

CLIMATE CHANGE

49/2021

Abschlussbericht

Entwicklung und Umsetzung eines Monitoringsystems zur Analyse der Akteursstruktur bei Freiflächen-Photovoltaik und der Windenergie an Land

Ergebnisse des Monitorings und Empfehlungen

von:

Katja Weiler, Andreas Weber, Katharina Grashof
IZES gGmbH, Saarbrücken

Dr. Lars Holstenkamp, Moritz
Ehrtmann Leuphana Universität
Lüneburg, Lüneburg

Herausgeber:

Umweltbundesamt

CLIMATE CHANGE 49/2021

Ressortforschungsplan des Bundesministeriums für
Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit

Forschungskennzahl 37EV 16 137 0
FB000164

Abschlussbericht

Entwicklung und Umsetzung eines Monitoringsystems zur Analyse der Akteursstruktur bei Freiflächen- Photovoltaik und der Windenergie an Land

Ergebnisse des Monitorings und Empfehlungen

von

Katja Weiler, Andreas Weber, Katharina Grashof
IZES gGmbH, Saarbrücken

Dr. Lars Holstenkamp, Moritz Ehrtmann
Leuphana Universität Lüneburg, Lüneburg

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
buergerservice@uba.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

 [/umweltbundesamt.de](https://www.facebook.com/umweltbundesamt.de)

 [/umweltbundesamt](https://twitter.com/umweltbundesamt)

Durchführung der Studie:

IZES gGmbH
Altenkesslerstr. 17, Gebäude A1
66115 Saarbrücken

Abschlussdatum:

April 2021

Redaktion:

Fachgebiet V. 1.3 Erneuerbare Energien
Max Werlein, Matthias Futterlieb

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, Juli 2021

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Kurzbeschreibung: Entwicklung und Umsetzung eines Monitoringsystems zur Analyse der Akteursstruktur bei Freiflächen-Photovoltaik und der Windenergie an Land

Das UBA-Vorhaben „Entwicklung und Umsetzung eines Monitoringsystems zur Analyse der Akteursstruktur bei Freiflächen-Photovoltaik und der Windenergie an Land“ wurde von der IZES gGmbH in Kooperation mit der Leuphana Universität Lüneburg durchgeführt. Dabei wurde ein Konzept entwickelt, mit dem sich die Veränderungen in der Zusammensetzung der Akteure, die an großen Photovoltaik- und an Windenergieanlagen an Land seit Inbetriebnahmejahr 2010 beteiligt sind, erfassen lassen. Es ist ein erklärtes Ziel des Gesetzgebers, die bestehende Akteursvielfalt auch nach der Einführung von Ausschreibungen zur Ermittlung der Vergütungshöhe zu erhalten. In welchem Maße dieses Ziel erreicht oder verfehlt wird, lässt sich durch den Vergleich der bisherigen Akteursstruktur mit derjenigen nach Einführung von Ausschreibungen bewerten. Dies setzt jedoch eine wissenschaftlich belastbare Methodik zur Ermittlung dieser Akteursvielfalt voraus.

Zunächst wurde eine wissenschaftliche Grundlage für die Erfassung und Evaluierung von Änderungen der Akteursstruktur entwickelt (Monitoring). Diese Methodik wurde angewendet, um die Akteursstruktur für Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme ab 2010 sowie der Bieter und Gewinner der Ausschreibungsrunden für Windenergie an Land und große Photovoltaikanlagen (> 750 kW) bis Herbst 2019 zu untersuchen. Als Ergebnisse werden in diesem Bericht die Entwicklungen der Akteursstrukturen aufgezeigt und diese mit den übergeordneten politischen Zielstellungen, die hinter dem Erhalt der Akteursvielfalt stehen, abgeglichen. Dies lässt eine Bewertung zu, welchen Einfluss Verschiebungen in den Akteursstrukturen auf Entwicklungspfade und Ziele der Energiewende haben können.

Abstract: Development and implementation of a monitoring system for the analysis of the actor structure in ground-mounted photovoltaics and onshore wind energy

The project funded by the German Environment Agency (Umweltbundesamt – UBA) was carried out by IZES gGmbH in cooperation with Leuphana University of Lüneburg. A concept was developed to track the changes in the composition of the owners of large-scale photovoltaics (>750 kW) and onshore wind energy systems since the commissioning year 2010. The legislator has declared the willingness to maintain the existing diversity of actors even after the introduction of tenders to determine the level of remuneration. The extent to which this goal is achieved or missed can be assessed by comparing the previous ownership structure with that after the introduction of auctions. This, in turn, requires a scientifically reliable methodology to determine the diversity of actors.

Firstly, a scientific basis for the recording and evaluation of changes in the actor structure was developed (“monitoring”). This methodology was used to examine the ownership structure of existing power plants since the commissioning year 2010 as well as the bidders and winners of the tendering rounds for onshore wind energy and large photovoltaic systems (> 750 kW) until autumn 2019. The results show changes in the structure of ownership and compare them with the overarching political objectives that lie behind the goal to maintain the diversity of actors. This allows an assessment of how changes in the composition of owners can have an impact on development paths and goals of the energy transition.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	6
Abbildungsverzeichnis.....	9
Tabellenverzeichnis.....	13
Abkürzungsverzeichnis.....	15
Zusammenfassung.....	17
Summary	25
1 Einleitung.....	32
1.1 Erhalt der Akteursvielfalt als energiepolitisches Ziel und Zielstellung des Vorhabens.....	32
1.2 Überblick über den Inhalt	32
1.3 Arbeiten an anderer Stelle	33
1.3.1 Auswirkungen der Einführung von Auktionen auf die Akteursstruktur	33
1.3.2 Beschreibung der Entwicklung der Akteursstrukturen im Bereich der Windenergie an Land und der großen PV in Deutschland	35
1.3.3 Schlussfolgerungen	43
1.4 Vorgehen und Methodik.....	45
1.4.1 Grundüberlegungen zur Methodik	45
1.4.2 Begriff der Akteursvielfalt und dahinter liegende politische Ziele	45
1.4.3 Identifikation des zu klassifizierenden Akteurs	47
1.4.4 Regionalität und Bürgerbeteiligung.....	49
1.4.5 Referenzzeitpunkte.....	51
1.5 Fazit und betrachtete Segmente.....	52
2 Akteursstrukturanalyse Bestandsanlagen.....	54
2.1 Windenergie an Land	54
2.1.1 Regulatorische und ökonomische Rahmenbedingungen	54
2.1.2 Klassifikation der Windenergie an Land Akteure für den Zeitraum 2010-2016	57
2.1.3 Zwischenfazit zum Bestand Windenergie an Land	67
2.2 Große Freiflächenphotovoltaik.....	68
2.2.1 Regulatorische und ökonomische Rahmenbedingungen	68
2.2.2 Analyse der großen Photovoltaik Akteursvielfalt im Bestand 2010-2016.....	69
2.2.3 Zwischenfazit zum Bestand der großen Freiflächenphotovoltaik > 750 kW	75
3 Akteursstrukturanalyse Ausschreibungen	77
3.1 Entwicklung der Akteursvielfalt innerhalb einzelner Phasen der Windenergie an Land.....	77
3.1.1 Regulatorische und ökonomische Rahmenbedingungen	77

3.1.2	Ausschreibungsphase im Jahr 2017	78
3.1.3	Ausschreibungen seit Februar 2018	93
3.1.4	Windenergiegebote innerhalb der gemeinsamen Ausschreibungen	106
3.2	Entwicklung der Akteursvielfalt innerhalb einzelner Phasen der großen Freiflächenphotovoltaik	110
3.2.1	Regulatorische und ökonomische Rahmenbedingungen	110
3.2.2	Ausschreibungen Photovoltaik 2015/16 nach FFAV	112
3.2.3	Ausschreibungen Photovoltaik 2017 bis 2019	122
3.2.4	PV Sonderausschreibungen: PV-Gebote innerhalb der gemeinsamen (GemAV) und grenzüberschreitenden (GEEV) Ausschreibungen	132
4	Vergleich Akteursstrukturanalyse zwischen Bestand und Ausschreibungen	146
4.1	Vergleich der Ergebnisse zwischen Bestand und Ausschreibungen für Wind an Land	146
4.1.1	Vergleich der Klassifizierung Regionalität und Beteiligungsform	146
4.1.2	Vergleich der Größenklassen	148
4.1.3	Vergleich der Investorentypen	149
4.2	Vergleich der Ergebnisse zwischen Bestand und Ausschreibungen für große Photovoltaikanlagen	151
4.2.1	Vergleich der Klassifizierung Regionalität und Beteiligungsform	151
4.2.2	Vergleich der Größenklassen	152
4.2.3	Vergleich der Investorentypen	153
5	Sonderauswertungen	155
5.1	Überblick über die Sonderauswertungen	155
5.2	Wettbewerbsintensität	155
5.2.1	Hintergrund	155
5.2.2	Windenergie an Land	157
5.2.3	Photovoltaik	161
5.2.4	Fazit	166
5.3	Bürgerenergiegesellschaften gemäß Legaldefinition (EEG-BEG) in vorhabenspezifischer Klassifikation nach Regionalität und Beteiligungsform	166
5.3.1	Hintergrund	166
5.3.2	Ausschreibungen für Windenergie an Land im Jahr 2017	167
5.3.3	Ausschreibungen für Windenergie an Land 2018 bis September 2019	169
5.3.4	Fazit	171
5.4	Eingetragene Genossenschaften	172
5.4.1	Hintergrund	172

5.4.2	Ergebnisse für den Bestand	173
5.4.3	Ausschreibungen für Windenergie an Land.....	174
5.4.4	Ausschreibungen für große Photovoltaik (> 750 kW).....	175
5.4.5	Fazit.....	177
5.5	Mehrfachgebote bei der Windenergie an Land.....	179
5.5.1	Identifikation von Mehrfachgeboten.....	179
5.5.2	Methodik.....	179
5.5.3	Mehrfachgebote Wind an Land	179
6	Empfehlungen zum Monitoringverfahren.....	182
6.1	Reflektion der Herausforderungen	182
6.1.1	Übersicht über wesentliche Herausforderungen	182
6.1.2	Verfügbarkeit und Qualität der anlagenbezogenen Daten	182
6.1.3	Verfügbarkeit und Qualität der eigentümerbezogenen Daten	183
6.1.4	Grenz-/Schwellenwerte	184
6.1.5	Teilautomatisierung, Rechercheaufwand und mögliche Fehlerquellen.....	186
6.1.6	Integration von Zeitverläufen der Eigentumsverhältnisse	187
6.2	Empfehlungen	188
7	Fazit	190
7.1	Zusammenfassung der Ergebnisse zu den Akteursstrukturen.....	190
7.2	Veränderungen der Akteursstrukturen und übergeordnete energie- bzw. wirtschaftspolitische Zielstellungen.....	191
7.2.1	Wettbewerb.....	191
7.2.2	Innovationskraft.....	192
7.2.3	Gleichwertige Lebensverhältnisse und regionale Wertschöpfung.....	193
7.2.4	Demokratisierung	193
7.2.5	Akzeptanz.....	194
7.2.6	Resilienz	194
8	Quellenverzeichnis	196
A	Anlage: Konfidenzintervalle der PV Freiflächenanlagen im Bestand	202

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Grundkonstellationen von Eigentumsstrukturen	47
Abbildung 2: Arten von Gesellschafterinnen/Gesellschafter bei Kommanditgesellschaften (KGs).....	48
Abbildung 3: Identifikation der herrschenden Akteure bei einer GmbH & Co. KG.....	49
Abbildung 4: Phasen des Projektlebenszyklus	51
Abbildung 5: Bruttozubau Windenergie an Land	56
Abbildung 6: Klassifizierung nach Regionalität und Beteiligungsform.....	57
Abbildung 7: Klassifizierung nach Größe	58
Abbildung 8: Klassifizierung nach Größe	59
Abbildung 9: Klassifizierung nach Investorentypen	60
Abbildung 10: Klassifizierung nach Investorentypen	61
Abbildung 11: Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp	63
Abbildung 12: Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp	64
Abbildung 13: sonstige Regionalenergie: Investorentypen und Größen	65
Abbildung 14: sonstiger Nationalakteur: Investorentypen und Größen.....	66
Abbildung 15: Zubau PV in Jahresscheiben.....	69
Abbildung 16: Klassifizierung nach Regionalität und Beteiligungsform.....	70
Abbildung 17: Klassifizierung nach Größe.....	71
Abbildung 18: Klassifizierung nach Investorentypen	72
Abbildung 19: Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp	73
Abbildung 20: sonstige Regionalenergie: Investorentypen und Größen	74
Abbildung 21: sonstiger Nationalakteur: Investorentypen und Größen.....	75
Abbildung 22: Klassifizierung nach Regionalität und Beteiligungsform, Ausschreibungen 2017	79
Abbildung 23: Klassifizierung nach Größe, Ausschreibungen 2017	81
Abbildung 24: Klassifizierung nach Investorentyp der Ausschreibungen 2017	83
Abbildung 25: Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp in den Ausschreibungsrunden 2017, bezuschlagt	84
Abbildung 26: Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp in den Ausschreibungsrunden 2017, bezuschlagte Komplementäre ..	85
Abbildung 27: Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp in den Ausschreibungsrunden 2017, nicht bezuschlagt	86
Abbildung 28: Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp in den Ausschreibungsrunden 2017, nicht bezuschlagte Komplementäre	87
Abbildung 29: Sonstige Regionalenergie, Investorentypen und Größen in den Ausschreibungen 2017, bezuschlagt	88
Abbildung 30: Sonstige Nationalakteure, Investorentypen und Größen in den Ausschreibungen 2017, bezuschlagt	89
Abbildung 31: Sonstige Regionalenergie, Investorentypen und Größen in den Ausschreibungen 2017, nicht bezuschlagt	90

Abbildung 32: Sonstige Nationalakteure, Investorentypen und Größen in den Ausschreibungen 2017, nicht bezuschlagt	91
Abbildung 33: Klassifizierung nach Regionalität und Beteiligungsform, Ausschreibungen 2018 - 2019	94
Abbildung 34: Klassifizierung der Größenklassen, Ausschreibungsrunden 2018 - 2019	96
Abbildung 35: Klassifizierung nach Investorentypen, Ausschreibungsrunden 2018 - 2019	97
Abbildung 36: Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp in den Ausschreibungsrunden 2018 – 2019, bezuschlagt	99
Abbildung 37: Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp in den Ausschreibungsrunden 2018 – 2019, nicht bezuschlagt	100
Abbildung 38: Sonstige Regionalenergie, Investorentypen und Größen in den Ausschreibungen 2018 - 2019, bezuschlagt	101
Abbildung 39: Sonstige Regionalenergie, Investorentypen und Größen in den Ausschreibungen 2018 - 2019, nicht bezuschlagt	102
Abbildung 40: Sonstige Nationalakteure, Investorentypen und Größen in den Ausschreibungen 2018 - 2019, nicht bezuschlagt	103
Abbildung 41: Sonstige Nationalakteure, Investorentypen und Größen in den Ausschreibungen 2018 - 2019, nicht bezuschlagt	104
Abbildung 42: Klassifizierung: Regionalität und Beteiligungsform, Wind an Land, Sonderausschreibungen	107
Abbildung 43: Klassifizierung nach Größenklassen, Wind an Land, Sonderausschreibungen	108
Abbildung 44: Klassifizierung Investorentypen, Wind an Land, Sonderausschreibungen	109
Abbildung 45: Klassifizierung: Regionalität und Beteiligungsform, große Photovoltaik - Ausschreibungen 2015 bis 2016	113
Abbildung 46: Größenklassen, große Photovoltaik - Ausschreibungen 2015 bis 2016	114
Abbildung 47: Investorentypen, große Photovoltaik - Ausschreibungen 2015 bis 2016	115
Abbildung 48: Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp, bezuschlagt	116
Abbildung 49: Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp, nicht bezuschlagt	117
Abbildung 50: sonstige Regionalenergie: Investorentypen und Größen, bezuschlagt	118
Abbildung 51: sonstige Regionalenergie: Investorentypen und Größen, nicht bezuschlagt	119
Abbildung 52: sonstiger Nationalakteur: Investorentypen und Größen, bezuschlagt	120
Abbildung 53: sonstiger Nationalakteur: Investorentypen und Größen, nicht bezuschlagt	121

Abbildung 54: Klassifizierung: Regionalität und Beteiligungsform, große Photovoltaik: Bestandsjahre und Auktionsintervalle	123
Abbildung 55: Größenklassen, große Photovoltaik - Ausschreibungen 2017 bis Jun 2019	124
Abbildung 56: Investorentypen, große Photovoltaik - Ausschreibungen 2017 bis Jun 2019	125
Abbildung 57: Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp, bezuschlagt .	126
Abbildung 58: Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp, nicht bezuschlagt	127
Abbildung 59: sonstige Regionalenergie: Investorentypen und Größen, bezuschlagt	128
Abbildung 60: sonstige Regionalenergie: Investorentypen und Größen, nicht bezuschlagt	129
Abbildung 61: sonstiger Nationalakteur: Investorentypen und Größen, bezuschlagt	130
Abbildung 62: sonstiger Nationalakteur: Investorentypen und Größen, nicht bezuschlagt	131
Abbildung 63: Klassifizierung nach Regionalität und Beteiligungsform, bezuschlagt	133
Abbildung 64: Klassifizierung nach Regionalität und Beteiligungsform, nicht bezuschlagt	134
Abbildung 65: Klassifizierung nach Größe, bezuschlagt	135
Abbildung 66: Klassifizierung nach Größe, nicht bezuschlagt	136
Abbildung 67: Klassifizierung nach Investorentypen, bezuschlagt	137
Abbildung 68: Klassifizierung nach Investorentypen, nicht bezuschlagt	138
Abbildung 69: Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp, bezuschlagt .	139
Abbildung 70: Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp, nicht bezuschlagt	140
Abbildung 71: sonstige Regionalenergie: Investorentypen und Größen, bezuschlagt	141
Abbildung 72: sonstige Regionalenergie: Investorentypen und Größen, nicht bezuschlagt	142
Abbildung 73: sonstiger Nationalakteur: Investorentypen und Größen, bezuschlagt	143
Abbildung 74: sonstiger Nationalakteur: Investorentypen und Größen, nicht bezuschlagt	144
Abbildung 75: Klassifizierung: Regionalität und Beteiligungsform, Wind an Land: Bestandsjahre und Auktionsintervalle	147
Abbildung 76: Größenklassen, Wind an Land: Bestandsjahre und Auktionsintervalle	149
Abbildung 77: Investorentypen, Wind an Land: Bestandsjahre und Auktionsintervalle	150

Abbildung 78: Klassifizierung: Regionalität und Beteiligungsform, Photovoltaik: Bestandsjahre und Auktionsintervalle	152
Abbildung 79: Größenklassen, große Photovoltaik: Bestandsjahre und Auktionsintervalle.....	153
Abbildung 80: Investorentypen, Photovoltaik: Bestandsjahre und Auktionsintervalle.....	154
Abbildung 81: Konzentrationsraten je Ausschreibungsrunde bei Windenergie an Land, alle Gebote.....	158
Abbildung 82: Kumulierte Konzentrationsraten bei Windenergie an Land seit Beginn der Ausschreibungen, alle Gebote	159
Abbildung 83: Kumulierte Konzentrationsraten bei Windenergie an Land seit Beginn der Ausschreibungen, nur Bezuschlagte	160
Abbildung 84: Konzentrationsraten bei der Windenergie an Land im Bestand und in den Ausschreibungsphasen 2017 und 2018/19, nur Bezuschlagte	161
Abbildung 85: Konzentrationsraten je Ausschreibungsrunde bei Photovoltaik, alle Gebote	162
Abbildung 86: Kumulierte Konzentrationsraten bei der Photovoltaik seit Beginn der Ausschreibungen, alle Gebote	163
Abbildung 87: Kumulierte Konzentrationsraten bei der Photovoltaik seit Beginn der Ausschreibungen, nur Bezuschlagte	164
Abbildung 88: Konzentrationsraten bei der Photovoltaik im Bestand und in den Ausschreibungsphasen 2017 und 2018/19, nur Bezuschlagte	165
Abbildung 89: Jährlich kumulierte Konzentrationsraten bei den Photovoltaik- Ausschreibungen, nur Bezuschlagte.....	165
Abbildung 90: Klassifikation der Bürgerenergiegesellschaften gemäß Legaldefinition (EEG-BEG) nach Regionalität und Beteiligungsform, alle Gebote 2017	168
Abbildung 91: Klassifikation der Bürgerenergiegesellschaften gem. Legaldefinition (EEG-BEG) nach Regionalität und Beteiligungsform, Zuschläge im Vergleich 2017	169
Abbildung 92: Klassifikation der Bürgerenergiegesellschaften gem. Legaldefinition (EEG-BEG) nach Regionalität und Beteiligungsform, ohne Zuschlag im Vergleich 2017	169
Abbildung 93: Klassifikation der Bürgerenergiegesellschaften gemäß Legaldefinition (EEG-BEG) nach Regionalität und Beteiligungsform, alle Gebote 2018- September 2019	170
Abbildung 94: Klassifikation der Bürgerenergiegesellschaften gem. Legaldefinition (EEG-BEG) nach Regionalität & Beteiligungsform, Zuschläge im Vergleich 2018/2019	171

Abbildung 95: Klassifikation der Bürgerenergiegesellschaften gem. Legaldefinition (EEG-BEG) nach Regionalität & Beteiligungsform, keine Zuschläge im Vergleich 2018-9/2019	171
Abbildung 96: Beteiligung eingetragener Genossenschaften bei Auktionen für Windenergie an Land.....	175
Abbildung 97: Beteiligung eingetragener Genossenschaften bei Auktionen für Photovoltaik.....	177
Abbildung 98: Mehrfachgebote Wind.....	180
Abbildung 99: Gebotsverhalten Standorte mit zwei Zuschlägen	181
Abbildung 100: Übersicht über Datenbank und Programme.....	186

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Betreiber von Windenergieanlagen an Land 1999-2005, ISET	36
Tabelle 2: Eigentümer von Post-EEG-Anlagen 2021-2025, G.A.M.E.	37
Tabelle 3: Eigentümerstruktur bei der Windenergie an Land, Deutsche WindGuard: Realisierungsphase	38
Tabelle 4: Eigentümerstruktur bei der Windenergie an Land, Deutsche WindGuard: Betriebsphase	39
Tabelle 5: Eigentümerstruktur bei der Windenergie an Land, trend:research	40
Tabelle 6: Eigentümerstruktur bei der Photovoltaik, trend:research	41
Tabelle 7: Eigentümerstruktur bei der Photovoltaik getrennt nach Segmenten, trend:research	42
Tabelle 8: Eigentümerstruktur mit Fokus auf Bürgerbeteiligungen gemäß trend:research – Wind an Land und Photovoltaik im Vergleich	43
Tabelle 9: Übersicht der Anteile der Bürgerenergie bei der Windenergie an Land gemäß trend:research & Leuphana sowie Deutsche WindGuard	44
Tabelle 10: Zielsetzungen hinter „Erhalt der Akteursvielfalt“ und Indikatoren	46
Tabelle 11: Merkmale zur Prüfung der Regionalität eines Akteurs	50
Tabelle 12: Bürgerenergie – EEG- vs. projektbezogene Definition	50
Tabelle 13: Regionalität & Beteiligungsform – Beispiele	51
Tabelle 14: Referenzzeitpunkte für die Klassifikation	52
Tabelle 15: Unterteilung des Gesamtuntersuchungszeitraumes in jeweils drei Zeiträume	53
Tabelle 16: Anteil eingetragener Genossenschaften am Bestand vor Einführung von Ausschreibungen bei der Windenergie an Land und der Photovoltaik.....	173
Tabelle 17: Rechtsformspezifische Auswertung der Gebote für Windenergie an Land durch die Bundesnetzagentur	174
Tabelle 18: Rechtsformspezifische Auswertung der Gebote für Photovoltaik durch die Bundesnetzagentur	176

Tabelle 19: Mehrfachgebote Wind an Land	180
Tabelle 20: EEG-BEG Anteile je Anzahl der Zuschläge im Verlauf	181
Tabelle 21: Übersicht über Grenz-/Schwellenwerte bei der Klassifikation nach Regionalität und Beteiligungsform	185
Tabelle 22: Entwicklung der Akteursstrukturen und ihre Wirkung auf übergeordnete politische Ziele.....	195
Tabelle 23: Herrschende Unternehmen & Konfidenzintervalle	203
Tabelle 24: Leistungsanteile je Akteur & Konfidenzintervalle	203

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Ausformulierung
AEE	Agentur für Erneuerbare Energien
AG	Aktiengesellschaft
BauGB	Baugesetzbuch
BGH	Bundesgerichtshof
BlmA	Bundesanstalt für Immobilienaufgaben
BlmSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BMG	Bundesmeldegesetz
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BWE	Bundesverband WindEnergie
CR	Konzentrationsrate (engl.: Concentration Rate)
DGS	Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEG-BEG	Bürgerenergiegesellschaft(en) gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz
eG	eingetragene Genossenschaft
EnBW	Energie Baden-Württemberg
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FFAV	Freiflächenausschreibungsverordnung
FKVO	Fusionskontrollverordnung
G.A.M.E.	Gesellschaft für angewandte Marktforschung in der Energiewirtschaft mbH
GbR	Gesellschaft bürgerlichen Rechts (auch: BGB-Gesellschaft)
GEEV	Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung
GemAV	Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen
gGmbH	gemeinnützige Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GmbH & Co. KG	Gesellschaft mit beschränkter Haftung und Compagnie Kommanditgesellschaft
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
HHI	Herfindahl-Hirschman-Index
IEE	Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik
ISST	Institut für Solare Energieversorgungstechnik
IZES	Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme

Abkürzung	Ausformulierung
JV	Joint Venture
KAGB	Kapitalanlagegesetzbuch
KG	Kommanditgesellschaft
KMU	kleine und mittlere Unternehmen
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
MaStR	Marktstammdatenregister
oS	oberer Schwellenwert
uS	unterer Schwellenwert
PV	Photovoltaik
SPV	Zweckgesellschaft (engl.: Special Purpose Vehicle)
UBA	Umweltbundesamt
UG	Unternehmergesellschaft
UG & Co. KG	Unternehmergesellschaft und Compagnie Kommanditgesellschaft
uS	unterer Schwellenwert
VBA	Visual Basic for Applications
WMEP	Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm

Zusammenfassung

Das Vorhaben „Entwicklung und Umsetzung eines Monitoringsystems zur Analyse der Akteursstruktur bei Freiflächen-Photovoltaik und der Windenergie an Land“ wird von der IZES gGmbH in Kooperation mit der Leuphana Universität Lüneburg durchgeführt. Dabei wurde eine Methodik entwickelt, mit der sich die Veränderungen in der Zusammensetzung der Akteure, die an großen Photovoltaik- und an Windenergieanlagen an Land seit Inbetriebnahmejahr 2010 beteiligt sind, erfassen lassen.¹ Im hier vorliegenden Abschlussbericht werden die Ergebnisse zur Ermittlung der Akteursstruktur für Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme seit 2010 sowie der Bietenden und Bezuschlagten der Ausschreibungsrunden für Windenergie an Land und Photovoltaik bis Herbst 2019 vorgestellt. Es erfolgt eine Bewertung, in welchem Maße das erklärte Ziel des Gesetzgebers, die bestehende Akteursvielfalt auch nach der Einführung von Ausschreibungen zu erhalten, erreicht oder verfehlt wird.

In **Kapitel 1** werden zunächst Ergebnisse aus Untersuchungen zu Ausschreibungen in anderen Ländern in einem knappen Überblick zusammengefasst und Erkenntnisse zu Veränderungen der Akteursstrukturen in Deutschland dargestellt. International wird bei Ausschreibungen tendenziell eine Verschiebung hin zu wenigen großen Akteuren, vielfach Energieversorgern, beobachtet. Die Zusammenstellung von Ergebnissen zu vorherigen Beobachtungen der Akteursstruktur bei Windenergie an Land und Photovoltaikanlagen in Deutschland zeigt, dass es insgesamt an vertieften Untersuchungen der Akteursstrukturen insgesamt mangelt und die Ergebnisse der identifizierten Studien nur bedingt vergleichbar sind. Im Detail unterscheiden sich die Definitionen einzelner Akteurstypen deutlich voneinander, soweit sich dies auf Basis der methodischen Erläuterungen der Studien beurteilen lässt. Trotz der eingeschränkten Vergleichbarkeit können sie als Ausgangspunkt für die Diskussion der beobachtbaren Entwicklungen genutzt werden. Zusammenfassend geht man von einer größeren Akteursvielfalt bei der Windenergie im Vergleich zur PV aus.

Auf Basis der identifizierten übergeordneten energie- bzw. wirtschaftspolitischen Zielstellungen wurde ein Set an Indikatoren entwickelt, die für die jeweilige Zielerreichung aussagekräftig sind. Es ergeben sich drei Klassifikationskriterien, die für die Systematisierung der Akteure final verwendet wurden:

- ▶ Regionalität und Beteiligungsform,
- ▶ Akteursgröße und
- ▶ Investorentyp.

Ein besonderer Fokus in der politischen Diskussion ist generell auf die Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern gerichtet. Deswegen wurde im Projekt eine vorhabensspezifische Definition der Bürgerenergiegesellschaft entwickelt, die der *beteiligungsoffenen Bürgerenergie*. Eine solche beteiligungsoffene Bürgerenergie liegt vor, wenn die sich beteiligenden Bürgerinnen und Bürger überwiegend aus der Region stammen, in der die Anlagen stehen, die Beteiligung nicht auf wenige Personen begrenzt wird, sondern prinzipiell möglichst vielen Menschen offensteht (offenes Angebot, nicht zu hohe Mindestinvestitionen) und keine Person die Gesellschaft allein kontrollieren kann.

¹ Für eine ausführlichere Darstellung zur Methodik sei auf den Methodikkurzbericht (Holstenkamp et al., 2019) und insbesondere die detaillierte Darstellung und Begründung der Methodik (Weiler, Holstenkamp et al., 2021) verwiesen.

Weiterhin ist beim Vergleich zwischen Auktionsergebnissen und Bestandsanlagen zu beachten, dass möglichst *vergleichbare Zeitpunkte* für die Gegenüberstellung herangezogen werden. Einschränkungen ergaben sich im vorliegenden Vorhaben im Wesentlichen aus Gründen der Datenverfügbarkeit. Daher wurde für den Bestand auf Daten zum Zeitpunkt der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung (Windenergie an Land) bzw. in der Betriebsphase (große PV) und für die Auktionen auf den Zeitpunkt der Gebotsabgabe abgestellt. Für die Eigentümerstrukturen wurde eine kommerzielle Unternehmensdatenbank genutzt.

In **Kapitel 2** wird die Entwicklung der Akteursvielfalt in den Segmenten Windenergie an Land und große Photovoltaik (> 750 kWp installierte Leistung) der Bestandsjahre 2010 bis 2016 beschrieben. Die Ergebnisse werden für den Betrachtungszeitraum in kumulierter Form (2010-2016) für die drei Klassifikationskriterien dargestellt.

- Insgesamt kann für die Bestandsanlagen im Zeitraum 2010 bis 2016 für die Windenergie an Land eine relativ große Akteursvielfalt festgestellt werden. Die nach der vorhabenspezifischen Definition beteiligungsoffene Bürgerenergie hat in den Bestandsjahren 2010 – 2016 einen Leistungsanteil von ca. 8 %. Es ist wahrscheinlich, dass der Anteil in der Realität höher liegt, da für knapp 9 % des Leistungsvolumens die Beteiligungsform nicht klassifiziert werden konnte. Hierunter wird ein höherer Anteil kleinster Unternehmen vermutet, welche eher der beteiligungsoffenen Bürgerenergie zuzurechnen sind. Kommunale Akteure (überwiegend nicht-börsennotierte öffentliche EVU) haben mit einem Anteil von 6 % eine relativ geringe Relevanz. Zusammenfassend ergibt sich ein heterogenes Bild über die Klassifikationen hinweg auf vier häufig vorzufindende Eigentümertypen der Bestandsanlagen im Zeitraum 2010 bis 2016: Erstens der eher regional tätige kleinste Privatinvestor, zweitens der national aktive große Projektentwickler, drittens das national tätige öffentliche große EVU sowie viertens die in der Standortregion verankerte beteiligungsoffene Bürgerenergie.
- Die Akteursvielfalt bei der großen Freiflächenphotovoltaik (> 750 kW) in den untersuchten Jahren 2010 bis 2016 war eher gering. Beteiligungsoffene Bürgerenergieakteure haben nur einen außerordentlich geringen Anteil von ca. 1 %. Rund die Hälfte der Leistung wird von nationalen Akteuren gehalten, mit weitem Abstand gefolgt von regionalen und internationalen Akteuren. Bemerkenswert ist der vergleichsweise geringe Anteil von EVU, kommunalen Unternehmen und Landwirten. Der typische Investor neu errichteter PV-Freiflächenanlagen in den Jahre 2010 bis 2016 war ein national aufgestellter, privater Finanzakteur oder Privatinvestor.

Kapitel 3 gibt sodann einen Überblick über alle Ausschreibungsrunden im Bereich der Windenergie an Land und der großen PV (> 750 kWp) bis September 2019. In den Untersuchungszeitraum fallen damit (1) die PV-Ausschreibungen unter dem EEG 2014 (Pilotausschreibungen für Freiflächenanlagen gemäß Freiflächenausschreibungsverordnung, FFAV) und dem EEG 2017 einschließlich einer Sonderausschreibung im März 2019, (2) die Ausschreibungen für Windenergie an Land unter dem EEG 2017 einschließlich einer Sonderausschreibung im September 2019, (3) die grenzüberschreitende Ausschreibung mit Dänemark für die PV vom November 2016 gemäß Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung (GEEV) sowie (4) die gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergie an Land und große PV gemäß Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen (GemAV) zwischen April 2018 und April 2019. Verglichen werden sowohl die bezuschlagten Gebote zwischen den Phasen als auch die bezuschlagten mit den nicht-bezuschlagten Geboten.

- ▶ Bei der Windenergie an Land sticht vor allem die Ausschreibungsphase des Jahres 2017 heraus, in der besondere Ausnahmeregelungen für Bürgerenergiegesellschaften gemäß Legaldefinition im EEG 2017 (EEG-BEG) gegolten haben. Die große Mehrzahl der eingereichten Gebote nimmt diese Sonderregelungen in den drei Ausschreibungsrunden im Jahr 2017 in Anspruch (82 %). Hinter diesen EEG-BEG verbergen sich weniger als 8 % beteiligungsoffene Bürgerenergie, dagegen viel mehr große national tätige Projektierer. Im Verlauf der Ausschreibungsrunden waren mehrheitlich regionale Privatinvestoren und meist große und national tätige Projektentwickler erfolgreich. Insgesamt kommt es mit dem Beginn der Ausschreibungen zu einer Verschiebung der vorherrschenden Akteurstypen bei Windenergieanlagen an Land, mit der teilweisen Rücknahme der Ausnahmeregelungen für EEG-BEG ab 2018 erhöht sich die Akteursvielfalt wieder. Es zeigt sich jedoch deutlich, dass regionale Bürgerenergieakteure über den gesamten Betrachtungszeitraum Leistungsanteile verlieren. Zu beachten ist, dass seit Mai 2018 viele Ausschreibungsrunden (teilweise relativ stark) unterzeichnet sind.
- ▶ Die Analyse für große PV-Anlagen zeigt, dass Akteure der beteiligungsoffenen Bürgerenergie bei großen PV-Anlagen auch in den Ausschreibungen keine Rolle spielen. Die Akteursvielfalt ist dennoch relativ hoch. So haben neben den Projektentwicklern beispielsweise Energieversorgungsunternehmen relativ hohe Anteile am bezuschlagten Leistungsvolumen, hierbei handelt es sich überwiegend um große, national agierende Unternehmen. Die internationalen Akteure vereinnahmen 9 % der erfolgreichen Gebote auf sich.

Kapitel 4 dient dem Vergleich der Akteursvielfalt vor und nach der Einführung des Ausschreibungssystems. Dabei werden die im Projekt analysierten Zeiträume miteinander verglichen.

Windenergie an Land: Verglichen werden die Bestandsanlagen in den Jahren 2010-2016, die Ausschreibungsphase 2017 sowie die Ausschreibungsphase 2018-2019. Für die Ausschreibungsphasen wird lediglich das bezuschlagte Leistungsvolumen berücksichtigt, um die Werte mit den installierten Leistungen bei Bestandsanlagen mit fester Einspeisevergütung vergleichen zu können.

- ▶ Betrachtet man die besonders schützenswerte Gruppe der Bürgerenergie bei der Windenergie an Land, so lässt sich feststellen, dass der Anteil der beteiligungsoffenen Bürgerenergie im betrachteten Zeitraum deutlich abnimmt. Lag der Anteil im Bestand noch bei mindestens 8 % (voraussichtlich – wegen der nicht klassifizierbaren Akteure – noch höher), so sinkt der Anteil in der Ausschreibungsphase 2017 auf 4 % und in der Ausschreibungsphase 2018-2019 auf 3 %.
- ▶ Im Vergleich zu den Bestandsjahren (2 %) steigt in der zweiten Ausschreibungsphase der Anteil beteiligungsoffener Nationalakteure deutlich auf 7 % an.
- ▶ Internationale Akteure verlieren im Vergleich zum Bestand (9 %) in den Ausschreibungsphasen über die Hälfte der Leistungsanteile (zwischen 1 % und 4 %).
- ▶ Die sonstigen Nationalakteure dominieren in den Ausschreibungsrunden 2017 und erreichen in den Jahren 2018 bis 2019 wieder ein ähnliches Niveau wie im Bestand.
- ▶ Insgesamt sinkt die Akteursvielfalt mit dem Beginn der Ausschreibungen im Vergleich zu den Bestandsjahren, was die Klassifizierung nach Beteiligungsform und Regionalität angeht.
- ▶ Es zeigt sich, dass der Anteil großer Unternehmen im Vergleich zum Bestand in den Ausschreibungen stark zunimmt. Die erste Ausschreibungsphase 2017 sticht hierbei besonders heraus, da die Bietergesellschaften überwiegend als EEG-BEG geboten haben und damit in

der Regel zu den Kleinstakteuren zu zählen sind, die Komplementäre jedoch mit einem Anteil von fast 50 % den großen Unternehmen zugerechnet werden.

- ▶ Der Anteil an großen und mittelgroßen Unternehmen nimmt in der zweiten Ausschreibungsphase wieder deutlich ab, liegt aber immer noch deutlich über dem Niveau des Bestandes.
- ▶ Kleinstunternehmen spielen im Vergleich zum Bestand eine deutlich geringere Rolle in den Ausschreibungen.
- ▶ Wieder zeigt sich, dass die Ausschreibungsphase 2017 eine Sonderrolle bei den Investorentypen einnimmt. Hier sind vor allem große (und zum Teil mittelgroße) Projektentwickler erfolgreich (als Komplementär), die im Bestand nur kleine Leistungsmengen auf sich vereinen.
- ▶ Privatinvestoren, der über alle Zeiträume hinweg zweitstärkste Investorentyp, können ihren Anteil aus dem Bestand beinahe halten.
- ▶ Andere Investorentypen sind bei den bezuschlagten Geboten nur wenig vertreten. Besonderes Augenmerk ist den Anlagenherstellern zu schenken, die ihren Leistungsanteil im Vergleich zum Bestand (von ca. 3 % auf ca. 6 %) verdoppeln.
- ▶ Große Photovoltaik: Verglichen werden die Bestandsjahre 2010 bis 2015 mit den Ausschreibungsjahren 2015 bis 2019, in kumulierter Form zu zwei Zeitphasen dargestellt. Die erste Auswertungsphase bezieht sich auf die Gebote der Jahre 2015 und 2016. Die zweite kumulierte Phase betrachtet die Gebote, die in den Jahren 2017 bis 2019 im Rahmen der Ausschreibungen abgegeben wurden (nach EEG 2017). In den Ergebnissen beider Phasen sind alle Termine derjenigen Ausschreibungen integriert, die nicht zu den regulären technologie-spezifischen PV-Ausschreibungen zählen, aber PV-Anlagen beinhalteten (grenzüberschreitende, technologieoffene, Sonderausschreibungen).
- ▶ Es lässt sich feststellen, dass der Anteil der *beteiligungsoffenen Bürgerenergie* im betrachteten Zeitraum der Ausschreibungen der großen PV nahezu verschwindet. Der Anteil der *beteiligungsoffenen Bürgerenergie (uS)* lag im Bestand bereits nur bei 1 %, sinkt im Verlauf der zwei Ausschreibungsphasen jedoch auf null. Hier ist zu beachten, dass für den Bestand ein leicht höherer Anteil als 15 % nicht klassifiziert werden konnte und hier ein gewisser Anteil an *beteiligungsoffener Bürgerenergie* vermutet werden kann.
- ▶ Die *beteiligungsoffenen Nationalakteure* halten einen Anteil zwischen 0,5 bis 1 % über die drei Zeitphasen.
- ▶ Durchweg durch alle Zeitreihen stellen die *sonstigen Nationalakteure* die dominierende erfolgreiche Akteursgruppe, wobei sie ihre Vorrangstellung nach Einführung der Ausschreibungen erheblich ausbauen konnten (Anstieg im Verhältnis ca. + 20 %).
- ▶ Zweitgrößte mitwirkende Gruppe sind die *sonstigen Regionalakteure*, die mit Einführung der Ausschreibungen einen deutlichen Einbruch erlitten (von 17 % auf 11 %), sich aber im Verlauf der zweiten Ausschreibungsphase auf 20 % erholen konnten.
- ▶ Kommunalakteure haben keinen wesentlichen Einfluss. Die *internationalen Akteure* halten dagegen durchweg einen relativ konstanten Anteil von ca. 10 % der erfolgreichen Gebote.
- ▶ Im Vergleich mit den Bestandsjahren zeichnet sich ein starker Aufwärtstrend *großer* Unternehmen seit Einführung der Ausschreibungen ab (von 16,6 % auf 55,1 % der erfolgreichen Gebote), die auf der Zeitachse betrachtet immer erfolgreicher werden. Gleichzeitig sinkt der

Anteil an *Kleinstakteuren*, vor allem, wenn davon ausgegangen wird, dass sich im nicht klassifizierbaren Anteil des Bestandes mehrheitlich kleinste Akteure befinden könnten.

- ▶ Die Gemengelage bei den Investorentypen ist dadurch gekennzeichnet, dass professionelle Investoren seit den Ausschreibungen erheblich zunehmen (große *Projektentwickler*).
- ▶ Die *Privatinvestoren* halten ihre prozentualen Anteile (knapp 30 %) als zweitgrößte erfolgreiche Gruppe in der Bestands- und der ersten Ausschreibungsphase. Seit 2017 ist ein stark abnehmender Trend zu verzeichnen (21 %).
- ▶ Erhebliche Einbußen erfuhr die *privaten Finanzakteure* seit Beginn der Ausschreibungen, die ihre Erfolgsanteile von 22 % fast vollständig verloren. Dabei ist zu berücksichtigen, dass sie vermutlich überwiegend erst nach erfolgreicher Auktionsteilnahme investieren.
- ▶ *Anlagenhersteller* gehen als Newcomer aus den Ausschreibungsrunden hervor (von 0 % im Bestand auf 7 %).

Im nachfolgenden **Kapitel 5** werden die Ergebnisse verschiedener Sonderauswertungen vorgestellt.

- ▶ Die Untersuchung von **Konzentrationsraten** bei der Windenergie an Land zeigt: Mit Blick auf den Gesamtmarkt, d.h. die kumulierte Betrachtung der Entwicklung, sticht das Ausschreibungsjahr 2017 deutlich hervor. Ab Sommer hatte sich hier eine Konzentration eingestellt, bei der für die drei mit den größten Leistungsvolumina bezuschlagten Unternehmen wettbewerbsrechtlich eine marktbeherrschende Stellung vermutet wird. Seither sind die kumulierten Konzentrationsraten wieder fortwährend rückläufig, sowohl bezogen auf alle Gebote wie auch auf die Bezuschlagten alleine. Die rundenspezifische Betrachtung der Photovoltaik-Ausschreibungen zeigt vergleichsweise niedrige Konzentrationsraten bei den Geboten für die Pilotausschreibungen 2015 und 2016. Danach erhöht sich das Niveau leicht, insbesondere zwischen Oktober 2017 und Oktober 2018, was unter anderem auf vergleichsweise hohe Anteile des Unternehmens mit dem jeweils größten Anteil zurückgeführt werden kann. Im direkten Gegensatz zur Windenergie sind die kumulierten Konzentrationsraten bei der Photovoltaik bei den Geboten seit Anfang 2017 fortwährend angestiegen und seit etwa Ende 2018 stabil. Bei den Zuschlägen sind die Werte sogar seit etwa Oktober 2017 wieder rückläufig.
- ▶ Im Jahr 2017 machten **EEG-BEG** insgesamt 82 % des Marktes aller Gebote für Windenergie an Land aus. Hinter diesen EEG-BEG verbargen sich v.a. Akteure, die hier als sonstige Regionalenergie und sonstige Nationalakteure klassifiziert werden. Nur zu einem kleineren Teil handelt es sich um beteiligungsoffene Bürgerenergie (7,4 % der EEG-BEG). Ein ähnliches Bild zeigt sich bei den Bezuschlagten wie den nicht Bezuschlagten.
- ▶ **Eingetragene Genossenschaften** spielen bei den betrachteten Segmenten lediglich eine untergeordnete Rolle. Im Vergleich mit den Anlagen im Bestand vor Einführung von Ausschreibungen fällt auf, dass der Anteil bei der Windenergie an Land im Mittel sogar größer ist, getrieben aber von wenigen, (semi-)professionell aufgestellten Unternehmen. Bei der großen PV hat der Anteil noch abgenommen. Auch hier stehen hinter den erfolgreichen Geboten wenige (semi-)professionell agierende eGn. Zur Untersuchung der Gründe liegen nur sehr eingeschränkt Daten an anderen Stellen vor. Für eine tiefergehende Analyse und Prüfung der Hypothesen müsste das Monitoring mindestens auf weitere Segmente im Bereich der PV ausgeweitet werden.

- In der Vergangenheit gab es Diskussionen, ob und inwieweit Anlagenstandorte mehrfach an einer Auktion teilgenommen haben. Hier stand der Verdacht im Raum, dass Standorte mehrfach einen Zuschlag erhalten hätten. Im Rahmen einer zusätzlichen Analyse wurden die Gebotsverläufe der einzelnen Standorte analysiert. Die Analyse wurde ausschließlich für Windanlagen an Land durchgeführt. Generell lassen sich drei „Arten“ von **Mehrfachgeboten** unterscheiden: die, die im Verlauf genau einen Zuschlag erhalten haben, sowie solche (Anlagen-)Standorte, die genau keinen oder zwei Zuschläge erhalten haben. Die Mehrfachteilnahme folgt grundsätzlich dem allgemeinen „Trend“ zur Überzeichnung der Anlagen. Mit zunehmender Unterzeichnung bekommen die Anlagen alle einen Zuschlag und werden (mehrheitlich) nicht mehr angeboten. Zum anderen fällt auf, dass die Standorte, die trotz Mehrfachgebot nie einen Zuschlag erhalten haben, nahezu ausschließlich in der ersten Phase der Auktionen vorkommen. Das Gleiche kann auch im Wesentlichen für die Mehrfachzuschläge angenommen werden. Hier gibt es vereinzelt Standorte, bei denen wohl versucht wurde, eine höhere Vergütung zu erreichen. Mehrheitlich liegt die Vermutung nahe, dass die Realisierung gehemmt wurde.

In **Kapitel 6** wird das methodische Vorgehen reflektiert. Aus diesen Überlegungen werden Implikationen für eine Fortführung des Monitoringverfahrens abgeleitet. Die an dieser Stelle aufgeführten Vorschläge könnten beispielsweise von der Bundesregierung bzw. dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Rahmen der weiterhin vorgesehenen Berichterstattung zur Entwicklung der Akteursvielfalt im Rahmen des EEG-Erfahrungsberichtes aufgegriffen werden. Die im Rahmen des vorliegenden Vorhabens vorgenommene Aufbereitung der Daten liefert nach Ansicht der Autorinnen und Autoren wichtige Hinweise, die in dieser Form nicht aus den Namen der Bietenden direkt ablesbar sind. Die Bedeutung einer solchen Datenaufbereitung steigt zusätzlich, wenn immer mehr erneuerbare Energien mittels Ausschreibungen gebaut werden sollen. Ungeachtet der skizzierten Herausforderungen wird daher empfohlen, das Monitoring zur Akteursvielfalt auf Basis der Daten im MaStR und in Verbindung mit Eigentümerdaten aus einer Unternehmensdatenbank fortzuführen. Dabei kann für viele Fragen auf die Erfahrungen im vorliegenden Vorhaben aufgebaut werden. Zu prüfen wäre im Einzelnen:

- welche Schwerpunkte gesetzt werden sollen und welche Anpassungen an der Methodik vor diesem Hintergrund angezeigt sind,
- welche Vereinfachungen vorgenommen werden können bzw. sollen, um ggf. den Aufwand zu reduzieren,
- welche weiteren Schritte automatisiert werden können und ob der zusätzliche Programieraufwand in einem adäquaten Verhältnis zum manuellen Rechercheaufwand steht.

Zu überlegen wäre aber, ob das Monitoring nicht auf weitere Segmente, insbesondere im Bereich der Photovoltaik, auszuweiten wäre, um Ausweichbewegungen von Akteuren auf andere Segmente erfassen zu können.

Der Bericht schließt in **Kapitel 7** mit einem kurzen Fazit, in dem noch einmal die wesentlichen Ergebnisse der Analysen zur Veränderung der Akteursvielfalt im Zeitraum 2010 bis Herbst 2019 zusammengefasst werden. Als Gesamtergebnis werden die Entwicklungen der Akteursstrukturen aufgezeigt und diese mit den übergeordneten politischen Zielstellungen, die hinter dem Erhalt der Akteursvielfalt stehen, abgeglichen. Dies lässt eine Bewertung zu, welchen Einfluss Ver-

schiebungen in den Akteursstrukturen auf Entwicklungspfade und Ziele der Energiewende haben können. Es bleibt jedoch zu beobachten, ob sich der jeweilige Trend im Verlauf der weiteren Ausschreibungen fortsetzen wird:

- ▶ Für die Funktionsfähigkeit von Märkten ist wichtig, dass die Konzentration nicht zu groß ist und möglichst keine Markteintrittsbarrieren für bestimmte Akteursarten bestehen, so dass die Wettbewerbsfähigkeit gewahrt bleibt. Die hier ausgewerteten Indikatoren der Marktkonzentration sowie der Streuung verbreiteter Unternehmensgrößen und Investorentypen geben bislang noch keine unmittelbaren Hinweise auf eine markbeherrschende Stellung bestimmter Unternehmen oder das Bestehen von Markteintrittsbarrieren für einzelne Akteursarten der Windenergie an Land. Bei der großen PV zeigen sich Anzeichen einer verschlechterten Wettbewerbssituation seit Beginn der Ausschreibungen hinsichtlich deutlich angestiegener Konzentrationsraten sowie dem massiven Anstieg an Großunternehmen und Projektentwicklern. Das Fehlen der beteiligungsoffenen Bürgerenergie bei großen PV-Anlagen kann ein Hinweis auf eine Markteintrittsbarriere für diesen Akteurstyp sein, die jedoch auch schon im Bestand existierte.
- ▶ Für die Stärkung oder den Erhalt der Innovationskraft in einem Marktsegment kann die Größenverteilung als ausschlaggebender Indikator gewertet werden. Für die Windenergie an Land bestehen im betrachteten Zeitraum keine Bedenken hinsichtlich der Innovationskraft, da sowohl im Bestand als auch in den jüngeren Ausschreibungen Kleinst- und Großunternehmen mit hohen Anteilen vertreten sind. Bei der großen PV liegt vor den Ausschreibungen ein leichtes Übergewicht der Kleinstunternehmen vor, ist in den jüngeren Ausschreibungen eine deutlich stärkere Präsenz der Großunternehmen bei gleichzeitig deutlicher Abnahme des Anteils der Kleinstakteure erkennbar. Dies könnte einen Hinweis auf die Schwächung der Innovationskraft des Gesamtsektors darstellen.
- ▶ Ein hoher Anteil regionaler Wertschöpfung kann zu gleichwertigen Lebensverhältnissen in einem Land beitragen und unterstützen, dass auch strukturschwache Regionen wirtschaftlich vom Ausbau erneuerbarer Energien profitieren. Hier ist das Verhältnis von regionalen zu nationalen und internationalen Akteuren der entscheidende Indikator. Bei der Windenergie an Land bestand schon vor den Ausschreibungen ein Übergewicht der überregional tätigen Unternehmen, das sich zuletzt nochmals leicht erhöht hat. Regionale Akteure sind aber weiterhin vertreten. Bei der großen PV sind lediglich 20 % der Unternehmen in der Standortregion ansässig oder überwiegend dort tätig.
- ▶ Die Demokratisierung der Energieversorgung wird durch den Indikator der im Vorhaben erfassten Beteiligungsform der Akteurstypen bestimmt. Die direkten und indirekten Beteiligungsmöglichkeiten sind mit den Ausschreibungen gegenüber dem Bestand zurückgegangen. Fast 90 % der zuletzt Bezuschlagten boten keine dieser Partizipationsmöglichkeiten. Die große PV trägt nur in sehr geringem Maße zu einer Demokratisierung des Energiesystems bei, da die direkte und indirekte Partizipation schon vor den Ausschreibungen deutlich niedriger als bei der Windenergie an Land war und weiter sinkt. Die beteiligungsoffene Bürgerenergie fehlt fast gänzlich.
- ▶ Die Chancen für die Akzeptanz infolge guter Beteiligungsmöglichkeiten und überwiegend regional tätiger Akteure sind mit den Windausschreibungen etwas zurückgegangen. Direkt beteiligungsoffene Akteure sind zuletzt weniger regional verankert als vielmehr bundesweit aktiv. Die große PV bot aufgrund eines sehr niedrigen Anteils beteiligungsoffener Akteure schon vor den Ausschreibungen wenig Chancen, die soziale Akzeptanz durch direkte und indirekte Beteiligungsmöglichkeiten zu unterstützen.

