.

Die Veränderungen am Fördermechanismus und am Ausschreibungsdesign betreffen folgende Elemente:

- **Fixe Marktprämie:** Im Unterschied zu den bisherigen EEG-Ausschreibungen wird in der Innovationsausschreibung nicht auf eine gleitende, sondern auf eine fixe Marktprämie geboten. Die Prämie wird zusätzlich zu den Erlösen am Strommarkt und in der Regel unabhängig vom Strompreis gezahlt. Mit der fixen Prämie wird das volle Strompreissisiko auf die Anlagenbetreiber übertragen.
- **Kein Zahlungsanspruch bei negativen Preisen:** In Stunden, in denen an der Strombörse Preise von null oder weniger gezahlt werden, wird keine Marktprämie gewährt.

¹²⁵ Bundesregierung, „Verordnung zu den Innovationsausschreibungen und zur Änderung weiterer energiewirtschaftlicher Verordnungen“, 2019, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/V/verordnung-innovationsausschreibungen-und-zur-aenderung-weiterer-energie-wirtschaftlicher-verordnungen.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

¹²⁶ <https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2019/kw50-de-abschliessende-beratungen-670564>

¹²⁷ Europäische Kommission, „State Aid SA.45461 (2016/N) – Germany EEG 2017 – Reform of the Renewable Energy Law“, 2016, https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/264992/264992_1871004_175_2.pdf.

¹²⁸ Eine Anlagenkombination bezeichnet dabei einen Zusammenschluss

- a) von mehreren Anlagen verschiedener erneuerbarer Energien nach § 3 Nummer 21 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes oder
- b) von Anlagen mit Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln,

wovon mindestens eine erneuerbare Energie Windenergie an Land oder solare Strahlungsenergie ist, und der über einen gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt einspeist (§ 2 Nr. 1 InnAusV).

- **Zuschlagsbegrenzung:** Sofern die eingereichte Gebotsmenge der zugelassenen Gebote unter der ausgeschriebenen Menge des Gebotstermins liegt, erhalten alle zulässigen Gebote einen Zuschlag im Umfang ihres Gebots, bis 80 Prozent der eingereichten Gebotsmenge der zugelassenen Gebote erreicht oder erstmalig durch ein Gebot überschritten sind („endogene Mengenanpassung“).

Der Höchstwert unterscheidet sich zwischen den Ausschreibungssegmenten: Für Anlagenkombinationen beträgt er 7,5 Cent pro Kilowattstunde, für alle anderen Gebote 3 Cent pro Kilowattstunde.

Das Ausschreibungsvolumen der Innovationsausschreibung beträgt im Jahr 2020 650 Megawatt zu installierender Leistung, im Jahr 2021 500 Megawatt zu installierender Leistung betragen.

ANHANG A ZUORDNUNG DER KAPITEL ZUM FRAGENKATALOG IN DER VERSION VOM 23.11.2016

In diesem Abschnitt werden die Fragen des Fragenkatalogs den einzelnen Abschnitten zugeordnet. Er dient zur Orientierung für den Leser, der an spezifischen Fragen interessiert ist.

Tabelle 33: Allgemeine Evaluierungsfragen (Abschnitt 1.1 des Fragenkatalogs)

Evaluierungsfrage	Analysiert in
Sind die Ausbauziele des EEG nach § 1 Absatz 2 und § 4 (direkte Ziele) erreicht worden bzw. befindet sich der Ausbau auf der Linie der Zielpfade / innerhalb des Zielkorridors? Wie hat sich die Stromerzeugung aus EEG-Anlagen entwickelt?	Abschnitt 3.1
Welche Umstände haben eine Zielerreichung behindert bzw. begünstigt?	Abschnitt 3.1
Ist eine Erreichung der direkten und indirekten Ziele des EEG bis zum Jahr 2020 zu erwarten?	Abschnitt 3.1
Wie hoch ist der administrative Mehraufwand durch Ausschreibungen?	Abschnitt 4.4
Wird dieser Mehraufwand durch eine Verringerung der Förderung aufgewogen? Wenn ja trifft dies auf alle Ausschreibungskategorien zu?	Abschnitt 4.4

Tabelle 34: Allgemeine für alle Technologien separat zu beantwortende Evaluierungsfragen (Abschnitt 1.2 des Fragenkatalogs)

Evaluierungsfrage	Analysiert in
Wie hat sich der gesamte Anlagenbestand der Technologie entwickelt?	Windenergie an Land: Abschnitt 7.2.1.1
	Photovoltaikanlagen: Abschnitt 8.2.1.1
	Biomasse: Abschnitt 9.2.1.1
Welche Effekte hatten die unterschiedlichen Fördersätze und Förderansätze auf den Zubau in den verschiedenen Anlagengrößenklassen?	Windenergie auf See: Abschnitt 10.2.1.1
	Windenergie an Land: Abschnitt 7.2.1.3
	Photovoltaikanlagen: Abschnitt 8.2.1.6
	Biomasse: Abschnitt 9.2.1.4
Hat die Einführung von Ausschreibungen für bestimmte Anlagengrößen die Dimensionierung von Neuanlagen beeinflusst?	Windenergie auf See: Abschnitt 10.2.1.3
	Windenergie an Land: Abschnitt 7.2.1.2
	Photovoltaikanlagen: Abschnitt 8.2.1.2
	Biomasse: Abschnitt 9.2.1.2
	Windenergie auf See: Abschnitt 10.2.1.2