- ▶ Mit Blick auf die recht breite Streuung der Windenergieanteile verschiedenartiger Investorentypen in den jüngeren Ausschreibungen bestehen gute Aussichten, dass das Energiesystem in diesem Marktsegment auf Störungen von außen widerstandsfähig reagieren kann (Resilienz). Infolge der stärkeren Dominanz von Projektentwicklern der großen PV, denen die Anteile anderer Investorentypen erst mit weiterem Abstand folgen, könnte hier eine stärkere Anfälligkeit für externe Störungen bestehen als bei der Windenergie an Land. Da andere Investorentypen bei der großen PV jedoch durchaus auch relevante Anteile haben, lässt sich aus diesem Indikator kein Hinweis ableiten, dass die Resilienz deutlich gefährdet wäre.

Summary

The project "Development and implementation of a monitoring system for the analysis of the actor structure in ground-mounted photovoltaics and onshore wind energy" is carried out by IZES gGmbH in cooperation with Leuphana University of Lüneburg. A methodology has been developed to detect changes in the composition of actors involved in large-scale photovoltaic and onshore wind energy plants since the commissioning year 2010.² In this final report, the results of the determination of the actor structure for existing plants with commissioning since 2010 as well as the bidders and winners of the tender rounds for onshore wind energy and photovoltaics until autumn 2019 are presented. An assessment is made of the extent to which the declared goal of the legislator to maintain the existing diversity of actors even after the introduction of tenders is achieved or missed.

Chapter 1 first summarizes the results of studies on renewable energy auctions in other countries in a brief overview and presents findings on changes in the structure of actors in Germany. Internationally, there is a tendency for tenders to shift towards a few large players, often energy suppliers. The compilation of results from previous observations of the actor structure of onshore wind energy and photovoltaic plants in Germany shows that there is a general lack of in-depth studies of the actor structures and that the results of the identified studies are only comparable to a limited extent. In detail, the definitions of individual actor types differ significantly from one another, as far as this can be assessed on the basis of the methodological explanations in the studies. Despite the limited comparability, they can be used as a starting point for the discussion of observable developments. In summary, a greater diversity of actors is assumed for wind energy compared to PV.

Based on the identified overarching energy and economic policy objectives, a set of indicators was derived from these objectives, which are meaningful for the achievement of the respective objectives. This results in three classification criteria, which were finally used for the systematisation of the actors and from which statements can be derived for all identified societal goals:

- ▶ Regionality and form of participation,
- ▶ Actor size and
- ▶ Type of investor.

A special focus in the political discussion is generally directed at the participation of citizens. Therefore, a project-specific definition of community energy companies was developed: participatory/open community energy. Such a participatory/open community energy is given, if the participating citizens predominantly come from the region, in which the power plants stand, the participation is not limited to few persons, but in principle as many people as possible are able to participate (open offer, not too high minimum investments) and no person can control the society on his/her own.

Furthermore, when comparing the results of auctions and existing plants, it should be noted that the comparison should be made at comparable times in the project lifecycle. Limitations arose in the present project mainly for reasons of data availability. Therefore, for power plants up to

² For a more detailed description of the methodology, we refer to the Methodology Brief (Holstenkamp et al., 2019) and in particular to the detailed description and justification of the methodology (Weiler, Holstenkamp et al., 2021).

2016, data at the time of the immission control permit (onshore wind energy) or in the operating phase (large-scale PV) was used, and for the auctions, data at the time of bidding was used. A commercial company database was used for the ownership structures.

Chapter 2 describes the development of the diversity of actors in the segments onshore wind energy and large photovoltaics (> 750 kWp installed capacity) for the commissioning years 2010 to 2016. The results are presented in cumulative form (2010-2016) for the period under consideration for the three classification criteria.

- Overall, a relatively large variety of players can be identified for existing onshore wind energy in the period 2010 to 2016. According to the project-specific definition, the share of participatory/open community energy in the years 2010 - 2016 is about 8 %. It is probable that the share is higher in reality, since the form of participation could not be classified for almost 9 % of the output volume. It is assumed that a higher proportion of small companies, which are more likely to be classified as participatory/open community energy, is involved. Municipal players (mainly non-listed public utility companies) are of relatively low relevance with a share of 6 %. In summary, a heterogeneous picture emerges across the classifications of four frequently encountered types of owners of existing plants in the period 2010 to 2016: (1) very small private investors, who tend to be from the region; (2) large project developers active at national level; (3) large public utility companies active at national level; and (4) participatory/open community energy initiated in the region where the power plant is sited.
- The diversity of actors in the field of large-scale ground-mounted photovoltaics (> 750 kW) in the years 2010 to 2016 was rather small. Participatory/open community energy only has an extraordinarily small share of about 1 %. About half of the capacity is held by national players, followed by regional and international players by a wide margin. The comparatively small share of utility companies, municipal enterprises and farmers is remarkable. The typical investor of newly erected PV ground-mounted systems in the years 2010 to 2016 was a nationally active, private financial player or private investor.

Chapter 3 then provides an overview of all tender rounds for onshore wind energy and large-scale PV (> 750 kWp) until September 2019. The period under review thus includes (1) PV tenders under EEG 2014 (pilot tenders for ground-mounted installations in accordance with the Ordinance for the auctioning of the support for ground-mounted installations [Freiflächenausschreibungsverordnung, FFAV]) and EEG 2017, including a special tender in March 2019, (2) tenders for onshore wind energy under EEG 2017, including a special tender in September 2019, (3) the November 2016 cross-border tender with Denmark for PV under the Ordinance for cross-border renewable energy auctions [Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung, GEEV], and (4) the joint tenders for onshore wind and large-scale PV under the Ordinance for joint tenders [Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen, GemAV] between April 2018 and April 2019. The awarded bids between the phases as well as the awarded bids and the non-awarded bids are compared.

- In the onshore wind energy sector, the bidding phase of 2017 stands out in particular, in which special exemption regulations applied for community energy companies as legally defined in EEG 2017 ("EEG-BEG"). The vast majority of bids submitted made use of these special regulations in the three tender rounds in 2017 (82 %). Behind these EEG-BEGs, less than 8 % of the bids were submitted by community energy in a proper sense, while many more were submitted by large, nationally active project developers. In the course of the tender

rounds, the majority of regional private investors and mostly large and nationally active project developers were successful. Overall, with the start of the tenders, there is a shift in the predominant types of actors for onshore wind turbines. With the partial withdrawal of the exemptions for EEG-BEG from 2018, the diversity of actors increased again. However, it is clear that regional community energy actors are losing shares over the entire period under review. It should be noted that since May 2018, many tender rounds have been undersigned (in some cases relatively strongly).

- The analysis for large PV plants shows that actors from open and participatory community energy do not play a role in large PV plants, even in the tenders. Nevertheless, the diversity of actors is relatively high. In addition to the project developers, energy supply companies, for example, have relatively high shares of the tendered output volume; these are predominantly large, nationally active companies. International players account for 9 % of the successful bids.

Chapter 4 serves the comparison of the diversity of actors before and after the introduction of the auction system. The periods analysed in the project are compared with each other.

- Onshore wind energy: Comparisons are made between the existing powerplants in the years 2010-2016, the tendering phase 2017 and the tendering phase 2018-2019. For the tendering phases, only capacity volume of successful bids is taken into account in order to compare the values with the installed capacity of powerplants with fixed feed-in tariffs.
- Looking at the group of community energy that is considered particularly worthy of protection in the case of onshore wind energy, it can be seen that the share of participatory/open community energy decreases significantly in the period under consideration. While the share in the existing stock was at least 8 % (probably even higher - due to the non-classifiable actors), the share drops to 4 % in the tendering phase in 2017 and to 3 % in the tendering phase 2018-2019.
- Compared to the phase 2010-2016 (2 %), the share of participatory/open national actors increases significantly to 7% in the second tendering phase.
- International actors lose more than half of their shares (between 1 % and 4 %) in the tender phases compared to the inventory before introduction of auctions (9 %).
- The other national actors dominate in the 2017 tendering rounds and reach a similar level in the years 2018 to 2019 compared with the pre-auction phase.
- Overall, the diversity of actors decreases with the beginning of the tendering rounds compared to the pre-auction system in terms of classification by form of participation and regionality.
- It can be seen that the share of large companies in the tenders increases strongly compared to the pre-auction system. The first tender phase in 2017 stands out in particular, since the bidding companies predominantly bid as community energy as legally defined ("EEG-BEG") and are thus usually among the smallest players, while the general partners are classified as large companies with a share of almost 50 %.
- The share of large and medium-sized companies decreases again significantly in the second tender phase, but is still well above the level of the pre-auction phase.

- ▶ Micro-enterprises play a much smaller role in the tenders compared to the pre-tender system.
- ▶ Again, the 2017 tendering phase is taking on a special role among the types of investors. Here, it is primarily large (and in some cases medium-sized) project developers who are successful (as general partners) and who only have a small amount of capacity in their portfolio.
- ▶ Private investors, the second strongest type of investor over all periods, are able to maintain their share of the portfolio.
- ▶ Other types of investors are only represented to a small extent in the bids awarded. Special attention should be paid to the power plant manufacturers, who double their share of installed capacity compared to the pre-auction phase (from approx. 3% to approx. 6%).
- ▶ Large-scale photovoltaics: The years 2010 to 2015 (pre-auction phase) are compared with the tendering years 2015 to 2019, in cumulative form in two phases. The first evaluated auction phase refers to the bids of the years 2015 and 2016, while the second phase includes the bids that were submitted in the years 2017 to 2019 in the context of the auctions according to EEG 2017. The results of both auction phases integrate all tendering rounds that are not part of the regular technology-specific PV tenders, but included PV power plants (cross-border, open-technology, special tenders).
- ▶ It can be seen that the share of open and participatory community energy almost disappears in the considered period of tenders for large PV. The share of open and participatory community energy with lower minimum investment was already only 1% in the pre-auction phase, but drops to zero in the course of the two tendering phases. It should be noted here that a slightly higher share than 15 % could not be classified for the pre-auction phase and a certain share of participatory/open community energy can be assumed here.
- ▶ The national players open to participation hold a share of between 0.5 and 1 % over the 3 phases.
- ▶ Throughout all time series, the other national actors represent the dominant successful group of actors, whereby they were able to considerably expand their priority position after the introduction of tenders (increase in the ratio of approx. + 20 %).
- ▶ The other regional actors are the second-largest group of participants. They suffered a sharp drop (from 17 % to 11 %) after the introduction of tenders, but were able to recover to 20% during the second tendering phase.
- ▶ Municipal actors have no significant influence. In contrast, international actors consistently hold a relatively constant share of about 10 % of successful bids.
- ▶ In comparison with the pre-auction phase, there is a strong upward trend in large companies since the introduction of tendering (from 16.6 % to 55.1 % of successful bids), which are becoming increasingly successful over time. At the same time, the proportion of small players is declining, especially if it is assumed that the non-classifiable portion of the pre-auction phase could contain a majority of the smallest players.
- ▶ The situation with regard to investor types is characterized by the fact that professional investors have been increasing considerably since the tenders (large project developers).

- ▶ Private investors hold their percentage shares (just under 30 %) as the second largest successful group in the portfolio and the first tender phase. Since 2017, there has been a strong downward trend (21 %).
- ▶ The private financial players have suffered considerable losses since the start of the tendering process, losing almost all of their 22 % share. It should be borne in mind, though, that they will presumably invest primarily only after successful participation in auctions.
- ▶ Plant manufacturers emerge from the tendering rounds as newcomers (from 0 % pre-auction to 7 %).

In the following **Chapter 5**, the results of various special evaluations are presented:

- ▶ The investigation of **concentration rates** in onshore wind energy shows: With regard to the market as a whole, i.e. the cumulative consideration of the development, the tendering year 2017 clearly stands out. From the summer onwards, a concentration took place here, in which the three companies with the largest winning bid volumes are assumed to have a dominant position under competition law. Since then, the cumulative concentration rates have continued to decline, both in relation to all bids and to the winning bids alone. The round specific analysis of the photovoltaic tenders shows comparatively low concentration rates in the bids for the pilot tenders 2015 and 2016, after which the level increases slightly, especially between October 2017 and October 2018, which can be attributed, among other things, to comparatively high shares of the company with the largest share in each case. In direct contrast to wind energy, the cumulative concentration rates for photovoltaics in the bids have risen continuously since the beginning of 2017 and remained stable since about the end of 2018. With regard to winning bids, the values have even been declining again since around October 2017.
- ▶ In 2017, **EEG-BEG** accounted for a total of 82 % of the market for all bids for onshore wind energy. These EEG-BEGs were mainly made up of players that are classified here as other regional energy and other national actors. Only to a smaller extent is it participatory/open community energy (7.4 % of the EEG-BEG). The picture is similar for those successful in the auctions and those not successful.
- ▶ **Registered cooperatives** play only a minor role in the segments considered. In comparison with the pre-auction phase, it is striking that the share of registered cooperatives in the onshore wind energy sector is even larger on average, but driven by a few (semi-)professional companies. In the case of large PV, the share has even decreased. Here, too, the successful bids are backed by a few (semi-)professionally operating cooperatives. There is only very limited data available elsewhere to investigate the reasons for these observations. For a more in-depth analysis and testing of the hypotheses, the monitoring would have to be extended at least to other PV segments.
- ▶ In the past, there have been discussions whether and to what extent sites have participated in an auction several times. In this case, it was suspected that sites had been awarded multiple contracts. As part of an additional analysis, the bidding history of the individual sites was analysed. The analysis was conducted exclusively for onshore wind farms. In general, three "types" of **multiple bids** can be distinguished: those that were awarded exactly one contract and those sites that were awarded exactly no contract or two contracts. Multiple participation basically follows the general "trend" towards oversubscription. With increasing under-subscription, the plants all receive an award and are (in the majority of cases) no longer of-

ferred. On the other hand, it is noticeable that the sites that have never been awarded a contract despite multiple bids occur almost exclusively in the first phase of the auctions. The same can be assumed for multiple awards. Here there are single locations where an attempt was probably made to achieve a higher remuneration. The majority of the participants assume that the realization was inhibited.

Chapter 6 reflects on the methodological approach. Implications for a continuation of the monitoring procedure are derived from these considerations. The suggestions listed here could be taken up by the Federal Government or the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi) in the context of the further planned reporting on the development of the diversity of actors in the context of the EEG Experience Report. In the opinion of the authors, the processing of the data carried out within the framework of the present project provides important information that cannot be directly derived from the names of the bidders. The importance of such a data preparation increases additionally, if more and more renewable energies are to be built and financed through tenders. Notwithstanding the challenges outlined above, it is therefore recommended to continue monitoring the diversity of actors on the basis of the data in the MaStR and in conjunction with ownership data from a company database. For many questions, the experience gained in the present project can be used as a basis. This should be examined in detail:

- ▶ Which focal points should be set and which adjustments to the methodology are appropriate against this background?
- ▶ Which simplifications can or should be made in order to reduce the expenditure if necessary?
- ▶ Which further steps can be automated? Is the additional programming effort in an adequate relation to the manual research effort?

Moreover, it should be considered, whether the monitoring should be extended to other segments, especially in the area of photovoltaics, in order to be able to detect whether specific actors avoid participating in the auctions and evade into other segments.

Chapter 7 of the report concludes with a brief summary, giving once again a brief overview of the main results on the diversity of actors in the period from 2010 to fall 2019. As an overall result, the developments of the actor structures are shown and compared with the overarching political objectives behind the preservation of the diversity of actors. This allows for an assessment of the influence shifts in actor structures can have on development paths and goals of energy system transition. It remains to be seen, however, whether the respective trend will continue in the course of further tenders:

- ▶ For markets to function properly, it is important that concentration is not too high and that there are as few market entry barriers as possible for certain types of actors, so that competitiveness is maintained. The indicators of market concentration evaluated here as well as the dispersion of widespread company sizes and investor types do not yet provide any direct indications of a market-dominating position of certain companies or the existence of market entry barriers for individual types of onshore wind energy market players in the period investigated. In large PV, there are signs of a deterioration in the competitive situation since the beginning of the tendering process with regard to significantly increased concentration rates and the massive increase in large companies and project developers. The lack of participatory/open community energy in large PV plants may be an indication of a barrier to market entry for this type of actor, a situation that has, however, already been present in the pre-auction phase.

- ▶ For strengthening or preserving innovation in a market segment, the distribution of company sizes can be evaluated as a decisive indicator. For onshore wind energy, there are no concerns regarding innovation strength, since both the existing portfolio and the more recent tenders include a high proportion of micro and large companies. In large PV, there is a slight preponderance of micro-enterprises in the pre-auction phase, but in the more recent tenders there is a much stronger presence of large companies, while the share of micro-enterprises has declined significantly. This could be an indication of the weakening of the innovation power of the sector as a whole.
- ▶ A high proportion of regional value added can contribute to equivalent living conditions in a country and support the fact that structurally weak regions also benefit economically from the expansion of renewable energies. Here, the ratio of regional to national and international players is the decisive indicator. In the case of onshore wind energy, there was already a predominance of supra-regionally active companies even before the introduction of tenders, which has recently increased slightly again. However, regional players are still represented. In the case of large PV, only 20 % of the companies are based or predominantly active in the region where the power plants are sited.
- ▶ The democratisation of energy supply is determined by the indicator of the form of participation of the types of actors included in the project. The direct and indirect participation opportunities have declined with the tenders compared to the pre-auction phase. Almost 90% of those most recently awarded contracts offered none of these participation opportunities. Large-scale PV contributes only to a very small degree to the democratisation of the energy system, since direct and indirect participation was already significantly lower than for onshore wind energy before the introduction of tenders and continues to decline. There is an almost complete lack of participatory/open community energy.
- ▶ The chances of acceptance as a result of good participation opportunities and predominantly regionally active players have declined somewhat with the wind tenders. Actors who are directly open to participation have recently become less regionally anchored and more active nationwide. Due to a very low proportion of open players, even before the calls for proposals, the large PV sector offered little chance of supporting social acceptance through direct and indirect participation opportunities.
- ▶ In view of the fairly broad distribution of wind energy shares of different types of investors in the more recent tenders, there are good prospects that the energy system in this market segment will be able to react resiliently to external disturbances. As a result of the stronger dominance of project developers of large PV, which are followed by the shares of other investor types only at a further distance, there could be a greater susceptibility to external disturbances here than in the case of onshore wind energy. However, since other types of investors also have relevant shares in large PV, this indicator does not provide any indication that resilience is clearly at risk.

1 Einleitung

1.1 Erhalt der Akteursvielfalt als energiepolitisches Ziel und Zielstellung des Vorhabens

Mit der Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahre 2014 hat der Gesetzgeber Auktionen als Instrument zur Festlegung der Vergütungen in Deutschland eingeführt. Zunächst beschränkt auf die Freiflächenphotovoltaik, seit 2017 für Windenergie an Land und auf See sowie Photovoltaik (PV)-Anlagen mit einer installierten Leistung größer 750 kW_p, ergänzen sie seitdem den administrativ festgelegten fixen Einspeisetarif bzw. die gleitende Marktprämie als Förderinstrument für Strom aus erneuerbaren Energien. Im internationalen Kontext ließen sich teilweise Konzentrationen auf wenige Akteure bzw. Arten von Akteuren beobachten. Befürchtet wurde daher, dass die Akteursvielfalt durch die Einführung von Ausschreibungen abnehmen könnte, insbesondere der Anteil an Bürgerenergieanlagen. Vor diesem Hintergrund hat der Gesetzgeber das Ziel, die Akteursvielfalt zu erhalten, in die Grundsätze des EEG aufgenommen:

„Bei der Umstellung auf Ausschreibungen soll die Akteursvielfalt bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erhalten bleiben“ (§ 2 Abs. 4 Satz 3 EEG 2014, gleichlautend: § 2 Abs. 3 Satz 2 EEG 2017).

Das EEG 2014 enthält zugleich einen allgemeinen Hinweis auf das Monitoring der Grundsätze des § 2 im § 98 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2014. Im Erfahrungsbericht gem. § 97 Abs. 1 Satz 2 Nr. 2 EEG 2017 soll ausweislich des Gesetzestextes auch zur Entwicklung der Akteursvielfalt berichtet werden.³

Vor diesem Hintergrund hat das Umweltbundesamt (UBA) das Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (IZES) zusammen mit der Leuphana Universität Lüneburg damit beauftragt, ein Monitoringsystem zur Akteursvielfalt zu entwickeln sowie die Akteursstruktur im deutschen Anlagenbestand ab Inbetriebnahmejahr 2010 sowie für alle Ausschreibungsrunden in Deutschland für große PV (> 750 kW_p) und Windenergie an Land bis einschließlich September 2019 zu erheben und untereinander zu vergleichen. Die Ergebnisse sollen als Basis für energiepolitische Bewertungen und Berichtspflichten der Bundesregierung dienen. Im vorliegenden Bericht werden die Ergebnisse dieser Untersuchungen vorgestellt und Empfehlungen für ein zukünftiges Monitoringsystem gegeben.

1.2 Überblick über den Inhalt

In **Abschnitt 1** werden zunächst Ergebnisse aus Untersuchungen zu Ausschreibungen in anderen Ländern in einem knappen Überblick zusammengefasst und Erkenntnisse zu Veränderungen der Akteursstrukturen in Deutschland dargestellt. Daraus werden Schlussfolgerungen für die vorliegenden Untersuchungen abgeleitet (Abschnitt 1.3.3). Ferner werden Vorgehen und Methodik kurz skizziert (Abschnitt 1.4). Für eine ausführlichere Darstellung hierzu sei auf den Methodikkurzbericht (Holstenkamp et al., 2019) und insbesondere die detaillierte Darstellung und Begründung der Methodik (Weiler, Holstenkamp et al., 2021) verwiesen.

In **Kapitel 2** wird die Entwicklung der Akteursvielfalt in den Segmenten Windenergie an Land und große Photovoltaik (> 750 kW_p installierte Leistung) der Bestandsjahre 2010 bis 2016 beschrieben. Die Ergebnisse werden für den Betrachtungszeitraum in kumulierter Form (2010-2016) für die drei Klassifikationskriterien dargestellt.

³ Ein solcher Hinweis findet sich auch im Entwurf zum novellierten EEG 2021 (dort: § 99 Abs. 1 Satz 2 Nr. 2).

Kapitel 3 gibt sodann einen Überblick über alle Ausschreibungsrunden im Bereich der Windenergie an Land und der großen PV ($> 750 \text{ kW}_p$) bis September 2019. Dabei wird jeweils nach Technologien getrennt und zwischen den Technologien verglichen.

Kapitel 4 dient dem Vergleich der Akteursvielfalt vor und nach der Einführung des Ausschreibungssystems.

Im nachfolgenden **Kapitel 5** werden die Ergebnisse verschiedener Sonderauswertungen vorgestellt:

- ▶ die Untersuchung von Konzentrationsraten,
- ▶ Analysen zu Bürgerenergiegesellschaften gemäß Legaldefinition im EEG 2017 („EEG-BEG“) im Vergleich zur vorhabenspezifischen Definition der beteiligungs offenen Bürgerenergie im Bereich der Windenergie an Land,
- ▶ Analysen zu eingetragenen Genossenschaften sowie
- ▶ Analysen der Mehrfachgebote in den Ausschreibungen zur Windenergie an Land.

Demgegenüber wird in **Kapitel 6** das methodische Vorgehen reflektiert. Aus diesen Überlegungen werden Implikationen für eine Fortführung des Monitoringverfahrens abgeleitet. Die an dieser Stelle aufgeführten Vorschläge könnten von der Bundesregierung bzw. dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Rahmen der weiterhin vorgesehenen Berichterstattung zur Entwicklung der Akteursvielfalt im Rahmen des EEG-Erfahrungsberichtes aufgegriffen werden.

Der Bericht schließt in **Kapitel 7** mit einem kurzen Fazit, in dem noch einmal die wesentlichen Ergebnisse der Analysen zur Veränderung der Akteursvielfalt im Zeitraum 2010 bis Herbst 2019 zusammengefasst sowie die Empfehlungen für das zukünftige Monitoring zur Akteursvielfalt aufgeführt werden. Als Gesamtergebnis werden die Entwicklungen der Akteursstrukturen aufgezeigt und diese mit den übergeordneten politischen Zielstellungen, die hinter dem Erhalt der Akteursvielfalt stehen, abgeglichen.

1.3 Arbeiten an anderer Stelle

1.3.1 Auswirkungen der Einführung von Auktionen auf die Akteursstruktur

Das Interesse an der Entwicklung der Akteursvielfalt bei der Einführung von Auktionen geht zurück auf die Beobachtung, dass sich die Bürgerenergie als wesentliche Akteursgruppe im Erneuerbare-Energien-Markt insbesondere in Ländern etabliert hat, in denen eine garantierte Einspeisevergütung galt, etwa in Dänemark und Deutschland (Curtin, McNerney & Ó Gallachóir, 2017; Holstenkamp et al., 2018; Jacobsson & Lauber, 2006; Jobert, Laborgne & Mimler, 2007).⁴ Diese wurde als vergleichsweise risikoarm wahrgenommen. Die starke Bedeutung der Bürgerenergie in Deutschland wurde insbesondere mit den niedrigen Markteintrittsbarrieren und der langjährigen Stabilität des Vergütungssystems erklärt (Dóci & Gotchev, 2016; Ohlhorst, 2018b; Yildiz, 2014). In Ländern mit so genannten Quotensystemen ergaben sich dagegen häufig hohe Marktanteile für große Erzeugungsunternehmen (del Río & Bleda, 2012; Feurtey, Ilinca, Sakout & Saucier, 2015; Mitchell, Bauknecht & Connor, 2006).

⁴ Das Beispiel Spanien zeigt, dass auch eine garantierte Einspeisevergütung nicht zwangsläufig mit einer starken Entwicklung von Bürgerenergieansätzen einhergeht.

Als Länder wie Deutschland ihre Vergütungssysteme für größere Erneuerbare-Energien-Projekte auf Ausschreibungen umstellten, entstand daher die Sorge, dass kleine Akteure, wie etwa Bürgerenergiegruppen, in der Folge verdrängt werden könnten (Jacobs, Peinl, Gotchev, Schäuble, Matschoss, Bayer, Kahl, Müller et al., 2014; Kahl, Kahles & Müller, 2014b; Salm, Hille & Wüstenhagen, 2016; Walker & Baxter, 2017). Hierdurch entstand schließlich auch das Interesse an der Entwicklung von Akteursstrukturen bei einem Wechsel zu Erneuerbare-Energien-Ausschreibungen, denn es ist plausibel, dass sich nicht nur hinsichtlich der Stellung von Bürgerenergie, sondern auch bei den übrigen Akteursarten Veränderungen ergeben.

Kleine Akteure sehen sich in Auktionssystemen im Vergleich zu Akteuren mit größeren Projektportfolien und stärkerer Eigenkapitalbasis bestimmten Hürden gegenüber. Welche dies sind, variiert von Kontext zu Kontext. Insbesondere die Folgenden haben sich als bedeutsam herausgestellt (Amazo, Blücher, Lotz & Jakob, 2020; Grashof, 2019; IEA-RETD, 2016; Jacobs, Grashof & del Río, 2020 (im Erscheinen); REN21, 2017):

- ▶ Transaktionskosten durch die Vorbereitung von Geboten,
- ▶ Beschaffung von Kapital für die Projektentwicklung bis zum Gebotszeitpunkt,
- ▶ Beschaffung von Kapital für finanzielle Sicherheiten,
- ▶ höhere Errichtungskosten wegen fehlender Skaleneffekte,
- ▶ geringerer Zugang zu Standorten mit optimalen Ressourcen,
- ▶ Nachteile gegenüber finanzstärkeren Akteuren bei öffentlichen Ausschreibungen für Landnutzungsrechte,
- ▶ Stop-and-Go-Effekte durch unregelmäßige Auktionsrunden und kurze Fristen für die Einreichung von Geboten sowie
- ▶ bieterbezogene Teilnahmebedingungen, etwa hinsichtlich Finanzkraft oder vergleichbarer Referenzprojekte.

Dass Auktionssysteme zu einer Dominanz größerer Akteure führen, erscheint mithin theoretisch plausibel. Auch die empirische Evidenz weist hierauf hin, wenngleich noch nicht viele Erneuerbare-Energien-Auktionssysteme weltweit vertieft auf ihre Akteursstrukturen hin untersucht wurden (Stenzel & Frenzel, 2008). Hohe Marktanteile weltweit tätiger Projektentwicklungsunternehmen (häufig Töchter großer etablierter Energieversorgungsunternehmen) fanden sich beispielsweise in den Ergebnissen von Erneuerbare-Energien-Auktionen in Brasilien (Grashof & Dröschel, 2018), Indien (Bose & Sarkar, 2019), Südafrika (Grashof & Dröschel, 2018; Matsuo & Schmidt, 2019), Mexiko (Matsuo & Schmidt, 2019), Kolumbien (IRENA, 2019) und Spanien (Jacobs et al., 2020 (im Erscheinen)).

Weltweit hat die Durchführung von Erneuerbare-Energien-Auktionen zuletzt stark zugenommen. 2019 wurden in mindestens 41 Ländern Ausschreibungen durchgeführt, wie die Informationsplattform REN21 berichtet (REN21, 2020). Vor diesem Hintergrund haben die in diesem Forschungsvorhaben entwickelte Monitoring-Methodik und auch die ermittelten Ergebnisse eine bedeutende Relevanz über den deutschen Kontext hinaus.

1.3.2 Beschreibung der Entwicklung der Akteursstrukturen im Bereich der Windenergie an Land und der großen PV in Deutschland

1.3.2.1 Überblick über Erhebungen der Akteursstruktur

Aussagen zur Akteursstruktur bei Erneuerbare-Energien-Projekten, insbesondere der Windenergie an Land, aber auch der PV, basieren zumeist auf qualitativen Untersuchungen (s. auch Deutsche WindGuard GmbH, 2015). So weisen Mautz, Byzio und Rosenbaum (2008) auf eine „plurale, in sich differenzierte Struktur der Stromerzeuger“ (S. 18) im regenerativen Energiesektor hin. Zugleich machen sie deutlich, dass das Akteursspektrum im Windenergiesektor in den letzten Jahren ihres Betrachtungszeitraumes eher schmaler geworden sei (Mautz et al., 2008, S. 100). Landwirte und Bürgerenergieakteure seien zunehmend mittelständischen Unternehmen gewichen. Neben den zitierten Werken überwiegen konzeptionelle Arbeiten und theoretische Überlegungen, insbesondere solche zur Ausgestaltung des rechtlichen Rahmens im Zuge der Umstellung von festen Einspeisetarifen auf Ausschreibungen (z. B. Gawel & Purkus, 2016; Jacobs, Peinl, Gotchev, Schäuble, Matschoss, Bayer, Kahl, Kahles et al., 2014; Kahl, Kahles & Müller, 2014a).

Soweit empirische Daten genutzt werden, greifen die Autorinnen und Autoren im Regelfall auf Daten von trend:research zurück (z. B. Ohlhorst, 2018a, 2020), gelegentlich auch auf die Erhebungen zur Windenergie an Land durch die Deutsche WindGuard GmbH oder ISET (z. B. O'Sullivan, Edler & Lehr, 2018). Aufgrund der Bedeutung der Datenquelle wird am Ende des Abschnitts 1.3 ausführlicher auf die Zahlen des Marktforschungsinstituts trend:research eingegangen (1.3.2.5). Es sind auch die einzigen quantitativen Erhebungen zur Akteursstruktur bei der PV in Deutschland. Für die Windenergie an Land liegen darüber hinaus Zahlen des ISET an der Universität Kassel, heute Fraunhofer IEE (1.3.2.2), aus der G.A.M.E.-Datenbank für Post-EEG-Anlagen (1.3.2.3) sowie der Deutschen WindGuard GmbH (1.3.2.4) vor.

Auch international liegen nach Kenntnis der Autorinnen und Autoren nur wenige Studien mit belastbaren Zahlen vor. Vielfach steht die Akteursvielfalt hier aber auch nicht so sehr im Fokus wie in Deutschland. Zahlen liegen beispielsweise für die Windenergiebranche in Österreich vor, wo sich der größte Teil der Anlagen in Hand weniger öffentlicher Energieversorger und kleiner bzw. mittelständischer Unternehmen in Familienbesitz bzw. Besitz weniger Einzelpersonen befindet (Pezenka & Thoman, 2014; Thoman, 2016). Ein Vergleich der beiden Publikationen zeigt aber auch, dass sich der Marktanteil von „Privateigentum in Streubesitz“ von 17 % im Jahr 2013 auf 26,9 % im Jahr 2014 erhöht hat – was darauf hinweist, dass bei kleineren Gesamtmengen größere Schwankungen der Marktanteile einzelner Akteursgruppen vorkommen können.

1.3.2.2 ISET an der Universität Kassel (heute: Fraunhofer IEE)

Daten zu den Betreibern von Windenergieanlagen an Land hat das Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), heute Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE), im Kontext des „Wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungsprogramms“ (WMEP) im Rahmen des „250 MW-Wind“-Programms erhoben. Das WMEP lief von 1989 bis 2006; der Windenergie Report Deutschland erscheint seit 1991. Die Berichte nach 2006 enthalten keine konkreten Daten zu den Betreiber- oder Eigentümerstrukturen mehr.

Das ISET teilt die Betreiber in fünf Gruppen ein:

1. Private, d. h. Privatpersonen, „zumeist Landwirte“ (Institut für Solare Energieversorgungstechnik [ISET], 2006, S. 37),

2. Betriebsgesellschaften, d. h. Zweckgesellschaften, die für den Betrieb der Anlagen gegründet worden sind, zumeist wohl in der Rechtsform der GmbH & Co. KG⁵,
3. Betreibergemeinschaften, zumeist in der Rechtsform der Gesellschaft bürgerlichen Rechts (GbR),
4. Energieversorgungsunternehmen (EVU),
5. Firmen, d. h. Gewerbebetriebe, die für einen anderen Zweck als den Betrieb von Windenergieanlagen gegründet worden sind.

Betreiber der Kategorien 1-3 werden auch als „private Betreiberformen“ (ISET, 2006, S. 37) klassifiziert. Dies deutet darauf hin, dass in der Zeit des WMEP noch relativ viele Windenergieanlagen von Privatpersonen getragen wurden, zunehmend als Gemeinschaftsanlagen mit eigenständiger „Betriebsgesellschaft“. Der Anteil dieser Organisationsform nahm im Laufe der Berichtsperioden von 1999 bis 2005 von 37 % bis auf 52 % zu (s. Tabelle 1). Unklar ist, wer hinter diesen Zweckgesellschaften stand. Es steht zu vermuten, dass es sich im Betrachtungszeitraum zunehmend um professionell organisierte private Investorinnen und Investoren handelte (s. auch Institut für Solare Energieversorgungstechnik [ISET], 2008, S. 18).

Neben diesen drei unterschiedlichen Organisationsformen privater Investorinnen und Investoren werden die EVU und sonstigen Gewerbebetriebe als Betreiber ausgewiesen. Der Anteil der EVUs im WMEP nahm im Betrachtungszeitraum von 7 % bis auf 4 % ab. Die Bedeutung der Energieversorger ging damit bezogen auf den Anteil an der installierten Leistung deutlich zurück. Weniger stark war dagegen der Rückgang der Anteile an der Anzahl an Windenergieanlagen (von 8 % auf 6 %, Institut für Solare Energieversorgungstechnik [ISET], 2000, 2001, 2003, 2004, 2005, 2006).

Beim sonstigen Gewerbe werden zwar „Hotelbetrieb, Zuckerfabrik etc.“ (ISET, 2006, S. 37) angeführt. Es ist aber angesichts des deutlich steigenden Anteils von 11 % auf 19 % davon auszugehen, dass sich hierunter auch Projektierer oder Anlagenhersteller befanden, sofern sie keine Betriebsgesellschaften mit privaten Investorinnen und Investoren gegründet hatten.

Tabelle 1: Betreiber von Windenergieanlagen an Land 1999-2005, ISET

Anteil an der installierten Leistung [in %]

Betreibertyp	Jahr	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Private		35	35	35	33	28	28	22
Betriebsgesellschaften		37	37	37	34	42	42	52
Betreibergemeinschaften		10	10	10	11	9	9	3
Energieversorger (EVU)		7	7	7	6	5	5	4
Firmen		11	11	11	16	16	16	19

Quellen: ISET (2000-2006)

1.3.2.3 Post-EEG-Anlage gemäß G.A.M.E.-Datenbank

Die Gesellschaft für angewandte Marktforschung in der Energiewirtschaft mbH (G.A.M.E.) unterhält eine Datenbank der Eigentümer/innen von Windenergie- und PV-Anlagen. Für diejenigen Windenergieanlagen, deren Förderung gemäß EEG in den Jahren 2021-2025 ausläuft („Post-

⁵ Institut für Solare Energieversorgungstechnik [ISET] (2006, S. 37) schreibt hier „meist in der Gesellschaftsform GmbH“, was aber vermutlich unzutreffend ist.

EEG-Anlagen“), liegt eine Analyse der Eigentümerstrukturen vor (Neuhöffer, 2019). Dabei fällt der relativ hohe Anteil „strategischer Investoren“ einschließlich EVU auf (s. Tabelle 2). Da die ISET-Zahlen kumulierte Werte darstellen, lassen sie sich nicht direkt mit den hier aufgeführten Daten vergleichen, die auf im Zeitraum 2000-2004 installierte Anlagen bezogen sein dürften. Dessen ungeachtet lässt der Vergleich vermuten, dass der größere Anteil in dieser Gruppe nicht auf EVU, sondern auf die „strategischen Investoren“ entfällt. Der Bürgerenergieanteil wird sogar mit 37 % beziffert und ist damit ebenfalls relativ hoch, auch noch nach fast 20 Jahren.

Tabelle 2: Eigentümer von Post-EEG-Anlagen 2021-2025, G.A.M.E.

N = 165

Eigentümer	Anteil [in %]
EVU / strategische Investoren	24
Genossenschaften / Bürgerenergie	37
Finanzinvestor	15
Projektierer	13
Hersteller	7
Sonstige	4

Quelle: Neuhöffer (2019)

Der Präsentation nicht entnommen werden können die genauen Definitionen der Eigentümertypen. Es ist aber davon auszugehen, dass im Vergleich der hier aufgeführten Studien jeweils leicht unterschiedliche Definitionen genutzt werden.

Ähnlich wie bei den ISET-Analysen handelt es sich bei den hier aufgeführten Daten um solche zu frühe(re)n Windenergieprojekten, nämlich solchen unter dem Regime des EEG 2000. Sie werden daher bei der Diskussion der Studienergebnisse zum Bestand bei der Windenergie an Land für den Zeitraum 2010-2016 als Vergleichspunkt herangezogen. Zudem können sie beim Vergleich mit den Bestandsdaten von trend:research als Indiz für mögliche Veränderungen in den Akteursstrukturen zwischen frühen und späteren Phasen der Marktentwicklung genutzt werden.

1.3.2.4 Deutsche WindGuard (2015)

Im Rahmen einer Studie für den Bundesverband WindEnergie e. V. (BWE) hat die Deutsche WindGuard GmbH (2015) für Inbetriebnahmen von Windenergieanlagen an Land zwischen 2012 und dem 1. Halbjahr 2014 – getrennt für die Phasen der Projektrealisierung und des Anlagenbetriebs – die Marktanteile der folgenden Akteursgruppen analysiert:

1. Projektentwickler,
2. Bürgerwindparkgesellschaften und Landwirte,
3. große EVU, konkret die vier umsatzstärksten EVU [EnBW, E.ON, RWE, Vattenfall],
4. Regionalerzeuger und Stadtwerke,
5. institutionelle Akteure,
6. internationale Akteure, unabhängig von der Art des Unternehmens bzw. der Position innerhalb der Wertschöpfungskette,
7. Industrie und Gewerbe als Eigenversorger sowie
8. sonstige Akteure.

Als Datenquelle dienten Auswertungen der eigenen Windenergiestatistik sowie Befragungen bei Banken (Abdeckung: 51 % des Zubaus in 2012-2014/1), Anlagenherstellern (Abdeckung: 24 %), EVU (Abdeckung: ca. 1 %) und Projektentwicklern (Abdeckung: 33 %), die ihnen bekannte Projekte den zuvor definierten Akteurstypen zuordneten. Ein Nachteil solcher Befragungen und Zuweisungen durch Dritte ist die fehlende Nachvollziehbarkeit und mögliche unterschiedliche Interpretationen der Datenlage.

Zahlen für 2012-2014

Im Ergebnis der Erhebungen zeigen sich deutliche Unterschiede zwischen der Projektentwicklungsphase („Realisierungsphase“) und der Betriebsphase (s. Tabellen 3 und 4). Der Anteil an Bürgerwindparks wird gemäß der drei Quellen in der Projektentwicklungsphase auf 15,3 % bis 15,9 % geschätzt. In allen drei Quellen machen Projektentwickler den größten Anteil aus (64,3 % - 72,4 %). EVU spielen eine eher ungeordnete Rolle (3,1 % - 7,9 %), die Schwankungsbreite in den Angaben ist aber relativ groß. Gleiches gilt für die institutionellen Akteure.

Tabelle 3: Eigentümerstruktur bei der Windenergie an Land, Deutsche WindGuard: Realisierungsphase

Verteilung auf die Akteurstypen im Vergleich verschiedener Quellen [in %]

Akteurstyp	Quelle	Windstatistik	Banken	Hersteller
Projektentwickler		64,3	72,4	65,4
Bürgerwindparks/Landwirte		15,9	15,6	15,3
Große EVU		1,6	0,1	2,7
Regionalerzeuger/Stadtwerke		6,3	3,0	4,5
Institutionelle Akteure		9,9	6,6	11,4
Internationale Akteure		1,9	0,4	-
Industrie/Gewerbe		0,1	0,3	0,5
Sonstige		-	1,6	0,2
Bezugsdatum: installierte Leistung insgesamt [MW]		3.913	5.144	2.408

Quelle: Deutsche WindGuard GmbH (2015)

Für die Betriebsphase wird der Anteil an Bürgerwindparks einschließlich von Landwirten betriebener Anlagen auf 15,7 % bis 20,1 % geschätzt (s. Tabelle 4). Projektentwickler nehmen einen ähnlich großen Anteil an wie institutionelle Akteure, evtl. sogar noch einen etwas Größeren (24,8 % - 36,2 % im Vergleich zu 25,9 % - 28,6 %). Die Anteile von EVU schwanken zwischen den Informationen der Banken und der Projektierer erheblich (10,0 % vs. 17,9 %).

Tabelle 4: Eigentümerstruktur bei der Windenergie an Land, Deutsche WindGuard: Betriebsphase

Verteilung auf die Akteurstypen im Vergleich verschiedener Quellen [in %]

Akteurstyp	Quelle	Banken	Projektierer
Projektentwickler		36,2	24,8
Bürgerwindparks/Landwirte		20,1	15,7
Große EVU		0,7	3,0
Regionalerzeuger/Stadtwerke		9,3	14,9
Institutionelle Akteure		25,9	28,6
Internationale Akteure		2,7	7,2
Industrie/Gewerbe		0,8	0,1
Sonstige		4,3	5,7
Bezugsdatum: installierte Leistung insgesamt [MW]		4.730	3.260

Quelle: Deutsche WindGuard GmbH (2015)

Veränderungen der Akteursstrukturen

Nicht quantifiziert, aber in einer qualitativen Analyse werden Verschiebungen in den Akteursstrukturen im Zeitablauf dargestellt. Die Deutsche WindGuard GmbH (2015) geht dabei davon aus, dass einzelnen Akteuren unterschiedlich starkes Gewicht beim Ausbau der Windenergie an Land in Deutschland zukam. Unterschieden werden für den Zeitraum 1992-2013 fünf verschiedene Phasen:

- ▶ Einzelanlagen in der Nähe zur Bebauung (1992-1993),
- ▶ Bürgerwindparks (1994-1996),
- ▶ Bürgerwindparks und Projektentwickler (1996-1999),
- ▶ Fondsstrukturen, Bürgerwindparks und Projektentwickler (2000-2004),
- ▶ Projektentwickler, Bürgerwindparks, institutionelle und internationale Akteure (2005-2013).

Als Meilensteine markiert werden Änderungen im Baugesetzbuch (BauGB) im Jahr 1996, voranschreitende Technologieentwicklung, langwierigere Planungsprozesse und steigende Finanzierungsvolumina ab 2000 sowie sinkende Zahlen an Windenergiefonds durch Anpassungen an den steuerlichen Abschreibungsmöglichkeiten und zunehmende regulatorische Anforderungen ab 2005.

Ebenfalls nicht quantifiziert, aber knapp beschrieben, werden unterschiedliche Formen der Bürgerbeteiligung (Deutsche WindGuard GmbH, 2015, S. 13–14). Die Definition dieser Akteursgruppe bleibt teilweise (bewusst) vage; sie umfasst sowohl gemeinschaftlich initiierte und umgesetzte Projekte als auch Teilprojekte in Bürgerhand und Projekte einzelner Bürgerinnen und Bürger oder landwirtschaftlicher Unternehmen.

1.3.2.5 Daten der trend:research GmbH

Das Marktforschungsinstitut trend:research erfasst, angefangen im Jahr 2009 in einer Untersuchung für die EnBW Energie Baden-Württemberg AG, die Eigentümerstruktur von Erneuerbare-Energien-Anlagen in Deutschland. Hierzu liegen verschiedene Studien vor, von denen im Folgenden auf öffentlich zugängliche Daten aus folgenden Quellen zurückgegriffen wird:

1. Analysen zu unterschiedlichen Investorentypen – „Marktakteure“ bzw. „Eigentümer“:
 - a. trend:research (2011) für das Jahr 2010,
 - b. wind:research (2014), zit. n. Deutsche WindGuard GmbH (2015), für die Daten zu 2012 sowie
 - c. trend:research (2017), zit. n. Agentur für Erneuerbare Energien [AEE] (2018) und Schiffer (2019), für die Analysen zum Jahr 2016;
2. trend:research und Leuphana Universität Lüneburg (2013) für eine Untersuchung mit besonderem Fokus auf die Bürgerenergie im engeren und weiteren Sinne.

Entwicklung 2010-2016: Betrachtet man die Daten von trend:research für die Windenergie an Land (s. Tabelle 5), so fällt zunächst die Vielfalt an Akteuren auf. Zwar standen demnach im Jahr 2010 etwas mehr als 88 % der installierten Leistung im Eigentum von Privatpersonen, Projektierern und Fonds/Banken. Zugleich hat aber zwischen 2010 und 2016 der Anteil anderer Akteure zugenommen, insbesondere der Anteil der EVUs (von 7,4 % auf 14,3 %). Der Marktanteil von Privatpersonen sank insgesamt von mehr als 50 % im Jahr 2010 auf 39 % im Jahr 2016. Dies bedeutet zugleich, dass der Zubau durch Gesellschaften, die im Eigentum von Privatpersonen stehen, in Relation zum Zubau durch andere Akteursgruppen deutlich abgenommen hat. Dies lässt sich auch an den Zahlen für den Zubau im Jahr 2010 ablesen. Dessen ungeachtet ist der Marktanteil von Privatpersonen – vielleicht im weitesten Sinne mit „Bürgerenergie“ zu bezeichnen – immer noch relativ hoch.

Tabelle 5: Eigentümerstruktur bei der Windenergie an Land, trend:research

Stand 2010, 2012 und 2016 im Vergleich

Akteurstyp	Jahr	2010 [kumuliert, Anteil in %]	2010 [Zubau, Anteil in %]	2012 [kumuliert, Anteil in %]	2016 [kumuliert, Anteil in %]
Energieversorger (EVU)		[5,3]	[16,3]	[7,8]	10,6
- Regionalerzeuger		1,8	6,4	2,0	3,3
- Sonstige EVU		1,6	5,3	3,6	4,6
- Internationale EVU		1,9	4,6	2,2	2,7
„Große vier“ EVU		2,1	4,0	2,6	3,7
Fonds/Banken		15,5	23,7	14,5	15,3
Projektierer		21,3	15,5	21,7	22,7
Gewerbe		2,3	2,4	2,9	6,2
Landwirte		1,8	0,8	2,0	2,0
Privatpersonen		51,5	36,2	48,1	39,0
Sonstige		0,3	1,2	0,4	0,4
Installierte Leistung [MW]		27.214	1.443	-	45.400

Quellen: trend:research (2011), Deutsche WindGuard GmbH (2015), AEE (2018), Schiffer (2019)

Auch die Daten für die Photovoltaik insgesamt spiegeln eine gewisse Akteursvielfalt wider (s. Tabelle 6). Zwischen 2010 und 2016 hat demnach der Anteil von EVUs, Fonds/Banken, Projektierern und Gewerbe zugenommen, der Anteil von Landwirten und Privatpersonen leicht abgenommen.

Tabelle 6: Eigentümerstruktur bei der Photovoltaik, trend:research

Stand 2010, 2012 und 2016 im Vergleich

Akteurstyp	Jahr	2010 [kumuliert, Anteil in %]	2010 [Zubau, Anteil in %]	2016 [kumuliert, Anteil in %]
Energieversorger (EVU)		[3,1]	[2,3]	5,5
- Regionalerzeuger		0,4	0,3	1,0
- Sonstige EVU		2,2	2,0	3,5
- Internationale EVU		0,5	-	1,0
„Große vier“ EVU		0,2	0,2	0,2
Fonds/Banken		8,1	9,1	11,2
Projektierer		8,3	6,6	9,0
Gewerbe		19,2	19,4	24,4
Landwirte		21,2	21,8	16,0
Privatpersonen		39,3	40,6	33,1
Sonstige		0,6	0,1	0,6
Installierte Leistung [MW]		16.917	7.003	40.800

Quellen: trend:research (2011), AEE (2018), Schiffer (2019)

trend:research (2011) gibt auch Zahlen für mittelgroße und kleine PV-Anlagen (< 500 kW_p installierte Leistung) an. Zusammen mit den Gesamtzahlen für PV lässt sich daraus die Eigentümerstruktur für große PV-Anlagen (> 500 kW_p) ableiten (s. Tabelle 7). Hier zeigt sich, dass es überwiegend Fonds/Banken und Projektierer sind, die größere PV-Anlagen errichtet haben und betreiben; zusammen haben diese beiden Akteursgruppen in der trend:research-Klassifikation einen Anteil von fast 70 %. Größer als bei den kleineren Anlagen ist auch hier der Anteil der EVUs. Nur geringfügig größer ist der Anteil, den gemäß trend:research Privatpersonen halten.

Tabelle 7: Eigentümerstruktur bei der Photovoltaik getrennt nach Segmenten, trend:research

Stand 2010

Akteurstyp	Jahr	PV insgesamt [kumuliert, Anteil in %]	PV < 500 kW [kumuliert, Anteil in %]	PV > 500 kW [kumuliert, Anteil in %]
Energieversorger (EVU)		[3,1]	[2,8]	[6,9]
- Regionalerzeuger		0,4	0,3	1,7
- Sonstige EVU		2,2	2,0	4,7
- Internationale EVU		0,5	0,5	0,5
„Große vier“ EVU		0,2	0,2	0,2
Fonds/Banken		8,1	5,2	44,5
Projektierer		8,3	7,0	24,6
Gewerbe		19,2	20,3	5,4
Landwirte		21,2	22,5	4,9
Privatpersonen		39,3	41,8	7,9
Sonstige		0,6	0,2	5,6
Installierte Leistung [MW]		16.917	15.670	1.247

Quelle: trend:research (2011), eigene Berechnungen.

Fokus Bürgerenergie

In der Studie von trend:research und Leuphana Universität Lüneburg (2013) wird der Fokus auf Bürgerenergie im engeren und weiteren Sinne gelegt, letztere unterteilt in Einzeleigentümer, Bürgerenergiegesellschaften sowie überregionale und Minderheitsbeteiligungen von Bürgerinnen und Bürgern. Daneben werden Anteile für institutionelle und strategische Investoren sowie für Energieversorger angegeben. Ermittelt wurde die Eigentümerstruktur der 2012 in Deutschland betriebenen PV- und Windenergieanlagen an Land. Für das Inbetriebnahmejahr 2012 sind die Anteile an den Investitionsausgaben für dieselben Akteursgruppen angegeben. Nicht differenziert wird nach Projektentwicklungsphase. Auch eine Differenzierung zwischen verschiedenen PV-Anlagentypen und -größen erfolgt nicht. Die Darstellung der angewandten Methodik sowie der verwendeten Datenquellen ist sehr knapp gehalten, die Nachvollziehbarkeit und Vergleichbarkeit mit den anderen Studien, insbesondere jener der Deutschen WindGuard (2015), daher eingeschränkt. Gleichwohl lassen sich auch aus dieser Publikation einige Anhaltspunkte für das vorliegende Forschungsvorhaben ableiten.

Tabelle 8: Eigentümerstruktur mit Fokus auf Bürgerbeteiligungen gemäß trend:research – Wind an Land und Photovoltaik im Vergleich

Stand 2012

Akteurstyp	Segment	Wind an Land [kumuliert, Anteil in %]	PV [kumuliert, Anteil in %]
Bürgerenergie im weiteren Sinne		50,4	47,1
- <i>Einzeleigentümer</i>		4,2	46,3
- <i>Bürgerenergiegesellschaften</i>		20,4	0,8
- <i>Bürgerenergie überregional, Minderheitsbeteiligungen</i>		25,8	1,0
Institutionelle und strategische Investoren		39,4	48,5
Energieversorgungsunternehmen		10,2	3,5
Installierte Leistung [MW]		30.854	32.385

Quelle: trend:research und Leuphana Universität Lüneburg (2013)

So ergibt sich aus den Daten (s. Tabelle 8), dass der Marktanteil von Bürgerenergiegesellschaften im PV-Segment relativ klein ist. Hier überwiegen – bei kleineren Anlagen – die Einzeleigentümerinnen und -eigentümer.

1.3.3 Schlussfolgerungen

Damit liegen einzelne Daten zu den Akteursstrukturen im Bereich der Windenergie an Land und der PV vor, die insbesondere für erstere eine große Akteursvielfalt zeigen. Demgegenüber weisen die Daten von trend:research (2011) auf eine starke Konzentration bei großer PV auf Fonds/Banken und Projektierer mit zusammen 69,1 % der kumulierten installierten Leistung im Jahr 2010 hin. Dies mag – zusammen mit der früher aufgekommenen Frage nach der sozialen projektbezogenen Akzeptanz – auch der Grund dafür sein, dass dem Thema der Akteursstrukturen im Windenergiemarkt eine größere Aufmerksamkeit zugekommen ist als bei der PV.

Die unterschiedlichen Erhebungen weisen mit Blick auf Bürgerenergieakteure im Windenergiesektor unterschiedliche Werte auf; sie unterscheiden sich zudem teilweise beträchtlich hinsichtlich der genauen Definition der Akteurstypen (s. Tabelle 9). Für die PV liegen hier nur Zahlen von trend:research vor. Nimmt man die Kategorie „Privatpersonen“ als Indikator für die Bürgerenergieanteile, so zeigen die Daten, dass bei größeren PV-Anlagen etwas weniger als 8 % der installierten Leistung dieser Kategorie zuzuordnen sind. Der Anteil ist mithin erheblich kleiner als bei der Windenergie, unabhängig davon, welche Datenquelle man für die Windenergie heranzieht.

Tabelle 9: Übersicht der Anteile der Bürgerenergie bei der Windenergie an Land gemäß trend:research & Leuphana sowie Deutsche WindGuard

Anteil Bürgerenergie an installierter Leistung [in %]

Quelle	Bezugsjahr	Bezeichnung Akteurstyp	Bestand bzw. Betrieb	Neuinstallationen
ISET (2000-2006)	1999	Private & Betreibergemeinschaften	45	-
	2005		25	-
G.A.M.E. (Neuhöf-fer 2019)	2000-2004	Genossenschaften/Bürgerenergie	37	-
trend:research (2011, 2014)	2010	Privatpersonen	51,5	36,2
	2012		48,1	-
trend:research & Leuphana (2013)	2012	Bürgerenergie i.e.S.	24,6	14,0
		Bürgerenergie i.w.S.	50,4	26,0
Deutsche Wind-Guard (2014)	2012-2014	Bürgerenergie	15,7-20,1	15,3-15,9
trend:research (2017)	2016	Privatpersonen	39,0	-

Quellen: Grashof, Kochems und Klann (2015)

Die identifizierten Studien sind nur bedingt vergleichbar. Zwar greifen sie, mit Ausnahme der ISET-Berichte, bei der Klassifizierung alle auf eine Unterscheidung nach Position in der Wertschöpfungskette zurück. Im Detail unterscheiden sich die Klassifizierungen, insbesondere die Definitionen einzelner Akteurstypen, aber deutlich voneinander – soweit sich dies auf Basis der methodischen Erläuterungen der Studien beurteilen lässt. Trotz der eingeschränkten Vergleichbarkeit können sie als Ausgangspunkt für die Diskussion der beobachtbaren Entwicklungen genutzt werden.

Die Gegenüberstellungen zeigen zudem, dass die Akteursstrukturen sich mit der Zeit verändern. Hierzu haben insbesondere Veränderungen in den regulatorischen Rahmenbedingungen – sowohl energierechtliche als auch kapitalmarktrechtliche – sowie Entwicklungen mit Blick auf ökonomische Parameter der Projekte bzw. der Entwicklung und des Betriebs der Anlagen beigetragen. So weisen die Daten von trend:research darauf hin, dass bei der Windenergie an Land der Anteil Privater zurückgegangen ist und derjenige insbesondere der Energieversorger zugenommen hat.

Im Mittelpunkt des vorliegenden Forschungsvorhabens steht der Vergleich zwischen dem Bestand von 2010 bis zur Einführung von Ausschreibungen auf der einen Seite sowie den Akteursstrukturen bei den Ausschreibungen auf der anderen Seite. Die hier angeführten Studien können dabei den Blick auf mögliche Entwicklungen in der längeren Frist schärfen und zudem als Vergleichspunkte für die ermittelten Anteile einzelner Akteurstypen dienen. Die Zusammenstellung zeigt zugleich, dass es an vertieften Untersuchungen der Akteursstrukturen insgesamt mangelt.

1.4 Vorgehen und Methodik

1.4.1 Grundüberlegungen zur Methodik

Vor diesem Hintergrund wurde im vorliegenden Vorhaben ein Monitoringsystem für die Windenergie an Land und große PV-Anlagen entwickelt, mithilfe dessen Aussagen zur Veränderung der Akteursstrukturen in diesen beiden Segmenten möglich sein sollen. Das methodische Vorgehen wird ausführlich in Weiler, Holstenkamp et al. (2021) dargestellt und hier lediglich in seinen Grundzügen skizziert. Ziel war es, eine Methodik zu entwickeln, die

- ▶ eine Analyse für unterschiedliche Zielgrößen zulässt,
- ▶ eine Abbildung unterschiedlicher Veränderungen in den Akteursstrukturen ermöglicht,
- ▶ Anschlussfähigkeit an nationale und internationale Diskurse und rechtliche Rahmensetzungen sicherstellt, auch wenn explizit keine Vorschläge für Legaldefinitionen vorgelegt werden sollten und
- ▶ eine Datenerhebung auf Basis vorhandener Daten und ggf. Stichproben möglich macht.

Vor diesem Hintergrund wurden nicht ein methodisches Vorgehen der oben in 1.3 genannten Studien reproduziert, sondern ein eigenes Verfahren aus übergeordneten Zielstellungen, zu denen eine Aussage getroffen werden soll (1.4.2), abgeleitet. Unabhängig von der Typisierung der Akteure ist jeweils zu klären, welche natürliche oder juristische Person innerhalb der Eigentümerkette als relevanter Akteur klassifiziert werden soll (1.4.3). Die Erhebung kann zu unterschiedlichen Zeitpunkten im Projektlebenszyklus erfolgen (1.4.5).

Dies alles führt im Ergebnis zu drei verschiedenen Akteursklassifikationen und zu einer vorhabenspezifischen Definition von „Bürgerenergie“. Für Letztgenannte wurde aus diesem Grund ein eigener Begriff eingeführt: beteiligungsoffene Bürgerenergie. An dieser Stelle sollen kurz die Unterschiede zwischen der vorliegenden Definition und der Legaldefinition im EEG dargestellt werden (1.4.4).

Der Nachteil einer solchen eigenständigen Methodik ist sicherlich die eingeschränkte Vergleichbarkeit mit anderen Studienergebnissen. Insofern wäre es wünschenswert, aufbauend auf den Erkenntnissen des vorliegenden Projektes im Vergleich zu Arbeiten an anderer Stelle ein Monitoringverfahren zu bestimmen, das über längere Zeit und, wo dies möglich ist, retrospektiv möglichst weit zurückreichend verfolgt wird (vgl. Empfehlungen, siehe Kapitel 6).

1.4.2 Begriff der Akteursvielfalt und dahinter liegende politische Ziele

Eine Definition des Begriffs der Akteursvielfalt kennt das EEG nicht. Zudem ist Akteursvielfalt kein Ziel an und für sich. Vielmehr stehen dahinter übergeordnete energie- bzw. wirtschafts- oder sozialpolitische Ziele. Als solche wurden im vorliegenden Vorhaben auf Basis von Interviews und insbesondere Dokumentenanalysen die folgenden primären Zielsetzungen herausgearbeitet (Weiler, Holstenkamp et al., 2021):

- ▶ Sicherung eines funktionsfähigen Wettbewerbs,
- ▶ Stärkung oder Erhalt der Innovationskraft,
- ▶ gleichwertige Lebensverhältnisse, zu denen z. B. eine höhere regionale Wertschöpfung beitragen könnte,

- Demokratisierung der Energieversorgung,
- Sicherung oder „Schaffung“ einer sozialen projektbezogenen Akzeptanz,
- Stärkung oder Erhalt der Resilienz, definiert als Vermögen des Systems, auf externe Störungen zu reagieren und nicht (zu stark) einzubrechen.

Die Erfüllung dieser Zielsetzungen lässt sich mithilfe verschiedener Indikatoren messen (s. Tabelle 10). So zeigen Forschungsarbeiten, dass die soziale Akzeptanz von Erneuerbare-Energien-Anlagen unter sonst gleichen Umständen bei der Umsetzung durch regionale Akteure und bei direkter, ggf. auch bei indirekter, Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern tendenziell höher ist (Weiler, Holstenkamp et al. 2021). Insofern können die Veränderungen des Anteils regionaler Akteure und von Bürgerenergie bzw. Kommunalenergie als ein Indikator für Akzeptanz angesehen werden: Nimmt der Anteil regionaler Akteure, von Bürger- und Kommunalenergie deutlich ab, könnten sich Akzeptanzprobleme verschärfen. In ähnlicher Weise könnten geringe Anteile kleinster oder kleiner Akteure auf Markteintrittsbarrieren hinweisen, die den Wettbewerb einschränken.

Tabelle 10: Zielsetzungen hinter „Erhalt der Akteursvielfalt“ und Indikatoren

Zielsetzung	Indikator
Funktionierender Wettbewerb	Quantitativ: Konzentrationsraten Qualitativ (Markteintrittsbarrieren): Größe (Anteil kleinste und kleine vs. große), Investorentyp (Anteil einzelner Typen, Fehlen bestimmter Typen)
Innovationskraft	Größe (Streuung)
Gleichwertige Lebensverhältnisse Regionale Wertschöpfung	Regionalität (Anteil regional vs. national/international)
Demokratisierung	Beteiligungsform (Anteil beteiligungsoffen [direkt] oder kommunal [indirekt/repräsentativ])
Akzeptanz	Regionalität & Beteiligungsform (Anteil beteiligungsoffen, kommunal, regional)
Resilienz	Investorentyp (Streuung)

Quelle: Zusammenstellung auf Basis von Weiler, Holstenkamp et al. (2021).

Im Rahmen des vorliegenden Forschungsvorhabens wurden hierzu drei unterschiedliche Klassifikationen von Akteuren (genauer: Eigentümern/Eigentümerinnen) entwickelt:

- Regionalität und Beteiligungsform,
- Größe und
- Investorentyp.

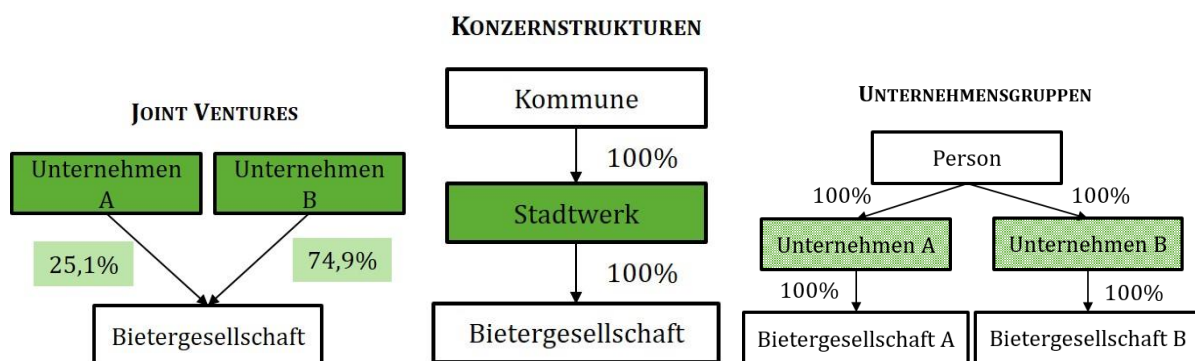
Im Rahmen der Sonderauswertungen wurden zusätzlich die Daten hinsichtlich der Konzentrationsraten ausgewertet (s. Kapitel 5). Im Fazit (Kapitel 7) werden die übergeordneten Zielstellungen wieder aufgegriffen und diskutiert, was aus den im Vorhaben generierten Daten mit Blick auf diese Zielstellungen an Aussagen abgeleitet werden kann.

1.4.3 Identifikation des zu klassifizierenden Akteurs

Im vorliegenden Vorhaben wird beim Akteur grundsätzlich auf die Eigentümerin/den Eigentümer abgestellt. Diese/r muss nicht identisch mit dem Betreiber bzw. der Betreiberin gemäß Marktstammdatenregister (MaStR) sein. Finanzielle Beteiligungen sind auch in anderen Formen als Eigenkapital möglich, z. B. mit Mezzaninekapital – etwa Nachrangdarlehen –, Fremdkapital – etwa Inhaberschuldverschreibungen („Anleihen“) – oder Sparbriefen. Diese Investitionsformen bleiben ebenso außer Betracht wie der Projektentwicklungs-, Direktvermarktungsmarkt oder die Flächeneigentümer/innen.

Grundsätzlich soll diejenige natürliche oder juristische Person identifiziert werden, die die unternehmerische Verantwortung trägt und die unternehmerischen Entscheidungen trifft. Der auf diese Weise identifizierte und zu klassifizierende Akteur wird im Folgenden als „herrscher Akteur“ bezeichnet. Unmittelbare/r Eigentümer/in ist im Regelfall bei Windenergie und großer PV eine Projekt- bzw. Zweckgesellschaft (Special Purpose Vehicle, SPV), die aus Gründen der Risikominimierung eingerichtet wird. Zur Identifikation der dahinter stehenden Eigentümer/innen lassen sich drei Grundkonstellationen unterscheiden: Gemeinschaftsunternehmen (Joint Ventures, JVs), Konzernstrukturen und Unternehmensgruppen ohne Dachgesellschaft (s. Abbildung 1).

Abbildung 1: Grundkonstellationen von Eigentumsstrukturen



Grün hervorgehoben: „herrscher Akteur“

Quelle: Leuphana & IZES

Minderheitsbeteiligungen an Gemeinschaftsunternehmen werden im vorliegenden Vorhaben erfasst, sofern die natürliche oder juristische Person eine Sperrminorität (Anteil > 25 %) besitzt. Das Projekt- bzw. Gebotsvolumen wird in diesem Fall nach Anteil zwischen den Beteiligten aufgeteilt. Im Beispiel in Abbildung 1 werden damit zwei „herrscher Akteure“ ausgewiesen.

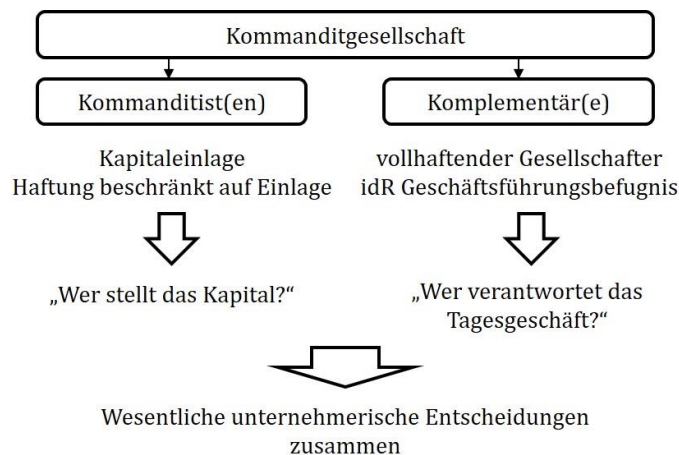
Bei Konzernen wird die Eigentümerkette nur so lange weiterverfolgt, bis ein Unternehmen identifiziert wurde, das Geschäftsführung bzw. Vorstand stellt bzw. nach außen hin für den Unternehmensverbund bzw. die Unternehmensgruppe auftritt. Damit wird im Fall, der in der Abbildung 1 dargestellt ist, auf das Stadtwerk und nicht auf die Kommune abgestellt.

Schließlich gibt es Unternehmensgruppen, die nicht von einer Holding „zusammengehalten“ werden, sondern über eine oder mehrere Personen als Eigentümer/in und/oder Geschäftsführer/in verbunden sind. In diesen Fällen wird im vorliegenden Vorhaben stets derselbe Akteur – Unternehmen A oder Unternehmen B, je nach Außenauftritt oder sonstiger im Einzelfall identifizierter Merkmale – als herrscher Akteur ausgewiesen.

Bei gesellschaftsrechtlichen Mischformen, also Organisationen, die aus mehreren Gesellschaften zusammengesetzt sind, stellt sich darüber hinaus das Problem, dass hier potenziell zwei verschiedene herrschende Akteure identifiziert werden können. Im vorliegenden Kontext ist die GmbH & Co. KG bzw. die UG (haftungsbeschränkt) & Co. KG als Sonderform derselbigen die einzige relevante Mischform. Das hier entwickelte Grundprinzip wäre aber auch übertragbar auf andere Mischformen. Bei der GmbH & Co. KG existieren zwei verschiedene Arten von Gesellschaftern/Gesellschafterinnen (s. Abbildung 2):

- ▶ Die Kommandistinnen/Kommanditisten geben Eigenkapital in die Kommanditgesellschaft (KG) ein. Sie partizipieren im Gegenzug am Erfolg der Gesellschaft. Die Haftung ist auf die Einlage beschränkt.
- ▶ Eine (oder theoretisch auch mehrere) Gesellschaft(en) mit beschränkter Haftung (GmbH) fungiert (fungieren) als Komplementärin(nen). Sie haftet voll mit ihrem Vermögen. Im Regelfall stellt die Komplementär-GmbH auch die Geschäftsführung der KG. Sie verantwortet damit das Tagesgeschäft.

Abbildung 2: Arten von Gesellschafterinnen/Gesellschafter bei Kommanditgesellschaften (KGs)



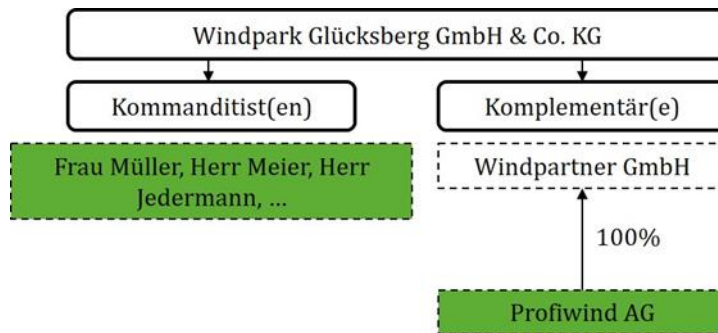
Quelle: IZES & Leuphana

Die Eigentumsstrukturen für beide Arten von Gesellschafterinnen/Gesellschaftern können auseinanderfallen. Dies lässt sich etwa am fiktiven Beispiel in Abbildung 3 illustrieren: Das Kapital der „Windpark Glücksberg GmbH & Co. KG“ wird von verschiedenen natürlichen Personen – Frau Müller, Herrn Meier, Herrn Jedermann, ... - gestellt. Diese sind als Kommandistinnen und Kommanditisten am Windpark beteiligt. Die Komplementär-GmbH wird von der Windpartner GmbH gestellt, die sich wiederum zu 100 % im Eigentum der Profiwind AG, eines Projektentwicklers, befindet. Geht man nicht pauschal davon aus, dass die Windpartner GmbH bzw. indirekt die Profiwind AG aufgrund ihrer Geschäftsführungsposition in der KG als „herrschend“ anzusehen ist,⁶ ergeben sich zwei verschiedene zu klassifizierende Akteure bzw. Akteursgruppen: die Privatpersonen und der Projektentwickler.

⁶ So geht beispielsweise die EU-Fusionskontrollverordnung (FKVO) von einem „Zusammenschluss“ aus, wenn ein Unternehmen einen bestimmenden Einfluss auf ein anderes ausübt (Art. 3 FKVO). Diesen Tatbestand sieht die Kommission bei Investmentfonds im Regelfall als gegeben an; vgl. die Konsolidierte Mitteilung der Kommission zu Zuständigkeitsfragen gemäß der Verordnung (EG) Nr. 139/2004 des Rates über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen (2009/C 43/09).

Abbildung 3: Identifikation der herrschenden Akteure bei einer GmbH & Co. KG

Fiktives Beispiel der „Windpark Glücksberg GmbH & Co. KG“



Grün hervorgehoben: herrschende Akteure

Quelle: Leuphana & IZES

Im vorliegenden Vorhaben wird nur dann von „regionalen“ Akteuren gesprochen, wenn sowohl Kommanditisten/Kommanditistinnen als auch Komplementärinnen/Komplementäre „regional“ im Sinne der Vorhabensdefinition sind (s. nachfolgend 1.4.4). Bei Größe und Investorentyp wird keine derartige Verschneidung vorgenommen. Vielmehr werden beide Arten von Gesellschafterinnen/Gesellschaftern separat klassifiziert.

Die Auswertungen für den Bestand und die Ausschreibungen haben gezeigt, dass diese Unterscheidung insbesondere für die Ausschreibungen bei der Windenergie an Land im Jahr 2017 relevant war. In allen anderen Segmenten konnten keine signifikanten Unterschiede bei den Klassifikationen der Kommanditisten und der Komplementär-GmbHs bzw. -UGs identifiziert werden. Daher wird die Unterscheidung zwischen Kommanditisten/Kommanditistinnen und Komplementären/Komplementärinnen nur für die Windenergie an Land dargestellt. Daten liegen aber auch für die große PV vor.

1.4.4 Regionalität und Bürgerbeteiligung

Ein besonderer Fokus in der politischen Diskussion ist auf die Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern gerichtet. Erfasst wird im vorliegenden Projekt die gesellschaftsrechtliche Beteiligung und damit die finanzielle Partizipation mit Eigenkapital. Eine Beteiligung kann direkt durch die Bürgerinnen und Bürger oder indirekt über die Kommunen bzw. über kommunale Unternehmen erfolgen (Beteiligungsform). Als „beteiligungsoffene Bürgerenergie“ werden darüber hinaus nur solche Akteure klassifiziert, die im Sinne des Forschungsvorhabens regional sind. Dabei wird grundsätzlich auf regionale Identitäten abgestellt, operationalisiert auf Basis unterschiedlicher administrativer, historischer, naturräumlicher und sprachlicher Kriterien (Weiler, Holstenkamp et al., 2021).

Ein Akteur wird jedoch nur dann als regional klassifiziert, wenn er/sie über alle Stufen hinweg „regional“ ist. Als Referenzpunkt gilt stets die Region, in der sich der Anlagenstandort befindet (s. Tabelle 11). Als regional wird ein Akteur dann klassifiziert, wenn sich der Sitz der Projektgesellschaft, der Tätigkeitsschwerpunkt der Projektgesellschaft sowie der Sitz der Gesellschaft und ihr Tätigkeitsschwerpunkt des herrschenden Akteurs hinter der Projektgesellschaft (bei einem Unternehmen) bzw. der Hauptwohnsitz der natürlichen Person/en in der Region des Anlagenstandortes befinden.

Tabelle 11: Merkmale zur Prüfung der Regionalität eines Akteurs

Anlage	Projektgesellschaft	„herrscher Akteur“	
		Unternehmen natürliche Person	
Standort	Sitz der Gesellschaft	Sitz der Gesellschaft	Hauptwohnsitz (§§ 21, 22 BMG)
	Tätigkeitsschwerpunkt	Tätigkeitsschwerpunkt	

BMG: Bundesmeldegesetz

Quelle: Zusammenstellung auf Basis von Weiler, Holstenkamp et al. (2021).

Beteiligungsoffen im Sinne der vorhabenspezifischen Definition ist eine Bürgerenergiegesellschaft, wenn (a) abgesehen von einer möglichen geografischen Einschränkung keine weiteren formalen Beschränkungen der Investorinnen und Investoren vorgenommen wird und (b) der Betrag, der mindestens investiert werden muss, einen gewissen Schwellenwert nicht übersteigt. Hier werden zwei unterschiedliche Werte herangezogen, die aus empirischen und theoretischen Überlegungen zur Teiligungspraxis hergeleitet wurden (Näheres hierzu in Weiler, Holstenkamp et al., 2021):

1. ein unterer Schwellenwert von 1.000 Euro (östliche Bundesländer) bzw. 2.000 Euro (westliche Bundesländer);
2. ein oberer Schwellenwert von 5.000 Euro (einheitlich für das Bundesgebiet).

Zudem darf keine Person eine Sperrminorität besitzen.

Damit ergeben sich insgesamt mehrere Abweichungen der vorhabenspezifischen Definition der „beteiligungsoffenen Bürgerenergie“ von der Legaldefinition einer Bürgerenergiegesellschaft im EEG 2017 (s. Tabelle 12).

Tabelle 12: Bürgerenergie – EEG- vs. projektbezogene Definition

Kriterium	Bürgerenergiegesellschaft gemäß EEG 2017	Beteiligungsoffene Bürgerenergie
Regionalität	- Erstwohnsitz in Landkreis/kreisfreier Stadt der Erneuerbare-Energien-Anlage	- Wohnsitz bzw. Sitz von Projektgesellschaft und Komplementär (inkl. Eigentümer/in) in Standortregion - Tätigkeitsschwerpunkt von Projektgesellschaft und Komplementär (inkl. Eigentümer/in) in Standortregion
	Region = Landkreis	Region = Gebiet mit gemeinsamer soziokultureller Identität, Regionsbezeichnung
Beteiligungsform	- ≥ 51 % Stimmrechte bei regionalen natürlichen Personen - Mind. 10 natürliche Personen als Gesellschafter/innen - ≤ 10 % Stimmrecht pro natürliche Person	- ≥ 51 % Stimmrechte bei regionalen natürlichen Personen - Öffentliches Angebot (differenzierte Schwellenwerte für Mindestinvestitionsbeträge) - < 25 % Stimmrechte pro Person

Quelle: Zusammenstellung auf Basis von Weiler, Holstenkamp et al. (2021).

Einige ausgewählte Beispiele für die resultierenden Akteurstypen mögen zur Illustration dienen (s. Tabelle 13): Die Energiegenossenschaft Hörter eG ist eine „klassische“ Bürgerenergiegenossenschaft und wird hier als beteiligungsoffene Bürgerenergie mit unterem Schwellenwert (uS)

klassifiziert. Ebenfalls beteiligungsoffen, aber nicht regional, ist die Bürgerenergie Windpark Podelzig-Lebus GmbH & Co. KG, die sich ebenfalls im Eigentum einer Energiegenossenschaft – Prokon – befindet, die aber deutschlandweit und darüber hinaus aktiv ist.

Tabelle 13: Regionalität & Beteiligungsform – Beispiele

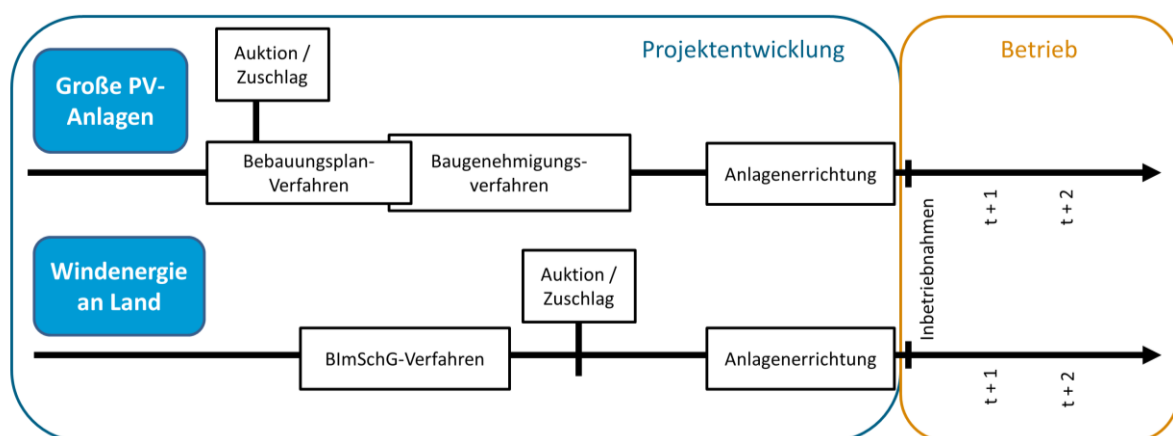
Akteurstyp	Projektgesellschaft	Herrschender Akteur
Beiligungsoffene Bürgerenergie, uS	Energiegenossenschaft Höxter eG	Energiegenossenschaft Höxter eG
Kommunale Regionalenergie	Kommunalwind Nord GmbH	Stadtwerke Prenzlau GmbH, Stadtwerke Waren GmbH
Sonstige Regionalenergie	Windpark Möhler GmbH & Co. KG	Arning Bauunternehmung GmbH
Beteiligungsoffener Nationalakteur, uS	Bürgerenergie Windpark Podelzig-Lebus GmbH & Co. KG	PROKON Regenerative Energien eG
Sonstiger Nationalakteur	Umweltgerechte Bürgerenergie Schkölen GmbH & Co. KG	UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG
Internationaler Akteur	Green Invest 3000 GmbH & Co. En-naX KG	JMC 13 Holding ApS

Quelle: IZES & Leuphana

1.4.5 Referenzzeitpunkte

Das Eigentum ist nicht für alle Phasen im Projektlebenszyklus denselben Akteuren zugeordnet, sondern kann wechseln, z. B. nach der Phase der Projektentwicklung oder innerhalb der Betriebsphase (s. Abbildung 4). Beim Vergleich zwischen Auktionsergebnissen und Bestandsanlagen ist daher zu beachten, dass möglichst vergleichbare Zeitpunkte für die Gegenüberstellung herangezogen werden.

Abbildung 4: Phasen des Projektlebenszyklus



Quelle: Leuphana & IZES

Tabelle 14: Referenzzeitpunkte für die Klassifikation

Segment	Entwicklung (PV: Bebauungsplan / Wind: BImSchG-G)	Auktionsteilnahme	Inbetriebnahme	Während Betrieb, z. B. 2 Jahre nach Inbetriebnahme
PV: Freiflächen- und Dachanlagen > 750 kW, Bestand (2010-2016)	[geprüft, nicht verfügbar]	-	✓ (Quelle: MaStR)	
PV: Freiflächen- und Dachanlagen > 750 kW, Ausschreibungen (Pilot, EEG 2017)	(-)	✓ (Quelle: BNetzA)	[wäre zu prüfen; mögliche Quelle: MaStR]	
Wind: Anlagen > 750 kW, Bestand (2010-2016)	✓ [heterogene Datenqualität]	-	[geprüft, Abgleich Daten Bundesländer mit MaStR-Daten nicht erfolgreich]	
Wind: Bieter und Gewinner Ausschreibungen (2017-2019)	(-)	✓ (Quelle: BNetzA)	nur teilweise verfügbar	überwiegend noch nicht verfügbar

BImSchG-G: Genehmigung gemäß Bundes-Immissionsschutzgesetz; BNetzA: Bundesnetzagentur; MaStR: Marktstammdatenregister

Quelle: IZES & Leuphana

Wie ausführlicher in Weiler, Holstenkamp et al. (2021) dargelegt wird, konnten im vorliegenden Vorhaben im Wesentlichen aus Gründen der Datenverfügbarkeit nicht Akteursstrukturen zu mehreren Referenzzeitpunkten identifiziert und miteinander verglichen werden. Bei den Bestandsdaten wurde auf Informationen aus dem Marktstammdatenregister (MaStR) bzw. auf Daten aus den Bundesländern zu immissionsschutzrechtlichen Genehmigungen zurückgegriffen. Mindestens bei der großen PV ergeben sich damit Einschränkungen bei der Vergleichbarkeit der Daten von Teilnehmern an den Ausschreibungen und zum Bestand. Für die Windenergie an Land gilt dies, soweit die Anteile der in den Daten der Bundesländer eingetragenen Genehmigungsinhaber/innen oder Betreibergesellschaften in der Zwischenzeit veräußert worden sind.

Die Eigentümerdaten stammen in allen Fällen aus einer kommerziellen Unternehmensdatenbank und wurden für den Recherchezeitpunkt ermittelt. Aufgrund der unklaren Aktualisierungsintervalle der genutzten Unternehmensdatenbank war dieses Problem im Rahmen des vorliegenden Vorhabens nicht zufriedenstellend lösbar. In einem zukünftigen Monitoring ist hierzu eine Überarbeitung der Methodik und Struktur der anzulegenden Datenbank zu empfehlen (s. Kapitel 6)

1.5 Fazit und betrachtete Segmente

Aus der Literatur zu den internationalen Erfahrungen mit Ausschreibungen im Bereich erneuerbarer Energien lässt sich ableiten, dass es in vielen Ländern zu einer Konzentration auf wenige große Akteure gekommen ist, die sich auch theoretisch plausibel begründen lässt. Um zu prüfen, ob in Deutschland ähnliche Entwicklungen zu beobachten sind, wurde ein Monitoringsystem mit drei Klassifikationskriterien (Regionalität & Beteiligungsform, Größe, Investorentyp) entwickelt und der zu klassifizierende Akteur („herrschender Akteur“) definiert. Das Monitoringsystem wurde anhand der Daten zum Bestand im Bereich der Windenergie an Land und der großen PV (> 750 kW_p) mit Inbetriebnahmejahr ab 2010 sowie der Ausschreibungen bis September 2019 erprobt und modifiziert. In den Gesamtuntersuchungszeitraum fallen damit

- ▶ die Bestandsanlagen 2010-2016 für Windenergie an Land und große PV,
- ▶ die PV-Ausschreibungen unter dem EEG 2014 (Pilotausschreibungen für Freiflächenanlagen gemäß Freiflächenausschreibungsverordnung, FFAV) sowie dem EEG 2017 einschließlich einer Sonderausschreibung im März 2019,
- ▶ die Ausschreibungen für Windenergie an Land unter dem EEG 2017 einschließlich einer Sonderausschreibung im September 2019,
- ▶ die grenzüberschreitende Ausschreibung mit Dänemark für die PV vom November 2016 gemäß Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung (GEEV),
- ▶ die gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergie an Land und große PV gemäß Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen (GemAV) zwischen April 2018 und April 2019.

Die Ergebnisse zu den Untersuchungen werden im Folgenden regelmäßig in jeweils drei Zeiträumen zusammengefasst (s. Tabelle 15):

Tabelle 15: Unterteilung des Gesamtuntersuchungszeitraumes in jeweils drei Zeiträume

Windenergie an Land	Große PV
<u>Zeitraum 1 (Bestand)</u> Windenergieanlagen an Land mit Inbetriebnahme 2010-2016	<u>Zeitraum 1 (Bestand)</u> Bestand 2010-2016
<u>Zeitraum 2 (EEG-BEG-Sonderregel)</u> technologiespezifisch, 5-11/2017 [3]	<u>Zeitraum 2 (Pilotausschreibungen)</u> Freiflächen (> 1 MW _p), 4/2015-12/2016 [6] deutsche Standorte innerhalb grenzüberschreitender Ausschreibung 11/2016 [1]
<u>Zeitraum 3 (mit BImSchG-G)</u> technologiespezifisch, 2/2018-8/2019 [7], Sonderausschreibung 9/2019 [1] Windenergieanlagen aus gemeinsamen Ausschreibungen 4/2018-4/2019 [3]	<u>Zeitraum 3 (EEG 2017)</u> technologiespezifisch, 2/2017-6/2019 [8], Sonderausschreibung 3/2019 [1] Solaranlagen aus gemeinsamen Ausschreibungen 4/2018-4/2019 [3]

BImSchG-G: Genehmigung gemäß Bundes-Immissionsschutzgesetz; EEG-BEG: Bürgerenergiegesellschaften gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz; Angabe in eckigen Klammern: Anzahl der Ausschreibungsrunden

Quelle: IZES & Leuphana.

Die Ergebnisse zu einzelnen Ausschreibungsrunden sind im Detail in Kurzberichten beschrieben [s. Weiler, Holstenkamp et. al. 2019]. Die hier vorgelegten Daten können, wenn auch wegen der unterschiedlichen Operationalisierungen nur eingeschränkt, mit Ergebnissen von Erhebungen an anderer Stelle verglichen werden. Die Daten von ISET, Deutsche WindGuard, G.A.M.E. und trend:research zeigen, dass es vor Einführung der Ausschreibungen eine große Akteursvielfalt bei der Windenergie an Land gab. Die Angaben zum Anteil der Bürgerenergie schwanken z. T. beträchtlich. Zur PV liegen nur Daten von trend:research vor. Hier zeigt sich eine große Konzentration auf wenige Akteurstypen (Fonds/Banken und Projektierer); der Anteil der Bürgerenergie war 2010 eher gering. Ergebnisse von Erhebungen zum Stand der Akteursvielfalt bei Wind und großer PV seit Einführung der Ausschreibungen sind den Autorinnen und Autoren nicht bekannt.

2 Akteursstrukturanalyse Bestandsanlagen

In diesem Kapitel wird die Akteursstruktur der Bestandsjahre 2010 bis 2016 für Windenergieanlagen an Land und für die große Photovoltaik (>750 kW) analysiert. In die Ergebnisse fließen die Anlagen- und Eigentümerdaten von Windenergie- bzw. großen Photovoltaikanlagen (> 750 kW), mit einer Inbetriebnahme in den Jahren 2010 bis 2016, ein. Die Ergebnisse werden für den Betrachtungszeitraum in kumulierter Form dargestellt. Die Ergebnisse sollen als Vergleich für mögliche Veränderungen der Akteursstruktur nach der Einführung der Ausschreibungen dienen.

2.1 Windenergie an Land

In diesem Kapitel wird die Akteursstruktur der Bestandsjahre 2010 bis 2016 für Windenergieanlagen an Land analysiert. In die Ergebnisse fließen die Anlagen- und Eigentümerdaten von Windenergieanlagen mit einer Inbetriebnahme in den Jahren 2010 bis 2016 ein⁷. Die Ergebnisse werden für den Betrachtungszeitraum in kumulierter Form dargestellt. Dies erscheint aus zwei Gründen zweckmäßig: Zum einen ist für Windenergie an Land in diesem Zeitraum kein regulatorischer Bruch erkennbar, der eine separate Untersuchung bestimmter Zeiträume erforderlich machen würde. Zum anderen ist die verfügbare Datengrundlage nicht trennscharf für einzelne Jahre verfügbar, was eine Analyse einzelner Jahre zusätzlich erschwert. Die Ergebnisse sollen als Vergleich für mögliche Veränderungen der Akteursstruktur nach der Einführung der Ausschreibungen dienen.

2.1.1 Regulatorische und ökonomische Rahmenbedingungen

Für den Betrachtungszeitraum 2010 bis 2016 der Windenergie an Land sind drei verschiedene EEG Gesetzesnovellen von Bedeutung (EEG 2009, EEG 2012, EEG 2014). In diesem Zeitraum wurde den Betreibern von Windenergieanlagen eine festgelegte Einspeisevergütung garantiert. Mit der Novellierung des EEG im Jahr 2008 (EEG 2009⁸) wurde die Grundstruktur des EEG 2004 neu strukturiert. Die Vergütungssätze für Windenergie an Land wurden leicht angepasst, was sich insgesamt positiv auf die Ausbauentwicklung auswirken sollte. Im Vergleich zur Photovoltaik wurden die Vergütungssätze für Windenergie an Land mit der darauf folgenden EEG Novelle

⁷ Zum Zeitpunkt der Untersuchungen für Windenergie an Land (Bestand) waren die Anlagendaten und die dahinterstehenden Firmen noch nicht systematisch erfasst. Für die Analyse der Akteursstrukturen von Wind-Bestandsanlagen musste in dieser Untersuchung auf Anlagen- und Betreiberdaten der zuständigen Genehmigungsbehörden der Bundesländer zurückgegriffen werden, die teilweise für jeden Landkreis gesondert angefragt wurden. Diese Datensätze weisen entsprechend eine unterschiedliche Qualität hinsichtlich Konsistenz und Vollständigkeit auf. Dies führt dazu, dass im Betrachtungszeitraum 2010 bis 2016 (Inbetriebnahmezeitpunkt) Grunddaten zu Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von 15,9 GW für die Akteursanalyse zur Verfügung standen. Nach Zubauzahlen der Fachagentur Wind beträgt der reale Brutto-Zubau jedoch ca. 22 GW im gleichen Zeitraum (FA Wind 2020). Die fehlenden Grunddaten, die diese Diskrepanz erklären, verteilen sich dabei relativ gleichmäßig auf den gesamten Zeitraum von 2010 bis 2016. Jedoch ist die Vollständigkeit der Grunddaten aus den jeweiligen Bundesländern unterschiedlich. So liegen für manche Bundesländer nahezu vollständige Grunddaten zu allen zu analysierenden Windenergieanlagen vor, für andere Bundesländer lediglich 30 – 40 % der Anlagen-Grunddaten. Insgesamt kann jedoch davon ausgegangen werden, dass die fehlenden Grunddaten keinen wesentlichen Einfluss auf die Verteilung der Akteursstruktur haben und der zur Verfügung stehende Datensatz zu belastbaren Ergebnissen führt.

⁸ EEG 2009 in BGBl. I S. 2074, Zugriff am 11.10.2020. Verfügbar unter

https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&start=///*%255B@attr_id=%27bgbl108s2074.pdf%27%255D#_bgbl_%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl108s2074.pdf%27%5D_1604310590109

2009 (siehe im Vergleich PV Novelle 2010⁹) nicht gesenkt. Das EEG 2012¹⁰ stellte eine grundlegende und umfassende Überarbeitung des bis dahin bestehenden EEG 2009 dar. Ein Hauptaugenmerk lag dabei auf der Markt-, Netz- und Systemintegration von erneuerbaren Energien. Damit sollte u.a. ein besseres Zusammenspiel von konventionellen und erneuerbaren Erzeugungsanlagen sowie den Verbrauchern im Gesamtsystem erreicht werden. Durch die Einführung der optionalen Marktprämie sollte für erneuerbare Anlagenbetreiber ein Anreiz geschaffen werden, ihre Anlagen marktorientiert zu betreiben. Anders als für die Photovoltaik (PV-Novelle 2012¹¹) blieben die Vergütungssätze für Windenergie an Land bis zum EEG 2017¹² weitestgehend stabil und sollten einen starken Ausbau der Windenergie ermöglichen. Mit dem EEG 2014 wurde die verpflichtende Direktvermarktung für Windenergieanlagen eingeführt. Zudem wurde in § 2 Abs. 5 formuliert, dass ab 2017 die Vergütungssätze für EEG-Strom in Ausschreibung ermittelt werden sollen. Das EEG 2014 enthielt zugleich einen allgemeinen Hinweis, dass bei der Umstellung auf Ausschreibungen die Akteursvielfalt erhalten bleiben soll. Die Überprüfung dieses Grundsatzes zur Akteursvielfalt sollte jährlich in einem Monitoring berichtet werden (§ 2 Abs. 5 S.3 i.V.m. § 98 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2014).

Für den Betrachtungszeitraum lässt sich damit schlussfolgern, dass die Einspeisevergütung über den Betrachtungszeitraum 2010 – 2016 nicht wesentlich gesenkt wurde und u.a. dadurch ein regulatorischer Rahmen geschaffen wurde, der einen Ausbau der Windkraft in dieser Zeit förderte.¹³

Dies spiegelt sich auch in den Zubauzahlen für Windenergie an Land im Betrachtungszeitraum wieder (Abbildung 5). Hier konnte von 2010 – 2014 ein kontinuierliches Wachstum erzielt werden. Das Jahr 2014 sticht hierbei heraus, da hier die Wachstumsrate deutlich anstieg, um im Folgejahr 2015 dann wieder abzufallen. Dies kann teilweise durch einen Vorzieheffekt erklärt werden, um mit einer frühzeitigen Inbetriebnahme in die Regelungen des EEG 2012 zu fallen. Einen ähnlichen Effekt gab es im Jahr 2017. So kann davon ausgegangen werden, dass es vor den verpflichtenden Ausschreibungsverfahren ab 2017 zu Vorzieheffekten kam und versucht wurde Anlagen noch vor Beginn des Ausschreibungssystems in Betrieb zunehmen. Im Jahr 2018 fiel die Zubaumenge dann deutlich geringer aus, um im Jahr 2019 auf ein Gesamtvolumen von unter 1 GW installierter Leistung zu sinken. Dies liegt vor allem daran, dass ein großer Anteil der in den Ausschreibungsrunden in 2017 bezuschlagten Leistung noch nicht in Betrieb gegangen ist (FA Wind 2020).

⁹ EEG PVB Novelle 2010 in BGBl I S. 1170, Zugriff am 11.10.2020. Verfügbar unter [https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&start=//\[*\[@attr_id=%27bgbl110s1170.pdf%27\]#_bgbl_%2F%2F%5B%40attr_id%3D%27bgbl110s1170.pdf%27%5D_1604310447836](https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&start=//[*[@attr_id=%27bgbl110s1170.pdf%27]#_bgbl_%2F%2F%5B%40attr_id%3D%27bgbl110s1170.pdf%27%5D_1604310447836)

¹⁰ EEG 2012 in BGBl I S. 1634, Zugriff am 11.10.2020. Verfügbar unter [https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&start=//\[*\[@attr_id=%27bgbl111s1634.pdf%27\]#_bgbl_%2F%2F%5B%40attr_id%3D%27bgbl111s1634.pdf%27%5D_1603184963918](https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&start=//[*[@attr_id=%27bgbl111s1634.pdf%27]#_bgbl_%2F%2F%5B%40attr_id%3D%27bgbl111s1634.pdf%27%5D_1603184963918)

¹¹ PV Novelle 2012 in BGBl I S. 1754, Zugriff am 11.10.2020. Verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Gesetze-Verordnungen/novellierung_des_eeg_2012_durch_die_PV_novelle.pdf?__blob=publicationFile&v=2

¹² EEG 2017 in BGBl I S. 2258, Zugriff am 11.10.2020. Verfügbar unter https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl#_bgbl_%2F%2F%5B%40attr_id%3D%27bgbl116s2258.pdf%27%5D_1604313513376

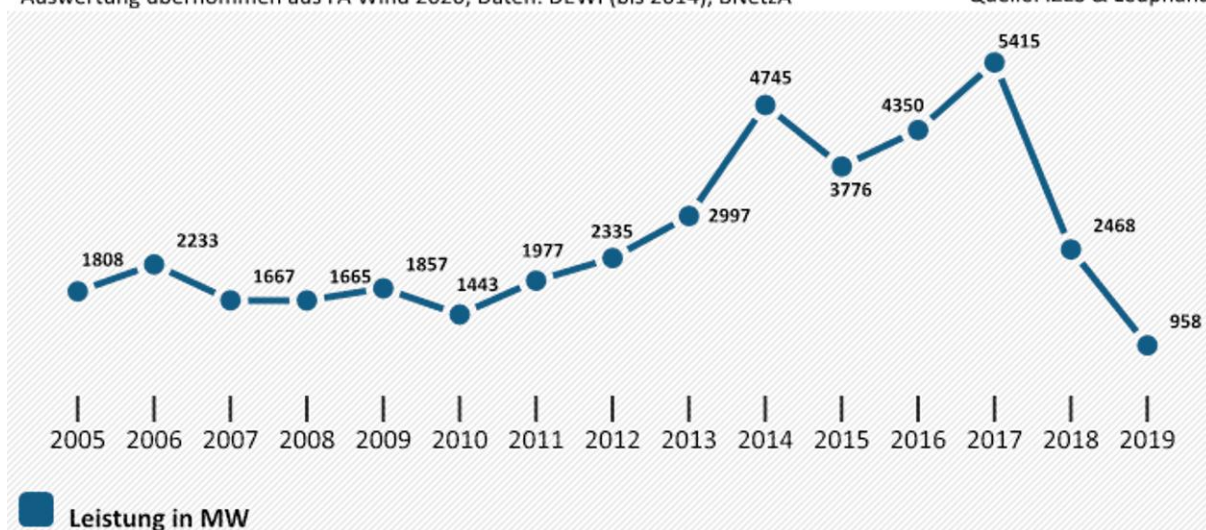
¹³ Gesamtüberblick. Zugriff am 11.10.2020. Verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/eeg.html?cms_docId=71120, besucht am 02.11.2020.