Evaluierungsfrage	Analysiert in
Wie viele verschiedene Ausschreibungen sind erfolgt?	Windenergie an Land: Abschnitt 7.1.2 Photovoltaikanlagen: Abschnitt 8.1.2 Biomasse: Abschnitt 9.1.2 Windenergie auf See: Abschnitt 10.1.1
Wie ist das Verhältnis von Investitionssumme und Förderhöhe?	Windenergie an Land: Abschnitt 7.2.2.2 Photovoltaikanlagen: Abschnitt 8.2.2.2 Biomasse: Abschnitt 4.2 Windenergie auf See: Abschnitt 10.2.2.2
Wie hoch sind die Realisierungsraten, ggf. differenziert nach Ausschreibungssegmenten?	Windenergie an Land: Abschnitt 7.2.4.1 Photovoltaikanlagen: Abschnitt 8.2.4.1 Biomasse: Abschnitt 9.2.4.1 Windenergie auf See: Abschnitt 10.2.4.1
Sind die materiellen und finanziellen Qualifikationsanforderungen angemessen?	Windenergie an Land: Abschnitt 7.2.4.3 Photovoltaikanlagen: Abschnitt 8.2.4.5 Biomasse: Abschnitt 9.2.4.3 Windenergie auf See: Abschnitt 10.2.4.3
Sind die Pönalen bei Nichtrealisierung bzw. Verspätung der Realisierung angemessen?	Windenergie an Land: Abschnitt 7.2.4.4 Photovoltaikanlagen: Abschnitt 8.2.4.5 Biomasse: Abschnitt 9.2.4.3 Windenergie auf See: Abschnitt 10.2.4.4
Haben die Sicherungsmaßnahmen/Pönalen gewirkt? Welche Ursachen gibt es für Nichtrealisierung?	Windenergie an Land: Abschnitt 7.2.4.4 Photovoltaikanlagen: Abschnitt 8.2.4.5 Biomasse: Abschnitt 9.2.4.3 Windenergie auf See: Abschnitt 10.2.4
Sind die jeweiligen Realisierungsfristen angemessen?	Windenergie an Land: Abschnitt 7.2.4.5 Photovoltaikanlagen: Abschnitt 8.2.4.7 Biomasse: Abschnitt 9.2.4.5 Windenergie auf See: Abschnitt 10.2.4.5
Inwieweit konnten kleine Akteure und Bürgerenergieprojekte Zuschläge erlangen? Wie hat sich die Akteursstruktur durch die Einführung der Ausschreibungen verändert?	Windenergie an Land: Abschnitt 7.2.6 Photovoltaikanlagen: Abschnitt 8.2.6 Biomasse: Abschnitt 9.2.6

Evaluierungsfrage	Analysiert in
Wie transparent/verständlich ist das Verfahren?	Windenergie an Land: Abschnitt 7.2.7.1 Photovoltaikanlagen: Abschnitt 8.2.7.1 Biomasse: Abschnitt 9.2.7.2 Windenergie auf See: Abschnitt 10.2.6.1
Welche Auswirkungen hat die Einführung der Ausschreibung auf die Initiierung und Entwicklung von neuen Projekten?	Windenergie an Land: Abschnitt 7.2.1.4 Photovoltaikanlagen: Abschnitt 8.2.1.7 Biomasse: Abschnitt 9.2.1.5 Windenergie auf See: Abschnitt 10.2.1.4

Tabelle 35: Direkter Einfluss der Förderung auf den Förderempfänger (Abschnitt 1.2.1 des Fragenkatalogs)

Evaluierungsfrage	Analysiert in
Hatte die Förderung einen kausalen Effekt auf die Förderempfänger? Vergleich der Ausschreibungs-Gewinner und –Verlierer.	Windenergie an Land: Abschnitt 4 Photovoltaikanlagen: Abschnitt 4 Biomasse: Abschnitt 4 Windenergie auf See: Abschnitt 4
Hatte die Förderung einen kausalen Effekt auf die Förderempfänger? Vergleich der Zuschläge innerhalb der Ausschreibungen mit den Geboten, die nicht bezuschlagt wurden.	Windenergie an Land: Abschnitt 4 Photovoltaikanlagen: Abschnitt 4 Biomasse: Abschnitt 4 Windenergie auf See: Abschnitt 4
Unterscheidet sich der Effekt der Förderung in den verschiedenen Ausschreibungen?	Windenergie an Land: Abschnitt 4 Photovoltaikanlagen: Abschnitt 4 Biomasse: Abschnitt 4 Windenergie auf See: Abschnitt 4

Tabelle 36: Indirekter Einfluss der Förderung für alle Technologien – Negativ (Abschnitt 1.2.2 des Fragenkatalogs)

Evaluierungsfrage	Analysiert in
Ist eine Marktkonzentration zu beobachten?	Windenergie an Land: Abschnitt 7.2.3.5 Photovoltaikanlagen: Abschnitt 8.2.3.8 Biomasse: Abschnitt 9.2.3.7 Windenergie auf See: Abschnitt 10.2.3.15

Evaluierungsfrage	Analysiert in
Wie entwickelt sich die räumliche Verteilung in der Ausschreibung?	Windenergie an Land: Abschnitt 7.2.5.1 Photovoltaikanlagen: Abschnitt 8.2.5.1 Biomasse: Abschnitt 9.2.5 Windenergie auf See: Abschnitt 10.2.5.1
Welche Auswirkungen hat eine ggf. veränderte räumliche Verteilung: - auf die Effizienz der Anlagen? - auf Netz und Systemintegrationskosten?	Windenergie an Land: Abschnitt 7.2.5 Photovoltaikanlagen: Abschnitt 8.2.5 Biomasse: Abschnitt 9.2.5 Windenergie auf See: Abschnitt 10.2.5
Welche Auswirkungen hat eine ggf. veränderte räumliche Verteilung: - auf die Effizienz der Planungs- und Genehmigungsprozesse der zuständigen Behörden? - auf die Netzausbauplanungen der Netzbetreiber sowie übergeordneter Fachpläne, insbesondere der Netzentwicklungspläne? - auf die Akzeptanz der Bevölkerung?	Hier lassen sich aus den Ausschreibungsergebnissen keine Kausalitäten ableiten.

Tabelle 37: Indirekter Einfluss der Förderung für alle Technologien – Positiv (Abschnitt 1.2.2 des Fragenkatalogs)

Evaluierungsfrage	Analysiert in
Wie hat das EEG 2016 die CO ₂ - Emission in Deutschland beeinflusst?	Technologieübergreifend: Abschnitt 3.2
Wie viele Gebote und Zuschläge für Anlagen im Ausland gab es in der "geöffneten" Ausschreibung?	Abschnitt 11.2.2.1 und Abschnitt 11.2.6.1

Tabelle 38: Eignung der Art der Förderung (Abschnitt 1.2.3 des Fragenkatalogs)

Evaluierungsfrage	Analysiert in
Wie effektiv war die Art der Förderung (Ausschreibungen, Preiszuschlag)?	Windenergie an Land: Abschnitt 4 Photovoltaikanlagen: Abschnitt 4 Biomasse: Abschnitt 4 Windenergie auf See: Abschnitt 4

Evaluierungsfrage	Analysiert in
Wie viel Kapazität wurde zugeschlagen über die Ausschreibungen im Vergleich zum bisherigen Förderprogramm?	Windenergie an Land: Abschnitt 7.2.2.1 Photovoltaikanlagen: Abschnitt 8.2.2.1 Biomasse: Abschnitt 9.2.2.1 Windenergie auf See: Abschnitt 10.2.2.1
Wiegen die Kosteneinsparungen für die verringerten Kosten bei Netz- und Systemintegration die zusätzlichen Kosten von technologiespezifischen Ausschreibungen (im Vergleich zu technologie-neutralen Ausschreibungen) auf? Sind die Kosten geringer als in der technology-differenzierten Ausschreibung oder in dem Fördersystem vor Einführung der Ausschreibungen?	Abschnitt 12.2