Abbildung 5: Bruttozubau Windenergie an Land

Bruttozubau Windenergie an Land

Auswertung übernommen aus FA Wind 2020; Daten: DEWI (bis 2014), BNetzA

Quelle: IZES & Leuphana



2.1.2 Klassifikation der Windenergie an Land Akteure für den Zeitraum 2010-2016

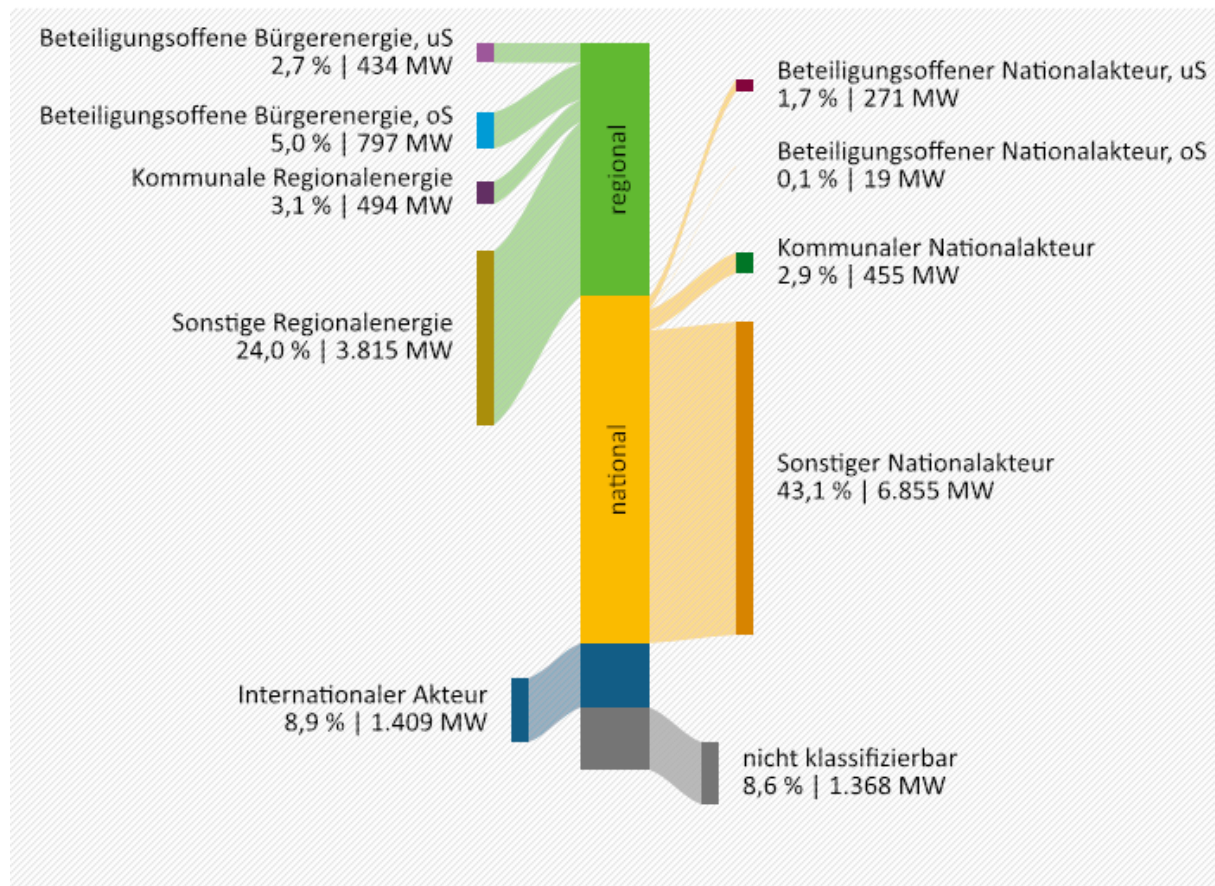
2.1.2.1 Klassifikation nach Regionalität und Beteiligungsform

Im Vorhaben werden die beiden Kriterien Regionalität und Beteiligungsform zusammen betrachtet. Die Klassifizierungsmethodik wurden in der Einleitung vorgestellt

Abbildung 6: Klassifizierung nach Regionalität und Beteiligungsform

Klassifizierung nach Regionalität und Beteiligungsform

Wind an Land, Bestandsjahre 2010 bis 2016



herrschende Akteure

Quelle: IZES & Leuphana

Untersucht wird hier, ob herrschende Akteure und Komplementäre in derselben Region sitzen, in der auch die Anlagen stehen, und wie Bürgerinnen und Bürger beteiligt sind. Zusammen ergibt sich eine installierte Leistung von ~15.918 MW. Es zeigt sich, dass im Anlagenbestand in den Jahren 2010 – 2016 die *sonstigen Nationalakteure* die dominierende Akteursklasse sind (Abbildung 6). Sonstige Nationalakteure konnten mit einem Leistungsvolumen von 6.855 MW einen Anteil von 43,1 % auf sich vereinen. Auf diesen Akteurstyp wird in Kapitel 2.1.2.4 näher eingegangen. Mit einem Leistungsanteil von 24 % (3.815 MW) waren Akteure der *sonstigen Regionalenergie* der zweithäufigste vertretene Akteurstyp. In dieser Kategorie sind regional ansässige und tätige Unternehmen vertreten, die weder der beteiligungsoffenen Bürgerenergie noch der kommunalen Regionalenergie zugeordnet werden. Auch auf diesen Akteurstyp soll in Abschnitt 2.1.2.4.1 noch näher eingegangen werden.

Nach der vorhabenspezifischen Definition wurde lediglich ein Leistungsanteil von 7,7 % (1.231 MW) der *beteiligungsoffenen Bürgerenergie* (unterer Schwellenwert und oberer Schwellenwert) zugeordnet. Eventuell zählen einige in diesem Vorhaben *nicht klassifizierbare* Akteure (8,6 %, 1.368 MW) zu der beteiligungsoffenen Bürgerenergie. Ein geringer Anteil von 1,8 % (290 MW) konnten *beteiligungsoffenen Nationalakteuren* zugerechnet werden. Darunter sind überregional agierende Unternehmen vereint, die eine Form der Eigenkapitalbeteiligung angeboten haben. *Kommunale Unternehmen* spielen mit einem Leistungsanteil von 6 % (949 MW) eine untergeordnete Rolle. Hierunter finden sich sowohl regional agierende (494 MW) als auch überregional agierende (455 MW) Unternehmen in mehrheitlich kommunalem Besitz. Internationale Akteure weisen im Bestand einen Leistungsanteil von 8,9 % (1.409 MW) auf.

2.1.2.2 Klassifikation nach Größe

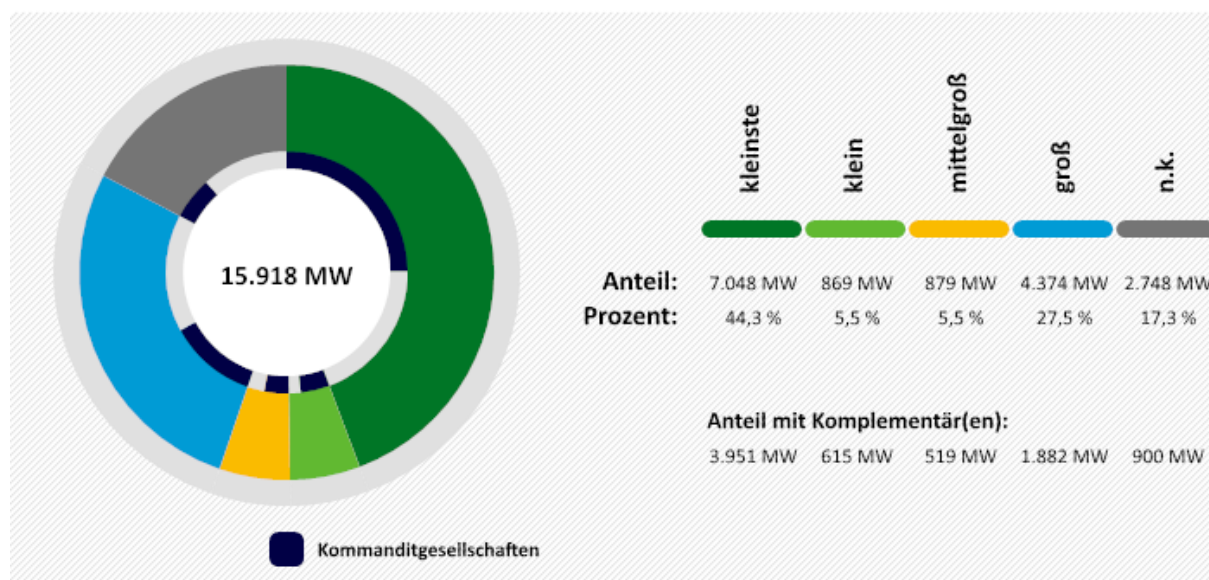
Die im Vorhaben entwickelte Methodik erlaubt es, die „Größe“ der *herrschenden Akteure* zu ermitteln. Separat aufgeführt wird die Größe der Eigentümer/-innen, die hinter den *Komplementären* stehen, sofern es sich bei der Projektgesellschaft um eine GmbH & Co. KG bzw. eine UG (haftungsbeschränkt) & Co. KG handelt. Die Klassifizierungsmethodik wurden in der Einleitung vorgestellt.

In Abbildung 7 wird die Aufteilung der Größenklassen für die herrschenden Akteure im Bestand von 2010 – 2016 dargestellt (insgesamt 15.918 MW). Betrachtet wird damit die Größe der mittelbaren bzw. unmittelbaren Eigentümer. Im inneren Ring sind die Anteile derjenigen Bietergesellschaften abgebildet, die rechtlich als Kommanditgesellschaften strukturiert sind und damit einen Komplementär aufweisen (zusammen 7.867 MW).

Abbildung 7: Klassifizierung nach Größe

Klassifizierung nach Größe

Wind an Land, Bestandsjahre 2010 bis 2016



herrschende Akteure

Quelle: IZES & Leuphana

Mit einem Leistungsanteil von 44,3 % (7.048 MW) dominieren die *kleinsten* Akteure den Anlagenbestand in den Zubaujahren 2010 – 2016. Hierunter fallen auch alle Gesellschaftsstrukturen,

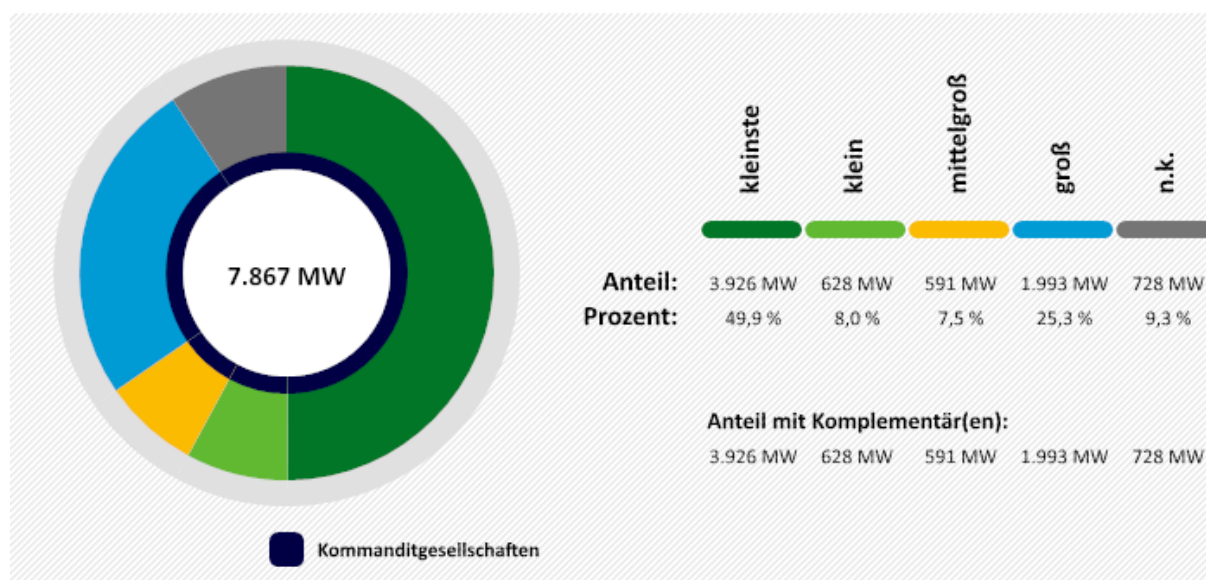
die durch natürliche Personen bestimmt werden. Über die Hälfte dieser Akteure sind als Kommanditgesellschaft strukturiert und weisen damit einen Komplementär auf. Am zweithäufigsten treten mit einem Leistungsanteil von 27,5 % *große* Akteure auf (4.374 MW). Danach folgen *mittelgroße* und *kleine* Akteure mit einem Leistungsanteil von jeweils 5,5 %. Ein Leistungsanteil von 17,3 % (2.748 MW) konnte nicht klassifiziert werden, da relevante Informationen zur Einordnung in die Größenklassen nicht vorlagen. Hierunter wird ein relativ hoher Anteil der Akteurskategorie *kleinst* vermutet.

In Abbildung 8 ist die Größenzuordnung der Unternehmen dargestellt, die als Kommanditgesellschaft (KG) strukturiert sind und damit einen Komplementär aufweisen, welcher in den meisten Fällen auch die Geschäftsführung stellt. Insgesamt ergibt sich ein ähnliches Bild im Vergleich zur Verteilung der herrschenden Akteure (Abbildung 7). Insbesondere das Leistungsvolumen der jeweiligen Größenklassen stimmt in etwa mit den Größenklassen aus Abbildung 7 überein.

Abbildung 8: Klassifizierung nach Größe

Klassifizierung nach Größe

Wind an Land, Bestandsjahre 2010 bis 2016



Komplementäre

Quelle: IZES & Leuphana

2.1.2.3 Klassifikation nach Investorentypen

Als dritte Kategorisierung werden die Akteure der Bestandsjahre 2010 – 2016 entsprechend ihres Investorentyps klassifiziert, wiederum sowohl die herrschenden Akteure als auch die Eigentümer, die hinter den Komplementären stehen. Die Klassifikation des Investorentyps *Projektentwickler* wurde zusätzlich mit der Klassifikation *Größe* verschnitten. Eine solche Verschnidung erlaubt eine Beobachtung möglicher Verschiebungen in den Größenklassen innerhalb dieses Investorentyps.

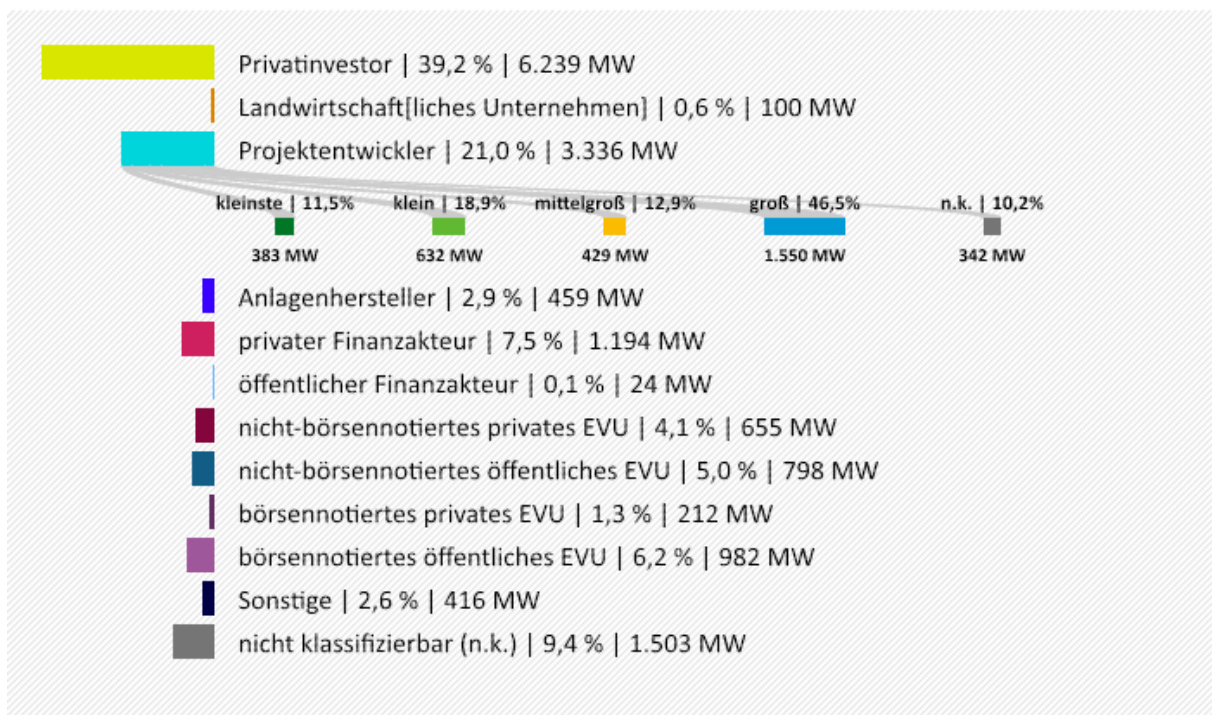
In Abbildung 9 wird dargestellt, welchem „Investorentyp“ sich die Eigentümer der Windenergieanlagen in den Zubaujahren 2010 - 2016 zuordnen lassen. Die Klassifizierung nach „Investorentyp“ zeigt für die herrschenden Akteure folgendes Ergebnis: Der Anteil des Investorentyps *Privatinvestor*, d. h. der natürlichen Personen, betrug in 39,2 % (6.239 MW) und fällt damit am

größten aus. Dies stimmt mit den Ergebnissen der Größenklassenzuordnung überein, wo die *kleinsten* Akteure dominieren. Privatinvestoren sind hier (unabhängige) Unternehmen, die sich aus (mehreren) natürlichen Personen zusammensetzen und durch kein herrschendes Unternehmen eines anderen Investorentyps bestimmt werden. *Projektentwickler* sind der zweithäufigste vertretene Investorentyp im Anlagenbestand der Jahre 2010 - 2016. Diese machen einen Leistungsanteil von 21 % aus (3.336 MW). Unter den Projektentwicklern dominieren die *großen* Unternehmen deutlich (1.550 MW), gefolgt von *kleinen* (632 MW) und *mittelgroßen* (429 MW) Unternehmen. Es zeigt sich, dass auch *kleinste* Projektentwickler in den Jahren 2010 – 2016 am Anlagenzubau beteiligt waren (383 MW). Ihre geringe Größe deutet darauf hin, dass diese in den Jahren 2010 – 2016 neu ins Marktgeschehen eingreifen konnten. In größerem Umfang waren mit insgesamt 16,6 % auch Energieversorgungsunternehmen am Anlagenbestand beteiligt. Hier sind die *öffentlichen EVU* mit einem Leistungsanteil von 11,2 % stärker vertreten als die *privaten EVU* (5,4 %). Außerdem waren mit einem Leistungsanteil von 7,5 % (1.194 MW) noch *private Finanzakteure* in nennenswerten Umfang am Anlagenbestand beteiligt. Insgesamt war ein Leistungsanteil von 9,4 % (1.503 MW) der Projektträger nicht klassifizierbar.

Abbildung 9: Klassifizierung nach Investorentypen

Klassifizierung nach Investorentypen

Wind an Land, Bestandsjahre 2010 bis 2016



herrschende Akteure

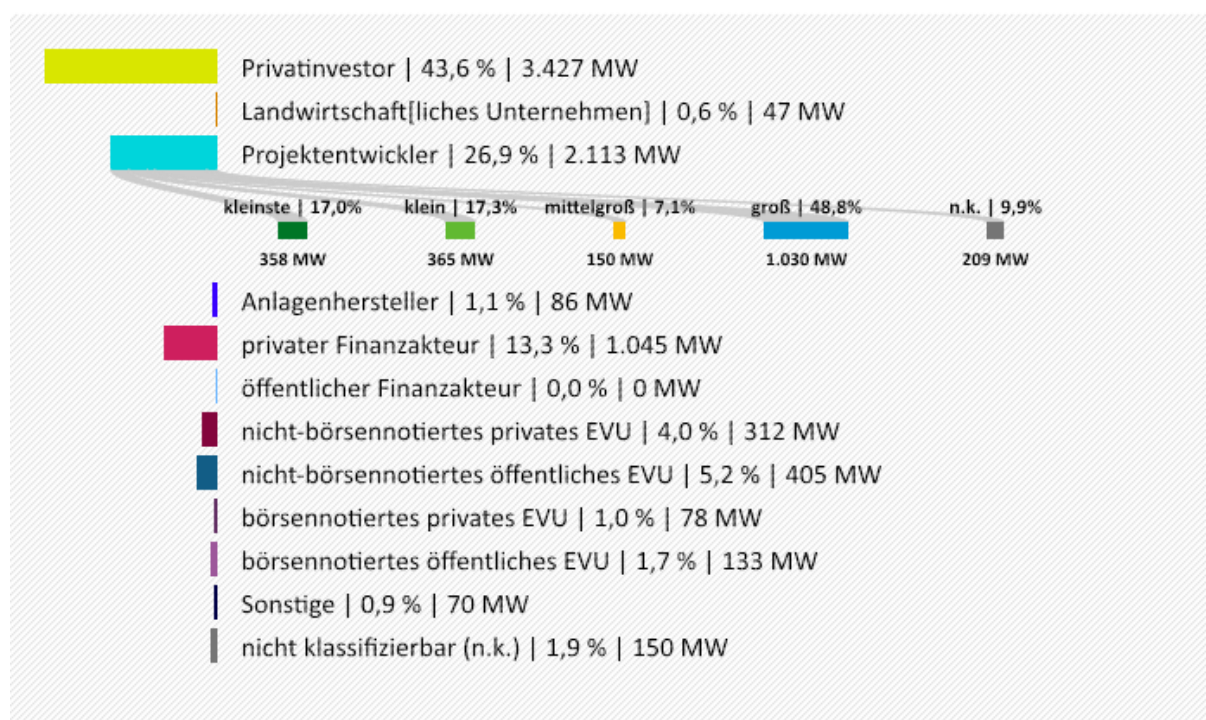
Quelle: IZES & Leuphana

Wie oben (siehe Abbildung 7) dargestellt, entfallen 7.867 MW auf KG-Bietergesellschaften. Die Komplementäre dieser KGs stellen im Regelfall die Geschäftsführung. Die Verteilung der Investorentypen der Komplementäre (siehe Abbildung 10) unterscheidet sich dabei nicht wesentlich von denen der herrschenden Akteure. Zwar sind deutlich weniger Leistungsanteile den Energieversorgungsunternehmen zugeordnet, diese sind jedoch auch selten in KG-Unternehmenskonstruktionen organisiert.

Abbildung 10: Klassifizierung nach Investorentypen

Klassifizierung nach Investorentypen

Wind an Land, Bestandsjahre 2010 bis 2016



Komplementäre

Quelle: IZES & Leuphana

2.1.2.4 Verschneidungen der projektspezifischen Klassifikationen

Um vertiefte Informationen zu den einzelnen Akteurstypen der Bestandsjahre 2010 – 2016 zu gewinnen, können die Klassifikationen miteinander verschnitten werden. Daraus ergibt sich eine Vielzahl an Kombinationen, von denen die folgenden ausgewählt wurden: eine Kombination aus Klassifikation gemäß Regionalität und Beteiligungsform mit den Investorentypen sowie eine Betrachtung der *sonstigen Regionalenergie* und der *sonstigen Nationalakteure* hinsichtlich ihrer Zuordnung zu Größenklassen und Investorentypen. Die beiden genannten Segmente stellen, wie der Name andeutet, eher heterogene Akteursklassen dar, sodass eine Ausdifferenzierung zweckmäßig erscheint.

2.1.2.4.1 Differenzierung aus Regionalität und Beteiligungsform mit dem Investorentyp

Die Darstellung der erstgenannten Kombination aus Klassifikation nach Regionalität und Beteiligungsform mit jener nach Investorentyp erfolgt in einer Kreuztabelle. Dabei wird in den Zeilen

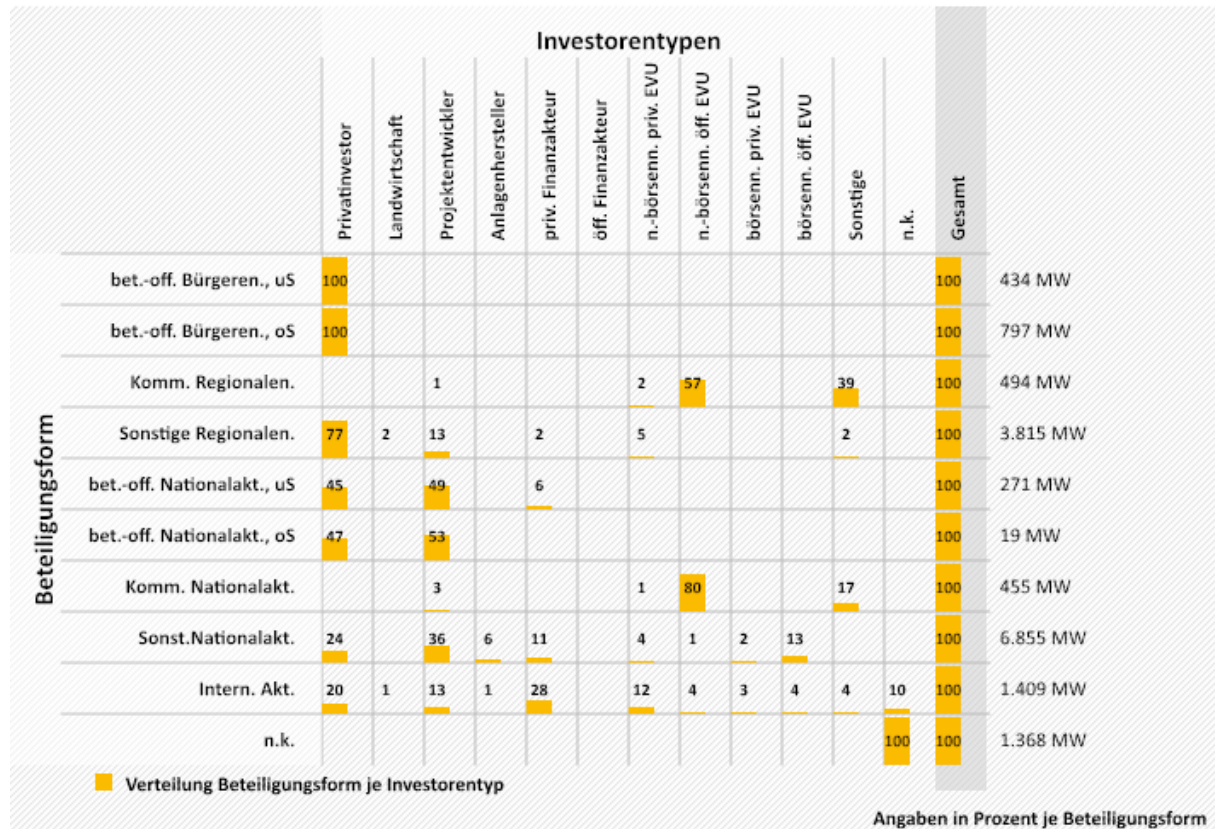
der Anteil der jeweiligen Investorentypen für jeden (vorhandenen) Typ gemäß Regionalität und Beteiligungsform abgebildet. Es lässt sich damit für jede Beteiligungsform nachvollziehen, welchem Investorentyp die jeweiligen erfolgreichen Akteure gemäß Regionalität und Beteiligungsform zuzuordnen sind. Die Klassifikation der herrschenden Akteure (Abbildung 11) lässt sich mit derjenigen der Komplementäre (Abbildung 12) vergleichen.

Die herrschenden Akteure (Eigentümer/-innen) der vom Leistungsvolumen größten Gruppe der *sonstige Nationalakteure* setzen sich u.a. zusammen aus: 36 % *Projektentwicklern*, 24 % *Privatinvestoren*, 14 % *öffentliche EVU*, 6 % *private EVU*, sowie 11 % *private Finanzakteuren*. Die herrschenden Akteure der zweitgrößten Gruppe der *sonstigen Regionalenergie* können mit 77 % überwiegend den *Privatinvestoren* zugerechnet werden. Regional agierende *Projektentwickler* machen in dieser Kategorie immerhin noch 13 % aus. Überwiegend regional agierende *Energieversorgungsunternehmen* kommen auf insgesamt 5 % Leistungsanteil in dieser Kategorie. Die *teiligungsoffene Bürgerenergie* wird vollständig den *Privatinvestoren* zugerechnet werden. Die *kommunale Regionalenergie* und *kommunale Nationalakteure* sind überwiegend den *nicht-börsennotierten öffentlichen EVU* zuzuordnen. *Internationale Akteure* setzen sich vor allem aus den Investorentypen der *privaten Finanzakteure* (28 %), *Energieversorgungsunternehmen* (23 %), *Privatinvestoren* (20 %) sowie *Projektentwicklern* (13 %) zusammen.

Abbildung 11: Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp

Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp

Wind an Land, Bestandsjahre 2010 bis 2016



herrschende Akteure

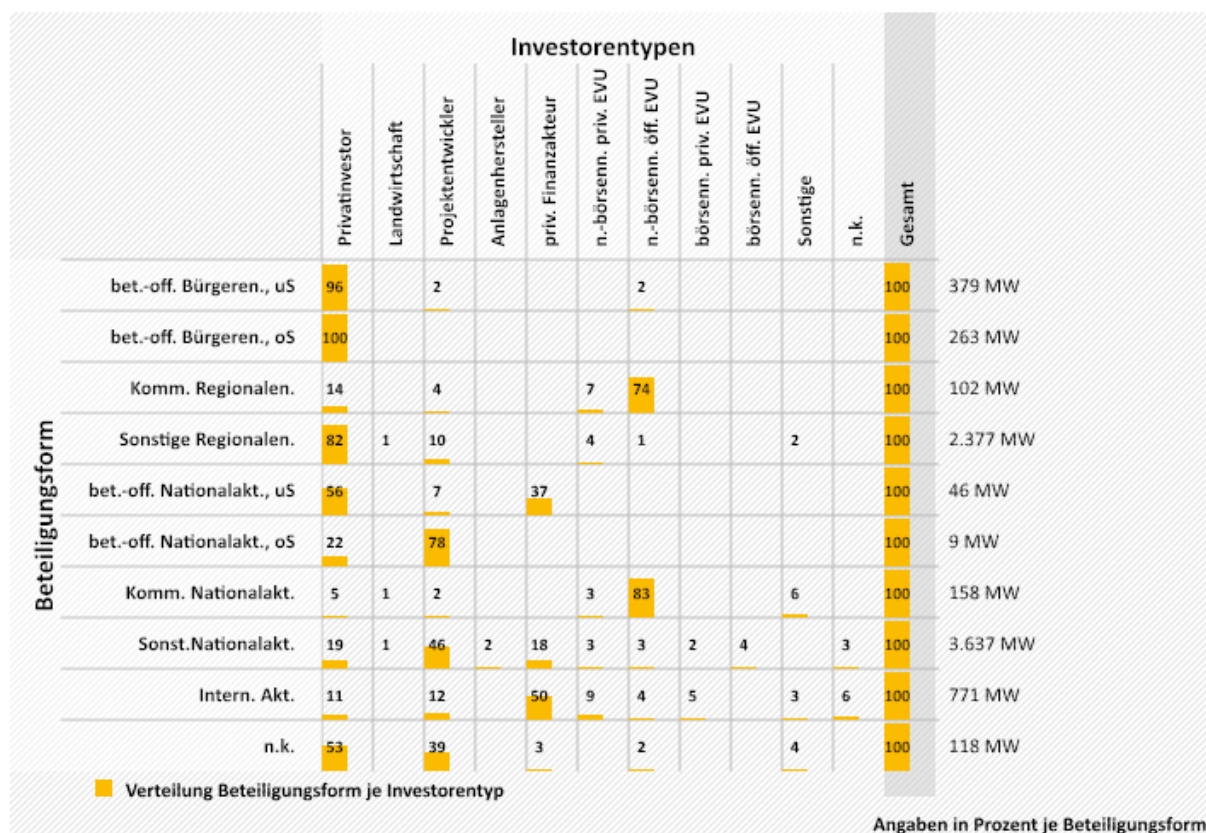
Quelle: IZES & Leuphana

Abbildung 12 zeigt die Verschneidung der Komplementäre, die hinter den Kommanditgesellschaften der Betreibergesellschaften stehen. Im Vergleich Abbildung 11 zeigt sich hier ein ähnliches Bild. Interessant ist hierbei, dass die Komplementärgesellschaften von beteiligungsoffenen Bürgerenergieakteuren in geringem Umfang durch Projektentwickler (2 %) oder Energieversorgungsunternehmen (2 %) geführt wurden. Dies lässt darauf schließen, dass auch vor der Einführung des Ausschreibungssystems Bürgerenergiegesellschaften mit professionellen Akteuren zusammengearbeitet haben, um ein Windanlagenprojekt umzusetzen. Dabei blieb es aber bei Einzelfällen.

Abbildung 12: Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp

Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp

Wind an Land, Bestandsjahre 2010 bis 2016



Komplementäre

Quelle: IZES & Leuphana

Die Akteurstypen *sonstige Regionalenergie* und *sonstige Nationalakteure* nehmen in der vorhabenspezifischen Klassifizierung nach Regionalität und Beteiligungsform eine prominente Rolle ein. Wegen der Heterogenität dieser Gruppen erfolgt hier in einer zweiten Verschneidung daher eine Differenzierung nach Größenklassen und Investorentyp. Eine solche Verschneidung erlaubt Rückschlüsse darauf, was für Akteure sich hinter diesen Kategorien verbergen. Dabei wird in den Abbildungen jeweils die Klassifikation der herrschenden Akteure derjenigen der Komplementäre gegenübergestellt.

2.1.2.4.2 Differenzierung der sonstigen Regionalenergie und sonstigen Nationalakteure nach Größenklassen und Investorentypen

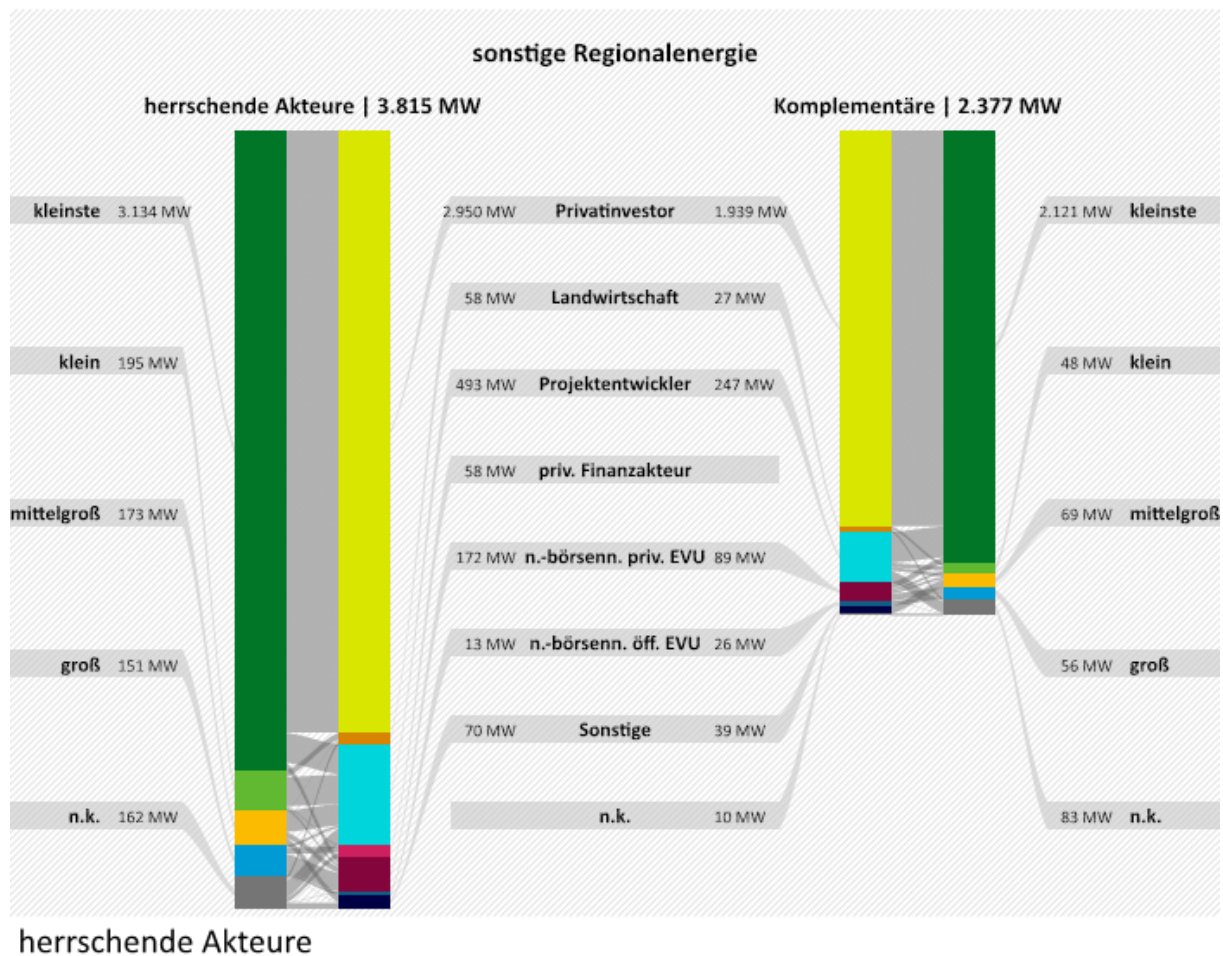
Aus Abbildung 13 geht hervor, dass die herrschenden Akteure der *sonstigen Regionalenergie* vor allem *Privatinvestoren* zuzurechnen sind (2.950 MW). Dies sind somit Privatinvestoren aus der Region des Anlagenstandortes, die mit anderen (wenigen) Personen aus der Region zusammen in eine (oder mehrere) Windkraftanlagen investiert haben. Sie stellen jedoch keine beteiligungs-offene Beteiligungsform, nach der vorhabenspezifischen Definition, dar. Zu deutlich kleineren Anteilen waren auch regional ansässige und dort überwiegend tätige *Projektentwickler* am Anlagenbestand der Jahre 2010 bis 2016 beteiligt (493 MW). Diese können zu ähnlich großen Anteilen den *kleinsten*, *kleinen* und *mittelgroßen* Projektentwicklern zugerechnet werden. Des Weiteren

ren sind in nennenswerten Umfang regional ansässige und tätige *Energieversorgungsunternehmen* (mehrheitlich privat) am Anlagenbestand beteiligt, die überwiegend den *großen* Unternehmen zugerechnet werden. Die Komplementäre der regionalen Unternehmen, die als KG-Konstrukt organisiert sind, können vor allem den *Privatinvestoren* und *kleinsten Projektentwicklern* zugeordnet werden.

Abbildung 13: sonstige Regionalenergie: Investorentypen und Größen

sonstige Regionalenergie: Investorentypen und Größen

Wind an Land, Bestandsjahre 2010 bis 2016



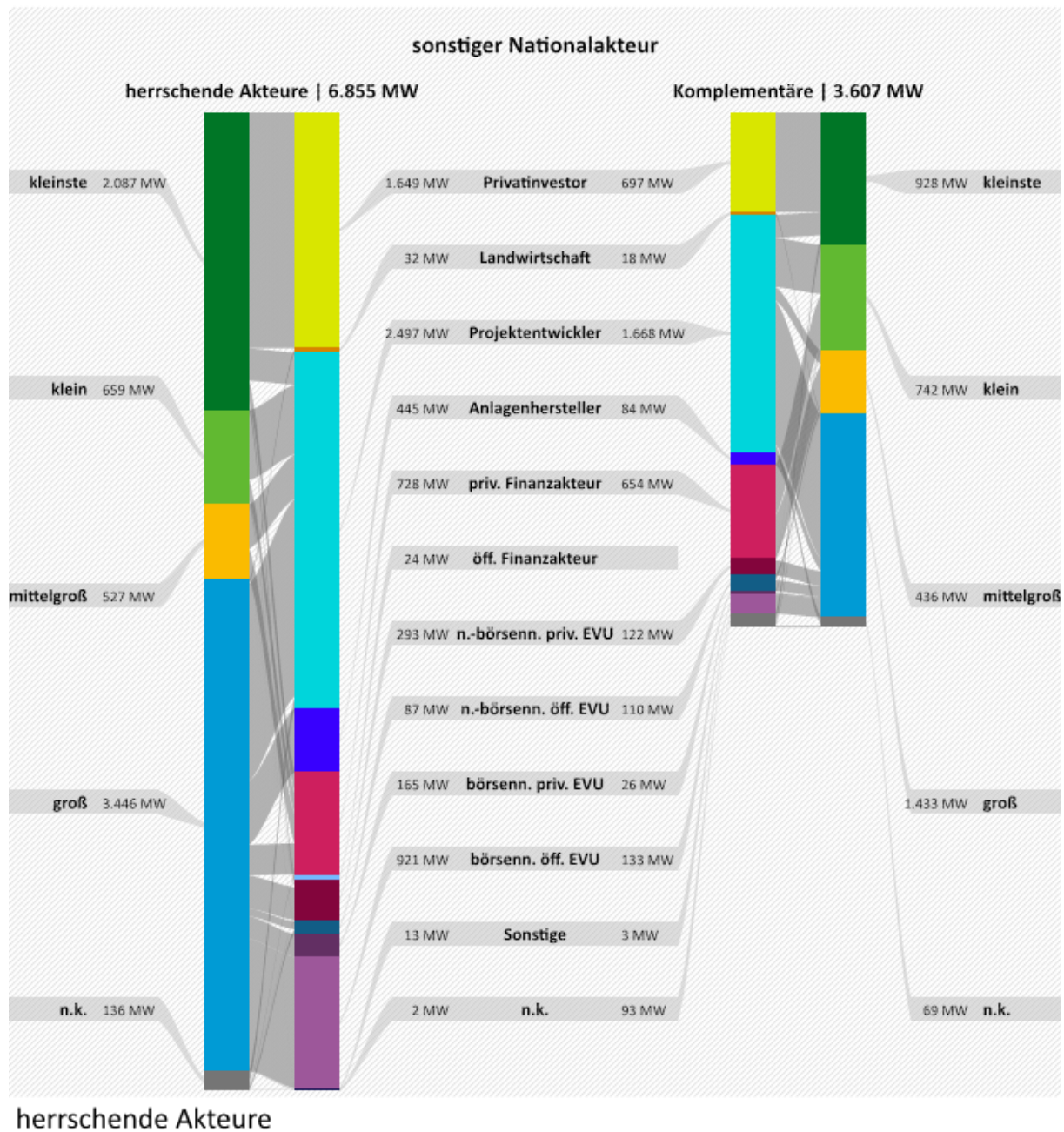
Quelle: IZES & Leuphana

Die *sonstigen Nationalakteure* (Abbildung 14) der Bestandsjahre sind mehrheitlich *Projektentwickler* (2.497 MW), die nicht in der Anlagenregion ansässig und tätig sind. Diese setzen sich vor allem aus *großen* Unternehmen zusammen und zu kleineren Anteilen aus *kleinen*, *kleinsten* sowie *mittelgroßen* Unternehmen. *Privatinvestoren* sind der zweitgrößte Investorentyp der sonstigen Nationalakteure (1.649 MW). Hier sind Unternehmen zuzuordnen, bei denen sich (wenige) Privatinvestoren aus unterschiedlichen Regionen Deutschlands zusammentun, um in eine (oder mehrere) Windkraftanlagen zu investieren. Sie stellen jedoch keine offene Beteiligungsform, nach der vorhabenspezifischen Definition, dar.

Abbildung 14: sonstiger Nationalakteur: Investorentypen und Größen

sonstiger Nationalakteur: Investorentypen und Größen

Wind an Land, Bestandsjahre 2010 bis 2016



Quelle: IZES & Leuphana

Außerdem sind unter den *sonstigen nationalen Akteuren* ein relativ großer Anteil von Energieversorgungsunternehmen vorzufinden (1.466 MW), die fast ausschließlich den *großen* Unternehmen zugerechnet werden. *Öffentliche EVU* (überwiegend börsennotiert) sind mit 1.008 MW deutlich stärker vertreten als *private EVU* (mehrheitlich nicht-börsennotiert) mit 458 MW. Eine ähnliche Verteilung wie bei den herrschenden Akteuren zeigt sich bei den Komplementären der KG-Konstrukten.

2.1.3 Zwischenfazit zum Bestand Windenergie an Land

Insgesamt kann für die Bestandsanlagen im Zeitraum 2010 bis 2016 eine relativ große Akteursvielfalt festgestellt werden. Die nach der vorhabensspezifischen Definition beteiligungsoffene Bürgerenergie hat in den Bestandsjahren 2010 – 2016 einen Leistungsanteil von ca. 8 %. Es ist wahrscheinlich, dass der Anteil in der Realität höher liegt, da für knapp 9 % des Leistungsvolumens die Beteiligungsform nicht klassifiziert werden konnte. Hierunter wird ein höherer Anteil kleinster Unternehmen vermutet, welche eher der beteiligungsoffenen Bürgerenergie zuzurechnen sind. Kommunale Akteure (überwiegend nicht-börsennotierte öffentliche EVU) haben mit einem Anteil von 6 % eine relativ geringe Relevanz.

Dominierend in der Klassifikation hinsichtlich Regionalität und Beteiligungsform sind die Akteurskategorien der sonstige Nationalakteure (ca. 43 %) und der sonstigen Regionalenergie (ca. 24 %), das heißt, jeweils Akteure, die weder kommunal noch beteiligungsoffen sind. Zusammen machen sie etwa zwei Drittel der installierten Leistung in diesem Zeitraum aus.

In der Kategorie der sonstigen Nationalakteure können ein Drittel der installierten Leistung den Projektentwicklern zugeordnet werden. Diese sind überwiegend große Unternehmen und agieren deutschlandweit. Etwa 25 % in dieser der sonstigen Nationalakteure sind Privatinvestoren. Diese sind nicht in der Standortregion wohnhaft und investieren meist mit anderen (wenigen) Personen zusammen in Windkraftanlagen. Mit einem nur etwas geringeren Leistungsanteil (ca. 20 %) haben große, deutschlandweit agierende EVU außerdem einen relativ großen Anteil in dieser Kategorie. Generell halten bei den sonstigen Nationalakteuren Großunternehmen die Hälfte der Anteile, danach folgen mit einem knappen Drittel Kleinstunternehmen.

In der Kategorie der sonstigen Regionalenergie – zu einem sehr hohen Anteil Kleinstunternehmen - dominieren dagegen die Privatinvestoren (77 %). Daneben treten in erheblich geringerem Umfang Projektentwickler auf (13 %) sowie EVU (5 %). Internationale Akteure haben einen Leistungsanteil von ca. 9 %. Hier sind private Finanzakteure (28 %), EVU (23 %) sowie Privatinvestoren (20 %) relativ stark vertreten.

Hinsichtlich der Investorentypen dominieren im Bestand Privatinvestoren (39 %) und Projektentwickler (21 %). Die Projektentwickler sind fast zur Hälfte den großen Unternehmen zuzurechnen. EVU haben mit ca. 17 % ebenfalls einen relativ großen Anteil am Bestand. Hiervor kann über die Hälfte den öffentlichen EVU zugeordnet werden. Private Finanzakteure kommen auf einen Leistungsanteil von 7,5 %. Hervorzuheben sind die sehr niedrigen Anteile von Anlagenherstellern (unter 3 %) und Landwirten (unter 1 %).

Aufgrund der breiteren Akteursvielfalt lässt sich der typische Investor im Bestand der Windenergie an Land nicht eindeutig beschreiben. Das heterogene Bild lässt sich über die Klassifikationen hinweg jedoch auf vier häufig vorzufindende Investoren verdichten: Erstens der eher regional tätige kleinste Privatinvestor, zweitens der national aktive große Projektentwickler, drittens das national tätige öffentliche große EVU sowie viertens die in der Standortregion verankerte beteiligungsoffene Bürgerenergie.

2.2 Große Freiflächenphotovoltaik

2.2.1 Regulatorische und ökonomische Rahmenbedingungen

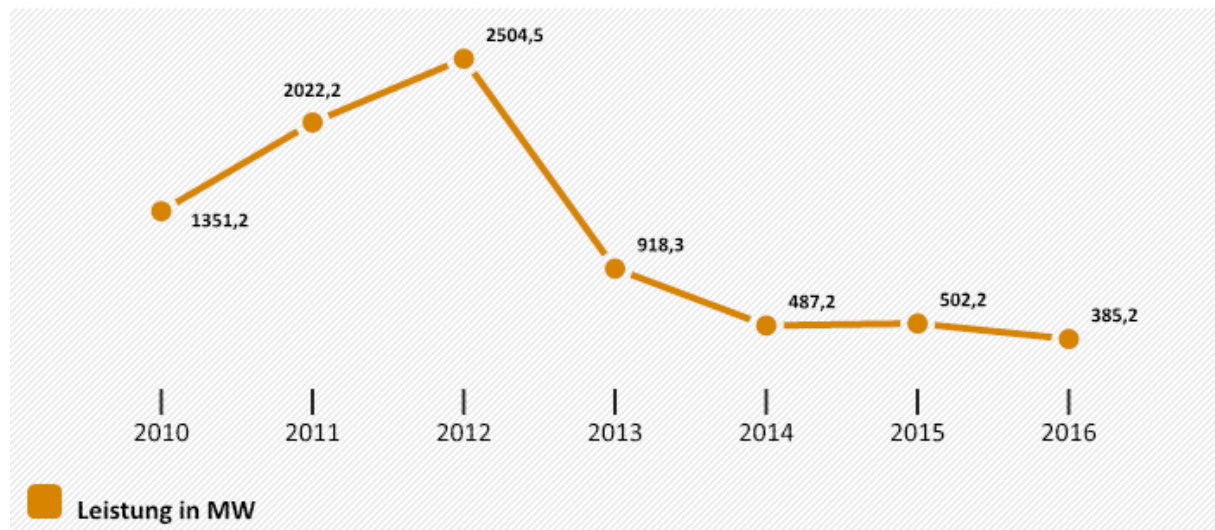
Für den Betrachtungszeitraum 2010 bis 2016 der großen PV-Freiflächenanlagen (> 750 kW) sind drei verschiedene EEG-Gesetzesnovellen inklusive deren PV-spezifischen Novellierungen von Bedeutung (EEG 2009 mit PV Novelle 2010, EEG 2012 mit PV Novelle 2012, EEG 2014). Die EEG-Einspeisevergütungssätze für PV-Freiflächenanlagenstrom blieben im Betrachtungszeitraum nicht stabil, sondern sanken von ~ 21 ct/kWh auf ~ 9 ct/kWh. Auf der Basis der grundlegenden Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2009) hat der Gesetzgeber die Vergütungssätze für neue PV-Anlagen sowie die zubauabhängige Degression bereits im Jahr 2010 zusätzlich abgesenkt (PV Novelle 2010), um einer etwaigen Überförderung entgegenzuwirken. Hintergrund waren die progressiven Technologieentwicklungen und der dynamische Ausbau der PV-Produktionskapazitäten. Neu eingeführt wurde, dass PV-Freiflächenanlagen seit 2010 auf Ackerland nur in 110 m-Korridoren entlang von Bundesautobahnen und Schienenwegen errichtet werden dürfen. Rückwirkend zum 1. April 2012 wurde durch das Gesetz zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien (PV-Novelle 2012) insbesondere die PV-Vergütung unter dem EEG 2012 grundlegend geändert. Hierzu zählt die erstmalige Angabe eines Gesamtausbauziels für die in Deutschland installierte PV-Leistung von 52 GW. Ab Erreichen dieses Ausbauziels erfolgt keine EEG-Vergütung, der Anschluss, Einspeise- und Abnahmeverrangs bleibt dennoch erhalten. Neu ist weiterhin, dass die bisherige Vergütung von Eigenverbrauch entfällt. Bis zur Erreichung des Ausbauziels gilt ein jährlicher Zubaukorridor von 2.500 bis 3.500 MW. Seit 2012 ist die Größe von PV-Freiflächenanlagen auf 10 MW begrenzt. In der PV Novelle wird zudem die Einführung einer Sonderregel zur Zusammenfassung von sog. Freiflächenanlagen erlassen und die Anrechnung von Solarstrom auf das Grünstromprivileg eingeführt (nach Marktintegrationsmodell vergütungsfähigen Menge -90 % pro Kalenderjahr). Die EEG Novelle aus dem Jahr 2014 (EEG 2014) verfolgte aufgrund der dynamischen Erhöhung des erneuerbaren Stromanteils im deutschen Energiemix und dem damit einhergehenden Anstieg der EEG-Umlage eine deutliche Kostenreduzierung. Ziel war es die erneuerbaren Energien näher an den Markt heranzuführen. PV-Freiflächenanlagen wurden gemäß EEG 2014 nur bis zu einer Leistung von 10 MW_p vergütet. Der Eigenverbrauch aus PV-Anlagen wird seit 2014 bei Anlagen >10 kW Nennleistung mit 40% der aktuellen EEG-Umlage belastet. Im EEG 2014 wurde erstmalig die Grundlage geschaffen, die Vergütung für Strom aus erneuerbaren Energien von gesetzlich festgelegten Vergütungssätzen auf eine wettbewerblich ermittelte Vergütung umzustellen. Pilotausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen ab 750 kW, durchzuführen ab 2015, sollte die kostengünstige Erreichung der Ausbauziele bezwecken. Das EEG 2014 enthielt zugleich einen allgemeinen Hinweis, dass bei der Umstellung auf Ausschreibungen die Akteursvielfalt erhalten bleiben soll. Die Überprüfung dieses Grundsatzes zur Akteursvielfalt soll jährlich in einem Monitoring berichtet werden (§ 2 Abs. 5 S.3 i.V.m. § 98 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2014).¹⁴

Der regulatorische Rahmen spiegelt sich in den Zubauzahlen für die PV im Betrachtungszeitraum 2010- 2016 wieder. Hier konnte von 2010 – 2012 ein Wachstumskurs auf höchstem Niveau verzeichnet werden, der nach der Einführung der PV Novelle 2012 massiv einbrach. Mit Einführung der EEG 2014 Novelle konnte sich der Zubau nicht erholen und verblieb auf niedrigem moderat anwachsendem Niveau bis ins Jahr 2016.

¹⁴ Gesamtüberblick. Zugriff am 02.11.2010. Verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/eeg.html?cms_docId=71120.

Abbildung 15: Zubau PV in Jahresscheiben

Zubau PV Freiflächenanlagen



Daten: Marktstammdatenregister Stand 03/2021, Anlagen mit mindestens 750 kW

Quelle: IZES & Leuphana, Daten: Marktstammdatenregister

2.2.2 Analyse der großen Photovoltaik Akteursvielfalt im Bestand 2010-2016

2.2.2.1 Klassifizierung nach Regionalität und Beteiligungsform

Im Vorhaben werden die beiden Kriterien Regionalität und Beteiligungsform zusammen betrachtet. Die Klassifizierungsmethodik wurden in der Einleitung vorgestellt. Für den Bestand wurde auf Daten im Marktstammdatenregister zurückgegriffen. Zum Analysezeitpunkt (02.07.2019) waren ca. ein Drittel ($n = 882$ von 2700) der relevanten Anlagen registriert. Es konnten allerdings keine Hinweise auf mögliche systematische Verzerrungen der Stichprobe identifiziert werden.¹⁵

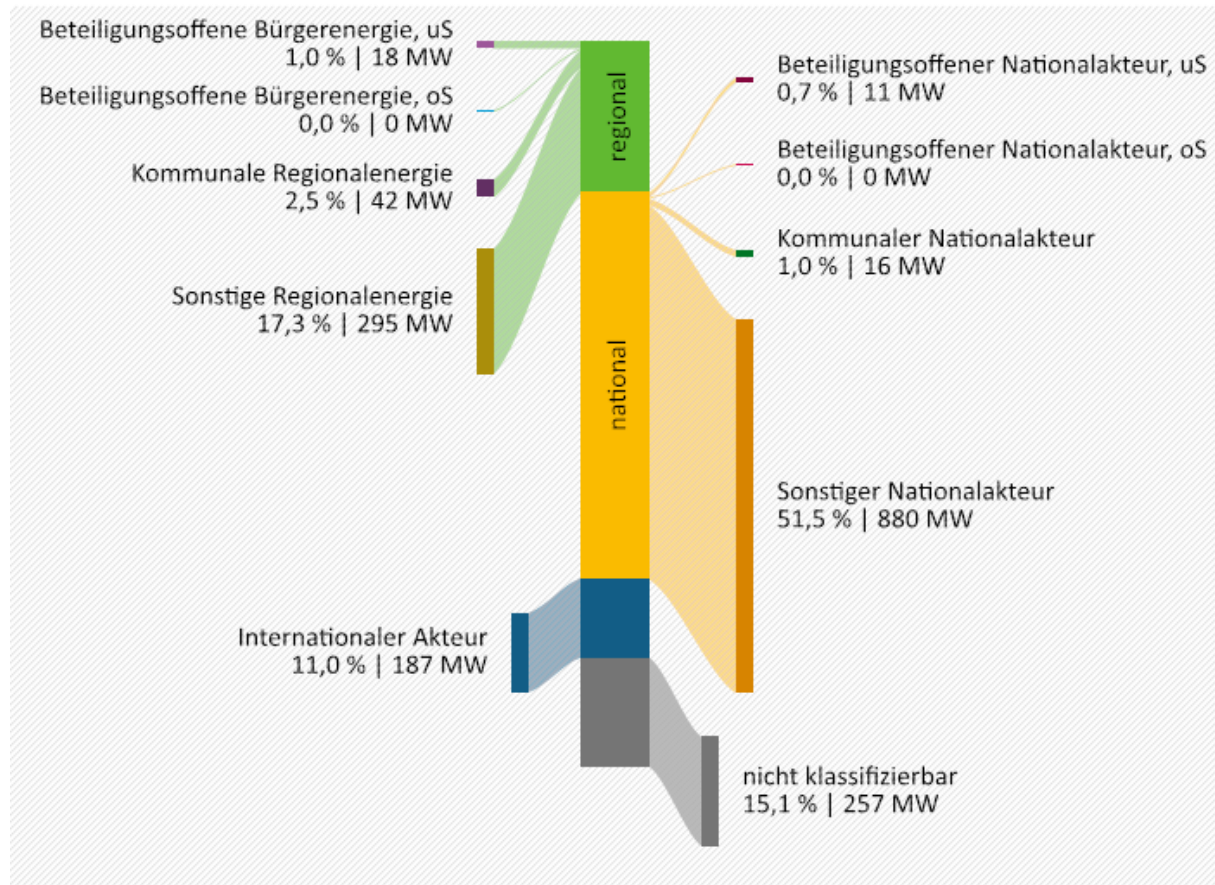
Diese Leistung verteilt sich wie folgt auf die Akteurstypen nach Regionalität und Beteiligungsform (Abbildung 16): Die beteiligungsoffene Bürgerenergie (uS und oS) stellt in der betrachteten Zeitspanne lediglich 1% (18 MW) des Gesamtvolumens. Auch die beteiligungsoffenen Nationalakteure (uS und oS) lagen bei den Bestandsanlagen in einem niedrigen Prozentbereich bei 0,7 % (11 MW). Die Gesellschaften, die nicht beteiligungsoffen sind und keine regionale Verwurzelung aufzeigen, dominieren dagegen im Bestand. Hierbei stellen die sonstigen Nationalakteure das größte Leistungsvolumen von 51,5 % (880 MW), internationale Akteure sind mit 11 % (187 MW) vertreten. Die zweitgrößte Akteursgruppe stellt die sonstige Regionalenergie mit 17,7 % (302 MW). Kommunale Akteure sind auf regionaler Ebene mit lediglich 2,1 % (35 MW) und auf nationaler Ebene mit 1 % (16 MW) vertreten. Mithin lässt sich zusammenfassen, dass beteiligungsoffene bzw. kommunale Akteure zusammen nur einen außerordentlich kleinen Leistungsanteil an den Bestandsanlagen haben; eventuell zählen allerdings noch einige der nicht klassifizierbaren Projekte zu diesem Akteurskreis. Es lagen bei insgesamt 15 % (257 MW) des installierten Leistungsvolumens keine ausreichenden Informationen zu den Gesellschaften vor.

¹⁵ Hierzu wurde eine Konfidenzintervallberechnung erstellt, siehe Anlage **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden..**

Abbildung 16: Klassifizierung nach Regionalität und Beteiligungsform

Klassifizierung nach Regionalität und Beteiligungsform

Photovoltaik, Bestandsjahre 2010 bis 2016



herrschende Akteure

Quelle: IZES & Leuphana

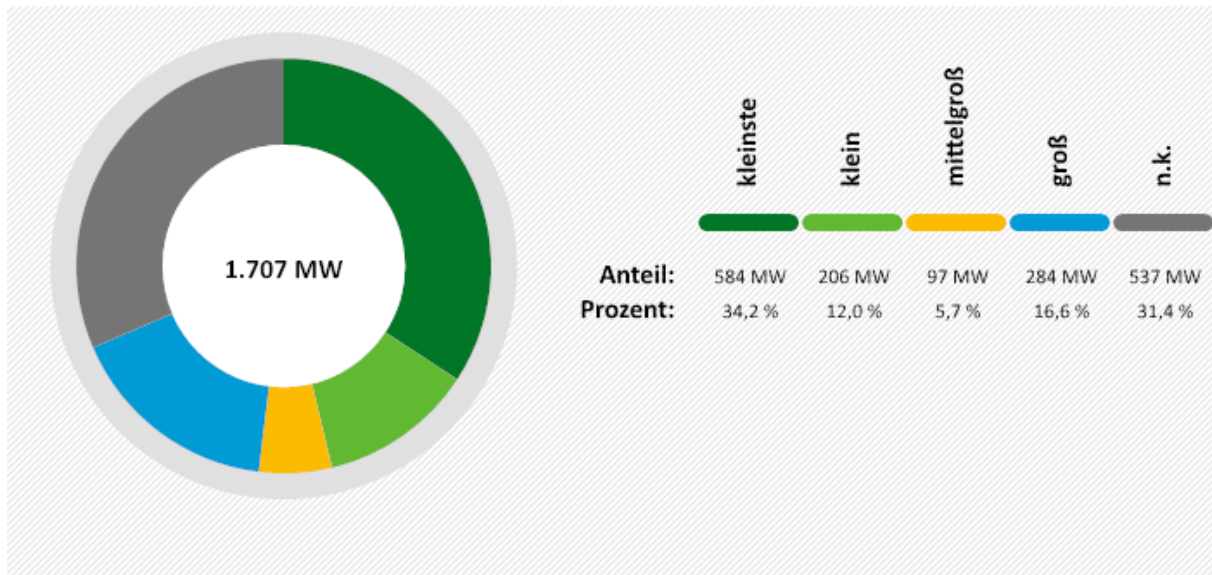
2.2.2.2 Klassifizierung nach Größenklassen

Die im Vorhaben entwickelte Methodik erlaubt es, die „Größe“ der herrschenden Akteure zu ermitteln. Die Klassifizierungsmethodik wurden in der Einleitung vorgestellt. Mit einem Leistungsanteil von 34,2 % (584 MW) halten die kleinsten Akteure den relativ größten Anteil am Anlagenbestand in den Zubaujahren 2010 – 2016. Hierunter fallen auch alle Gesellschaftsstrukturen, die durch natürliche Personen bestimmt werden. Am zweithäufigsten waren mit einem Leistungsanteil von 16,6 % große Akteure vertreten (284 MW). Danach folgen kleine Akteure mit 12 % und die mittelgroßen Akteure mit einem Leistungsanteil von 5,7 %. Ein relativ hoher Leistungsanteil von 31,4 % (537 MW) konnte nicht klassifiziert werden, da keine ausreichenden Informationen zur Einordnung vorlagen. Hierunter wird aufgrund der vorliegenden Informationen ein hoher Anteil der kleinsten Akteure vermutet.

Abbildung 17: Klassifizierung nach Größe

Klassifizierung nach Größe

Photovoltaik, Bestandsjahre 2010 bis 2016



herrschende Akteure

Quelle: IZES & Leuphana

2.2.2.3 Klassifikation nach Investorentypen

In Abbildung 18 wird dargestellt, welchem „Investorentyp“ sich die Eigentümer der großen Photovoltaikanlagen in den Zubaujahren 2010 - 2016 zuordnen lassen und, soweit es sich dabei um Projektentwickler handelt, wie groß diese sind. Eine solche Verschneidung erlaubt eine Beobachtung möglicher Verschiebungen in den Größenklassen innerhalb dieses Investorentyps.

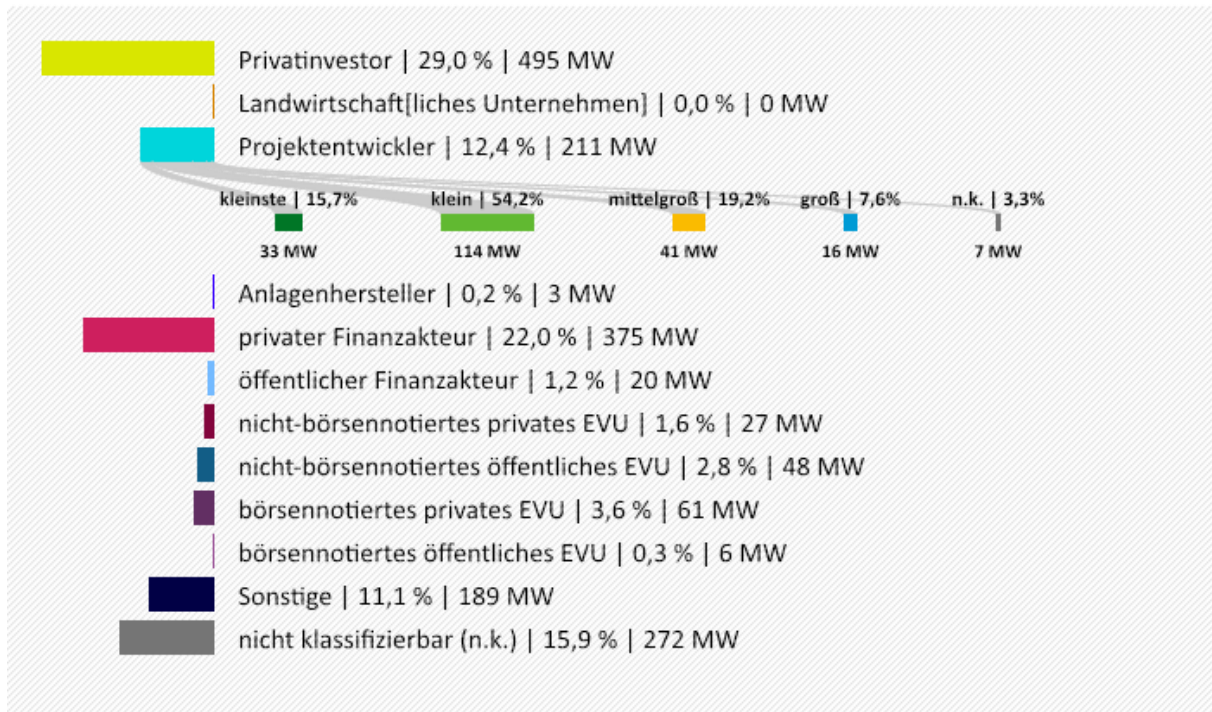
Der Anteil des Investorentyps Privatinvestor, d. h. der natürlichen Personen, betrug 29 % (495 MW) und fällt damit am größten aus, dicht gefolgt von der Investorengruppe der privaten Finanzakteure mit einem nennenswerten Umfang am Anlagenbestand von 22 % (375 MW). Dies stimmt mit den Ergebnissen der Größenklassenzuordnung überein, in der die kleinsten Akteure dominieren.

Projektentwickler sind deutlich weniger stark vertreten. Sie haben insgesamt einen Leistungsanteil von 12,4 % (211 MW). Unter den Projektentwicklern dominieren die kleinen Unternehmen deutlich (114 MW). Große Projektentwickler sind mit 7,6 % vom Leistungsvolumen (6 MW) nahezu nicht vertreten. In größerem Umfang waren mit insgesamt 11,1 % auch Sonstige Investorentypen am Anlagenbestand beteiligt. Insgesamt war ein Leistungsanteil von 15,9 % (272 MW) der Projektträger nicht klassifizierbar.

Abbildung 18: Klassifizierung nach Investorentypen

Klassifizierung nach Investorentypen

Photovoltaik, Bestandsjahre 2010 bis 2016



herrschende Akteure

Quelle: IZES & Leuphana

2.2.2.4 Verschneidungen der projektspezifischen Klassifikationen

Um vertiefte Informationen zu den einzelnen Akteurstypen der Bestandsjahre 2010 – 2016 zu gewinnen, können die Klassifikationen miteinander verschnitten werden. Nähere Erläuterungen unter 2.1.2.4.

2.2.2.4.1 Differenzierung aus Regionalität und Beteiligungsform mit dem Investorentyp

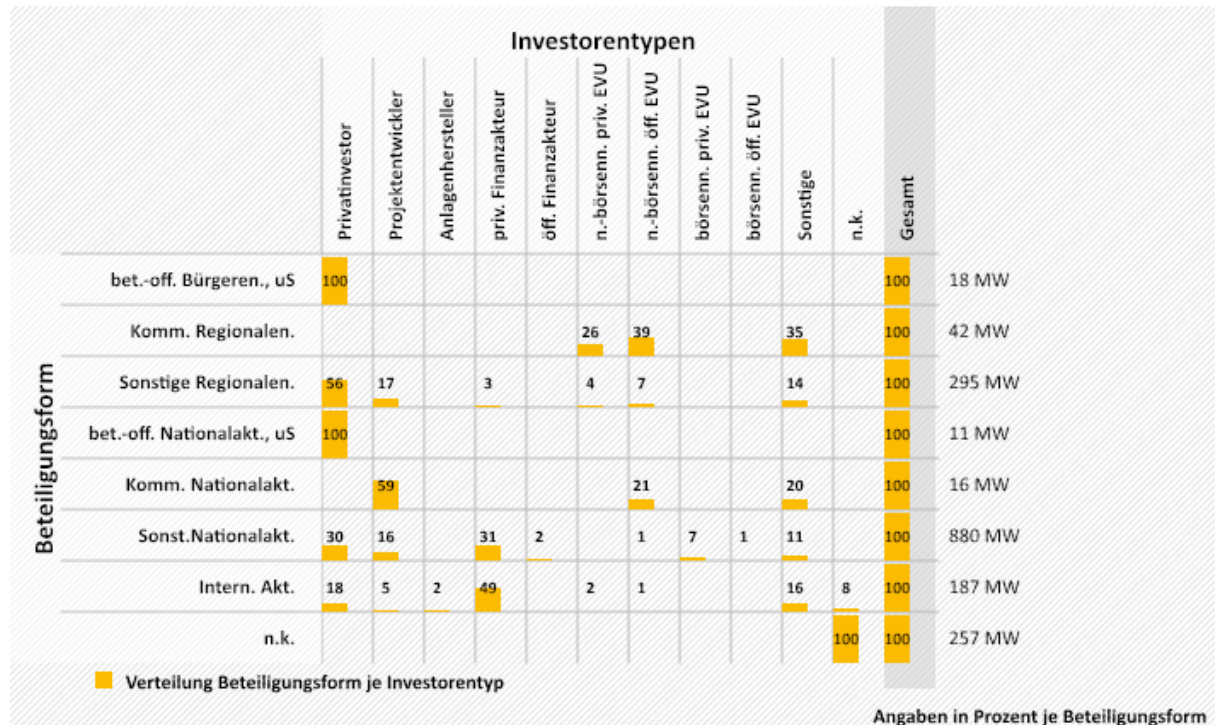
Die Darstellung der Kombination aus Regionalität und Beteiligungsform mit dem Investorentyp erfolgt in einer Kreuztabelle (Abbildung 19). Nähere Erläuterungen unter 2.1.2.4.1

Die vom Leistungsvolumen größte Gruppe der sonstigen Nationalakteure setzt sich u.a. zusammen aus 31 % privaten Finanzakteuren und 30 % Privatinvestoren. Die zweitgrößte vertretene Gruppe der sonstigen Regionalenergie wird zu 51 % durch Privatinvestoren gestellt. Auch bei den internationalen Akteuren stellen die privaten Finanzakteure fast die Hälfte der installierten Leistung (49 %). Die herrschenden Akteure bei den beteiligungsoffenen Bürgerenergiegesellschaften und Nationalakteure sind definitionsgemäß als Privatinvestoren klassifiziert. Eine Summe von 257 MW am Leistungsvolumen konnte hier nicht klassifiziert werden.

Abbildung 19: Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp

Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp

Photovoltaik, Bestandsjahre 2010 bis 2016



herrschende Akteure

Quelle: IZES & Leuphana

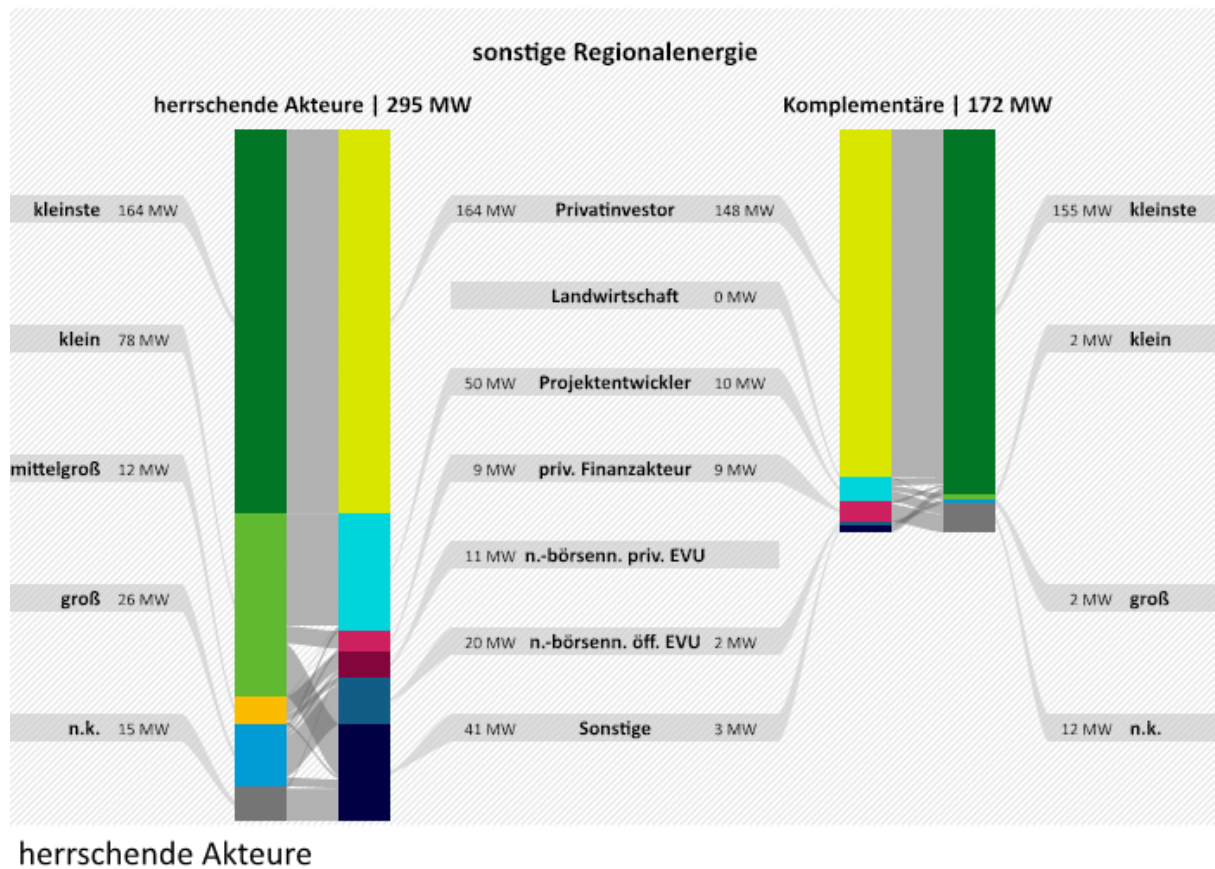
2.2.2.4.2 Differenzierung der sonstigen Regionalenergie und sonstigen Nationalakteure nach Größenklassen und Investorentypen

Die Akteurstypen sonstige Regionalenergie und sonstige Nationalakteure nehmen in der Klassifizierung nach Regionalität und Beteiligungsform eine prominente Rolle ein. Nähere Erläuterungen unter 2.1.2.4.2.

Abbildung 20: sonstige Regionalenergie: Investorentypen und Größen

sonstige Regionalenergie: Investorentypen und Größen

Photovoltaik, Bestandsjahre 2010 bis 2016



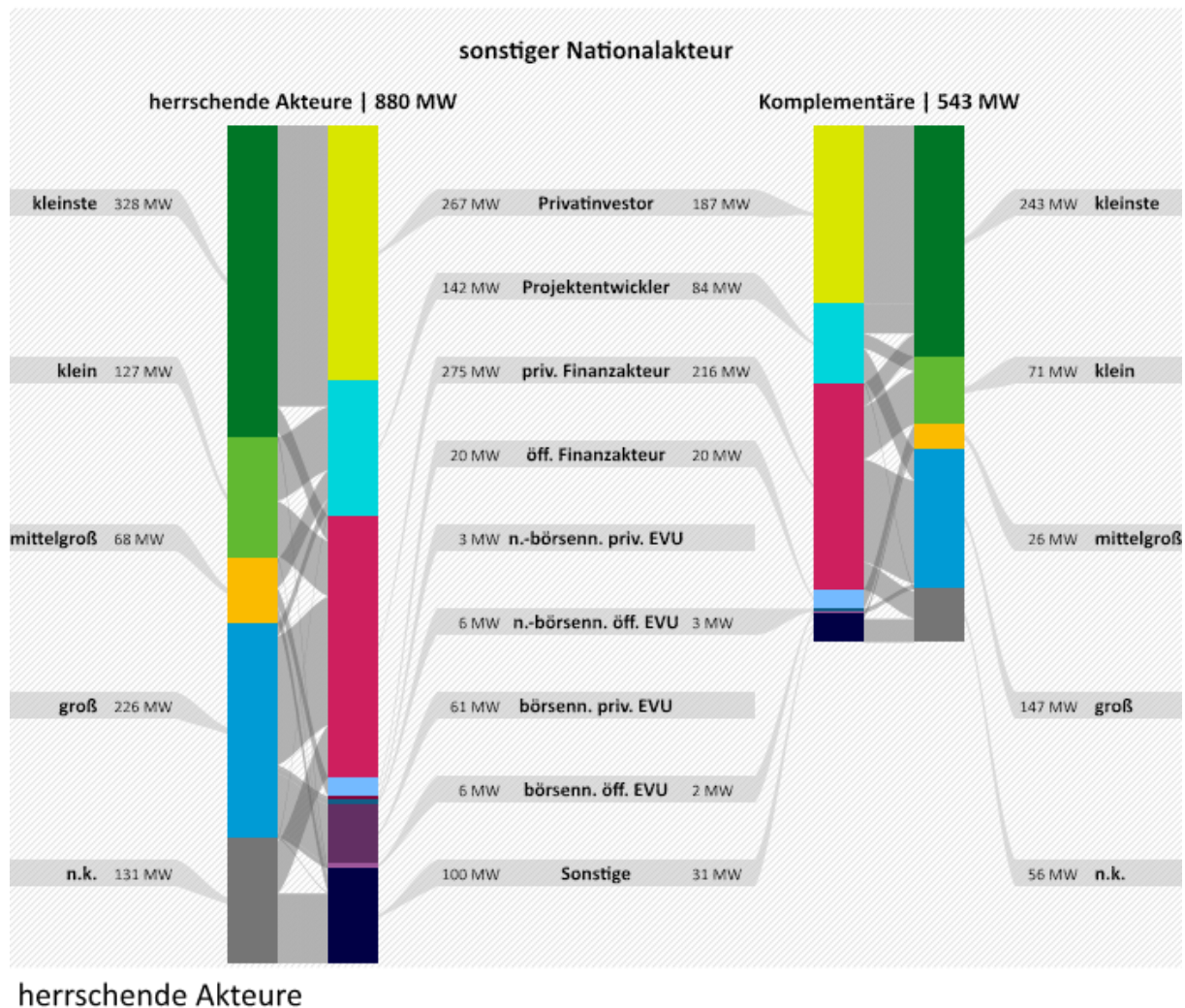
Quelle: IZES & Leuphana

Die sonstigen Nationalakteure (Abbildung 21) der Bestandsjahre sind überwiegend private Finanzakteure (275 MW), die mithin nicht in der Anlagenregion ansässig und tätig sind. Diese setzen sich vor allem aus großen Unternehmen (ca. 59 %) zusammen und aus kleinsten (ca. 38 %) sowie nicht klassifizierbaren Unternehmen (ca. 15 %). Privatinvestoren sind der zweitgrößte Investorentyp der sonstigen Nationalakteure (267 MW). Am drittstärksten sind Projektentwickler (142 MW) vertreten, dies sind vor allem kleine Unternehmen.

Abbildung 21: sonstiger Nationalakteur: Investorentypen und Größen

sonstiger Nationalakteur: Investorentypen und Größen

Photovoltaik, Bestandsjahre 2010 bis 2016



Quelle: IZES & Leuphana

2.2.3 Zwischenfazit zum Bestand der großen Freiflächenphotovoltaik > 750 kW

Die Akteursvielfalt bei der großen Freiflächenphotovoltaik > 750 kW in den untersuchten Jahren 2010 bis 2016 war eher gering. Kommunale und beteiligungsoffene Bürgerenergieakteure haben nur einen außerordentlich geringen Anteil. Rund die Hälfte der Leistung wird von nationalen Akteuren gehalten, mit weitem Abstand gefolgt von regionalen und internationalen Akteuren. Auch bei der Größe zeigte sich eine starke Homogenität: mindestens rund die Hälfte der Akteure sind dem Spektrum der kleinsten und kleinen Unternehmen zuzuordnen. Hier lässt der hohe Anteil von knapp einem Drittel nicht klassifizierbarer Unternehmen ebenfalls vermuten, dass der Anteil der kleinsten und kleinen Unternehmen in der Realität noch deutlich höher liegen könnte. Ähnliches gilt für den Investorentyp: Privatinvestoren und private Finanzakteure haben zusammen einen Anteil von etwas über der Hälfte der 2010 bis 2016 in Betrieb genommenen Leistung. Mit zweitgrößtem Anteil folgt mit weitem Abstand die der Projektentwickler – zur Hälfte kleine Unternehmen –, gefolgt von einem recht hohen Anteil sonstiger Akteure und

von Energieversorgern. Landwirtschaftliche Unternehmen, Anlagenhersteller und öffentliche Finanzakteure spielen nahezu keine Rolle. Die Verschneidungsanalyse zeigte, dass insbesondere bei den sonstigen Nationalakteuren (d.h. denen, die weder beteiligungsoffen noch kommunal sind) private Finanzakteure und Privatinvestoren jeweils etwa die Hälfte einnehmen. Diese Akteursgruppe ist großteils als Kleinstunternehmen ausgewiesen, gefolgt von großen Unternehmen. Bei der sonstigen Regionalenergie haben Privatinvestoren einen Anteil von mehr als der Hälfte, ansonsten sind hier Projektentwickler, sonstige Akteure und EVU relevant. Hier dominieren kleinste und kleine Unternehmen. Bei den internationalen Akteuren stellen private Finanzakteure mit knapp der Hälfte ebenfalls den größten Anteil. Der typische Investor neu errichteter PV-Freiflächenanlagen in den Jahren 2010 bis 2016 war mithin ein national aufgestellter, privater Finanzakteur oder Privatinvestor. Hier dürfte insbesondere die Tatsache, dass in diesem Projekt im Anlagenbestand nicht die Projektentwicklungsphase, sondern nur die Betriebsphase analysiert werden konnte, eine wichtige Rolle spielen. Bemerkenswert ist der vergleichsweise geringe Anteil von EVU, kommunalen Unternehmen und Landwirten, für die der Betrieb von PV-Freiflächenanlagen eine durchaus plausible Investition darstellen könnte.

3 Akteursstrukturanalyse Ausschreibungen

3.1 Entwicklung der Akteursvielfalt innerhalb einzelner Phasen der Windenergie an Land

3.1.1 Regulatorische und ökonomische Rahmenbedingungen

Für die Ausschreibung von Mai 2017 bis September 2019 der Windenergie an Land ist das EEG 2017 von zentraler Bedeutung. Mit der Einführung des Gesetzes Anfang 2017 wird die Höhe der Vergütung des eingespeisten Stromes von Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 750 kW nicht mehr durch eine staatlich festgelegte Einspeisevergütung, sondern durch ein Ausschreibungssystem ermittelt. Die wettbewerbliche Ermittlung der Vergütungshöhe soll einen stetigen Ausbau der erneuerbaren Energien bei gleichzeitiger Kosteneffizienz garantieren¹⁶. Für Windenergieanlagen an Land wurde ein Ausschreibungsvolumen von jährlich 2.800 MW jährlich in den Jahren 2017 – 2019 festgelegt (§ 28 EEG 2017).

Der Gesetzgeber hat sich das Ziel gesetzt, dass auch nach der Einführung von Ausschreibungen, die Akteursvielfalt erhalten bleiben soll. Hierzu wurde im EEG 2017 eine Sonderregelung für die Teilnahme von Bürgerenergiegesellschaften eingeführt, die dem Erhalt der Akteursvielfalt dienen sollen. Die Legaldefinition der Bürgerenergiegesellschaft nach EEG 2017 ist in § 3 Nr. 15 EEG enthalten. In § 36g sind weitere Anforderungen für die Inanspruchnahme der Sonderregeln formuliert, die sich wie folgt zusammenfassen lassen:

- ▶ Bürgerenergiegesellschaften haben mindestens zehn natürliche Personen als Mitglieder,
- ▶ die Stimmrechtsmehrheit der Gesellschaft liegt bei im Landkreis der geplanten Windenergieanlage wohnhaften Personen und kein Mitglied hat mehr als zehn Prozent der Stimmrechte.

In den ersten drei Ausschreibungsrunden im Jahr 2017 für Windenergie an Land war es Bürgerenergiegesellschaften nach Legaldefinition möglich, Gebote für Projekte ohne Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) abzugeben. Außerdem reduzierte sich die zu hinterlegende Sicherheit auf die Hälfte des ansonsten anfallenden Betrags und die Realisierungsfrist für Windenergieanlagen verlängerte sich um 24 Monate. Der Zahlungsanspruch auf Vergütung entsprach für bezuschlagte Gebote von Bürgerenergiegesellschaften dem Wert des höchsten noch bezuschlagten Gebots desselben Gebotstermins (Einheitspreis, englisch: uniform price), nicht wie im Regelfall dem eigenen Gebotswert (auch als pay-as-bid-Preis bezeichnet).

In der ersten Ausschreibungsrunde für Windenergie an Land im Mai 2017 wurden 96 % des bezuschlagten Leistungsvolumens an Bürgerenergiegesellschaften gemäß Legaldefinition (im folgenden EEG-BEG) erteilt. 95 % der Gebote von EEG-BEG wurden für Windenergieprojekte ohne Genehmigung nach BImSchG abgegeben¹⁷. Dieser hohe Anteil an Bürgerenergiegesellschaften setzte sich in den beiden Ausschreibungsrunden 2017 fort. Dies veranlasste den Gesetzgeber dazu, die Bestimmungen für Bürgerenergiegesellschaften im EEG zu ändern. Die Änderungen galten für die Ausschreibungsrunden ab Februar 2018. Auch Bürgerenergiegesellschaften ge-

¹⁶ 3 BMWi, EEG 2016 - Fortgeschriebenes Eckpunktepapier, 2016, Zugriff am 11.10.2020. Verfügbar unter: <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/eeg-2016-ausschreibungsvolumen-wind-land-eckpunktepapier.html>

¹⁷ Bundesnetzagentur, 2017: Ergebnisse der Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land vom 1. Mai 2017. Zugriff am 11.10.2020. Verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Hintergrundpapiere/Hintergrundpapier_OnShore_01_05_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

mäß Definition in § 3 Nr. 15 EEG müssen seitdem eine BImSchG-Genehmigung im Vorfeld vorweisen (§ 104 Abs. 8 EEG 2017). Außerdem gelten für sie die normalen Realisierungsfristen von zweieinhalb Jahren nach Gebotszuschlag. Die Zuschlagshöhe für EEG-BEG richtet sich hingegen weiterhin nach dem Einheitspreisverfahren (uniform pricing) anstelle des Gebotspreises (pay-as-bid). Die Anpassungen führten dazu, dass der Anteil an BEG-EGG in den Ausschreibungsrunden ab 2018 deutlich sank. In den beiden Ausschreibungsrunden August und September 2019 wurden erstmalig überhaupt keine Gebote mehr von EEG-BEG Bietergesellschaften eingereicht.

Die regulatorische Anpassung der Bestimmungen für Bürgerenergiegesellschaften nach Legaldefinition hatte deutliche Folgen für die Ausschreibungsverfahren in Bezug auf die Akteurszusammensetzung. In der folgenden Auswertung der Ausschreibungen von Mai 2017 bis September 2019 werden deshalb folgende zwei Ausschreibungsphasen unterschieden:

- Ausschreibungsphase 2017
- Ausschreibungsphase 2018 bis 2019

Die ersten drei Ausschreibungen des Jahres 2017 waren alle deutlich überzeichnet. Das Leistungsvolumen der eingereichten Gebote war in der Ausschreibungsrunde Mai 2017 2,5fach höher als das Ausschreibungsvolumen. Die folgenden beiden Runden waren sogar um das Dreifache überzeichnet. In der Ausschreibung im Februar 2018 sank das gebotene Leistungsvolumen deutlich und die Runde war nur noch um das 1,4fache überzeichnet. In der folgenden Runde im Mai 2018 wurde erstmalig das Ausschreibungsvolumen unterschritten (604 MW von 670 MW). Die Ausschreibung von Oktober 2018 war erstmalig deutlich unterzeichnet. Von 670 MW ausgeschriebener Leistung wurden 363 MW bezuschlagt. Dieser Trend setzte sich in allen folgenden Ausschreibungen fort. In den Runden August und September 2019 konnten nur noch ca. ein Drittel der ausgeschriebenen Leistung bezuschlagt werden. Dieser Trend zeigt sich auch in den Brutto-Zubauzahlen, die ab dem Jahr 2018 stark rückläufig waren. Der Zubau betrug im Jahr 2018 nur noch ca. 2,5 GW, im Jahr 2019 nur noch ca. 1 GW (2017: ca. 5 GW). Dies liegt zum Großteil an den festgelegten verlängerten Realisierungszeiträumen für EEG-BEG Projekte, die ohne BImSchG-Genehmigung Zuschläge erlangt haben, sodass ein großer Anteil der in den Ausschreibungsrunden in 2017 bezuschlagten Leistung bis zum Jahr 2019 noch nicht in Betrieb gegangen ist (FA Wind 2020). Hinzu kommt, dass viele Anlagen beklagt werden und dies einen Bau verzögert oder unmöglich macht (ebd.).

3.1.2 Ausschreibungsphase im Jahr 2017

In dieser Phase werden insgesamt drei Ausschreibungen in kumulierter Form ausgewertet: Die Ausschreibungsrunden Mai, August und November 2017.

3.1.2.1 Klassifikation nach Regionalität und Beteiligungsform

Im Vorhaben werden die beiden Kriterien Regionalität und Beteiligungsform zusammen betrachtet. Die Klassifizierungsmethodik wurden in der Einleitung vorgestellt.

Untersucht wird hier, ob herrschende Akteure und Komplementäre in derselben Region sitzen, in der auch die Anlagen stehen, und wie Bürgerinnen und Bürger beteiligt sind. Insgesamt wurde ein Leistungsvolumen von 7.655 MW ausgewertet. Wie aus Abbildung 22 hervorgeht, haben 37 % des gebotenen Leistungsvolumens (2.820 MW) in den Ausschreibungen im Jahr 2017 einen Zuschlag erhalten, wohingegen 63 % des gebotenen Leistungsvolumens (4.835 MW) keinen Zuschlag erhalten haben. Die bezuschlagten 2.820 MW verteilen sich wie folgt auf die Akteurstypen nach Regionalität und Beteiligungsform in der projektspezifischen Abgrenzung: Die

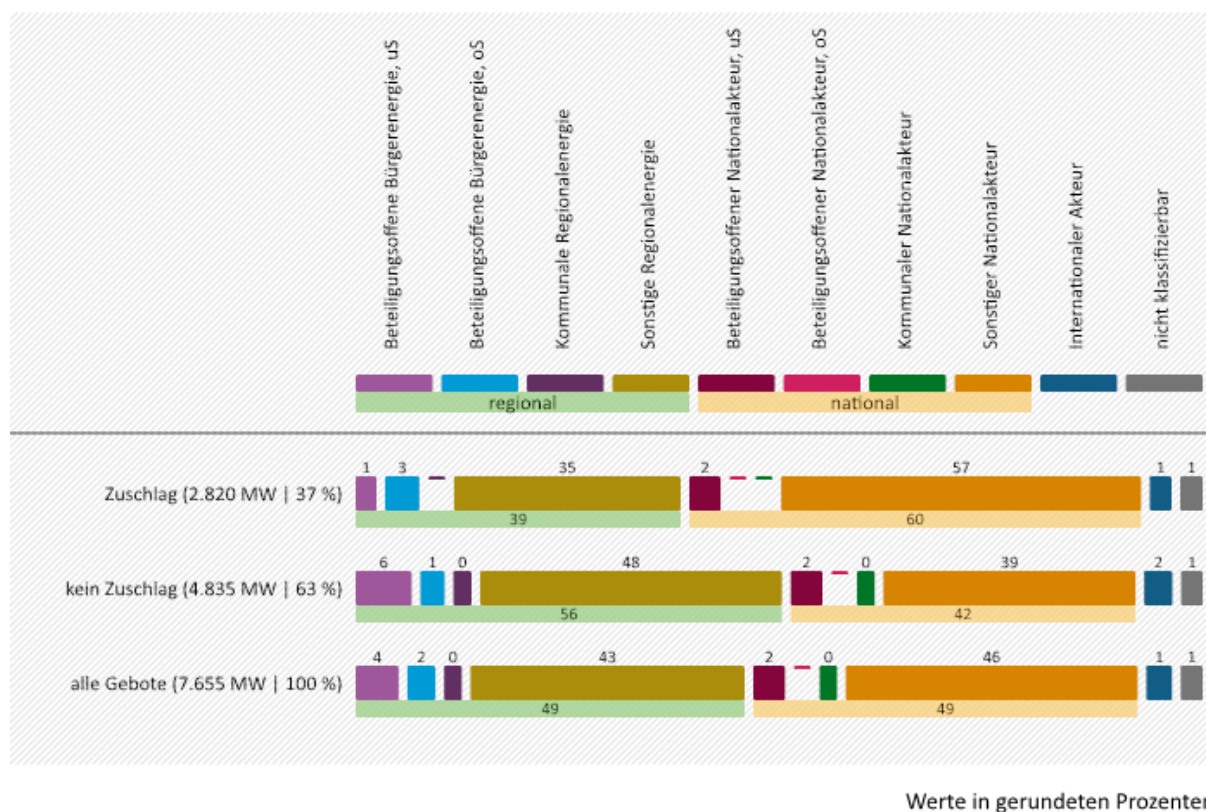
größte Gruppe bilden die *sonstigen Nationalakteure* mit 57 % des bezuschlagten Leistungsvolumens. Hier sind Unternehmen vertreten, die weder in der Standortregion ansässig noch überwiegend dort tätig sind und keine Form der Eigenkapitalbeteiligung anbieten. Es folgt die Akteursgruppe der *sonstigen Regionalenergie* mit einem Leistungsanteil von 35 %. Diese Unternehmen sind überwiegend in der Standortregion tätig und dort ansässig, bieten jedoch keine Form der Eigenbeteiligung an und können auch nicht den kommunalen Unternehmen zugeordnet werden. Akteure der *beteiligungsoffenen Bürgerenergie* (uS und oS) nach vorhabenspezifischer Definition waren mit einem Anteil von 4 % am bezuschlagten Leistungsvolumen beteiligt. Die Gruppe der *beteiligungsoffenen Nationalakteure* waren mit einem Anteil von 2 % vertreten. *Internationale Akteure* kamen lediglich auf einen Anteil von 1 % der bezuschlagten Leistung.

Die nicht bezuschlagten 4.835 MW der Ausschreibung im Jahr 2017 verteilen sich auf folgende Akteursgruppen: Mit einem Leistungsanteil von 48 % waren Akteure der *sonstigen Regionalenergie* bei den nicht erfolgreichen Geboten am stärksten vertreten. Es folgen die *sonstigen Nationalakteure* mit einem nicht erfolgreichen Leistungsanteil von 39 %. Akteure der *beteiligungsoffenen Bürgerenergie* (uS und oS) kommen auf einen Leistungsanteil von 7 % bei den nicht erfolgreichen Geboten. Hier war die Akteursgruppe der *beteiligungsoffenen Bürgerenergie* (uS) mit 6 % deutlich stärker vertreten, als die Gruppe der *beteiligungsoffenen Bürgerenergie* (oS). Nicht erfolgreich waren außerdem die Gruppen der *beteiligungsoffenen Nationalakteure* und der *internationalen Akteure* mit jeweils 2 % Leistungsanteil.

Abbildung 22: Klassifizierung nach Regionalität und Beteiligungsform, Ausschreibungen 2017

Klassifizierung: Regionalität und Beteiligungsform

Wind an Land - Ausschreibungen 2017



Quelle: IZES & Leuphana

Aus Abbildung 22 geht hervor, dass regionale und nationale Akteure jeweils mit einem Leistungsanteil von 49 % an den Ausschreibungen beteiligt waren. Jedoch waren nationale Akteure im Vergleich zu den Regionalakteuren häufiger mit ihren Geboten erfolgreich. Die beteiligungs-offene Bürgerenergie nach vorhabenspezifischer Definition hatte in den Ausschreibungen 2017 ebenfalls einen größeren Anteil an nicht erfolgreichen Gebotsvolumens und war damit im Vergleich zu national agierenden Unternehmen ebenfalls deutlich weniger erfolgreich.

3.1.2.2 Klassifizierung nach Größenklassen

Die im Vorhaben entwickelte Methodik erlaubt es, die „Größe“ der „herrschenden Akteure“ zu ermitteln. Separat aufgeführt wird die Größe der Eigentümer/-innen, die hinter den Komplementären stehen, sofern es sich bei der Bietergesellschaft um eine GmbH & Co. KG bzw. eine UG (haftungsbeschränkt) & Co. KG handelt. Die Klassifizierungsmethodik wurden in der Einleitung vorgestellt.

In Abbildung 23 werden die Größenklassen der bezuschlagten und nicht bezuschlagten Gebote für die herrschenden Akteure dargestellt. Außerdem wird die Größenklasse für die Komplementäre und damit die Geschäftsführungen derjenigen Bietergesellschaften dargestellt, die als Kommanditgesellschaft (KG) strukturiert sind. Des Weiteren wird jeweils der Anteil der Bietergesellschaften und Komplementärgesellschaften aufgezeigt, welche die EEG-BEG Sonderregelung in Anspruch genommen haben.

Betrachtet man die Größenklassenverteilung der herrschenden Akteure für die erfolgreichen Gebote, so sind mit einem Leistungsanteil von 95,4 % überwiegend Akteure der Größenklasse *kleinst* vorzufinden. Der restliche Leistungsanteil verteilt sich relativ gleichmäßig auf die anderen Größenklassen (*klein*, *mittelgroß* und *groß*). Dies erklärt sich darin, dass Bietergesellschaften, die als EEG-BEG geboten haben definitionsgemäß in der Regel den *Kleinstakteuren* zuzurechnen sind. Mit einem Anteil von 94,6 % der bezuschlagten Gebote haben fast alle erfolgreichen Bietergesellschaften die EEG-BEG Sonderregelung in Anspruch genommen. Außerdem war der überwiegende Anteil der bezuschlagten Bietergesellschaften (92,3 %, 2.682 MW) in Gesellschaftsstrukturen organisiert, die einen Komplementär aufweisen (in der Regel in der Rechtsform der GmbH & Co. KG).

Betrachtet man die Komplementäre und damit die Geschäftsführungen derjenigen erfolgreichen Bietergesellschaften, die als Kommanditgesellschaft (KG) mit Komplementär strukturiert sind (92,3 %), so ergibt sich insgesamt ein anderes Bild als bei den herrschenden Akteuren: Lediglich 34,4 % entfallen noch auf *kleinste* Akteure. Hinter 48,9 % der Komplementäre stehen hingegen *große* Unternehmen oder mit 12 % *mittelgroße* Unternehmen. Aus Abbildung 23 wird deutlich, dass fast alle erfolgreichen *mittelgroßen* und *großen* Unternehmen (in der Rolle als Komplementär der Bietergesellschaft) die Sonderregeln für Bürgerenergiegesellschaften genutzt haben. Daraus lässt sich schließen, dass die Geschäftsführungen der bezuschlagten Bietergesellschaften, die als Kommanditgesellschaften organisiert waren, mehrheitlich von *großen* oder *mittelgroßen* Unternehmen geführt wurden.

Abbildung 23: Klassifizierung nach Größe, Ausschreibungen 2017

Größenklassen

Wind an Land - Ausschreibungen 2017



Werte in gerundeten Prozenten

Quelle: IZES & Leuphana

Bei den Geboten ohne Zuschlag in den Ausschreibungsrunden 2017 ist der Anteil der *Kleinstakteure* mit 77,5 % etwas geringer als bei den bezuschlagten Geboten. Auch diese haben überwiegend die EEG-BEG Regelung in Anspruch genommen (70,3 %), der Anteil ist jedoch deutlich geringer als bei den bezuschlagten Geboten. Auch sind die nicht bezuschlagten Bietergesellschaften mehrheitlich als Kommanditgesellschaften mit Komplementär strukturiert (68,2 %). Mit einem Leistungsanteil von 15,6 % waren jedoch auch *große* Unternehmen in den Ausschreibungsrunden 2017 nicht erfolgreich. Diese nicht erfolgreichen *großen* Unternehmen haben die EEG-BEG Regelung überwiegend nicht in Anspruch genommen. Unter den Komplementären, der nicht bezuschlagten Bietergesellschaften, die als Kommanditgesellschaften strukturiert waren, sind überwiegend *Kleinstakteure* zu finden (70,7 %). *Große* Komplementäre kommen auf 17,2 %

Leistungsanteil. Die Verteilung der Größenklassen ist damit ähnlich zu denen der herrschenden Akteure. Im Vergleich zu den erfolgreichen Bietergesellschaften, werden die Komplementärunternehmen (welche in der Regel die Geschäftsführung stellen) der nicht erfolgreichen Bietergesellschaften deutlich seltener von *großen* Unternehmen geführt.

3.1.2.3 Klassifizierung nach Investorentypen

In Abbildung 24 wird dargestellt, welchem „Investorentyp“ sich die Eigentümer (herrschende Unternehmen) der bezuschlagten und nicht bezuschlagten Bietergesellschaften in den Ausschreibungen 2017 zuordnen lassen. Separat aufgeführt wird der Investorentyp der Eigentümer/-innen, die hinter den Komplementären stehen, sofern es sich bei den Bietergesellschaften um eine GmbH & Co. KG bzw. eine UG (haftungsbeschränkt) & Co. KG handelt. Handelt es sich bei den herrschenden Akteuren oder den Komplementärgesellschaften um den Investorentyp des *Projektentwicklers*, wird außerdem die „Größe“ des Unternehmens dargestellt.