Tabelle 39: Proportionalität der Förderung (Abschnitt 1.2.4 des Fragenkatalogs)

Evaluierungsfrage	Analysiert in
War die Förderung der Anlagen angemessen? Wie hat sich die Wirtschaftlichkeit der geförderten Anlagen in einem sich wandelnden Marktumfeld entwickelt?	Windenergie an Land: Abschnitt 7.2.2.5 Photovoltaikanlagen: Abschnitt 8.2.2.5 Biomasse: Abschnitt 9.2.2.5 Windenergie auf See: Abschnitt 10.2.2.5
Wie hat sich die Wettbewerbsintensität in den Ausscheidungsrunden entwickelt, ggf. differenziert nach Ausschreibungssegmenten?	Windenergie an Land: Abschnitt 7.2.3.1 Photovoltaikanlagen: Abschnitt 8.2.3.1 Biomasse: Abschnitt 9.2.3.1 Windenergie auf See: Abschnitt 10.2.3.1
Wie haben sich die Zuschlagspreise im Zeitverlauf entwickelt ggf. differenziert nach Ausschreibungssegmenten?	Windenergie an Land: Abschnitt 7.2.3.2 Photovoltaikanlagen: Abschnitt 8.2.3.2 Biomasse: Abschnitt 9.2.3.2 Windenergie auf See: Abschnitt 10.2.3.2
Gab es ein strategisches Gebotsverhalten und welche Auswirkungen haben strategische Gebote auf - die Wettbewerbsintensität? - die gebotene Förderhöhe? - die Realisierungsrate?	Windenergie an Land: Abschnitt 7.2.3.6 Photovoltaikanlagen: Abschnitt 8.2.3.9 Biomasse: Abschnitt 9.2.3.8 Windenergie auf See: Abschnitt 10.2.3.14

**Tabelle 40: Technologiespezifische Evaluierungsfragen – Windenergie an Land > 750 kW
(Abschnitt 2.1.1 des Fragenkatalogs)**

Evaluierungsfrage	Analysiert in
Wie verteilen sich die Gebote und Zuschläge regional?	Abschnitt 7.2.5.1

Unterscheidet sich die Zuschlagswahrscheinlichkeit nach Bundesländern?	Abschnitt 7.2.5.2
Wie verteilen sich die Gebote und Zuschläge auf die Standortklassen?	Abschnitt 7.2.5.3
Wie hat sich das Referenzertragsmodell auf das Ausschreibungsergebnis ausgewirkt?	Abschnitt 7.2.5.3
Wie hat sich die Einführung einer Netzenspasszone auf das Ausschreibungsergebnis ausgewirkt?	Abschnitt 7.2.5.4
Wie hat sich die Sonderregelung für Bürgerenergiegesellschaften auf das Ausschreibungsergebnis ausgewirkt?	Abschnitt 7.2.6.2
Welche Auswirkungen hat die Einführung der Ausschreibung auf die Initiierung und Entwicklung von neuen Projekten?	Abschnitt 7.2.1.4

Tabelle 41: Technologiespezifische Evaluierungsfragen – Windenergie auf See (Abschnitt 2.1.2 des Fragenkatalogs)

Evaluierungsfrage	Analysiert in
Wie unterscheiden sich die Gebotspreise nach Küstenentfernung, Wassertiefe sowie Nord- und Ostsee?	Abschnitt 10.2.5.1
Wie hat sich die Ausgestaltung der Hilfsgebote auf das Ausschreibungsergebnis ausgewirkt?	Abschnitt 10.2.3.10
Ist das Höchstgebot angemessen?	Abschnitt 10.2.3.13
Welche Auswirkungen hat die Übertragbarkeit des Eintrittsrechts?	Abschnitt 10.2.3.12

Tabelle 42: Technologiespezifische Evaluierungsfragen – Photovoltaik > 750 kW (Abschnitt 2.1.3 des Fragenkatalogs)

Evaluierungsfrage	Analysiert in
Wie stark unterscheiden sich die Gebotspreise von Freiflächenanlagen, Anlagen auf baulichen Anlagen und Dachanlagen?	Abschnitt 8.2.3.3 und Abschnitt 8.2.3.6
Inwieweit konnten große Dachanlagen im Wettbewerb gegen Freiflächenanlagen Zuschläge erlangen?	
In welchem Umfang wurden Freiflächenanlagen auf benachteiligten Flächen im Rahmen der Länderöffnungsklausel bezuschlagt?	Abschnitt 8.2.3.4
In welchem Umfang wurden Freiflächenanlagen an anderen Standorten als im Gebot angegeben realisiert?	Abschnitt 8.2.4.3
Inwiefern wurde von der Möglichkeit der Übertragbarkeit innerhalb des Portfolios Gebrauch gemacht?	Abschnitt 8.2.4.4

Evaluierungsfrage	Analysiert in
Welche Bundesländer haben von der Länderöffnungsklausel im EEG 2016 Gebrauch gemacht und wie hat dies die Wettbewerbssituation beeinflusst?	Abschnitt 8.2.3.4
Wie hat sich die absolute (Hektar) bzw. spezifische (Hektar pro Megawatt) Flächeninanspruchnahme von Freiflächenanlagen entwickelt?	
Wie viel Ackerfläche bzw. Grünland wird für Freiflächenanlagen in Anspruch genommen?	Abschnitt 8.2.1.3 und Abschnitt 8.2.1.5
In welchem Umfang wurden neue Flächen durch den Bau von Freiflächenanlagen neu versiegelt?	