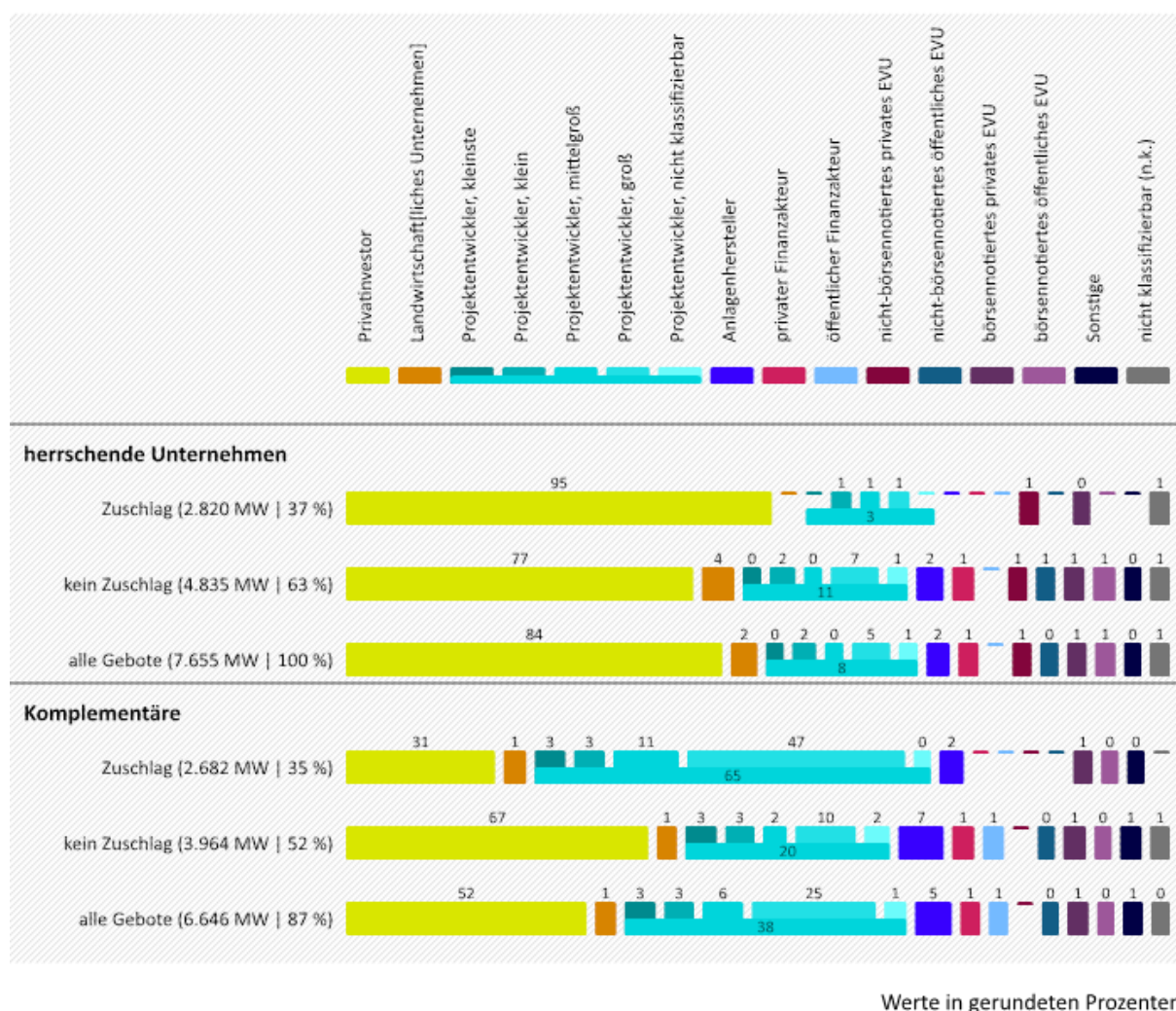
Die herrschenden Unternehmen der bezuschlagten Bietergesellschaften konnten mit 95 % überwiegend den *Privatinvestoren* zugeordnet werden. Mit diesem hohen Wert konnte gerechnet werden, da diese Unternehmen mehrheitlich auch die EEG-BEG Sonderregelung in Anspruch genommen hatten (siehe Abbildung 23) und damit meistens dem Investorentyp der *Privatinvestoren* zugerechnet werden. Mit einem Anteil von 3 % waren *Projektentwickler* als herrschende Unternehmen der bezuschlagten Bietergesellschaften kaum vertreten. Weitere Investorentypen traten bei den erfolgreichen Geboten praktisch nicht in Erscheinung. Lediglich 1 % konnten *nicht-börsennotierten privaten EVU* zugerechnet werden.

Betrachtet man die Komplementäre und damit die Geschäftsführungen derjenigen erfolgreichen Bietergesellschaften, die als Kommanditgesellschaft (KG) strukturiert sind (92,3 %, 2.782 MW), so ergibt sich insgesamt ein deutlich anderes Bild als bei den herrschenden Akteuren: Nur noch 31 % können den *Privatinvestoren* zugeordnet werden. Der mit Abstand größte Anteil (65 %) verteilt sich auf den Investorentyp der *Projektentwickler*. Es dominieren die *großen Projektentwickler* mit 47 % Leistungsanteil, *mittelgroße Projektentwickler* sind zumindest noch mit 11 % vertreten, *kleine* und *kleinste Projektentwickler* nur noch mit jeweils 3 %. Mit geringen Anteilen treten außerdem die Investorentypen der *landwirtschaftlichen Unternehmen* (1 %), der *Anlagenhersteller* (2 %) und der *börsennotierten privaten EVU* (1%) bei den Komplementärunternehmen der erfolgreichen Bietergesellschaften in Erscheinung.

Abbildung 24: Klassifizierung nach Investorentyp der Ausschreibungen 2017

Investorentypen

Wind an Land - Ausschreibungen 2017



Quelle: IZES & Leuphana

Eine andere Investorentyp-Verteilung weisen die herrschenden Unternehmen der nicht bezuschlagten Bietergesellschaften auf (4.835 MW). Hier können 77 % den *Privatinvestoren* zugeordnet werden. *Projektentwickler* (mehrheitlich *große* Unternehmen) kommen auf einen Anteil von 11 %. Nicht erfolgreiche Gebote konnten außerdem mit 4 % den *landwirtschaftlichen Unternehmen*, mit 4 % *Energieversorgern*, mit 2 % den *Anlagenherstellern* und mit 1 % *privaten Finanzakteuren* zugeordnet werden. Betrachtet man die Komplementäre und damit die Geschäftsführungen derjenigen nicht bezuschlagten Bietergesellschaften, die als Kommanditgesellschaft (KG) mit Komplementär strukturiert sind (3.964 MW), so ergibt sich ein ähnliches Bild wie bei den nicht bezuschlagten herrschenden Akteuren: Der Anteil der *Privatinvestoren* ist mit 67 % etwas geringer. Wohingegen der Anteil der *Projektentwickler* auf 20 % steigt. Deutlich steigt lediglich der Anteil der *Anlagenhersteller* (7 %), die (in der Rolle als Komplementäre) damit in den Ausschreibungsrunden 2017 mit ihren Geboten weniger erfolgreich waren als andere Investorentypen. Es zeigt sich außerdem, dass *große Projektentwickler* (in der Rolle als Komplementäre) in den Ausschreibungsrunden 2017 mit ihren Geboten den erfolgreichsten Investorentyp

darstellen. Diese machen bei den Komplementären 25 % der gesamten Gebotsmenge aus, kommen jedoch auf einen Anteil von 47 % bei den erfolgreichen Geboten.

3.1.2.4 Verschneidung der projektspezifischen Klassifikationen

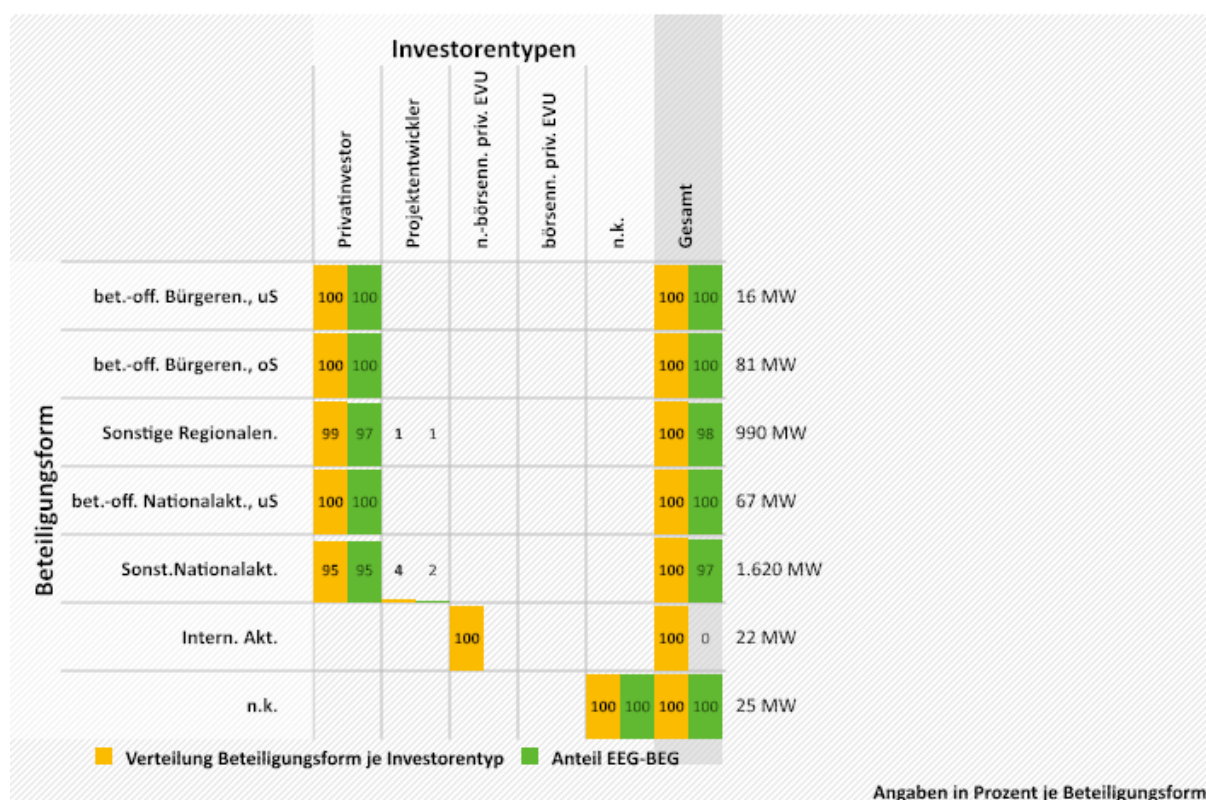
Um vertiefte Informationen zu den einzelnen Akteurstypen der Ausschreibungsrunden 2017 zu gewinnen, können die Klassifikationen miteinander verschnitten werden (nähere Erläuterungen unter 2.1.2.4).

Die Darstellung der Kombination aus Regionalität und Beteiligungsform mit dem Investorentyp erfolgt in einer Kreuztabelle (Abbildung 25). Bei der *beteiligungsoffenen Bürgerenergie* handelt es sich definitionsgemäß um *Privatinvestoren*. Auch die erfolgreichen *beteiligungsoffenen Nationalakteure* konnten den *Privatinvestoren* zugerechnet werden. Die erfolgreichen herrschenden Akteure der *sonstigen Regionalenergie* haben zu 97 % die EEG-BEG Regelung in Anspruch genommen und wurden somit auch fast vollständig als *Privatinvestoren* klassifiziert. Die erfolgreichen Gebote der *sonstigen Nationalakteure* wurden ebenfalls fast vollständig den *Privatinvestoren* zugeordnet (95 %). Diese Akteure haben vollständig die EEG-BEG Regelung benutzt.

Abbildung 25: Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp in den Ausschreibungsrunden 2017, bezuschlagt

Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp

Wind an Land, Ausschreibungsrunden Mai 17 bis Nov 17



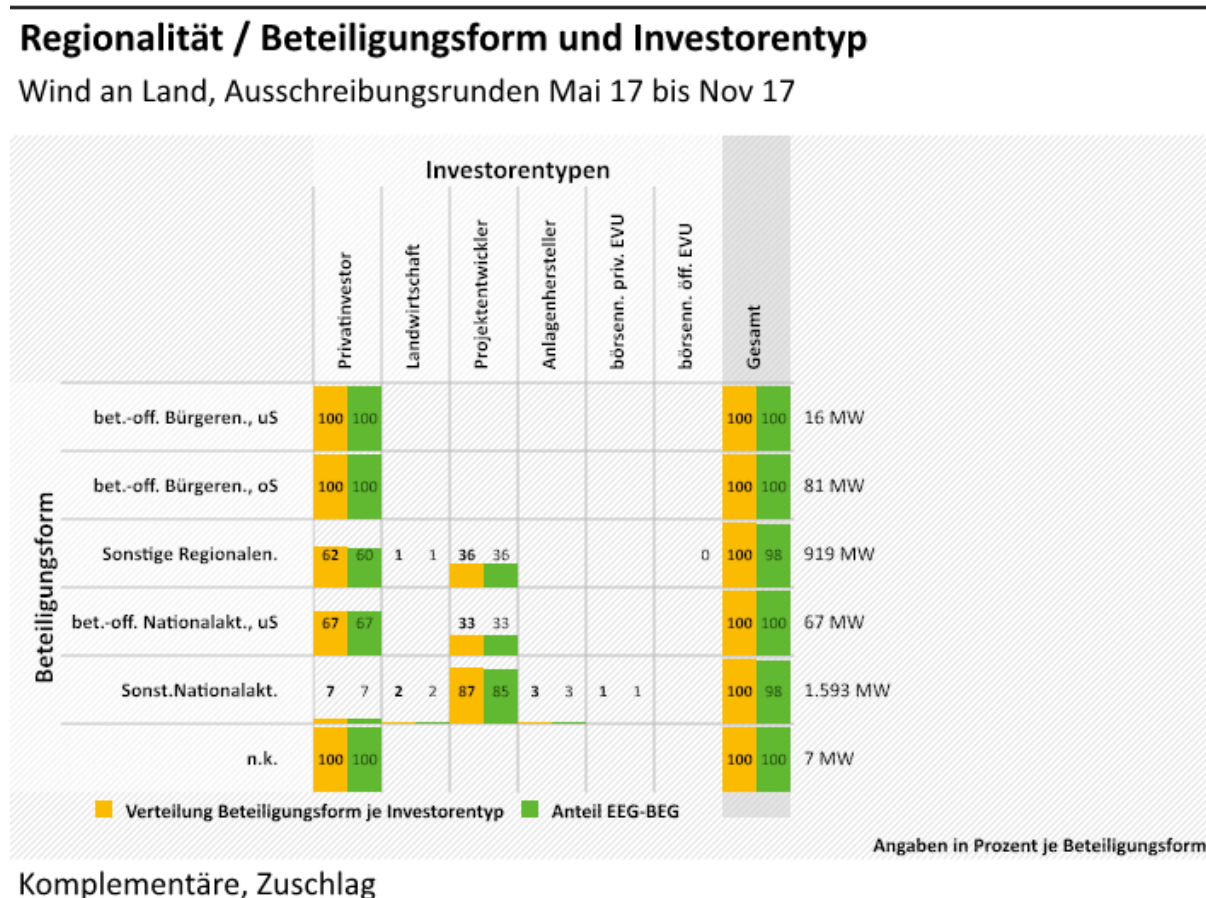
herrschende Akteure, Zuschlag

Quelle: IZES & Leuphana

Vergleicht man die herrschenden Akteure mit den Komplementäre (Abbildung 26) und damit die Geschäftsführungen derjenigen erfolgreichen Bietergesellschaften, die als Kommanditgesell-

schaft (KG) strukturiert sind, so fällt folgendes auf: Unter der *sonstigen Regionalenergie* überwiegt der Anteil an *Privatinvestoren* mit 62 %, es treten jedoch auch in der Standortregion ansässige und dort überwiegend tätige *Projektentwickler* (36 %) als Komplementäre in Erscheinung. Die Komplementäre der Bietergesellschaften, die als *sonstige Nationalakteure* klassifiziert wurden, können zum überwiegenden Anteil (87 %) den (überregional agierenden) *Projektentwicklern* zugerechnet werden. Diese haben fast alle die EEG-BEG Regelung in Anspruch genommen. Die Komplementäre der Bietergesellschaften, die als *beteiligungsoffene Bürgerenergie* klassifiziert wurden, können wie zu erwarten komplett den *Privatinvestoren* zugeordnet werden.

Abbildung 26: Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp in den Ausschreibungsrunden 2017, bezuschlagte Komplementäre



Komplementäre, Zuschlag

Quelle: IZES & Leuphana

Abbildung 27 zeigt in Form einer Kreuztabelle die Verschneidung der Klassifikation nach „Regionalität und Beteiligungsform“ mit den „Investorentypen“ sowie den jeweiligen Anteil der EEG-BEG für die nicht bezuschlagten herrschenden Akteure. Abbildung 28 zeigt im Vergleich dazu die Verschneidung der jeweiligen Komplementäre auf. Auch hier lässt sich für jede Beteiligungsform identifizieren, welche Investorentypen jeweils hinter diesen Akteuren stehen. Auch die nicht bezuschlagten Gebote der *beteiligungsoffenen Bürgerenergie* konnten vollständig den *Privatinvestoren* zugeordnet werden. Die nicht bezuschlagte *sonstige Regionalenergie* kann ebenfalls fast vollständig den *Privatinvestoren* zugeteilt werden, welche zu 88 % die EEG-BEG Sonderregelung in Anspruch genommen haben. Die herrschenden Unternehmen der nicht bezuschlagten *sonstigen Nationalakteure* setzen sich etwa zur Hälfte aus *Privatinvestoren* und zu einem Viertel aus *Projektentwicklern* zusammen. Außerdem spielen hier *landwirtschaftliche Unternehmen* (9 %) und

Anlagenhersteller (6 %) eine Rolle. Die nicht erfolgreichen *internationalen Akteure* können überwiegend den *privaten Finanzakteuren* (71 %) und *nicht-börsennotierten privaten EVU* (24 %) zugerechnet werden.

Abbildung 27: Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp in den Ausschreibungsrunden 2017, nicht bezuschlagt

Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp

Wind an Land, Ausschreibungsrunden Mai 17 bis Nov 17



herrschende Akteure, kein Zuschlag

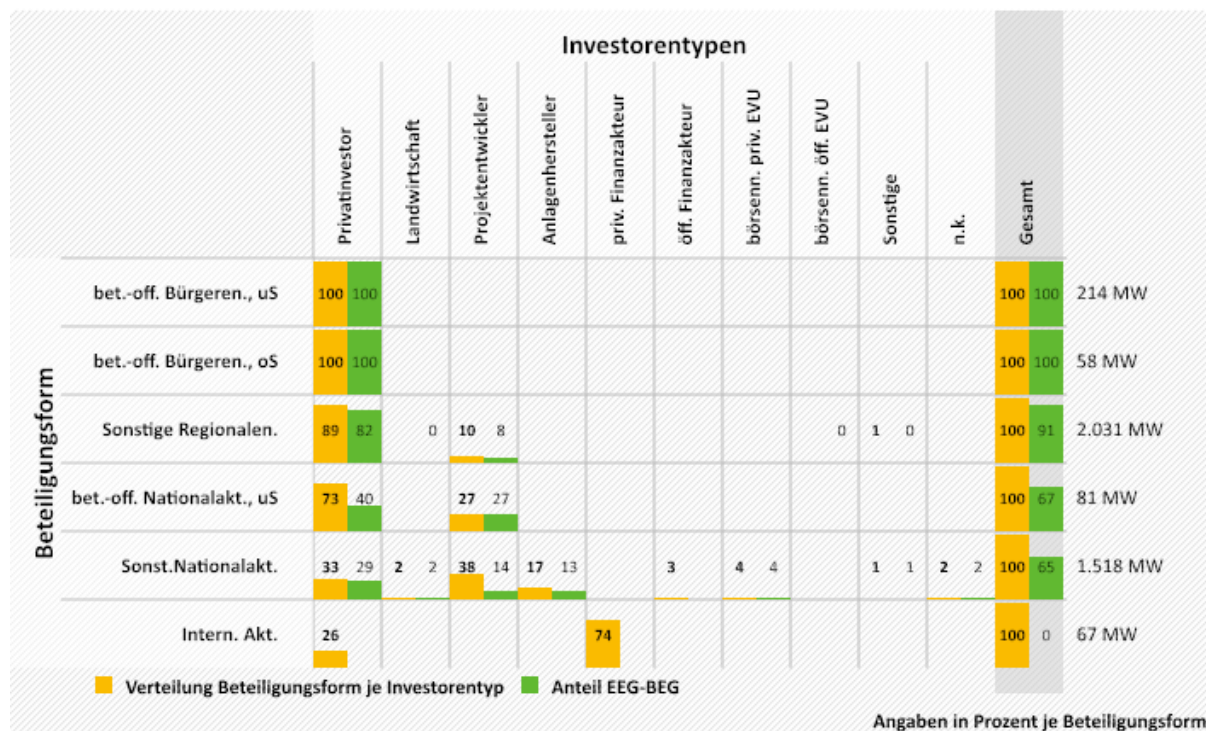
Quelle: IZES & Leuphana

Vergleicht man wiederum die herrschenden Akteure mit den Komplementäre (Abbildung 28) und damit die Geschäftsführungen derjenigen nicht erfolgreichen Bietergesellschaften, die als Kommanditgesellschaft (KG) strukturiert sind, so fallen kleinere Verschiebungen auf. In der Kategorie der nicht bezuschlagten *sonstigen Regionalenergie* treten in kleinem Umfang *Projektentwickler* als Komplementäre auf. In der Kategorie der nicht bezuschlagten *sonstigen Nationalakteure* können die Eigentümer/-innen der Komplementäre zu 38 % *Projektentwicklern* und zu 17 % *Anlagenherstellern* zugerechnet werden. Auch diese wandten teilweise die EEG-BEG Sonderregelung für ihre Bietergesellschaften an.

Abbildung 28: Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp in den Ausschreibungsrunden 2017, nicht bezuschlagte Komplementäre

Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp

Wind an Land, Ausschreibungsrunden Mai 17 bis Nov 17



Komplementäre, kein Zuschlag

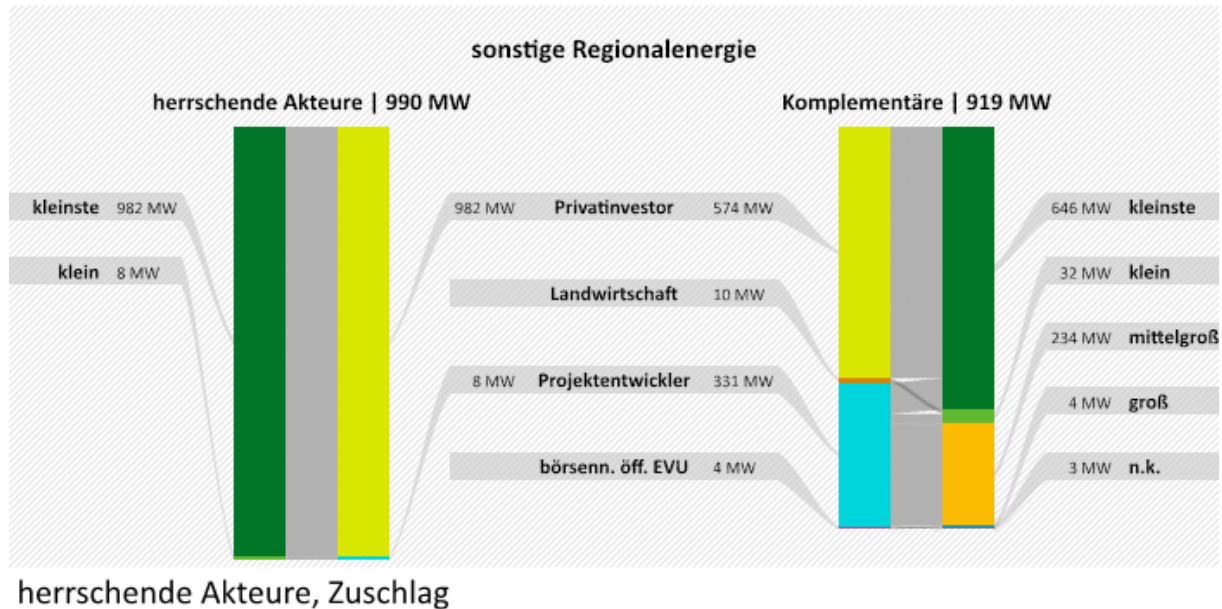
Quelle: IZES & Leuphana

Die Akteurstypen *sonstige Regionalenergie* und *sonstige Nationalakteure* nehmen in der Klassifizierung nach Regionalität und Beteiligungsform eine prominente Rolle ein. Wegen der Heterogenität dieser Gruppen erfolgt hier eine Differenzierung nach Größenklassen und Investorentyp. Eine solche Verschneidung erlaubt Rückschlüsse darauf, was für Akteure sich hinter diesen Kategorien verbergen. Aus Abbildung 29 geht hervor, dass sich die *sonstige Regionalenergie* bei den erfolgreichen Bietern fast vollständig aus *Privatinvestoren* zusammensetzt. Dies sind somit *Privatinvestoren* aus der Region des Anlagenstandortes, die (ggf. mit anderen Personen aus der Region zusammen) in eine (oder mehrere) Windenergieanlagen investiert haben, ohne für eine Beteiligung Dritter offen zu sein. Die in der Standortregion ansässigen und dort überwiegend tätigen *Projektentwickler*, die als *Komplementäre* der Bietergesellschaften auftreten (331 MW), können überwiegend den *mittelgroßen Unternehmen* zugeordnet werden (234 MW), es sind jedoch auch *kleinste und kleine Projektentwickler* vertreten. *Große Unternehmen* treten hier, wie zu erwarten war, nicht in Erscheinung.

Abbildung 29: Sonstige Regionalenergie, Investorentypen und Größen in den Ausschreibungen 2017, bezuschlagt

sonstige Regionalenergie: Investorentypen und Größen

Wind an Land, Ausschreibungsrunden Mai 17 bis Nov 17



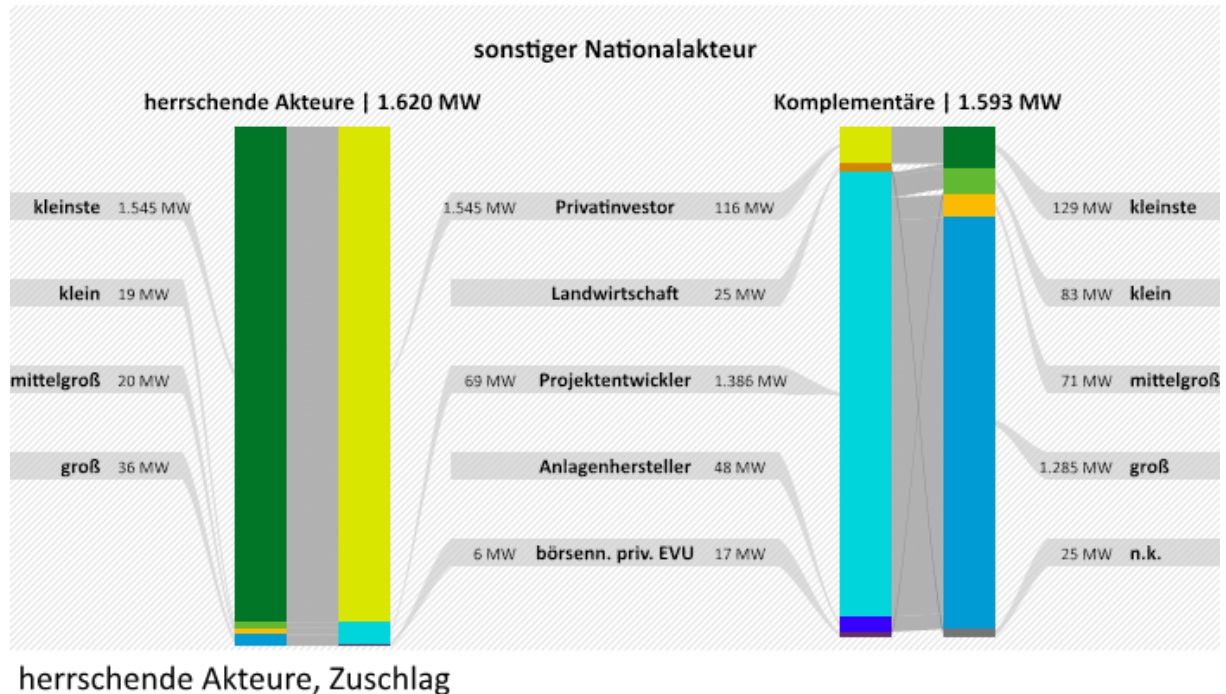
Quelle: IZES & Leuphana

Aus Abbildung 30 geht hervor, dass die erfolgreichen herrschenden Unternehmen der *sonstigen Nationalakteure* fast vollständig den *Privatinvestoren* zugerechnet werden können (siehe oben). Dies sind somit *Privatinvestoren*, die überwiegend nicht in der Region des Anlagenstandortes ansässig sind, die (ggf. mit anderen Personen zusammen) in eine (oder mehrere) Windenergieanlagen investiert haben, ohne für eine Beteiligung Dritter offen zu sein. Wie schon beschrieben, können die Komplementäre der Bietergesellschaften, die als Kommanditgesellschaft organisiert sind, mehrheitlich den *Projektentwicklern* zugerechnet werden. Diese werden fast vollständig als *große* Unternehmen klassifiziert und sind überregional tätig. *Mittelgroße* und *kleine Projektentwickler* (in der Rolle als Komplementär), waren mit kleineren Anteilen in den Ausschreibungsrunden erfolgreich.

Abbildung 30: Sonstige Nationalakteure, Investorentypen und Größen in den Ausschreibungen 2017, bezuschlagt

sonstiger Nationalakteur: Investorentypen und Größen

Wind an Land, Ausschreibungsrunden Mai 17 bis Nov 17



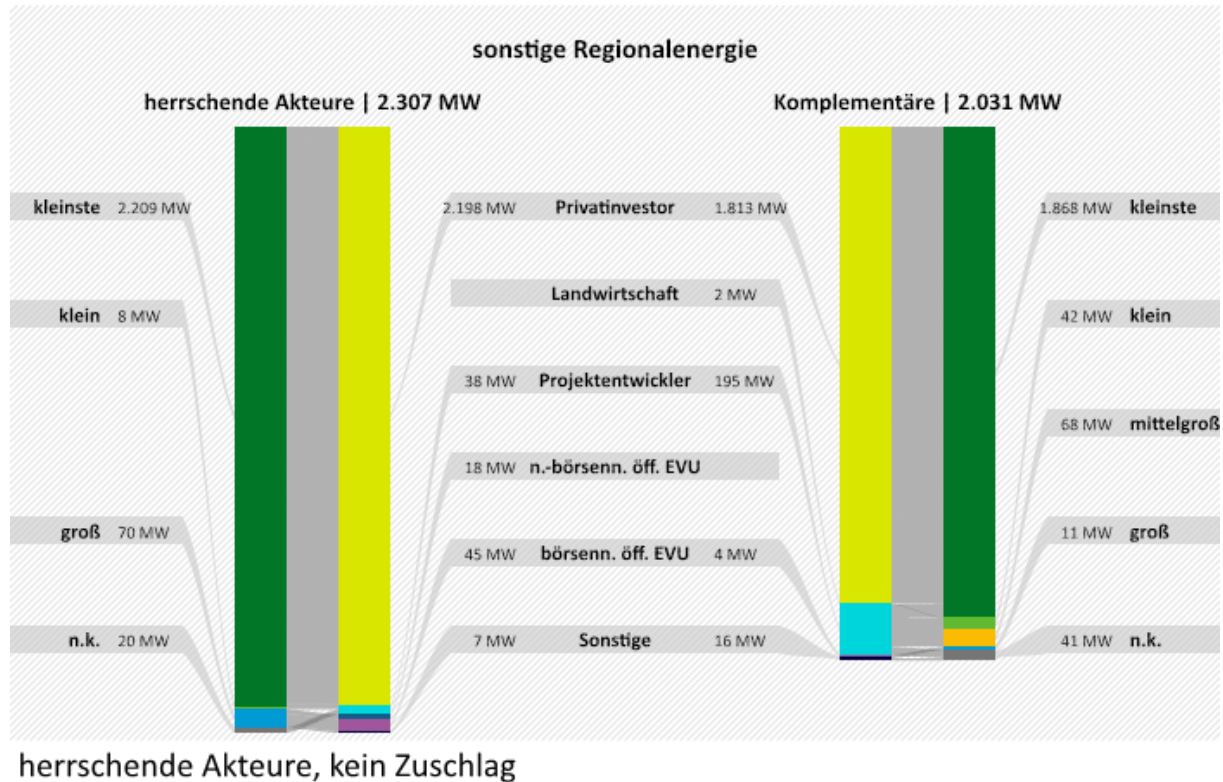
Quelle: IZES & Leuphana

In Abbildung 31 werden die nicht bezuschlagten Akteure der *sonstigen Regionalenergie* genauer dargestellt. Wie schon beschrieben, handelt es sich bei den herrschenden Akteuren der *sonstigen Regionalenergie* überwiegend um *Privatinvestoren* und damit um *Kleinstakteure*. Lediglich 195 MW konnten Komplementären zugeordnet werden, die als überwiegend regional agierende und in der Standortregion ansässige *Projektentwickler* (*kleinst*, *klein* und *mittelgroß*) klassifiziert wurden. Im Vergleich mit Abbildung 29 wird deutlich, dass regional agierende *Projektentwickler* (in der Rolle als Komplementär) somit in den Ausschreibungsrunden 2017 verhältnismäßig erfolgreich waren.

Abbildung 31: Sonstige Regionalenergie, Investorentypen und Größen in den Ausschreibungen 2017, nicht bezuschlagt

sonstige Regionalenergie: Investorentypen und Größen

Wind an Land, Ausschreibungsrunden Mai 17 bis Nov 17



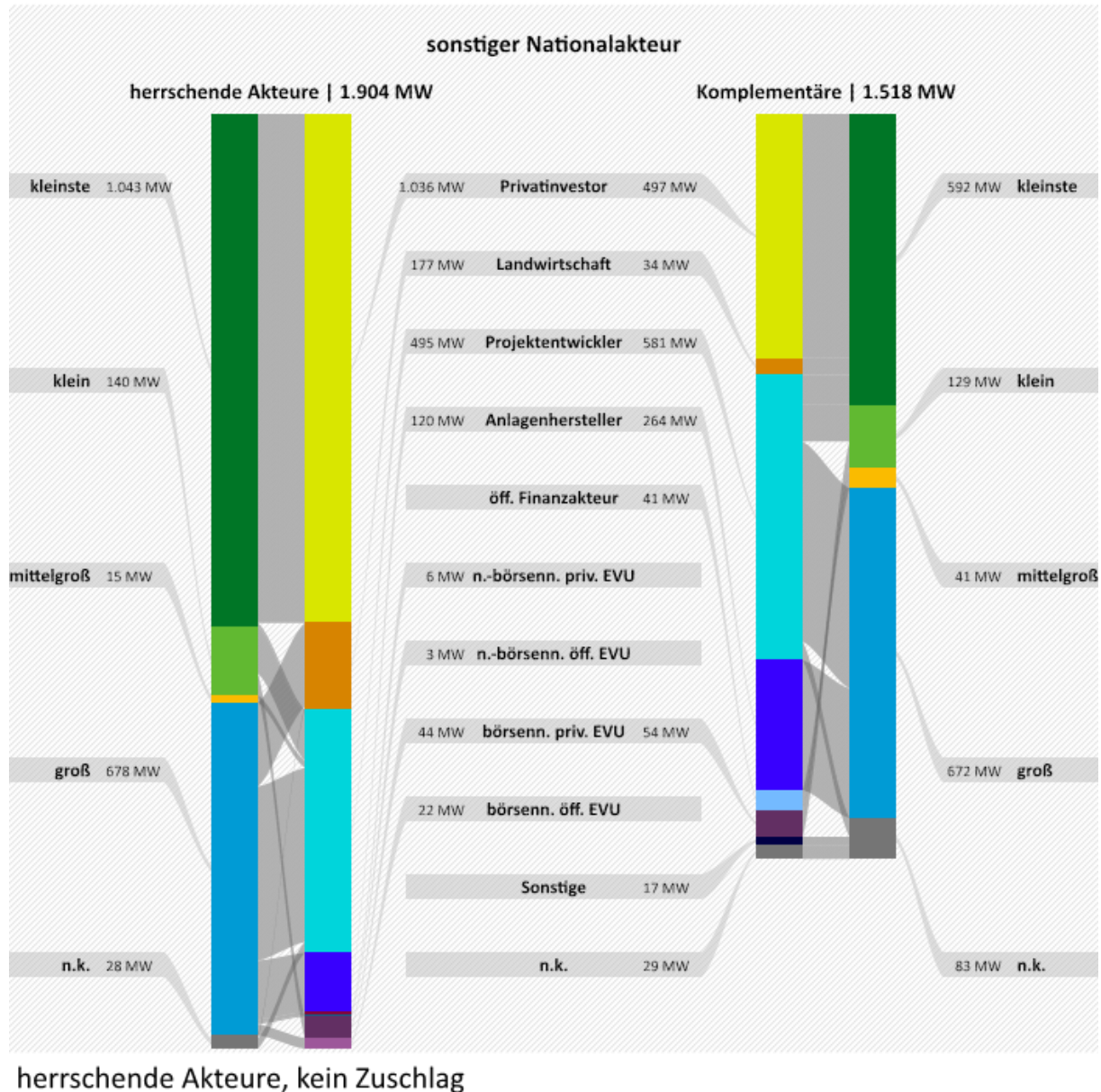
Quelle: IZES & Leuphana

Aus Abbildung 32 geht hervor, dass die nicht bezuschlagten *sonstigen Nationalakteure* in den Ausschreibungsrunden eine größere Akteursvielfalt aufweisen als die bezuschlagten (siehe Abbildung 30). Die herrschenden Unternehmen der nicht erfolgreichen Bietergesellschaften setzen sich vor allem aus den Investorentypen der *Privatinvestoren* (1.036 MW) und der *überregional tätigen Projektentwickler* (495 MW) zusammen. Die *Projektentwickler* können dabei vor allem den *großen Unternehmen* zugerechnet werden. Mit kleineren Leistungsanteilen haben außerdem *große landwirtschaftliche Unternehmen*, *große Anlagenhersteller* und *Energieversorger* erfolglos geboten.

Abbildung 32: Sonstige Nationalakteure, Investorentypen und Größen in den Ausschreibungen 2017, nicht bezuschlagt

sonstiger Nationalakteur: Investorentypen und Größen

Wind an Land, Ausschreibungsrunden Mai 17 bis Nov 17



Quelle: IZES & Leuphana

3.1.2.5 Zwischenfazit der Ausschreibungsphase 2017

Insgesamt kann für die Ausschreibungsphase 2017 eine relativ geringe Akteursvielfalt festgestellt werden. Die nach der vorhabensspezifischen Definition *beteiligungsoffene Bürgerenergie* war in der Ausschreibungsphase lediglich mit einem Leistungsanteil von ca. 4 % an den bezuschlagten Geboten beteiligt. Bei nicht bezuschlagten Geboten kam die *beteiligungsoffene Bürgerenergie* auf einen Leistungsanteil von 7 %. Hier war der Anteil der *beteiligungsoffenen Bürgerenergie* mit niedrigem Schwellenwert mit einem Anteil von 6 % besonders hoch. Dies deutet da-

rauf hin, dass die weniger professionell agierenden Bürgerenergieakteure (uS) weniger erfolgreich waren, als die mutmaßlich professioneller aufgestellten Akteure der beteiligungsoffenen Bürgerenergie mit oberem Schwellenwert. Es lässt sich feststellen, dass die *beteiligungsoffenen Bürgerenergieakteure* mit ihren Geboten in den Ausschreibungsrunden 2017 deutlich weniger erfolgreich als andere Akteursgruppen.

Die *sonstigen Nationalakteure* kamen auf einen Leistungsanteil von 57 % an bezuschlagten Geboten und waren damit die dominierende Akteursgruppe. Akteure der *sonstigen Regionalenergie* kamen auf einen bezuschlagten Leistungsanteil von 35 %. Bei den nicht bezuschlagten Geboten sind sie jedoch die größte Akteursgruppe und kommen auf einen Leistungsanteil von 45 %. Im Vergleich dazu waren *sonstige Nationalakteure* mit ihren Geboten deutlich (39 % bei den nicht erfolgreichen Geboten). *Beteiligungsoffene Nationalakteure* waren mit einem geringen Leistungsanteil von 2 % an den Ausschreibungsrunden vertreten und bekamen auch Zuschläge in diesem Umfang. *Kommunale Akteure* nahmen in den Ausschreibungsrunden praktisch nicht teil. *Internationale Akteure* spielten mit einem Anteil von 1 % an erfolgreichen Geboten auch praktisch keine Rolle.

Fast 95 % der erfolgreichen Bietergesellschaften haben in den Ausschreibungsrunden 2017 die EEG-BEG Sonderregelung eingesetzt. Hierunter fallen damit auch fast alle an den Runden beteiligte bezuschlagte nationale Akteure. Insgesamt waren ca. 92 % der bezuschlagten Bietergesellschaften als Kommanditgesellschaften mit Komplementär strukturiert. Dies deutet auf einen sehr hohen Anteil an Projektgesellschaften hin, die über den Komplementär, welcher in der Regel die Geschäftsführung stellt, geführt werden. Hinter den erfolgreichen Bietergesellschaften stecken in den Ausschreibungsrunden 2017 somit oft *große* (Anteil von fast 50 % bei den Komplementären) oder *mittelgroße* (Anteil von ca. 12 % bei den Komplementären) Unternehmen. Auch konnte festgestellt werden, dass der Anteil von großen Komplementären bei den erfolgreichen Geboten deutlich größer ist als bei den nicht erfolgreichen Geboten. So dominiert bei nicht bezuschlagten Bietergesellschaft der Komplementär der *Kleinstakteure* (ca. 70 %). Bietergesellschaften mit *großem* oder *mittelgroßem* Komplementär waren damit deutlich häufiger erfolgreich als andere Akteure.

Da es sich bei dem überwiegenden Anteil der erfolgreichen Bietergesellschaften um *Projektgesellschaften* (meistens in der Rechtsform der GmbH & Co. KG) handelt, die die EEG-BEG Sonderregelung in Anspruch genommen haben, können diese fast vollständig (95 %) den *Privatinvestoren* zugerechnet werden. Die Komplementäre dieser erfolgreichen Bietergesellschaften werden jedoch von den *Projektentwicklern* dominiert. So sind *große* (Anteil von 47 %) und *mittelgroße* (Anteil 11%) Projektierer der bestimmende Investorentyp bei den erfolgreichen Komplementären. *Kleine* und *kleinste* Projektentwickler kommen hier nur auf jeweils 3 % Leistungsanteil und spielen damit eine untergeordnete Rolle. Mit lediglich 1 - 2 % Leistungsanteil waren *private EVU* und *Anlagenhersteller* die einzigen weiteren vertretenen erfolgreichen Investorentypen. Große und überregional agierende *Projektentwickler* (in der Rolle als Komplementär) waren in den Ausschreibungsrunden 2017 somit sehr stark vertreten und insgesamt der erfolgreichste Investorentyp.

Die Akteursvielfalt war bei den nicht bezuschlagten Geboten höher als bei den bezuschlagten. Insbesondere die nicht bezuschlagten Nationalakteure weisen eine etwas höhere Akteursvielfalt auf. So haben (teilweise in der Rolle als Komplementäre) neben den *Privatinvestoren*, *Projektentwickler* (überwiegend groß, aber auch kleine), *Anlagenhersteller*, *landwirtschaftliche Unternehmen* und *Energieversorger* erfolglos Gebote eingereicht.

Es traten in den Ausschreibungsrunden 2017 somit lediglich drei typische Akteursgruppen in Erscheinung, die in nennenswerten Umfang erfolgreich Gebote platzieren konnten: Der große

national agierende Projektentwickler, in der Standortregion ansässige *Privatinvestoren* ohne Form der offenen Eigenkapitalbeteiligung, sowie *mittelgroße überwiegend regional agierende Projektentwickler*. Insgesamt waren *nationale und/oder große* Akteure mit ihren Geboten deutlich erfolgreicher als *regionale und/oder kleinste* Akteure.

3.1.3 Ausschreibungen seit Februar 2018

In dieser Phase werden insgesamt acht Ausschreibungen in kumulierter Form ausgewertet: Die Ausschreibungsrunden Februar, Mai, August und Oktober 2018 sowie Februar, Mai, August und September 2019. Zu beachten ist, dass die Ausschreibungsrunden mehrmals deutlich unterzeichnet waren und damit der Anteil des nicht bezuschlagten Leistungsvolumens relativ gering ist. Ein Vergleich der Akteursvielfalt von bezuschlagten und nicht bezuschlagte Gebotsvolumens ist somit nicht immer zweckmäßig.

3.1.3.1 Klassifikation nach Regionalität und Beteiligungsform

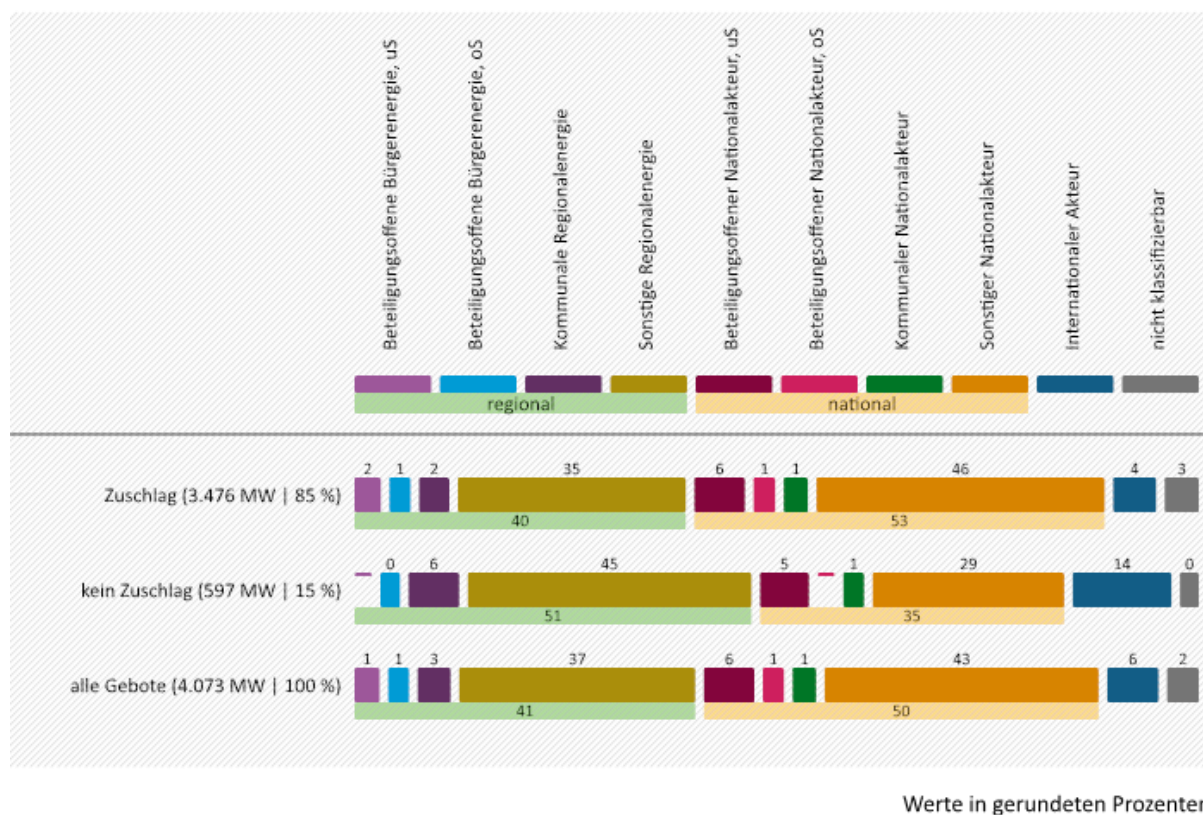
Im Vorhaben werden die beiden Kriterien Regionalität und Beteiligungsform zusammen betrachtet. Die Klassifizierungsmethodik wurden in der Einleitung vorgestellt.

Untersucht wird hier, ob herrschende Akteure und Komplementäre in derselben Region sitzen, in der auch die Anlagen stehen, und wie Bürgerinnen und Bürger beteiligt sind. Insgesamt wurde ein Leistungsvolumen von 4.073 MW ausgewertet. Wie aus Abbildung 33 hervorgeht, haben 85 % des gebotenen Leistungsvolumens (3.476 MW) in den Ausschreibungen 2018 - 2019 einen Zuschlag erhalten. Somit haben lediglich 15 % des gebotenen Leistungsvolumens (597 MW) keinen Zuschlag erhalten. Die bezuschlagten 3.476 MW verteilen sich wie folgt auf die Akteurstypen nach Regionalität und Beteiligungsform in der projektspezifischen Abgrenzung: Die größte Gruppe bilden die *sonstigen Nationalakteure* mit 46 % des bezuschlagten Leistungsvolumens. Hier sind Unternehmen vertreten, die überwiegend überregional tätig sind und keine Eigenkapitalbeteiligung anbieten.

Abbildung 33: Klassifizierung nach Regionalität und Beteiligungsform, Ausschreibungen 2018 - 2019

Klassifizierung: Regionalität und Beteiligungsform

Wind an Land - Ausschreibungen 2018 bis Sept. 2019



Quelle: IZES & Leuphana

Es folgt die Akteursgruppe der *sonstigen Regionalenergie* mit einem Leistungsanteil von 35 %. Diese Unternehmen sind überwiegend in der Standortregion tätig und dort ansässig, bieten jedoch keine Form der Eigenbeteiligung an und können auch nicht den kommunalen Unternehmen zugeordnet werden. Akteure der *beteiligungsoffenen Bürgerenergie* (uS und oS) nach vorhabenspezifischer Definition waren lediglich mit einem Anteil von 3 % am bezuschlagten Leistungsvolumen beteiligt. Mit einem Anteil von 7 % waren *beteiligungsoffenen Nationalakteure* (uS und oS) in nennenswertem Umfang am bezuschlagten Leistungsvolumen beteiligt, wobei Unternehmen mit unterem Schwellenwert deutlich häufiger vertreten waren. Diese Gruppe bildet Akteure ab, die weder in der Standortregion ansässig noch überwiegend dort tätig sind, jedoch eine Form der Eigenkapitalbeteiligung anbieten. Akteure der *kommunalen Regionalenergie* kamen auf einen bezuschlagten Leistungsanteil von 2 %, *kommunale Nationalakteure* auf 1 % und spielen damit eine untergeordnete Rolle. *Internationale Akteure* konnten einen Anteil von 4 % der bezuschlagten Leistung auf sich vereinen.

Die nicht bezuschlagten 597 MW der Ausschreibung 2018 - 2019 verteilen sich auf folgende Akteursgruppen: Mit einem Leistungsanteil von 45 % waren Akteure der *sonstigen Regionalenergie* bei den nicht erfolgreichen Geboten am stärksten vertreten. Es folgen die *sonstigen Nationalakteure* mit einem nicht erfolgreichen Leistungsanteil von nur 29 %, welche damit mit ihren eingereichten Geboten sehr erfolgreich waren. Die drittgrößte Gruppe bei der nicht bezuschlagten

Leistung waren *internationale Akteure* mit 14 %. Damit waren sie im Vergleich zu anderen Akteuren in dieser Ausschreibungsphase wenig erfolgreich. Es folgen Akteure der *kommunalen Regionalenergie* mit einem Anteil von 6 % und *beteiligungsoffene Nationalakteure* mit 5 % am nicht bezuschlagten Leistungsvolumen. Erwähnenswert ist, dass Akteure der *beteiligungsoffenen Bürgerenergie* mit ihren Geboten ganz überwiegend erfolgreich waren und bei den nicht bezuschlagten Geboten keine Rolle spielen.

3.1.3.2 Klassifizierung nach Größenklassen

Die im Vorhaben entwickelte Methodik erlaubt es, die „Größe“ der „herrschenden Akteure“ zu ermitteln. Separat aufgeführt wird die Größe der Eigentümer/-innen, die hinter den Komplementären stehen, sofern es sich bei der Bietergesellschaft um eine GmbH & Co. KG bzw. eine UG (haftungsbeschränkt) & Co. KG handelt. Die Klassifizierungsmethodik wurden in der Einleitung vorgestellt.

In Abbildung 34 werden die Größenklassen der bezuschlagten und nicht bezuschlagten Gebote für die herrschenden Akteure dargestellt. Außerdem wird die Größenklasse für die Komplementäre und damit die Geschäftsführungen derjenigen Bietergesellschaften dargestellt, die als Kommanditgesellschaft (KG) strukturiert sind. Des Weiteren wird jeweils der Anteil der Bietergesellschaften und Komplementärgesellschaften aufgezeigt, welche die EEG-BEG Sonderregelung in Anspruch genommen haben.

Betrachtet man die Größenklassenverteilung der herrschenden Akteure bei den erfolgreichen Geboten, so sind mit einem Leistungsanteil von 41,8 % *Kleinstakteure*, gefolgt von *großen* Akteuren mit 36,2 % vorzufinden. Der restliche Leistungsanteil verteilt sich auf die Größenklassen *klein* (7 %) und *mittelgroß* (5 %). Aufgrund fehlender Daten, die für die Bestimmung der Größenklassen notwendig sind, konnten 9,9 % des Leistungsvolumens keiner Größe zugeordnet werden. Die EEG-BEG Sonderregelung wurde von einem Leistungsanteil von 13,4 % der erfolgreichen Bietergesellschaften in Anspruch genommen. Hierunter fallen definitionsgemäß fast ausschließlich *Kleinstakteure*. Insgesamt war etwas über die Hälfte der bezuschlagten Bietergesellschaften in Gesellschaftsstrukturen organisiert, die einen Komplementär aufweisen.