Tabelle 43: Technologiespezifische Evaluierungsfragen – Biomasse > 150 kW (Abschnitt 2.1.4 des Fragenkatalogs)

Evaluierungsfrage	Analysiert in
Wie verteilen sich Zuschläge auf Alt- und Neuanlagen, Brennstoff und auf Anlagengrößen?	Abschnitt 9.2.1.3
Welche Restvergütungsdauer aus dem vorherigen Fördersystem hätten zugeschlagene Altanlagen noch gehabt?	Abschnitt 9.2.3.5
Wie viele Kalendermonate nach Bekanntgabe des Zuschlags vergehen, bis eine Bestandsanlage den Anspruch nach § 19 Abs. 1 EEG 2016 aktiviert?	Abschnitt 9.2.3.6
Wie verhalten sich die mengengewichteten durchschnittlichen Zuschlagswerte für Alt- und Neuanlagen?	Abschnitt 9.2.3.3
Wie verhalten sich bei Altanlagen Zuschlagswert und Obergrenze für den anzulegenden Wert nach § 39 f Abs. 6 EEG 2016	Abschnitt 9.2.3.4

Tabelle 44: Spezifische Fragen zu den geöffneten Ausschreibungen (Abschnitt 2.2 des Fragenkatalogs)

Evaluierungsfrage	Analysiert in
Wie verteilen sich Zuschläge in den jeweiligen Staaten?	Abschnitt 11.2.5.1
Auf welchen Flächen wurden Projekte bezuschlagt?	Abschnitt 11.2.1.2
Wie verteilen sich die Zuschläge nach unterschiedlichen Anlagengrößen?	Abschnitt 11.2.1.1
Wie ist die Realisierungsrate in den jeweiligen Staaten?	
Wie viele Kalendermonate nach Bekanntgabe des Zuschlags werden Projekte realisiert?	Abschnitt 11.2.4.1 und Abschnitt 11.2.4.2

Evaluierungsfrage	Analysiert in
Wie entwickelt sich die Förderhöhe? a) Gesamtförderhöhe (anzulegender Wert) b) umzulegende Marktprämie jeweils, im Vergleich zu den nationalen Ausschreibungen und aufgeschlüsselt nach den jeweiligen Staaten	Abschnitt 11.2.2.1
Welche Einflussfaktoren (Steuern, Abgaben, Abschreibungsmöglichkeiten) außerhalb der Ausschreibungsdesigns haben die Zuschlagsraten in den jeweiligen Ländern beeinflusst? Welche Systemintegrationskosten sind mit dem jeweiligen Zubau in den jeweiligen Ländern verbunden?	Abschnitt 11.2.3.1
Wie hat sich die Akteursstruktur bei den geöffneten Ausschreibungen entwickelt? Wie sind die Auswirkungen auf kleine Akteure und Bürgerenergiegesellschaften?	Abschnitt 11.2.6.1

Tabelle 45: Spezifische Fragen zu den technologieübergreifenden Ausschreibungen (Abschnitt 2.3 des Fragenkatalogs)

Evaluierungsfrage	Analysiert in
Welche Technologieverteilung ergab sich bei den technologieübergreifenden Ausschreibungen? Wie ändert sich diese im Zeitverlauf? Inwiefern weicht die Technologieverteilung relativ vom Verhältnis der Korridore ab?	Abschnitt 12.3.1.1
Hat das Anlagenportfolio, das in der technologieübergreifenden Ausschreibung bezuschlagt worden ist, im Vergleich zu den technologiespezifischen Ausschreibungsrunden andere Systemintegrationskosten? Wenn ja welche Art von Systemintegrationskosten?	Abschnitt 12.3.5.1
Wie haben sich ggf. eingeführte Boni Quoten oder andere differenzierende Bewertungskriterien auf das Ausschreibungsergebnis ausgewirkt?	Abschnitt 12.3.2.1
Wie verteilen sich die Gebote und Zuschläge regional?	Abschnitt 12.3.5.2
Wie verteilen sich die Gebote und Zuschläge auf die Standortklassen bei Windenergie an Land?	Abschnitt 12.3.5.3
Wie stark unterscheiden sich die Gebotspreise von Windenergie an Land, Freiflächenanlagen, Anlagen auf baulichen Anlagen und Dachanlagen sowie die Gebotshöhen an verschiedenen Windstandorten und in verschiedenen Regionen? Ergeben sich Unterschiede zu den Technologiespezifischen Ausschreibungen?	Abschnitt 12.3.1.2

Evaluierungsfrage	Analysiert in
Ggf. In welchem Umfang wurden bezuschlagte Anlagen auf anderen Standorten als im Gebot angegeben realisiert?	Abschnitt 12.3.5.4
Wie verteilen sich die Zuschläge auf die unterschiedlichen Anlagengrößen? Hat die Anlagengröße Auswirkungen auf die Wahrscheinlichkeit der Realisierung der Anlage? Falls unterschiedliche Qualifikationsforderungen eingeführt werden, hat der Stand der Vorentwicklung der Projekte Auswirkungen auf die Wahrscheinlichkeit der Realisierung der Anlagen?	Abschnitt 12.3.4.1
Welche Wechselwirkungen zwischen den technologiespezifischen und den technologieübergreifenden Ausschreibungen sind zu erkennen? Wie sind diese zu begründen?	Abschnitt 12.3.3.2
Sind die jeweiligen Realisierungsfristen in den technologieübergreifenden Ausschreibungen angemessen?	Abschnitt 12.3.4.2
Sind die Pönalen bei Nichtrealisierung bzw. Verspätung der Realisierung in den technologieübergreifenden Ausschreibungen angemessen?	Abschnitt 12.3.4.3
Wie haben sich die Zuschlagspreise im Zeitverlauf entwickelt insbesondere im Vergleich zu den technologiespezifischen Ausschreibungen?	Abschnitt 12.3.3.1
Gab es ein strategisches Gebotsverhalten bei den technologieübergreifenden Ausschreibungen und welche Auswirkungen haben strategische Gebote auf die Wettbewerbsintensität, die gebotene Förderhöhe, die Realisierungsrate?	Abschnitt 6

ANHANG B ANNAHMEN ZU EMISSIONSFAKTOREN, ZUR ENTWICKLUNG DER FÖRDERKOSTEN UND ZUR EFFEKTIVITÄT DER FÖRDERUNG

Für die bezuschlagten Anlagen wurde eine Laufzeit von 20 Jahren und folgende Volllaststunden¹²⁹ angenommen:

- Windenergieanlagen an Land: 2.000 h
- Windenergieanlagen auf See: 4.000 h
- Solaranlagen: 1.000 h
- Biomasseanlagen: 5.500 h

Die vermiedenen Emissionen wurden durch Multiplikation der jährlichen Strommenge mit den entsprechenden jährlichen Emissionsfaktoren aus Abbildung 131 ermittelt.

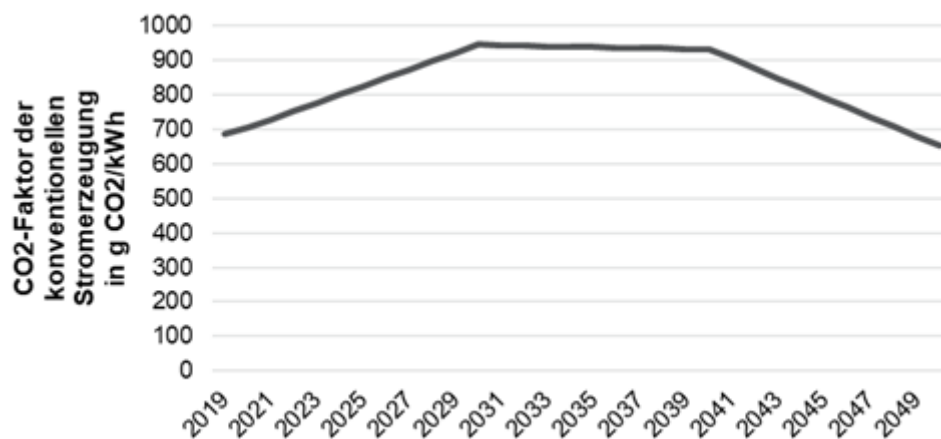


Abbildung 131: Emissionsfaktoren

Die Emissionsfaktoren wurden durch ein gewichtetes Mittel aus der konventionellen Erzeugung aus dem Basisszenario der BMWi Langfristszenarien¹³⁰ und den energieträgerspezifischen Emissionsfaktoren des UBA¹³¹ bestimmt. Das Basisszenario zielt auf eine 80-prozentige Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2050 ab. Die Emissionsfaktoren des UBA wurden entsprechend der Wirkungsgrade¹³² der Kraftwerke angepasst. In Tabelle 46 sind die Erzeugung sowie die Emissionsfaktoren aufgeführt. Zwischen den Stützjahren wurde linear interpoliert.

¹²⁹ <https://www.netztransparenz.de/EEG/Mittelfristprognosen/Mittelfristprognose-2019-2023>

¹³⁰ https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-3-referenzszenario-und-basisszenario.pdf?__blob=publicationFile&v=4

¹³¹ https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1968/publikationen/co2-emissionsfaktoren_fur_fossile_brennstoffe_korrektur.pdf

¹³² <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/konventionelle-kraftwerke-erneuerbare-energien-textpart-5>
<https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/konventionelle-kraftwerke-erneuerbare-energien#textpart-5> und <https://www.energie-lexikon.info/oelkraftwerk.html>

Tabelle 46: Ermittlung der Emissionsfaktoren¹³³

Energieträger	Emissions- faktoren	2020	2030	2040	2050
Kernenergie	0 g CO ₂ /kWh	63.836 GWh (23 %)	0 GWh (0 %)	0 GWh (0 %)	0 GWh (0 %)
Braunkohle	1088 g CO ₂ /kWh	96.683 GWh (35 %)	72.652 GWh (57 %)	24.200 GWh (55 %)	0 GWh (0 %)
Steinkohle	785 g CO ₂ /kWh	100.143 GWh (36 %)	41.474 GWh (33 %)	11.991 GWh (27 %)	874 GWh (16 %)
Erdgas	472 g CO ₂ /kWh	1.940 GWh (1 %)	3.369 GWh (3 %)	1.613 GWh (4 %)	1.611 GWh (30 %)
Andere Konventionelle	710 g CO ₂ /kWh	13.581 GWh (5 %)	9.612 GWh (8 %)	5.817 GWh (13 %)	2.886 GWh (54 %)
Gewichteter Emissionsfaktor	-	704 g CO₂/kWh	944 g CO₂/kWh	932 g CO₂/kWh	651 g CO₂/kWh

Die Förderzahlungen wurden aus der Differenz der Zuschlagswerte und prognostizierten Marktwerten¹³⁴ ermittelt. Die Marktwerte sind in Abbildung 132 dargestellt.

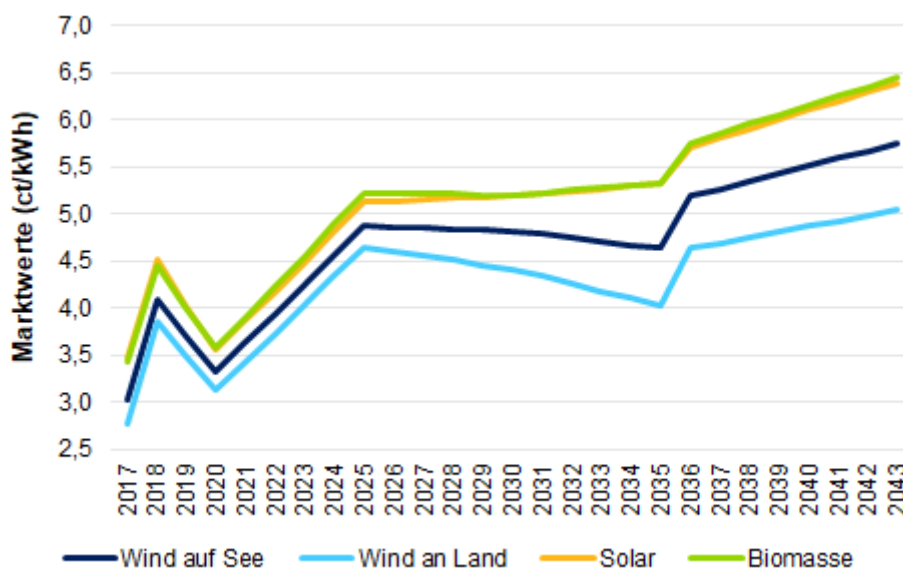


Abbildung 132: Marktwerte zur Ermittlung der Förderzahlungen (real, Preisbasis 2018)

Die herangezogenen Daten für Windenergie auf See sind in der folgenden Tabelle zusammengetragen. Da zwei Zuschlagswerte nicht öffentlich zugänglich sind, wurde für die Gebote der entsprechende Höchstwert der Ausschreibungsrunde angenommen.

¹³³ https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-3-referenzszenario-und-basissszenario.pdf?__blob=publicationFile&v=4 und https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1968/publikationen/co2-emissionsfaktoren_fur_fossile_brennstoffe_korrektur.pdf

¹³⁴ Marktwerte von 2017 und 2018 von <https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/Marktwerte>; Marktwerte von 2019 bis 2035 aus Leitstudie Strom (Referenzszenario); Marktwerte von 2036 bis 2043 linear fortgeschrieben.