Abbildung 34: Klassifizierung der Größenklassen, Ausschreibungsrunden 2018 - 2019

Größenklassen

Wind an Land - Ausschreibungen 2018 bis Sept. 2019



Werte in gerundeten Prozenten

Quelle: IZES & Leuphana

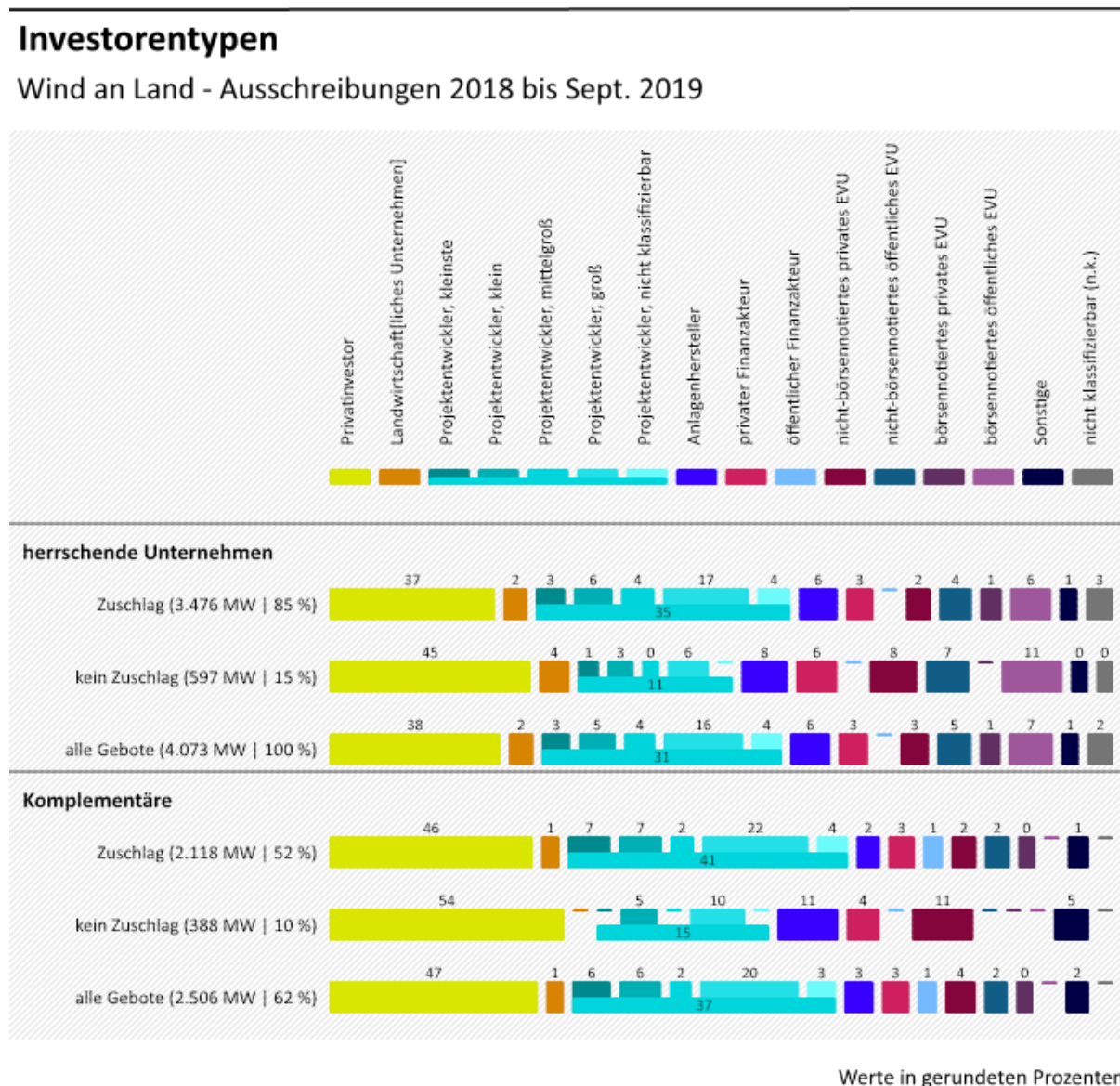
Betrachtet man die Komplementäre und damit die Geschäftsführungen derjenigen erfolgreichen Bietergesellschaften, die als Kommanditgesellschaft (KG) strukturiert sind, so ergibt sich insgesamt eine sehr ähnliche Größenklassenverteilung im Vergleich zu den herrschenden Akteuren. Dies deutet darauf hin, dass *kleinste* Bietergesellschaften, anders als in der Ausschreibungsphase 2017, nicht (oder kaum) von größeren Unternehmen in der Rolle als Komplementär (welche die Geschäftsführung stellen) geführt wurden. Dies zeigt sich auch in dem Umstand, dass lediglich 1,5 % der großen Komplementäre an Bietergesellschaften beteiligt waren, die die EEG-BEG Regelung benutzt haben.

Bei den Geboten ohne Zuschlag in den Ausschreibungsrunden 2018 – 2019 sind die Größenklassen sehr ähnlich verteilt wie bei den bezuschlagten Geboten. Hier haben die *Kleinstakteure* jedoch deutlich seltener die EEG-BEG Regelung in Anspruch genommen. Somit waren Bietergesellschaften, die als EEG-BEG auftraten etwas erfolgreicher.

3.1.3.3 Klassifizierung nach Investorentypen

In Abbildung 35 wird dargestellt, welchem „Investorentyp“ sich die Eigentümer (herrschende Unternehmen) der bezuschlagten und nicht bezuschlagten Bietergesellschaften in den Ausschreibungen 2018 - 2019 zuordnen lassen. Separat aufgeführt wird der Investorentyp der Eigentümer/-innen, die hinter den Komplementären stehen, sofern es sich bei den Bietergesellschaften um eine GmbH & Co. KG bzw. eine UG (haftungsbeschränkt) & Co. KG handelt. Handelt es sich bei den herrschenden Akteuren oder den Komplementärgesellschaften um den Investorentyp des *Projektentwicklers*, wird außerdem die „Größe“ des Unternehmens dargestellt.

Abbildung 35: Klassifizierung nach Investorentypen, Ausschreibungsrunden 2018 - 2019



Quelle: IZES & Leuphana

Zunächst kann eine große Vielfalt an Investorentypen, sowohl bei den bezuschlagten als auch bei den nicht bezuschlagten Akteuren festgestellt werden. Am häufigsten treten bei den bezuschlagten herrschenden Akteuren die *Privatinvestoren* (37 %) und die *Projektentwickler* (35 %) in Erscheinung. Bei den *Projektentwicklern* dominieren die *großen* Unternehmen (17 %), *kleinste* (3 %), *kleine* (6 %) und *mittelgroße* (4 %) *Projektentwickler* kommen jedoch auch auf nennenswerte Leistungsanteile. Die drittgrößte Gruppe der bezuschlagten Investorentypen machen die *Energieversorger* aus (13 %). Alle vorhabensspezifischen Energieversorgertypen sind vertreten, mit einem Leistungsanteil von 10 % stechen die *öffentlichen EVU* heraus. Mit 6 % Leistungsanteil konnten sich außerdem *Anlagenhersteller* in nennenswerten Umfang Gebote sichern. Die Investorentyp-Verteilung der Komplementäre von erfolgreichen Bietergesellschaften ähnelt stark der Verteilung der herrschenden Akteure und lässt somit keine weiteren Rückschlüsse zu.

Die Investorentyp-Verteilung der herrschenden Unternehmen der nicht bezuschlagten Bietergesellschaften zeigt kleinere Unterschiede im Vergleich zu den bezuschlagten Geboten auf. So waren Privatinvestoren mit 45 % nicht bezuschlagter Leistung am stärksten vertreten, Projektentwickler mit 11 % seltener. Es zeigt sich, dass Projektentwickler mit ihren Geboten im Vergleich zu anderen Akteursgruppen relativ erfolgreich waren. Weniger erfolgreich waren *Energieversorger*, die auf 26 % des nicht bezuschlagten Leistungsvolumens kommen.

3.1.3.4 Verschneidung der projektspezifischen Klassifikationen

Um vertiefte Informationen zu den einzelnen Akteurstypen der Ausschreibungsrunden 2018 - 2019 zu gewinnen, können die Klassifikationen miteinander verschnitten werden (nähere Erläuterungen unter 2.1.2.4).

Die Darstellung der Kombination aus Regionalität und Beteiligungsform mit dem Investorentyp erfolgt in einer Kreuztabelle (Abbildung 36).

Bei der *beteiligungsoffenen Bürgerenergie* handelt es sich definitionsgemäß um *Privatinvestoren*. Diese nahmen zum großen Teil die EEG-BEG Sonderregelung in Anspruch. Die erfolgreichen *beteiligungsoffenen Nationalakteure* konnten jeweils ca. zur Hälfte den *Privatinvestoren* und *Projektentwicklern* zugerechnet werden. Die erfolgreichen herrschenden Akteure der *sonstigen Regionalenergie* wurden zu 66 % als *Privatinvestoren* klassifiziert. Dies sind somit Privatinvestoren aus der Region des Anlagenstandortes, die (ggf. mit anderen Personen aus der Region zusammen) in eine (oder mehrere) Windenergieanlagen investiert haben, ohne für eine Beteiligung Dritter offen zu sein. 20 % der *sonstigen Regionalakteure* konnte den in der Standortregion ansässigen und überwiegend dort tätigen *Projektentwicklern* zugeordnet werden.

Die erfolgreichen Gebote der *sonstigen Nationalakteure* konnten mehrheitlich den *Projektentwicklern* zugerechnet werden (52 %). Außerdem spielen hier *Privatinvestoren*, *Anlagenhersteller* und *Energieversorger* eine Rolle. Die bezuschlagten *kommunale Akteure* konnten, wie zu erwarten, den nicht börsennotierten öffentlichen EVU zugerechnet werden. *Internationale Akteure* treten mehrheitlich als *private Finanzakteure* in Erscheinung.

Abbildung 36: Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp in den Ausschreibungsrunden 2018 – 2019, bezuschlagt

Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp

Wind an Land, Ausschreibungsrunden Feb 18 bis Sep 19



herrsche Akteure, Zuschlag

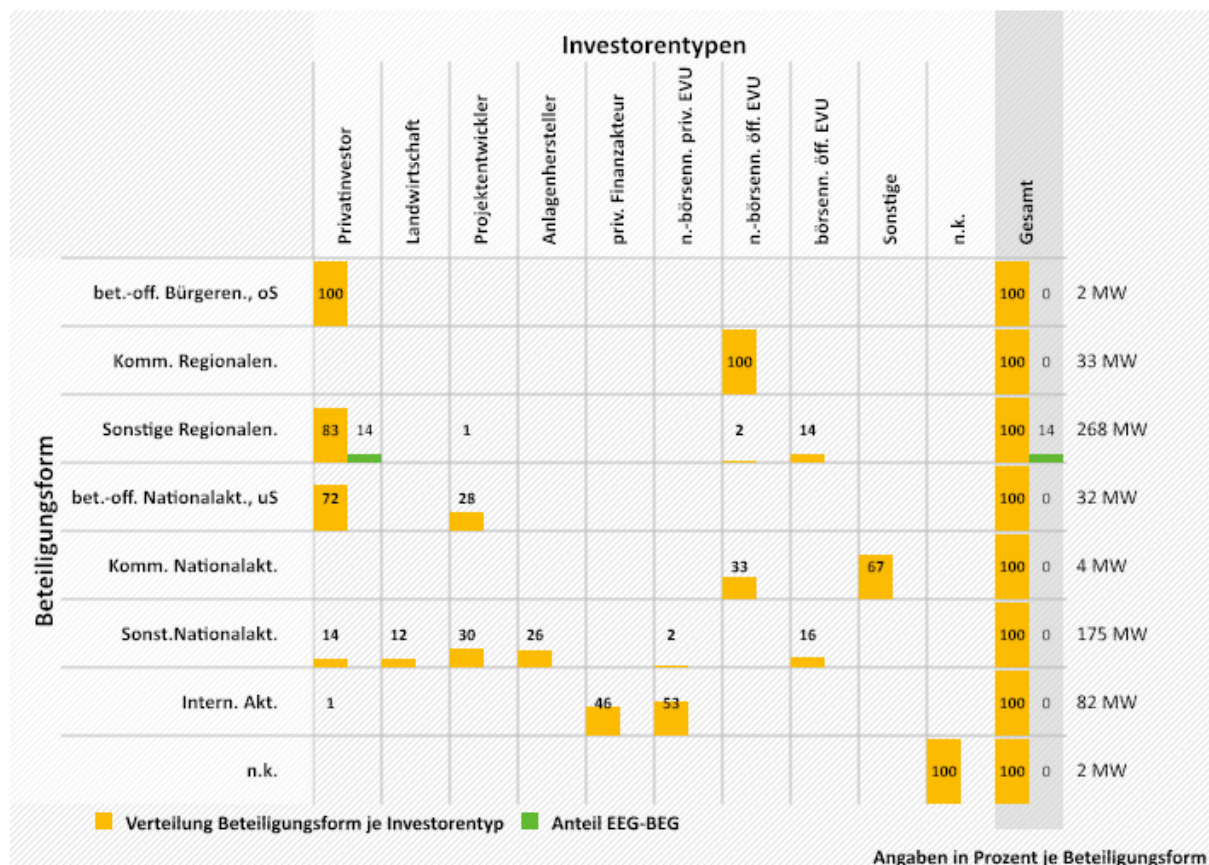
Quelle: IZES & Leuphana

Abbildung 37 zeigt in Form einer Kreuztabelle die Verschneidung der Klassifikation nach „Regionalität und Beteiligungsform“ mit den „Investorentypen“ sowie den jeweiligen Anteil der EEG-BEG für die nicht bezuschlagten herrschenden Akteure. Auch hier lässt sich für jede Beteiligungsform identifizieren, welche Investorentypen jeweils hinter diesen Akteuren stehen. Die nicht bezuschlagte *sonstige Regionalenergie* kann überwiegend den *Privatinvestoren* zugeteilt werden, welche nur zu 14 % die EEG-BEG Sonderregelung in Anspruch genommen haben. Die herrschenden Unternehmen der nicht bezuschlagten *sonstigen Nationalakteure* setzen sich u.a. aus diesen Investorentypen zusammen: *Projektentwicklern* (30 %), *Anlagenherstellern* (26 %), *börsennotierte öffentliche EVU* (16 %), *Privatinvestoren* (14 %) sowie *landwirtschaftliche Unternehmen* (12 %). Die nicht erfolgreichen *internationalen Akteure* können überwiegend den *privaten Finanzakteuren* (46 %) und *nicht-börsennotierten privaten EVU* (53 %) zugerechnet werden.

Abbildung 37: Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp in den Ausschreibungsrunden 2018 – 2019, nicht bezuschlagt

Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp

Wind an Land, Ausschreibungsrunden Feb 18 bis Sep 19



herrschende Akteure, kein Zuschlag

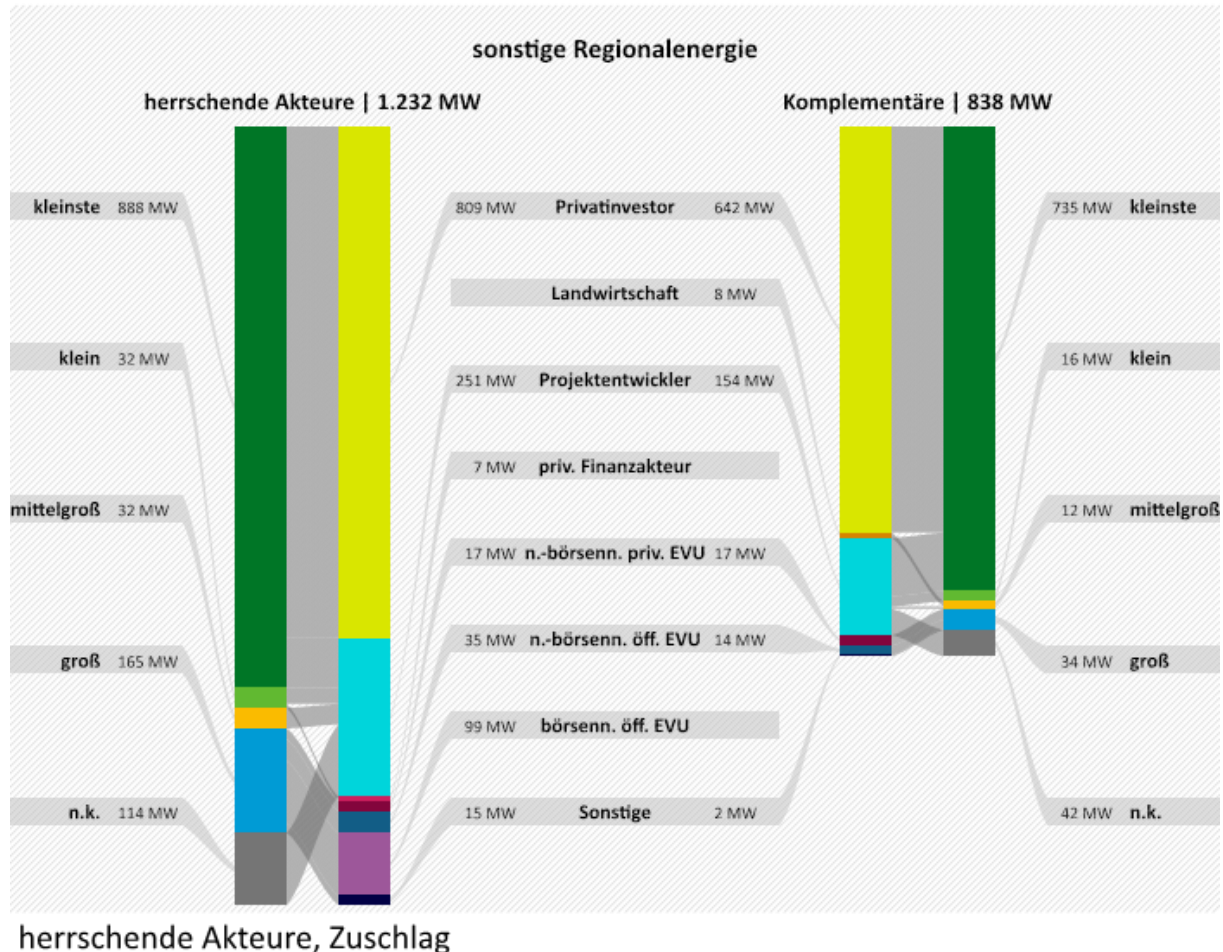
Quelle: IZES & Leuphana

Die Akteurstypen *sonstige Regionalenergie* und *sonstige Nationalakteure* nehmen in der Klassifizierung nach Regionalität und Beteiligungsform eine prominente Rolle ein. Wegen der Heterogenität dieser Gruppen erfolgt hier eine Differenzierung nach Größenklassen und Investorentyp. Eine solche Verschneidung erlaubt Rückschlüsse darauf, welche für Akteure sich hinter diesen Kategorien verbergen. Aus Abbildung 38 geht nochmals hervor, dass sich die bezuschlagte *sonstige Regionalenergie* überwiegend aus *Privatinvestoren* zusammensetzt (809 MW). Die regional agierenden *Projektentwickler* (251 MW) sind den *kleinsten, kleinen* und *mittelgroßen* Unternehmen zuzurechnen.

Abbildung 38: Sonstige Regionalenergie, Investorentypen und Größen in den Ausschreibungen 2018 - 2019, bezuschlagt

sonstige Regionalenergie: Investorentypen und Größen

Wind an Land, Ausschreibungsrunden Feb 18 bis Sep 19



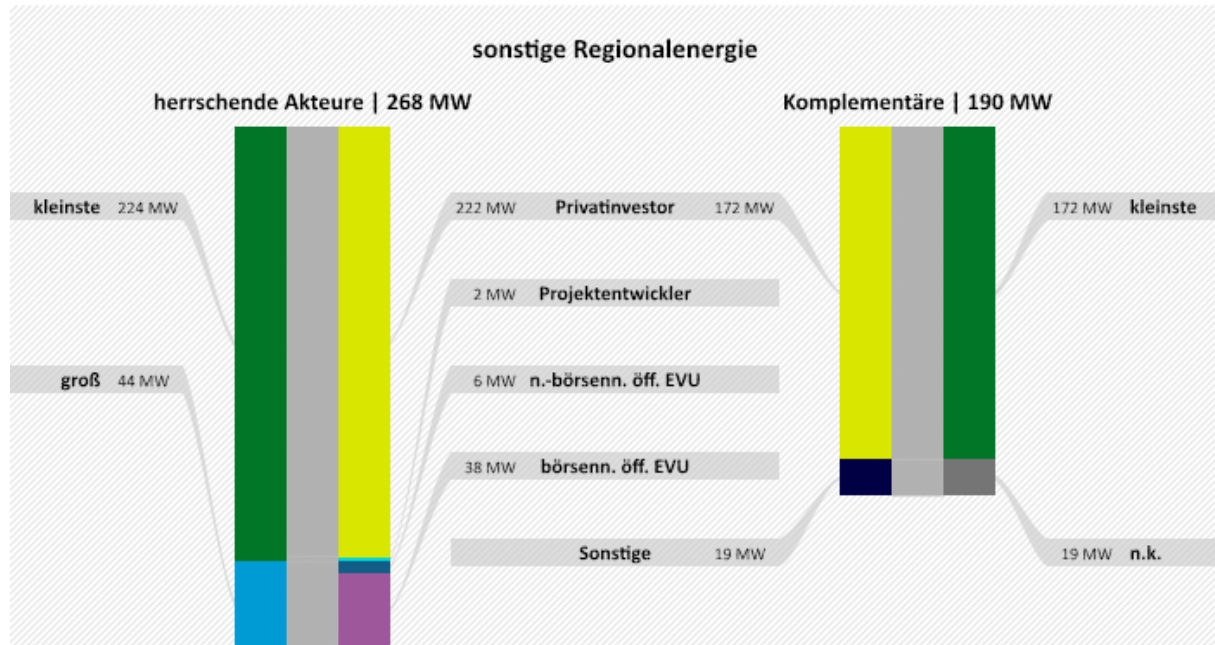
Quelle: IZES & Leuphana

In Abbildung 39 werden die nicht bezuschlagten Akteure der *sonstigen Regionalenergie* genauer dargestellt. Wie schon beschrieben, handelt es sich bei den herrschenden Akteuren der *sonstigen Regionalenergie* überwiegend um *Privatinvestoren* und damit um *Kleinstakteure*.

Abbildung 39: Sonstige Regionalenergie, Investorentypen und Größen in den Ausschreibungen 2018 - 2019, nicht bezuschlagt

sonstige Regionalenergie: Investorentypen und Größen

Wind an Land, Ausschreibungsrunden Feb 18 bis Sep 19



herrschende Akteure, kein Zuschlag

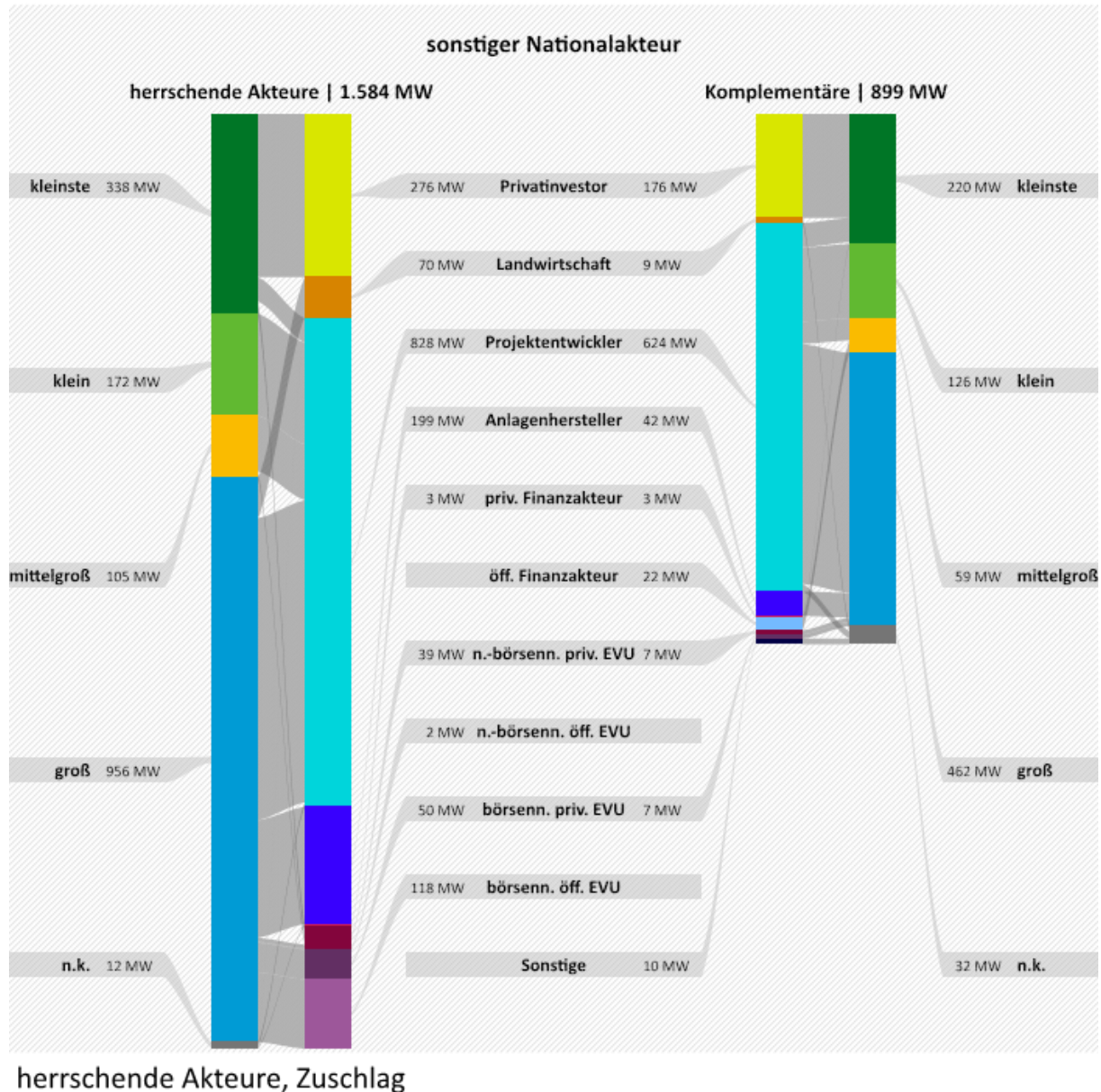
Quelle: IZES & Leuphana

Aus Abbildung 40 geht hervor, dass die erfolgreichen herrschenden Unternehmen der *sonstigen Nationalakteure* überwiegend den *Projektentwicklern* zugerechnet werden können (828 MW). Diese sind überregional agierende und mehrheitlich *große Unternehmen*. Es treten jedoch auch geringeren Leistungsvolumen *kleine und mittelgroße Projektierer* in Erscheinung. Der zweitgrößte Investorentyp sind *Privatinvestoren* (276 MW), die überwiegend nicht in der Region des Anlagenstandortes ansässig sind, die (ggf. mit anderen Personen zusammen) in eine (oder mehrere) Windenergieanlagen investiert haben, ohne für eine Beteiligung Dritter offen zu sein. Außerdem treten noch überregional agierende *große Anlagenhersteller* und *große Energieversorger* (mehrheitlich börsennotiert und öffentlich) in Erscheinung.

Abbildung 40: Sonstige Nationalakteure, Investorentypen und Größen in den Ausschreibungen 2018 - 2019, nicht bezuschlagt

sonstiger Nationalakteur: Investorentypen und Größen

Wind an Land, Ausschreibungsrunden Feb 18 bis Sep 19



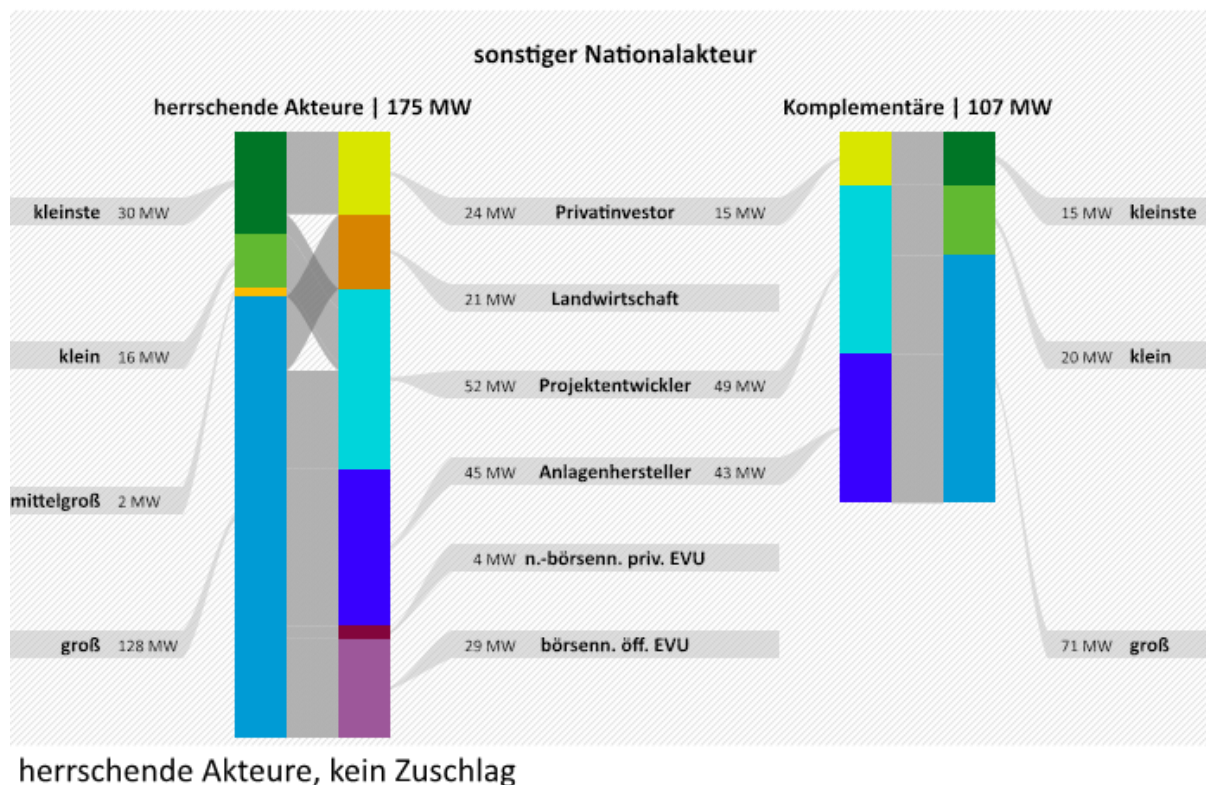
Quelle: IZES & Leuphana

Aus Abbildung 41 geht hervor, dass das nicht bezuschlagte Leistungsvolumen der *sonstigen Nationalakteure* in den Ausschreibungsrunden relativ heterogen verteilt ist. Es treten u.a. *große* und *kleine Projektentwickler*, *Privatinvestoren*, *große Anlagenhersteller* und *große börsennotierte öffentliche EVU* auf.

Abbildung 41: Sonstige Nationalakteure, Investorentypen und Größen in den Ausschreibungen 2018 - 2019, nicht bezuschlagt

sonstiger Nationalakteur: Investorentypen und Größen

Wind an Land, Ausschreibungsrunden Feb 18 bis Sep 19



Quelle: IZES & Leuphana

3.1.3.5 Zwischenfazit der Ausschreibungsrunden 2018 – 2019

Insgesamt kann für die Ausschreibungsphase 2018 - 2019 höhere Akteursvielfalt im Vergleich zur Ausschreibungsphase 2017 festgestellt werden. Die Ausschreibungsphase muss vor dem Hintergrund betrachtet werden, dass die Runden mehrfach deutlich unterzeichnet waren und daher der Anteil der nicht bezuschlagten Gebote sehr gering ausfällt. Die nach der vorhabenspezifischen Definition *beteiligungsoffene Bürgerenergie* war in der Ausschreibungsphase lediglich mit einem Leistungsanteil von ca. 3 % an den bezuschlagten Geboten beteiligt. Die wenigen Gebote, die beteiligungsoffene Bürgerenergieakteure eingereicht haben, waren jedoch praktisch immer erfolgreich. Das heterogene Feld der *sonstigen Nationalakteure* kam auf einen Leistungsanteil von 46 % an bezuschlagten Geboten und war damit die größte Akteursgruppe. Akteure der *sonstigen Regionalenergie* kamen auf einen bezuschlagten Leistungsanteil von 35 %. Bei den nicht bezuschlagten Geboten sind sie jedoch die größte Akteursgruppe und kommen auf einen Leistungsanteil von 45 %. *Sonstige Nationalakteure* vereinen 29 % der nicht bezuschlagten Leistung. Insgesamt waren nationale Akteure jedoch ähnlich erfolgreich mit ihren Geboten wie regionale Akteure. *Beteiligungsoffene Nationalakteure* waren mit einem bezuschlagten Leistungsanteil von 7 % an den Ausschreibungsrunden vertreten. Diese konnten den *Privatinvestoren* und *Projektentwicklern* zugeordnet werden, welche eine Form der Eigenbeteiligung angeboten haben. *Kommunale Akteure* nahmen mit einem bezuschlagten Leistungsanteil von 3 % an der Aus-

schreibungsphase teil und spielten damit wieder eine untergeordnete Rolle. *Internationale Akteure* waren wenig erfolgreich mit ihren eingereichten Geboten (*private Finanzakteure* und *private EVU*) und kamen lediglich auf einen Anteil von 4 % bei den bezuschlagten Geboten.

Nach der Anpassung der Regelung zu Bürgerenergiegesellschaften im EEG 2017 haben in dieser Ausschreibungsphase nur etwas mehr als 12 % der Bietergesellschaften die EEG-BEG Regelung in Anspruch genommen. Darunter fallen vor allem Akteure der *sonstigen Regionalenergie* und die *beteiligungsoffene Bürgerenergie*, welche in der Regel den *Kleinstakteuren* zuzurechnen sind. Die *Kleinstakteure* (47 %) waren die am häufigsten vertretene Größenklasse bei den bezuschlagten Geboten, gefolgt von *großen* Unternehmen (38 %). Die restlichen Anteile verteilen sich auf *kleine* und *mittelgroße* Unternehmen.

Insgesamt waren in dieser Ausschreibungsphase relativ viele *Investorentypen* vertreten. Bei den bezuschlagten Geboten traten vor allem *Privatinvestoren* (37 %) und *Projektentwickler* (35 %) stark Erscheinung. Bei den *Projektentwicklern* dominieren die *großen* Unternehmen (17 %), *kleinste* (3 %), *kleine* (6 %) und *mittelgroße* (4 %) *Projektentwickler* kommen jedoch auch auf nennenswerte Leistungsanteile. Die drittgrößte Gruppe der bezuschlagten Investorentypen machen die *Energieversorger* aus (13 %). Es zeigt sich, dass *Projektentwickler* mit ihren Geboten im Vergleich zu anderen Akteursgruppen relativ erfolgreich waren. Insgesamt wurde jedoch, auf Grund der mehrfach unterzeichneten Runden, ohnehin durch alle Investorentypen hinweg ein sehr viel größeres Leistungsvolumen bezuschlagt als nicht bezuschlagt.

Die Akteursklassifizierung der Komplementäre spielte in dieser Ausschreibungsphase keine große Rolle. Insgesamt waren die Bietergesellschaften sehr viel weniger häufig als Kommanditgesellschaften organisiert und wenn, war der Akteurstyp mit dem des herrschenden Unternehmen meist identisch.

Die Akteursvielfalt kann in dieser Ausschreibungsphase als heterogen angesehen werden, auch wenn die großen überregional agierenden *Projektentwickler* herausstechen. Daneben traten mehrere Akteursgruppen vermehrt in Erscheinung, die in nennenswerten Umfang erfolgreich Gebote platzieren konnten: Überwiegend in der Standortregion tätige *Projektentwickler* (unterschiedlicher Größenklassen); in der Standortregion ansässige *Privatinvestoren* sowie *Privatinvestoren*, die nicht in der Standortregion ansässig sind; große Anlagenhersteller; sowie *große Energieversorger* (mit einem Fokus auf *öffentliche EVU*, teilweise in *Kommunalbesitz*). Die *beteiligungsoffene Bürgerenergie* nach vorhabenspezifischer Definition spielte eine untergeordnete Rolle.

3.1.4 Windenergiegebote innerhalb der gemeinsamen Ausschreibungen

Das Verfahren, der gemeinsamen Ausschreibungen, basiert auf der Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergie an Land und Solaranlagen (Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen –GemAV)¹⁸. Zulässig sind hierbei Gebote für genehmigte Windenergieanlagen an Land sowie Solaranlagen ab 750 Kilowatt Leistung. Die Sonderregelungen für Bürgerenergiegesellschaften wurden für die gemeinsamen Ausschreibungen außer Kraft gesetzt. Gebote für Windenergieanlagen an Land in einer Höhe von 154 MW wurden lediglich in der ersten gemeinsamen Ausschreibung im April 2018 eingereicht. Keines der Gebote bekam einen Zuschlag. Bei den bezuschlagten Geboten handelte es sich ausschließlich um angebotene Mengen für Photovoltaikanlagen. Die Ergebnisse der Akteursklassifizierung für das PV-Leistungsvolumen werden im Anschluss vorgestellt.

Die Klassifizierung der Windenergie-Akteure nach Regionalität und Beteiligung ist in Abbildung 42 dargestellt. Die Klassifizierungsmethodik wurde in der Einleitung vorgestellt.

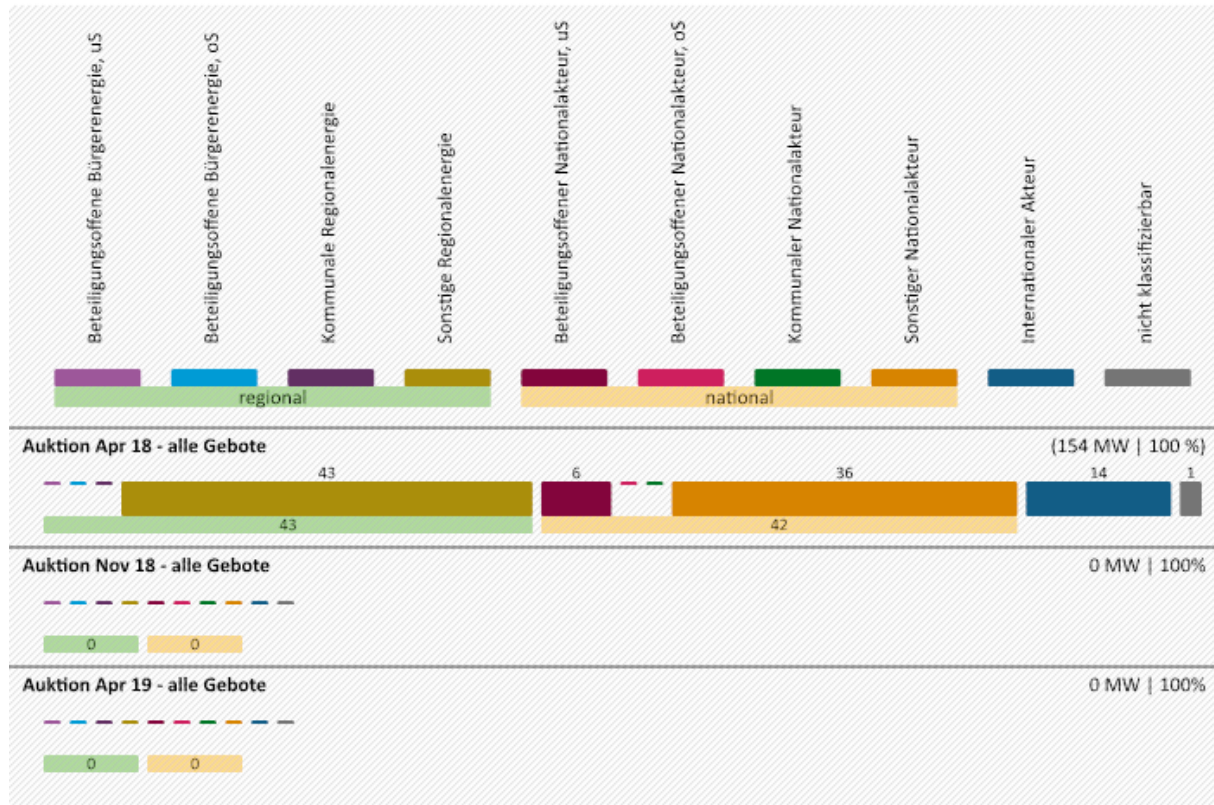
Untersucht wird hier, ob herrschende Akteure und Komplementäre in derselben Region sitzen, in der auch die Anlagen stehen, und wie Bürgerinnen und Bürger beteiligt sind. Insgesamt wurde ein Leistungsvolumen von 154 MW ausgewertet. Dies wurde vollständig nicht bezuschlagt. Die nicht bezuschlagte Leistung verteilt sich wie folgt auf die Akteurstypen nach Regionalität und Beteiligungsform in der projektspezifischen Abgrenzung: Die größte Gruppe bilden die Akteure der *sonstigen Regionalenergie* mit einem Anteil von 43 %. Diese Unternehmen sind überwiegend in der Standortregion tätig und dort ansässig, bieten jedoch keine Form der Eigenbeteiligung an und können auch nicht den kommunalen Unternehmen zugeordnet werden. *Sonstige Nationalakteure* sind die zweitgrößte Akteursgruppe mit 36 % des nicht bezuschlagten Leistungsvolumens. Hier sind Unternehmen vertreten, die überwiegend überregional tätig sind und keine Eigenkapitalbeteiligung anbieten. Akteure der *beteiligungsoffenen Bürgerenergie* (uS und oS) nach vorhabenspezifischer Definition waren nicht vertreten. Mit einem Anteil von 6 % haben *beteiligungsoffenen Nationalakteure* (uS) erfolglos Gebote eingereicht. Ansonsten waren noch *internationale Akteure* mit 14 % am nicht bezuschlagten Leistungsanteil vertreten.

¹⁸ BGBl. I S. 3167, 3180, ausgegeben am 10. August 2017 Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen

Abbildung 42: Klassifizierung: Regionalität und Beteiligungsform, Wind an Land, Sonderausschreibungen

Klassifizierung: Regionalität und Beteiligungsform

Wind an Land, Sonderausschreibungen



Werte in gerundeten Prozenten

(Menge | Anteil an Gesamtmenge im Zeitraum)

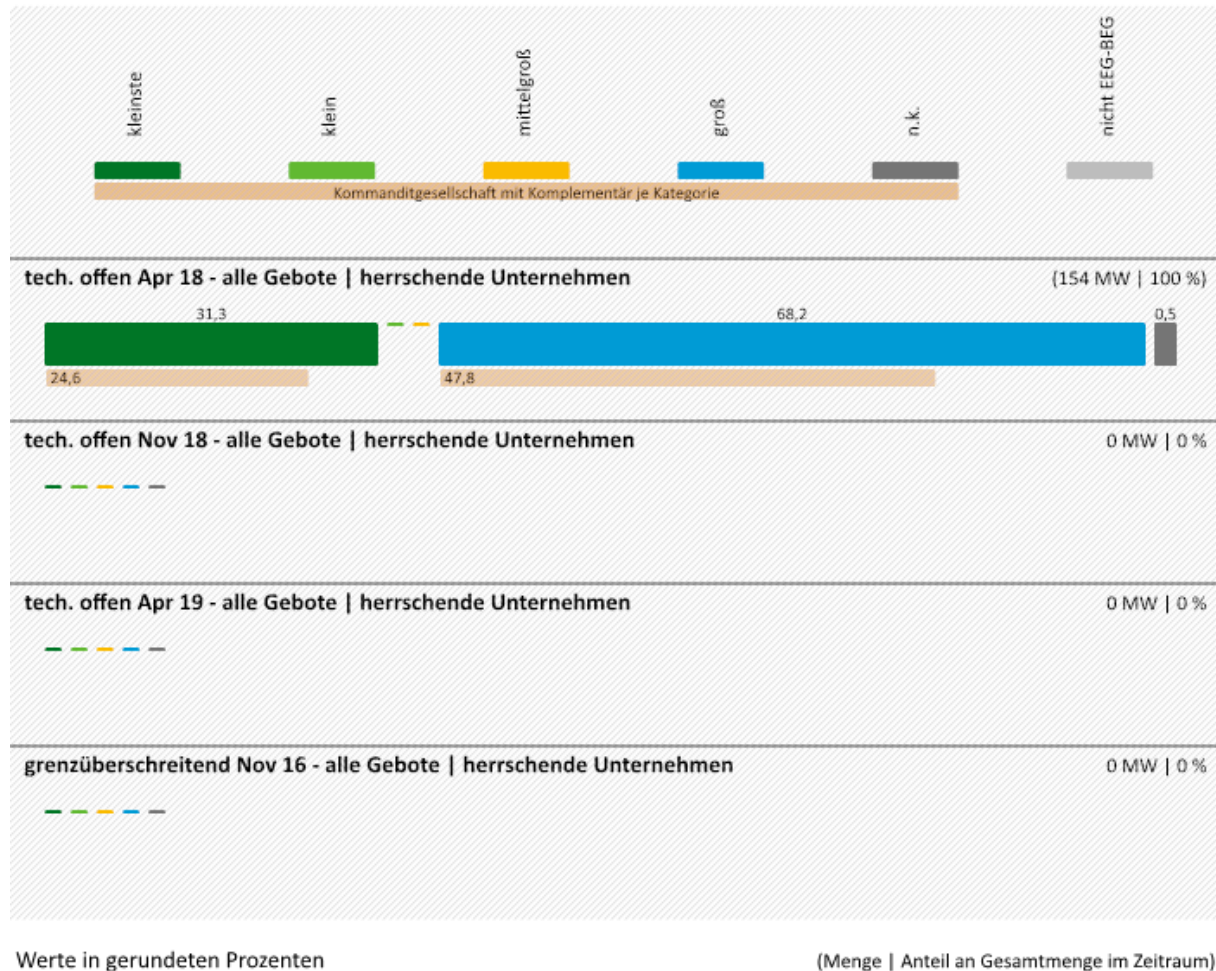
Quelle: IZES & Leuphana

Die im Vorhaben entwickelte Methodik erlaubt es, die „Größe“ der „herrschenden Akteure“ zu ermitteln. Die Klassifizierungsmethodik wurden in der Einleitung vorgestellt. In Abbildung 43 werden die Größenklassen der nicht bezuschlagten Gebote für die herrschenden Akteure der gemeinsamen Ausschreibungen dargestellt. Es zeigt sich, dass in der gemeinsamen Ausschreibungsrunde April 2018 mit einem Anteil von ca. 68 % überwiegend *große* Akteure teilgenommen haben. Ansonsten waren nur noch *Kleinstakteure* mit einem Anteil von ca. 32 % vertreten.

Abbildung 43: Klassifizierung nach Größenklassen, Wind an Land, Sonderausschreibungen

Größenklassen

Wind an Land, Sonderausschreibungen



Quelle: IZES & Leuphana

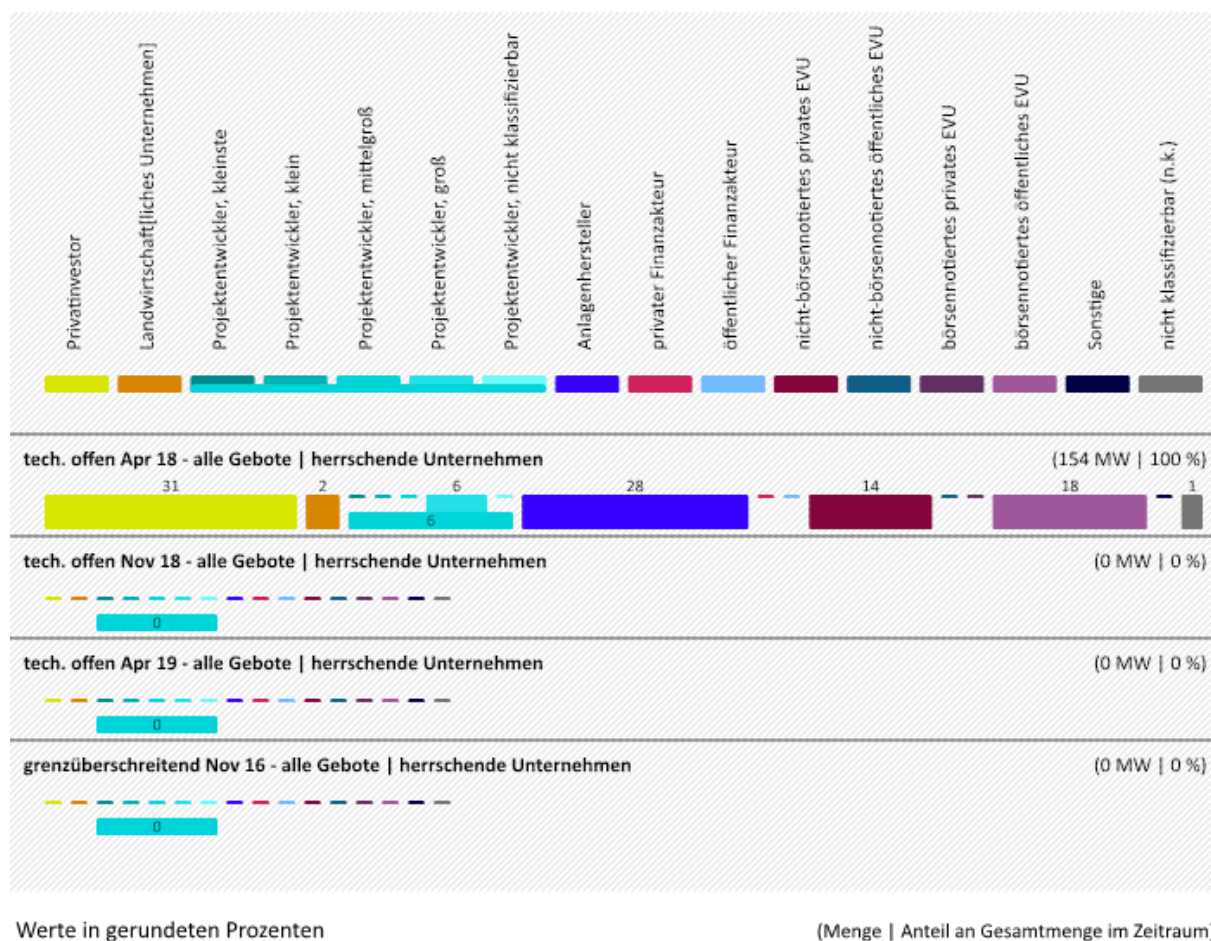
In Abbildung 44 wird dargestellt, welchem „Investorentyp“ sich die Eigentümer (herrschende Unternehmen) der nicht bezuschlagten Bietergesellschaften in der gemeinsamen Ausschreibung im April 2018 zuordnen lassen. Handelt es sich bei den herrschenden Akteuren um den Investorentyp des *Projektentwicklers*, wird außerdem die „Größe“ des Unternehmens dargestellt.

Zunächst zeigt sich, dass eine ganze Reihe verschiedener Investorentypen bei der Ausschreibung teilgenommen haben. Die am stärksten vertretenen Investorentypen sind die *Privatinvestoren* mit 31 % Leistungsanteil, gefolgt von *Anlagenhersteller* mit 28 %, *börsennotierte öffentliche EVU* mit 18 % und *nicht börsennotierte private EVU* mit 14 %. *Große Projektentwickler*, die bei anderen Ausschreibungen immer sehr hohe Leistungsanteile erlangen, nahmen nur mit einem Anteil von 6 % an der Ausschreibung teil.