Tabelle 47: Zur Berechnung der CO₂-Minderung herangezogene Daten für Windenergieanlagen auf See¹³⁵

Projekt	Ausschreibungs- datum	Zuschlagsmenge (kW)	Zuschlagswert (ct/kWh)	Inbetriebnahmejahr
Borkum Riffgrund West 2	01.04.2017	240.000	0,00	2024
EnBW He Dreiht	01.04.2017	900.000	0,00	2025
Gode Wind 3	01.04.2017	110.000	6,00	2023
OWP West	01.04.2017	240.000	0,00	2024
Baltic Eagle	01.04.2018	476.000	6,46	2023
Gode Wind 4	01.04.2018	132.000	9,83	2025
Wikinger Süd	01.04.2018	10.000	0,00	2023
Kaskasi	01.04.2018	325.000	unbekannt	2022
Arcadis Ost 1	01.04.2018	247.000	unbekannt	2022
Borkum Riffgrund West 1	01.04.2018	420.000	0,00	2024

¹³⁵ Quellen: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/nationale-ausschreibungen-und-ergebnisse.html?cms_docId=577128;
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Offshore/offshore-node.html https://www.nera.com/content/dam/nera/publications/2017/PUB_Offshore_EMI_German_A4_0417.pdf;
https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/bericht-eeg-7-wind-auf-see.pdf?__blob=publicationFile&v=6; <http://www.knkwind.de/>; <https://www.4coffshore.com/>;
<https://www.wab.net/fileadmin/media/Downloads/Karten/2017-WAB-Offshoretabelle.pdf>;
<https://www.wab.net/fileadmin/media/Downloads/Karten/2017-WAB-Offshorekarte.pdf>;
https://www.thewindpower.net/windfarms_list_de.php

ANHANG C DETAILLIERTE METHODIK UND DATENQUELLEN ZUM KAPITEL NETZ- UND SYSTEMINTEGRATIONSKOSTEN

Marktwertberechnung. Jeder der drei Onshore-Wind-Werte ist ein (gleichgewichtetes) arithmetisches Mittel der Marktwerte der entsprechenden drei Standorte und Anlagen. Jeder Standort wurde mit einer Stark- und einer Schwachwindanlage einbezogen; und zwar mit den Anlagen mit der korrespondierenden Nummer unten in der Tabelle. Also besteht etwa der Marktwert für Onshore-Wind – Nord – Starkwind aus den Marktwerten der Paare 1 Birkholz – 1 Vestas, 2 Huje – 2 Enercon und 3 -Prinzhöfte – 3 Siemens. Daraus folgt wiederum, dass jede Anlage einmal im Norden und einmal im Süden „steht“. Die genauen Standorte und Modelle lassen sich den Tabelle 48 und Tabelle 49 unten entnehmen.

Für die Nord- und Süd-Solar-Werte werden die Einspeisezeitreihen der Zonen von 50Hertz respektive TransnetBW verwendet.

Die Einspeisezeitreihen von Biomasse und Windenergie auf See beziehen sich jeweils auf ganz Deutschland.

Tabelle 48: Standorte der WEA

	<i>Ort</i>	<i>Breitengrad</i>	<i>Längengrad</i>
Nord			
1	Birkholz	52.692035	13.58935
2	Huje	53.9568031	9.45368442
3	Prinzhöfte	52.9074593	8.5677667
Süd			
1	Ammerfeld	48.7661299	11.0327467
2	Simbach	48.5707168	12.7361004
3	Wehr	47.6223915	7.91104093

Tabelle 49: Turbinenmodelle mit Kennzahlen

	<i>Turbinenmodell</i>	<i>Nabenhöhe in m</i>	<i>Kapazität in MW</i>	<i>Energiedichte in W/m2</i>
Starkwind				
1	Vestas V90 2000	80	2.000	314.4
2	Enercon E66 1500	70	1.500	438.4
3	Siemens SWT 3.0 101	110	3.000	375
Schwachwind				
1	Vestas V100 2000	95	2.000	254.6
2	Siemens SWT 2.3 101	80	2.300	287.5
3	Nordec N131 3300	134	3.300	244.84

Datenquellen für Marktwert und Kosten für Prognosefehler. Alle Einspeisezeitreihen, ausgenommen die anlagenspezifischen Werte für den Onshore-Wind im Marktwert, die Preise und die Prognosen stammen von Entso-E Transparency. <https://transparency.entsoe.eu/>

- Deutscher Name = Bezeichnung auf Entso-E Transparency
- Einspeisezeitreihen = Actual Generation per Production Type
<https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/actualGenerationPerProductionType/show>
- reBAP = Imbalance
<https://transparency.entsoe.eu/balancing/r2/imbalance/show>
- Day-Ahead-Preise = Day-Ahead-Prices
<https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/r2/dayAheadPrices/show>
 - o Die hier verwendeten Day-Ahead-Preise setzen sich aus zwei Zeitreihen zusammen:
Bis zum 30.09.2018 sind es die Preise für die Zone DE-AT-LU. Mit dem Zonensplitting gelten die Preise danach für DE-LU.
- Prognosen = Generation Forecast for Wind and Solar
<https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/dayAheadGenerationForecastWindAndSolar/show>
 - o Bei TransnetBW fehlen die Prognosedaten für folgende Daten: 20.07., 10.08., 09.10.2018. Alle Kosten für Prognosefehler sind aus Vergleichbarkeitsgründen ohne diese Tage berechnet.

Für die Standorte der Onshore-WEA im Marktwert wird das Renewable Power Plants Data Package der Open Power System Data verwendet. https://doi.org/10.25832/renewable_power_plants/2019-04-05

Die Einspeisezeitreihen der Onshore-Windenergieanlagen für den Marktwert werden mit Renewables.Ninja generiert. Alle zur Generierung notwendigen Daten lassen sich Tabelle 48 und Tabelle 49 oben entnehmen. <https://www.renewables.ninja/>

Datenquellen für Netzkosten.

- Daten zum Einspeisemanagement (nach Technologien und nach Bundesländern):
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2019/Quartalsbericht_Q4_2018.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- Daten zur EE-Erzeugung nach Bundesländern:
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institution/en/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html
- Daten zu Abregelungen im Netzgebiet der E.ON Avacon: <https://www.avacon-netz.de/de/energie-einspeisen/einspeisemanagement/veroeffentlichungen/abgeschlossene-massnahmen.html>
(Daten für das Jahr 2018, abgerufen 15.11.2019)
- Annahmen zu Offshore-Anbindungskosten aus dem Netzentwicklungsplan:
https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_V2019_2_Entwurf_Kap3.pdf

ANHANG D DETAILS DER QUANTIATIVEN ANALYSE

Tabelle 50: Angebotenes und bezuschlagtes Windenergie an Land Volumen je Ausschreibungsrunde in MW

Ausschreibungsrunde	Mai 17	Aug. 17	Nov. 17	Feb. 18	Mai 18	Aug. 18	Okt. 18	Feb. 19	Mai 19	Aug. 19	Sep. 19
Gebots-menge	2.076	2.824	2.419	973	604	666	363	476	270	208	179
Zuschlags-menge	807	1.013	1.000	709	604	666	363	476	270	208	179
Nicht bezuschlagtes Gebots-volumen	1.269	1.811	1.418	264	0	0	0	0	0	0	0
Ungenutztes Auktions-volumen	0	0	0	0	66	4	307	224	380	442	321

Tabelle 51: Anzahl der Gebote je Ausschreibungsrunde für Windenergie an Land

Ausschreibungsrunde	Mai 17	Aug. 17	Nov. 17	Feb. 18	Mai 18	Aug. 18	Okt. 18	Feb. 19	Mai 19	Aug. 19	Sep. 19
Gebote	244	267	195	130	111	86	57	67	35	32	21
Bezuschlagte Gebote	70	67	61	83	111	86	57	67	35	32	21
Nicht bezuschlagte Gebote	174	200	134	47	0	0	0	0	0	0	0
Nicht zugelassene Gebote	12	14	15	2	0	5	5	5	6	1	1

Tabelle 52: Zuschlagswahrscheinlichkeit je Ausschreibungsrunde für Windenergie an Land

Ausschreibungsrunde	Mai 17	Aug. 17	Nov. 17	Feb. 18	Mai 18	Aug. 18	Okt. 18	Feb. 19	Mai 19	Aug. 19	Sep. 19
Zuschlagswahrscheinlichkeit in Prozent	29	25	31	64	100	100	100	100	100	100	100
Anzahl der Zuschläge	70	67	61	83	111	86	57	67	35	32	21

Tabelle 53: Zuschlagspreise je Ausschreibungsrunde in Cent/kWh für Windenergie and Land

Ausschreibungsrunde	Mai 17	Aug. 17	Nov. 17	Feb. 18	Mai 18	Aug. 18	Okt. 18	Feb. 19	Mai 19	Aug. 19	Sep. 19
höchster Zuschlagswert	5,78	4,29	3,82	5,28	6,28	6,30	6,30	6,20	6,20	6,20	6,20
Mengengewichteter Durchschnitt	5,71	4,28	3,82	4,73	5,73	6,16	6,26	6,11	6,13	6,20	6,19
niedrigster Zuschlagswert	5,25	4,16	3,80	3,80	4,65	5,30	6,12	5,24	5,94	6,19	6,19
Varianz	0,02	0,00	0,00	0,23	0,14	0,03	0,00	0,02	0,01	0,00	0,00
Höchstpreis	7,00	7,00	7,00	6,30	6,30	6,30	6,30	6,20	6,20	6,20	6,20

Tabelle 54: Teilnahmedauer an Ausschreibungsrunden von Windenergie an Land Projekten bis zum Zuschlag

Ausschreibungsrunde	Mai 17	Aug. 17	Nov. 17	Feb. 18	Mai 18	Aug. 18	Okt. 18	Feb. 19	Mai 19	Aug. 19	Sep. 19
Eine Runde	59	50	43	24	40	61	38	33	28	15	11
Zwei Runden	0	9	16	15	20	3	5	1	3	4	3
Drei Runden	0	0	2	14	11	0	1	5	0	1	0
Vier Runden	0	0	0	14	6	2	2	2	0	1	2
Fünf Runden	0	0	0	0	8	0	0	0	0	0	1

Tabelle 55: Anzahl der Runden, nach denen ein nicht-Bürgerenergieprojekt aufgegeben wird je Runde

Ausschreibungsrunde	Mai 17	Aug. 17	Nov. 17	Feb. 18	Mai 18	Aug. 18	Okt. 18	Feb. 19	Mai 19	Aug. 19	Sep. 19
Eine Runde	12	3	1	2	0	0	1	2	0	0	1
Zwei Runden	0	6	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Drei Runden	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Vier Runden	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fünf Runden	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabelle 56: Anzahl der Runden nach denen ein Bürgerenergieprojekt aufgegeben wird

Ausschreibungsrunde	Mai 17	Aug. 17	Nov. 17	Feb. 18	Mai 18	Aug. 18	Okt. 18	Feb. 19	Mai 19	Aug. 19	Sep. 19
Eine Runde	27	35	42	0	0	0	0	0	0	0	0
Zwei Runden	0	18	23	0	0	0	0	0	0	0	0
Drei Runden	0	0	17	0	0	0	0	0	0	0	0
Vier Runden	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fünf Runden	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabelle 57: Regionalität der Projekte verschiedener Bietergruppen der Windausschreibungen

	Bieter mit 1 Projekt	Bieter mit 2 Projekten	Bieter mit 3 – 5 Projekten	Bieter mit 6 – 10 Projekten	Bieter mit >10 Projekten
Anzahl an Projekten	244	84	114	95	192
Projekte innerhalb Bundesland Bietersitz	199	64	81	48	56
Projekte außerhalb Bundesland Bietersitz	45	20	33	47	136

Tabelle 58: Anzahl Bieter & erfolgreiche Bieter – Windenergie an Land

Gebots-termin		Mai 17	Aug. 17	Nov. 17	Feb. 18	Mai 18	Aug. 18	Okt. 18	Feb. 19	Mai 19	Aug. 19	Sep. 19
Anzahl Bieter	Nicht-BEG	42	34	20	54	50	50	39	35	26	21	13
	BEG	115	107	97	15	13	4	9	7	2	0	1
Anzahl erfolgreicher Bieter	Nicht-BEG	3	2	1	34	50	50	39	35	26	21	13
	BEG	49	17	27	13	13	4	9	7	2	0	1

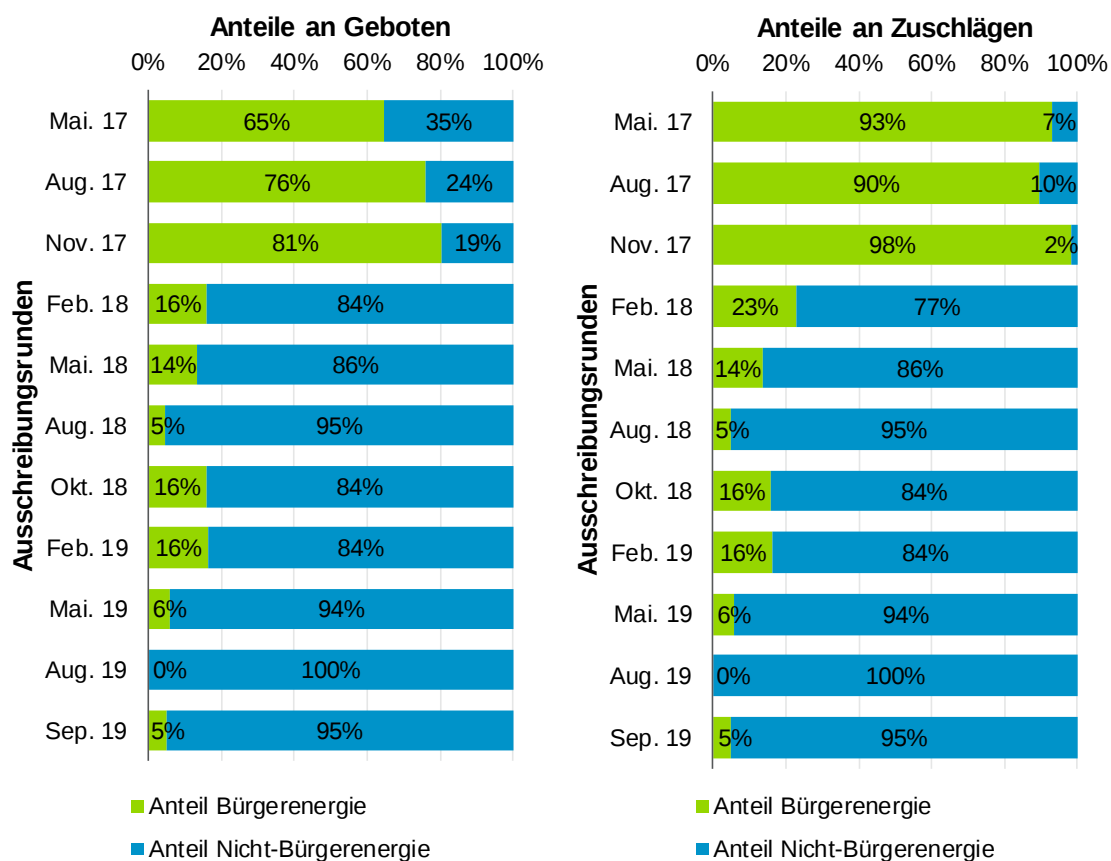


Abbildung 133: Anteile der Gebote und Zuschläge nach Biertypen aller technologiespezifischen Ausschreibungsrounden für Windenergie an Land bis einschließlich September 2019

Tabelle 59: Anzahl Gebote und Zuschläge – Windenergie an Land

Gebotstermin	Anzahl Gebote	Davon Bürgerenergie	Anzahl Zuschläge	Davon Bürgerenergie
Mai 17	244	158	70	65
Aug. 17	267	203	67	60
Nov. 17	195	157	61	60
Feb. 18	130	21	83	19
Mai 18	111	15	111	15
Aug. 18	86	4	86	4
Okt. 18	57	9	57	9
Feb. 19	67	11	67	11
Mai 19	35	2	35	2
Aug. 19	32	0	32	0
Sep. 19	21	1	21	1

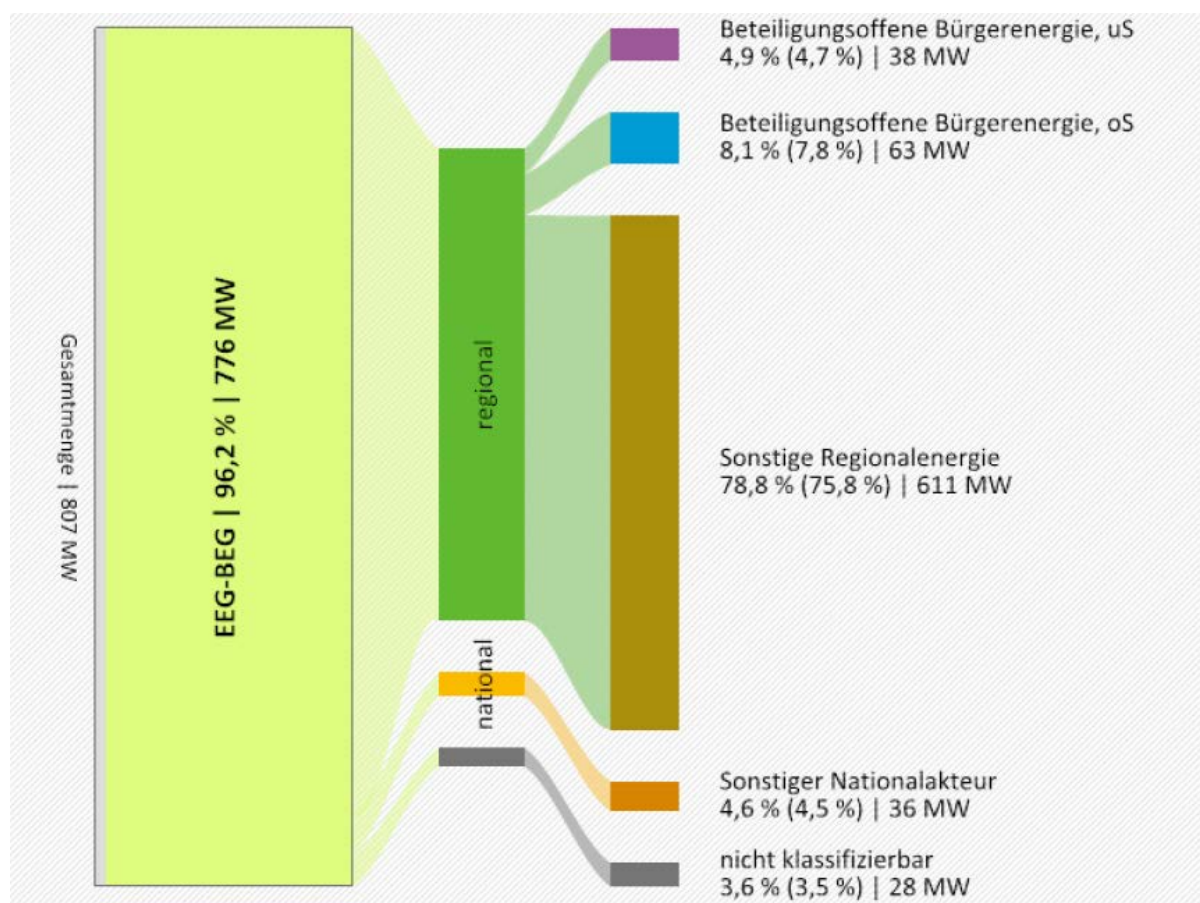


Abbildung 134: Klassifizierung der bezuschlagten EEG-BEG nach Regionalität und
Beteiligungsform – Windenergie an Land, Ausschreibungsrunde Mai 2017. Quelle: ¹³⁶

¹³⁶ Weiler u. a., „Kurzbericht zur Akteursstruktur der Ausschreibung für Windenergie an Land vom Mai 2017“.