Abbildung 44: Klassifizierung Investorentypen, Wind an Land, Sonderausschreibungen

Investorentypen

Wind an Land, Sonderausschreibungen



Quelle: IZES & Leuphana

Akteure der Windenergie an Land nahmen lediglich in der gemeinsamen Ausschreibungsrunde im April 2018 teil. Dabei wurde keines der Gebote bezuschlagt. In nachfolgenden gemeinsamen Ausschreibungsrunden wurden keine Gebote für Windenergieanlagen an Land mehr eingereicht. Es wird deutlich, dass überwiegend große Unternehmen an der Ausschreibung teilnahmen. Die Projektentwickler, ein Investorentyp, der normalerweise stark vertreten ist, spielte nur eine kleine Rolle. Stark vertreten waren große Anlagenhersteller, große Energieversorger und Privatinvestoren.

3.2 Entwicklung der Akteursvielfalt innerhalb einzelner Phasen der großen Freiflächenphotovoltaik

In diesem Kapitel wird die Akteursstruktur der Ausschreibungsjahre 2015 bis 2019 für große Photovoltaikanlagen (> 750 kW) analysiert. Die Ergebnisse werden für den Betrachtungszeitraum 2015-2019 in kumulierter Form zu zwei Zeitphasen dargestellt. Die erste Auswertungsphase bezieht sich auf die Gebote der Jahre 2015 und 2016. Die zweite kumulierte Phase betrachtet die Gebote, die in den Jahren 2017 bis 2019 ausschließlich über Ausschreibungen vergütet wurden (nach EEG 2017). In den Ergebnissen beider Phasen sind alle Termine der PV Sonderausschreibungen (grenzüberschreitende, technologieoffene Ausschreibungen) integriert. Zusätzlich werden jedoch die Ergebnisse aus den PV Sonderausschreibungen nochmals separat dargestellt. Die Ergebnisse der Phasen sollen als Vergleich für mögliche Veränderungen der Akteursstruktur nach der Einführung von Ausschreibungen dienen.

Bei der Akteursklassifizierung wird grundsätzlich sowohl auf die Eigentümer/-innen als auch Betreiber der Anlagen abgestellt. Dabei steht die Frage im Mittelpunkt, wer als wesentlicher Mitentscheider unternehmerische Verantwortung trägt und als Anteilseigner finanziell beteiligt ist. Die auf diese Weise identifizierten Eigentümer/-innen, die wesentlich mitentscheiden können, werden als „herrschende Akteure“ bezeichnet. Da bei Projektgesellschaften in der Rechtsform der GmbH & Co. KG bzw. in der Sonderform der UG (haftungsbeschränkt) & Co. KG die Komplementärgesellschaft in der Regel die Geschäftsführung übernimmt, werden die Komplementäre in die Untersuchung mit aufgenommen. Im Segment der großen Photovoltaik > 750 kW hat der Vergleich gezeigt, dass keine signifikanten Unterschiede, daher hier nicht mit abgebildet¹⁹

3.2.1 Regulatorische und ökonomische Rahmenbedingungen

Für den Betrachtungszeitraum 2014 bis 2019 sind zwei EEG-Gesetzesnovellen (EEG 2014; EEG 2017) und drei Bundesverordnungen (Freiflächenausschreibungsverordnung 2015; Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung (GEEV), Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergie an Land und Solaranlagen – GemAV) von Bedeutung.

Im EEG 2014²⁰ wurde erstmalig die Grundlage geschaffen, die Vergütung der erneuerbaren Energien von gesetzlich festgelegten Vergütungssätzen ab 2017 auf in Ausschreibungen wettbewerblich ermittelte Vergütungssätze umzustellen (Vgl. §2 Abs. 5 S.1 EEG 2014). Die Umstellung auf Ausschreibungen wurde – neben Kostensenkungen - mit dem Ziel verbunden „die Akteursvielfalt“ möglichst zu erhalten (Vgl. §2 Abs. 5 S.3 EEG 2014), die sich durch eine möglichst große „breite“ auszeichnet (Vgl. Referentenentwurf zum EEG 2014 v. 18.2.2014 S.166). Die Überprüfung dieses Grundsatzes zur Akteursvielfalt wird jährlich in einem Monitoring berichtet (§ 2 Abs. 5 S.3 i.V.m. § 98 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2014).

Um erste Erfahrungen mit dem Instrument Ausschreibungen zu diesem Zwecke zu sammeln, sah das EEG 2014 vor, zunächst für PV-Freiflächen Ausschreibungen ab 750 kWp durchzuführen, da es sich hierbei um *„eine Technologie [handelt], die aufgrund ihrer technologischen und ökonomischen Eigenschaften in besonderem Maße für Ausschreibungen geeignet ist“* (Referentenentwurf EEG 2014 S. 166). Zu diesem Zwecke enthielt das EEG 2014 in §88 eine Verordnungsermächti-

¹⁹ Die Auswertung der Komplementäre ist den Kurzberichten zur großen Photovoltaik zu entnehmen, Zugriff am 11.10.2020. Verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-gesetz/akteursstruktur-beim-ausbau-der-erneuerbaren#Berichte>.

²⁰ BGBl. I 2014 S. 1066, ausgegeben am 24.07.2014 Gesetz zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts vom 21.07.2014

gung aus der die Freiflächenausschreibungsverordnung (**FFAV**) vom 06. Februar 2015 für entsprechende Pilotausschreibungen resultiert.²¹ Zulässige Gebote umfassten Anlagen der EEG 2014 Flächenkulisse, die auf versiegelten Flächen, Konversionsflächen oder Seitenrandstreifen entlang von Autobahnen und Schienenwegen geplant wurden. Die Projekte mussten zumindest einen Aufstellungsbeschluss für einen Bebauungsplan vorweisen. Die Projekte mussten innerhalb von 24 Monaten nach Zuschlagserteilung realisiert werden. Der Ausbaupfad für Freiflächenanlagen wurde auf jährlich durchschnittlich 400 MW festgelegt, so dass für das Jahr 2015 500 MW, im Jahr 2016 400 MW und im Jahr 2017 300 MW ausgeschrieben wurden. Das Leistungsvolumen nicht realisierter Anlagen sollten in folgenden Ausschreibungen übertragen werden. Erfolgreiche Gebote können rundenübergreifend zu einer gemeinsamen Förderberechtigung als Gesamtanlage zusammengeführt werden.

Bereits durch die damals in Kraft stehende Erneuerbare-Energien-Richtlinie (2009/28/EG)²² wurde innerhalb der Europäischen Union eine Grundlage zur Zusammenarbeit von Mitgliedsstaaten beim Ausbau der erneuerbaren Energien geschaffen. Vor diesem Hintergrund wurde im Jahr 2016 eine grenzüberschreitende Pilotausschreibung für PV-Freiflächenanlagen gemeinsam mit dem Königreich Dänemark durchgeführt. Auf Seiten der Bundesrepublik Deutschland basiert das Verfahren auf der Grenzüberschreitenden-Erneuerbare-Energien-Verordnung (GEEV²³) sowie der völkerrechtlichen Vereinbarung zwischen den beiden beteiligten Staaten. Im Rahmen der geöffneten Pilotausschreibungsrunde mit dem Königreich Dänemark kam als Preismechanismus das Einheitspreisverfahren zum Einsatz (uniform pricing).

Mit dem EEG 2017²⁴ erfolgte der finale Paradigmenwechsel, so dass PV Strom > 750 kW ausschließlich über Ausschreibungen vergütet wurde. Hierunter fallen neue Anlagen ab einer Nennleistung von 750 kW, die seit 2017 zur Teilnahme an jährlich begrenzten Mengenausschreibungen verpflichtet werden und nicht zur Eigenversorgung beitragen dürfen. Im EEG 2017 findet sich wiederum das explizite Ziel, die Akteursvielfalt zu erhalten und zu monitoren (§ 97 Abs. 1 Satz 2 Nr. 2 EEG 2017). Seit 2016 und 2017 wurden neue Flächenarten als zulässig eingestuft. Diese beinhalten Flächen der Bundesanstalt für Immobilienaufgaben (BImA) sowie landwirtschaftliche Flächen in benachteiligten Gebieten, sofern die Bundesländer dies im Rahmen einer Verordnung ermöglichen. Als Preismechanismus kam der Gebotspreis zum Einsatz (pay-as-bid). In den ersten beiden Ausschreibungsrunden galt das Einheitspreisverfahren „Uniform-Pricing“.

Das Verfahren der drei technologieoffenen Ausschreibungen zwischen April 2018 und April 2019 basiert auf der Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergie an Land und Solaranlagen (Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen – GemAV²⁵). Zulässig sind hierbei Gebote für genehmigte Windenergieanlagen an Land sowie Solaranlagen ab 750 Kilowatt Leistung. Letztere umfassen gleichsam Gebote für solare Freiflächenanlagen und für Anlagen, die im Zusammenhang mit Häusern oder sonstigen baulichen Anlagen errichtet werden. Als Preismechanismus kam der Gebotspreis zum Einsatz (pay-as-bid).

²¹ BGBl. I 2016 S. 2258, ausgegeben am 13.10.2016 Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien (Änderung EEG 2017 und KWKG 2016)

²² RICHTLINIE 2009/28/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG

²³ BGBl. I S. 3102, ausgegeben am 10. August 2017 Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung

²⁴ BGBl. I S. 1066, ausgegeben am 21. Juli 2014 Erneuerbare-Energien-Gesetz vom (BGBl. I S. 1066)

²⁵ BGBl. I S. 3167, 3180, ausgegeben am 10. August 2017 Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen

3.2.2 Ausschreibungen Photovoltaik 2015/16 nach FFAV

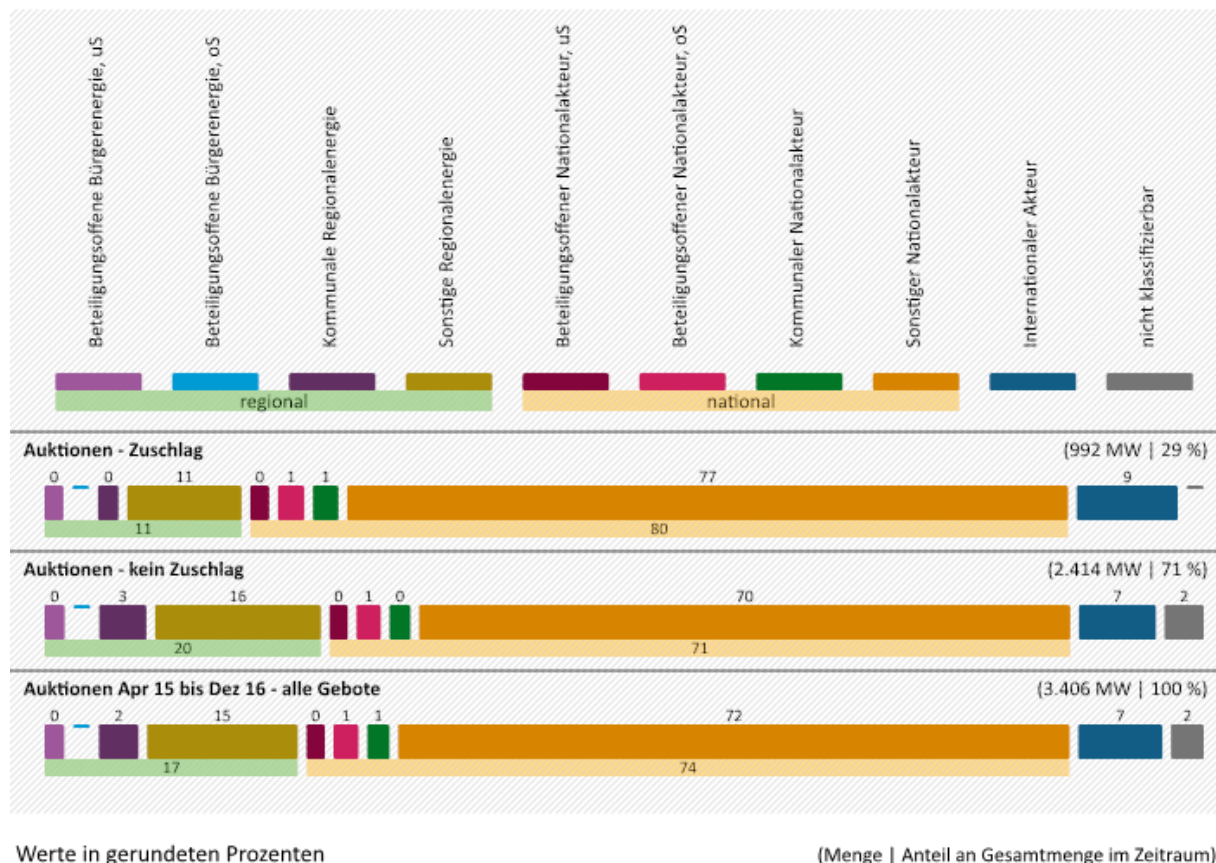
3.2.2.1 Klassifizierung nach Regionalität und Beteiligungsform

Im Vorhaben werden die beiden Kriterien Regionalität und Beteiligungsform zusammen betrachtet. Die Klassifizierungsmethodik wurden in der Einleitung vorgestellt. Die Gebote der großen Photovoltaikanlagen, die in den Ausschreibungen nach FFAV 2015/2016 eingereicht wurden, stellen zusammen eine installierte Leistung von 3.406 MW. Die Ausschreibungen waren durchweg überzeichnet, so dass ein Leistungsvolumen von 2.414 MW (71 %) nicht erfolgreich war (Abbildung 45). Die bezuschlagten Leistungen in Höhe von 992 MW verteilen sich zu über Zweidrittel auf den Akteurstyp der *sonstigen Nationalakteure* (77 %). Weitere 9 % der bezuschlagten Gebote kamen von Gesellschaften, die nicht beteiligungsoffen sind und keine starke Verwurzelung in Deutschland aufzeigen, den *internationalen Akteuren*. Ein Leistungsvolumen von 11 % stellen nicht beteiligungsoffene aber regional ansässige Akteure, die der *sonstigen Regionalenergie*. Die beteiligungsoffenen Akteure sind in dieser Ausschreibungsphase quasi nicht erfolgreich, prozentual den höchsten Anteil mit 1 % Anteil am bezuschlagten Leistungsvolumens haben die *beteiligungsoffenen Nationalakteure*. Die erfolglosen Gebote sind von der prozentualen Verteilung ähnlich wie die erfolgreichen aufgegliedert. Keine Teilnahme an den Ausschreibungen ist durch die Gruppe der *beteiligungsoffenen Bürgerenergie*, oS zu verzeichnen. *Kommunale Regionalakteure* boten (nahezu) erfolglos 3 % der Gesamtleistung. Interpretiert man das Verhältnis Anteil an bezuschlagten vs. Anteil an nicht bezuschlagten Geboten als „Erfolgsquote“, so waren die *Nationalakteure* sowie die *internationalen Akteure* überdurchschnittlich erfolgreich, die *regionalen Akteure* überdurchschnittlich erfolglos.

Abbildung 45: Klassifizierung: Regionalität und Beteiligungsform, große Photovoltaik - Ausschreibungen 2015 bis 2016

Klassifizierung: Regionalität und Beteiligungsform

große Photovoltaik - Ausschreibungen 2015 bis 2016



Quelle: IZES & Leuphana

3.2.2.2 Größenklassen

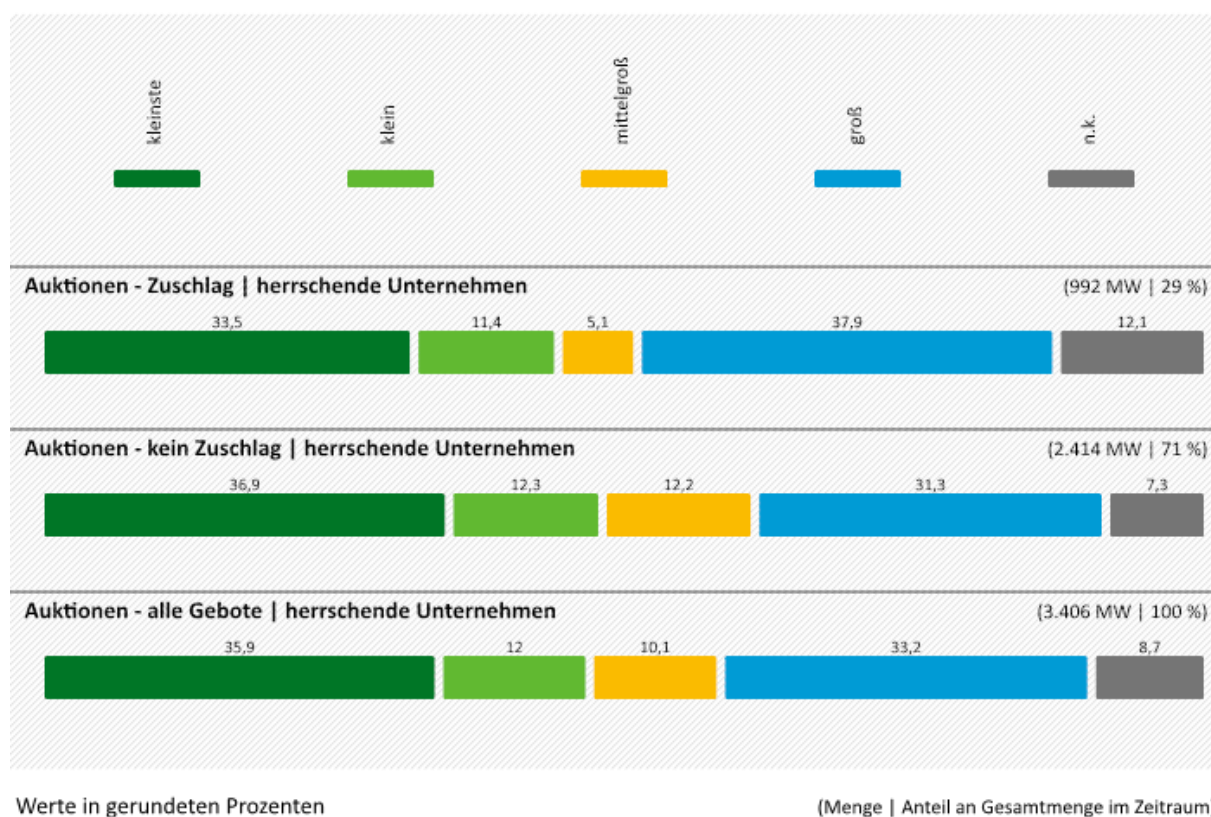
Die im Vorhaben entwickelte Methodik erlaubt es, die „Größe“ der herrschenden Akteure zu ermitteln. Die Klassifizierungsmethodik wurden in der Einleitung vorgestellt. Die Gebote der großen Photovoltaikanlagen, die in den Ausschreibungen nach FFAV 2015/2016 eingereicht wurden, stellen zusammen eine installierte Leistung von 3.406 MW. Die Ausschreibungen waren durchweg überzeichnet, so dass ein Leistungsvolumen von 2.414 MW (71 %) nicht erfolgreich war (Abbildung 46).

Mit einem Leistungsanteil von 37,9 % halten die *großen Akteure* den relativ stärksten Anteil an erfolgreichen Geboten in der Ausschreibungsphase 2015 und 2016. Fast hierzu gleichgestellt, mit einem Leistungsanteil von 33,3 % waren *kleinste Akteure* erfolgreich vertreten. Ein Leistungsanteil von 12,1 % konnte nicht klassifiziert werden, da keine ausreichenden Informationen zur Einordnung vorlagen. Die *kleinsten, kleinen und mittelgroßen Akteure* haben waren tendenziell überdurchschnittlich erfolglos (Anteile an Zuschlägen bzw. nicht bezuschlagten Geboten). Die *großen Akteure* waren tendenziell überdurchschnittlich erfolgreich. Die prozentuale Verteilung zwischen erfolgreichen und nicht erfolgreichen Geboten weicht jedoch nur geringfügig pro Akteurstyp ab.

Abbildung 46: Größenklassen, große Photovoltaik - Ausschreibungen 2015 bis 2016

Größenklassen

große Photovoltaik - Ausschreibungen 2015 bis 2016



Quelle: IZES & Leuphana

3.2.2.3 Investorentypen

In Abbildung 47 wird dargestellt, welchem „Investorentyp“ sich die Eigentümer der großen Photovoltaikanlagen in den Ausschreibungsjahren 2015 und 2016 zuordnen lassen und, soweit es sich dabei um Projektentwickler handelt, wie groß diese sind. Eine solche Verschneidung erlaubt eine Beobachtung möglicher Verschiebungen in den Größenklassen innerhalb dieses Investorentyps.

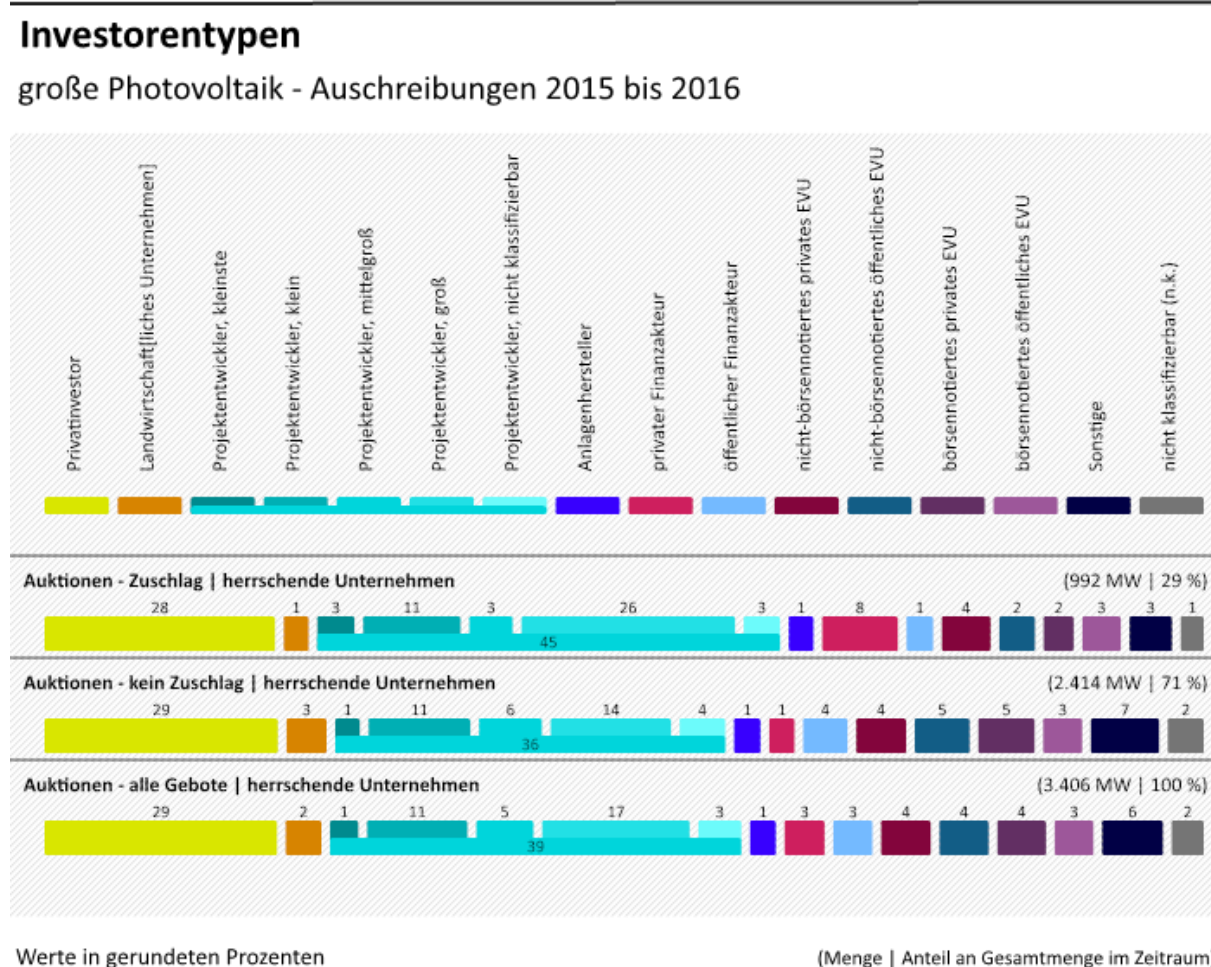
Projektentwickler sind die erfolgreichste Akteursgruppe. Sie haben insgesamt den größten Leistungsanteil von 45 % bei der bezuschlagten Menge. Unter den *Projektentwicklern* dominieren hierbei ersichtlich die *großen* Akteure. Dies deckt sich mit den Ergebnissen der Größenklassenzuordnung, in der die *größten* Akteure dominieren. Auch in relevanten Mengengrößen waren mit 28 % die *Privatinvestoren*, d. h. die natürlichen Personen, vertreten. Weiterhin stellt die Gruppe der *EVUs* einen 11 %-igen Anteil erfolgreicher Gebote, gefolgt von *privaten Finanzakteuren* mit 8 %.

Die Investorentypen konnten fast ausschließlich bestimmt werden, ein geringer Leistungsanteil von 1 % der erfolgreichen Projektträger war nicht klassifizierbar.

Die prozentuale Verteilung zwischen erfolgreichen und nicht erfolgreichen Geboten weicht nur geringfügig pro Akteurstyp ab. Höhere Erfolgsquoten verzeichnen die Projektentwickler (insbes.

Große) und private Finanzakteure. *Landwirtschaftliche Unternehmen, Sonstige* aber auch *EVUs* waren in Bezug auf Ihre Gesamtgebote eher erfolglos beteiligt.

Abbildung 47: Investorentypen, große Photovoltaik - Ausschreibungen 2015 bis 2016



Quelle: IZES & Leuphana

3.2.2.4 Verschneidungen der projektspezifischen Klassifikationen

Um vertiefte Informationen zu den einzelnen Akteurstypen der Ausschreibungsphase 2015 und 2016 zu gewinnen, können die Klassifikationen weiter miteinander verschnitten werden. Nähere Erläuterungen unter 2.1.2.4.

3.2.2.4.1 Differenzierung aus Regionalität und Beteiligungsform mit dem Investorentyp

Die Darstellung der erstgenannten Kombination aus Regionalität und Beteiligungsform mit dem Investorentyp erfolgt in einer Kreuztabelle (Abbildung 48 bis Abbildung 49). Nähere Erläuterungen unter 2.1.2.4.1.

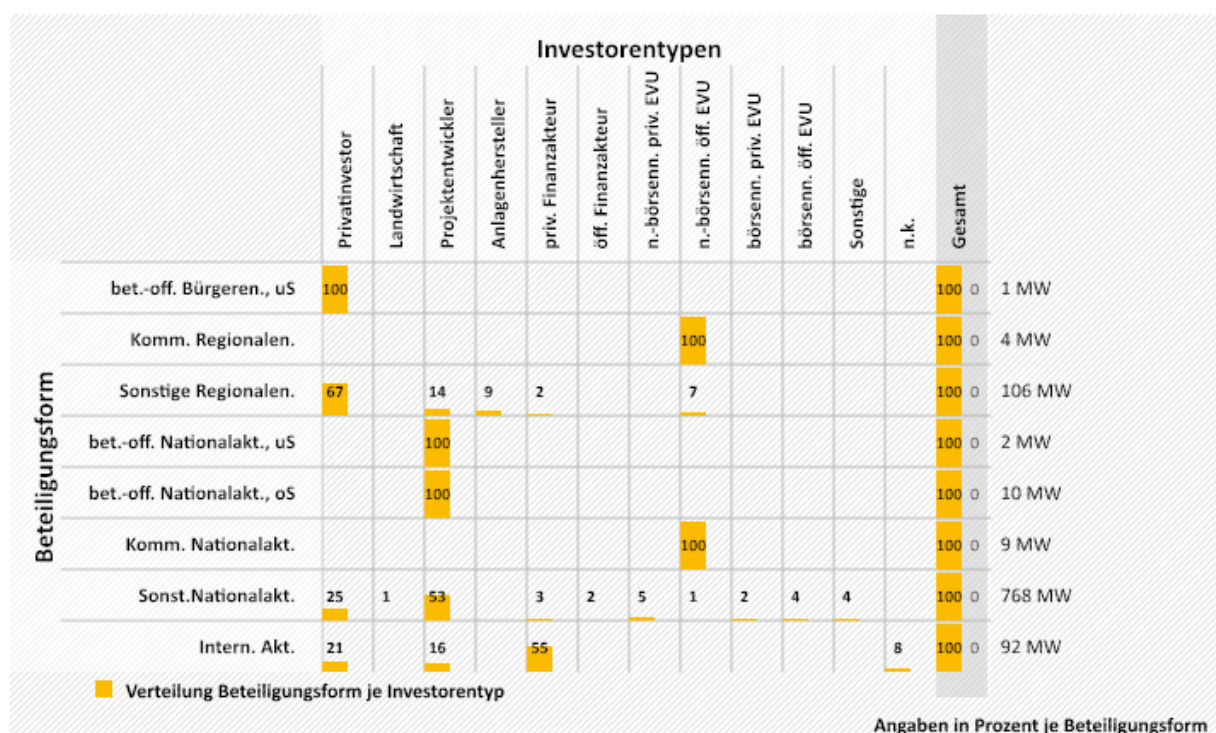
Die vom Leistungsvolumen größte erfolgreiche Gruppe der *sonstigen Nationalakteure* setzt sich u.a. zusammen aus 53 % *Projektentwickler* und 25 % *Privatinvestoren*. EVU, die nicht regional agieren stellen in der Summe 12 % der *sonstigen Nationalakteure* von 768 MW. In der zweitgrößten erfolgreichen Gruppe der *sonstigen Regionalenergie* dominieren die *Privatinvestoren* mit 67 %, gefolgt von den *Projektentwicklern* mit 14% von insgesamt 106 MW. Regional sind auch

Anlagenhersteller (14 %) und nicht börsennotierte öffentliche EVUs (7 %) erfolgreich. Bei den internationalen Akteuren stellen die privaten Finanzakteure (55 %) die Mehrheit, gefolgt von den Privatinvestoren (21 %) und Projektentwicklern (16 %). Die Akteure bei den beteiligungsoffenen Bürgerenergiegesellschaften sind definitionsgemäß als Privatinvestoren klassifiziert. Die beteiligungsoffenen Nationalakteure sind ausschließlich Projektentwickler. Die kommunalen Vertreter, egal ob regional oder national wirkend, sind erfolgreich und ausschließlich als nicht börsennotierte öffentliche EVUs klassifiziert. 8 % der erfolgreichen, internationalen Akteure konnten hinsichtlich ihres Investorentyps nicht klassifiziert werden.

Abbildung 48: Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp, bezuschlagt

Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp

Photovoltaik, Ausschreibungsrunden Apr 15 bis Dez 16



herrschende Akteure, Zuschlag

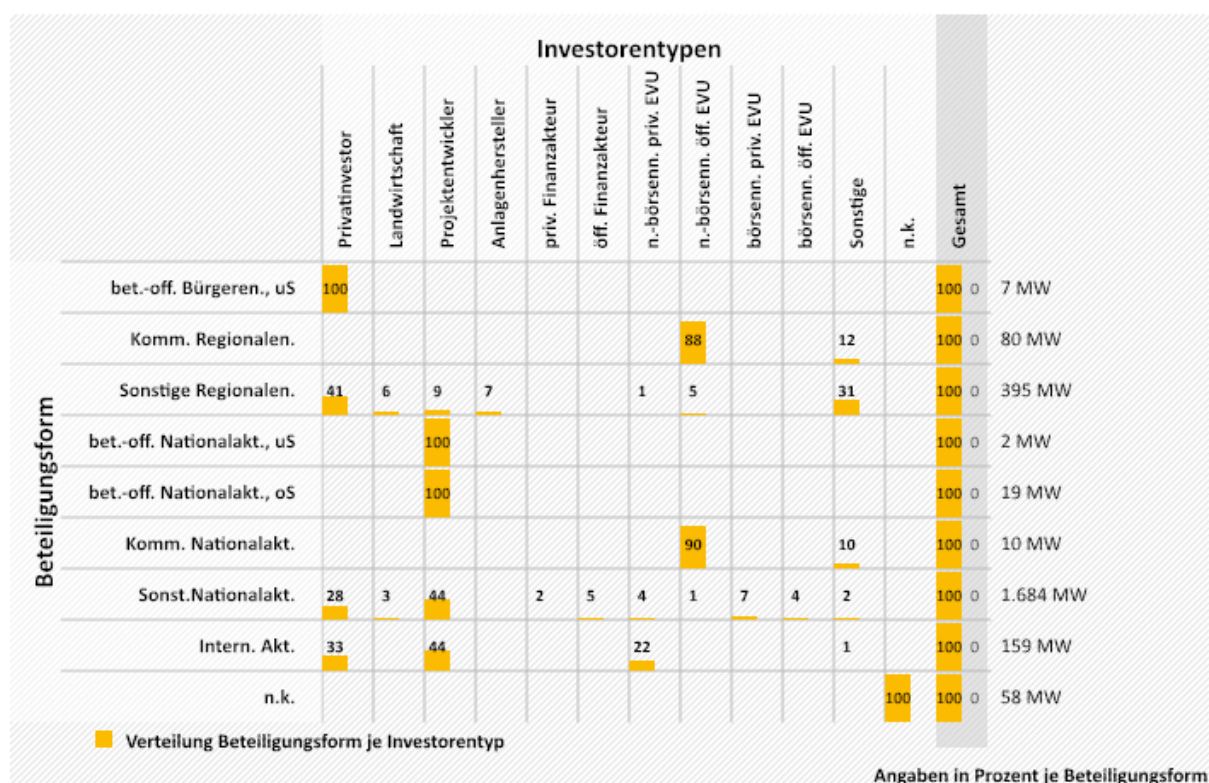
Quelle: IZES & Leuphana

Die prozentuale Verteilung zwischen erfolgreichen und nicht erfolgreichen Geboten weicht nur geringfügig pro Akteurstyp ab.

Abbildung 49: Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp, nicht bezuschlagt

Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp

Photovoltaik, Ausschreibungsrunden Apr 15 bis Dez 16



herrsche Akteure, kein Zuschlag

Quelle: IZES & Leuphana

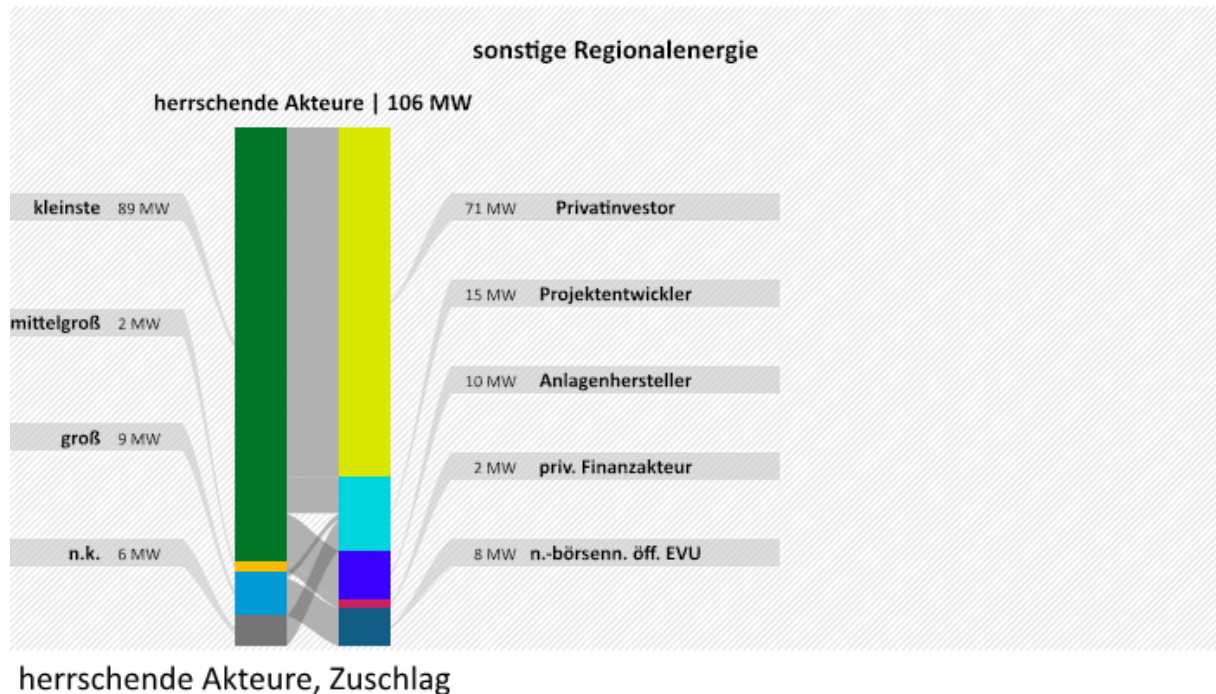
3.2.2.4.2 Differenzierung der sonstigen Regionalenergie und sonstigen Nationalakteure nach Größenklassen und Investorentypen

Die Akteurstypen sonstige Regionalenergie und sonstige Nationalakteure nehmen in der Klassifizierung nach Regionalität und Beteiligungsform eine prominente Rolle ein. Wegen der Heterogenität dieser Gruppen erfolgt hier eine Differenzierung nach Größenklassen und Investorentyp. Eine solche Verschneidung erlaubt Rückschlüsse darauf, welche Akteure sich hinter diesen Kategorien verbergen. Aus Abbildung 48 geht hervor, dass die bezuschlagte sonstige Regionalenergie vor allem aus Privatinvestoren besteht (67 % MW). Dies sind somit Privatinvestoren aus der Region des Anlagenstandortes, die (ggf. mit anderen Personen aus der Region zusammen) in eine (oder mehrere) große PV-Anlagen investiert haben, ohne für eine Beteiligung Dritter offen zu sein. Diese sind definitionsgemäß der Größenklasse *kleinst* zugeordnet. Nach Abbildung 50 sind die erfolgreichen nationalen *Projektentwickler* fast hälftig *nicht klassifizierbar*, die Restmenge ist als *groß* und *kleinst* klassifiziert. *Kleinste und mittelgroße regionale Anlagenhersteller* sowie *große regionale nicht börsennotierte öffentliche EVUs* nahmen zudem erfolgreich teil.

Abbildung 50: sonstige Regionalenergie: Investorentypen und Größen, bezuschlagt

sonstige Regionalenergie: Investorentypen und Größen

Photovoltaik, Ausschreibungsrunden Apr 15 bis Dez 16



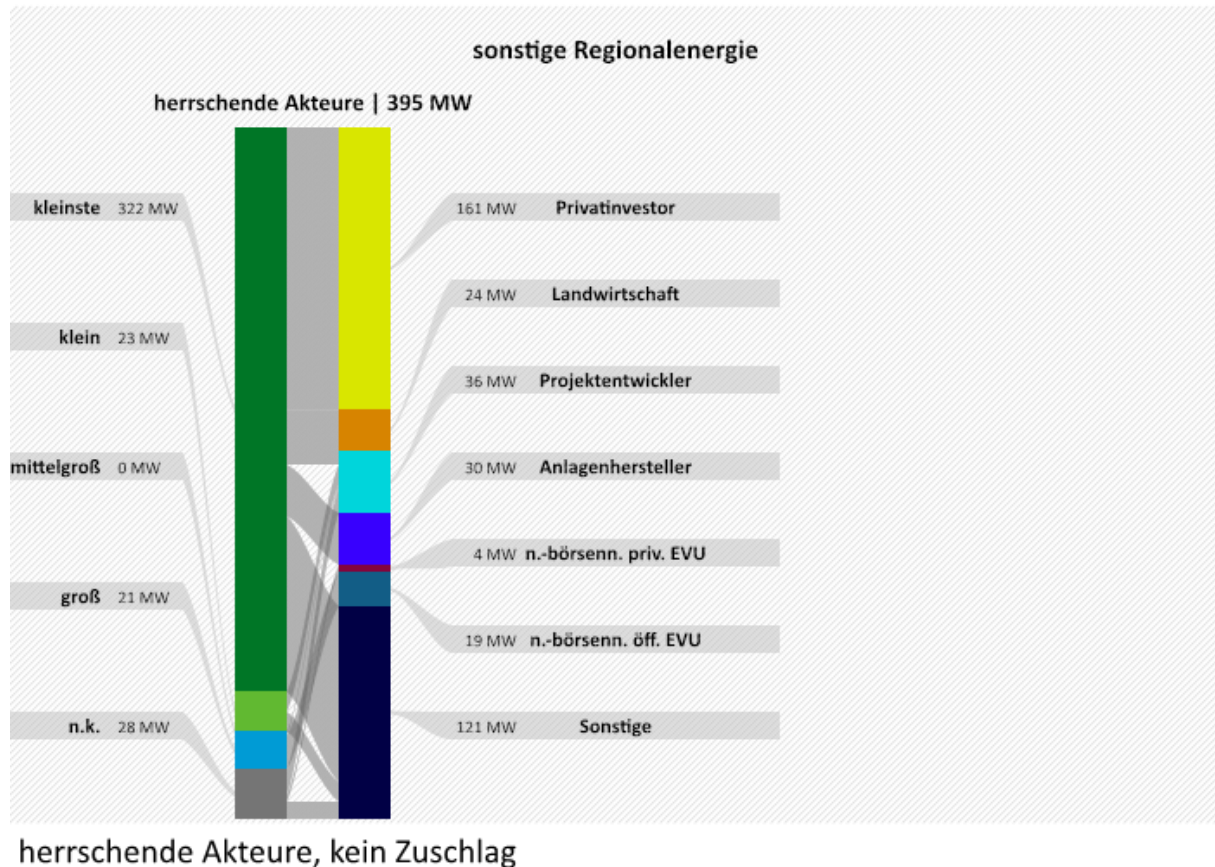
Quelle: IZES & Leuphana

In Abbildung 51 sind die nicht bezuschlagten Gebote abgebildet. Die größte Gruppe an nicht erfolgreichen regionalen Akteursgruppen sind *kleinste Privatinvestoren*, gefolgt von überwiegend *kleinsten und kleinen sonstigen Akteuren*. Nicht erfolgreiche regionale *landwirtschaftliche Unternehmen* und *Anlagenhersteller* entsprachen der Größengruppe *kleinst*. Die nicht erfolgreichen *EVUs* wurden als *groß* klassifiziert.

Abbildung 51: sonstige Regionalenergie: Investorentypen und Größen, nicht bezuschlagt

sonstige Regionalenergie: Investorentypen und Größen

Photovoltaik, Ausschreibungsrunden Apr 15 bis Dez 16



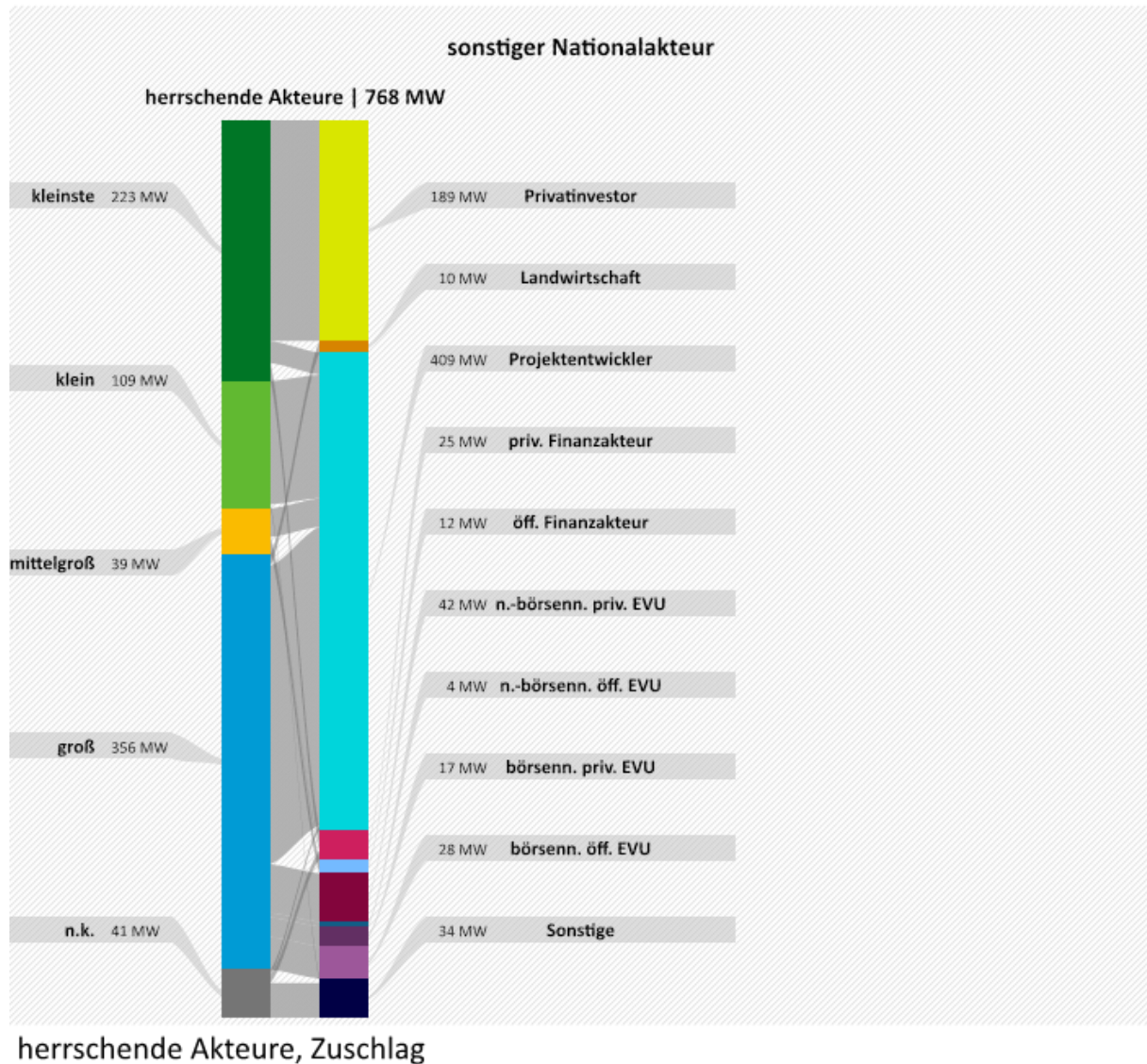
Quelle: IZES & Leuphana

Die erfolgreichen *sonstigen Nationalakteure* (Abbildung 52) sind überwiegend *Projektentwickler* (53 %), die mithin nicht in der Anlagenregion ansässig und tätig sind. Diese sind größtenteils *große* Unternehmen. *Kleinste Privatinvestoren* stellen die zweitgrößte Gruppe mit ca. 25 % Leistungsanteil unter den *sonstigen Nationalakteuren*. Insgesamt lässt sich feststellen, dass die *national tätigen erfolgreichen Investorentypen* mehrheitlich *große* Unternehmen darstellen.

Abbildung 52: sonstiger Nationalakteur: Investorentypen und Größen, bezuschlagt

sonstiger Nationalakteur: Investorentypen und Größen

Photovoltaik, Ausschreibungsrunden Apr 15 bis Dez 16



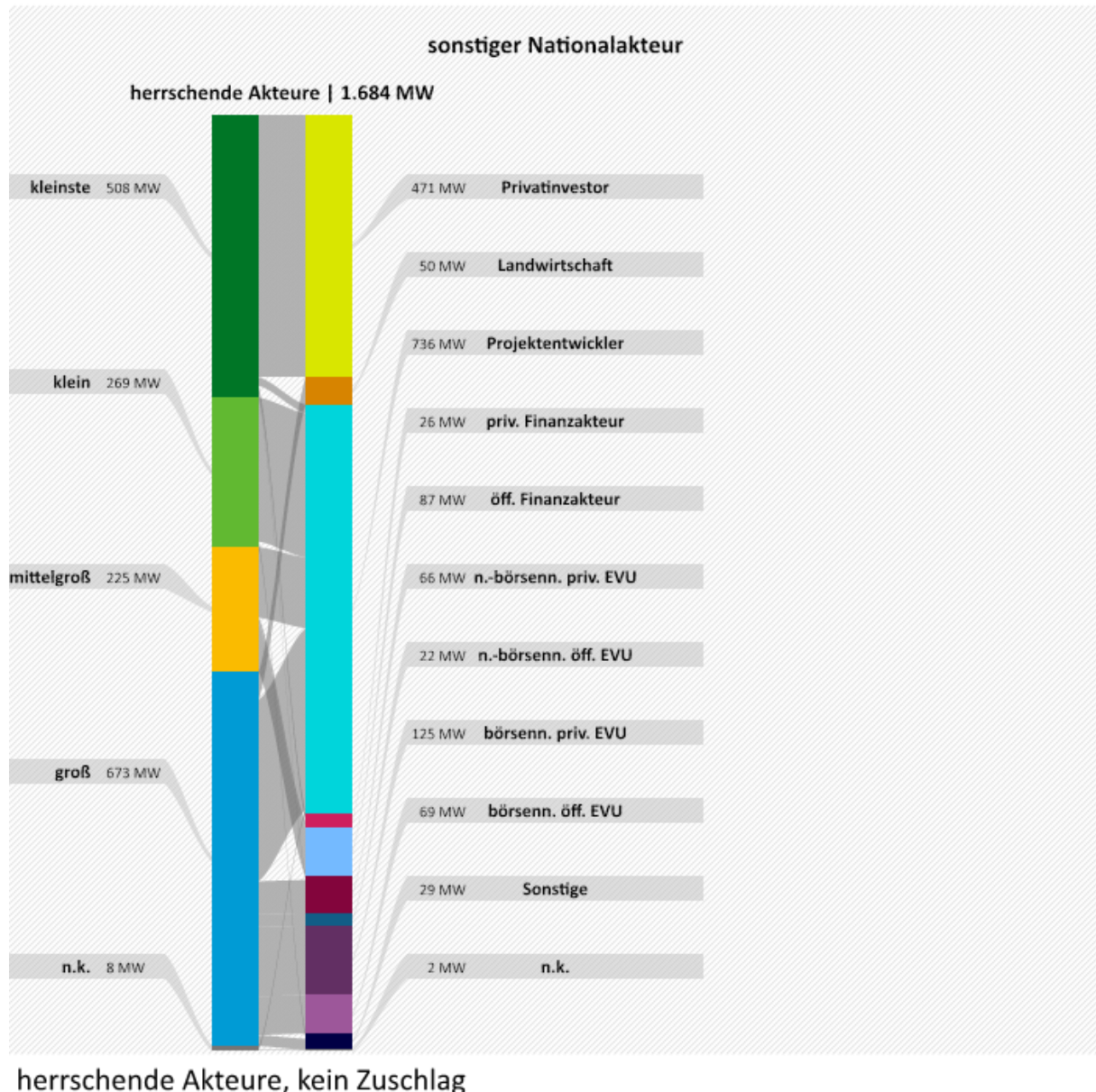
Quelle: IZES & Leuphana

In Abbildung 53 sind die nicht bezuschlagten Gebote der sonstigen Nationalakteure abgebildet. Die größte Gruppe an nicht erfolgreichen Investorentypen sind *Projektentwickler* aller Größenklassen sowie *kleinste Privatinvestoren*. Große EVUs, Finanzakteure, landwirtschaftliche Unternehmen und *Sonstige* waren in Bezug auf Ihre Gesamtgebote ebenfalls eher erfolglos beteiligt.

Abbildung 53: sonstiger Nationalakteur: Investorentypen und Größen, nicht bezuschlagt

sonstiger Nationalakteur: Investorentypen und Größen

Photovoltaik, Ausschreibungsrunden Apr 15 bis Dez 16



Quelle: IZES & Leuphana

3.2.2.5 Zwischenfazit Ausschreibungen Photovoltaik 2015/16 nach FFAV

Die Akteursvielfalt bei der großen Freiflächenphotovoltaik > 750 kW war in den erstmalig eingeführten Ausschreibungsjahren 2015 und 2016 eher gering. Die Gebote verteilen sich zu über Zweidrittel auf den Akteurstyp der *sonstigen* Nationalakteure, wobei die erfolgreichen Gebote mehrheitlich von *großen* Unternehmen eingingen. Die beobachtete Einseitigkeit könnte in der Realität noch stärker sein, da ein Anteil von rund 10 % hinsichtlich Regionalität und Beteiligungsform nicht klassifiziert werden konnte. Ein Leistungsvolumen von 11 % stellen nicht beteiligungsoffene aber regional ansässige Akteure, die der *sonstigen Regionalenergie*. Diese waren in Bezug auf ihre Gesamtgebote eher erfolglos (Erfolgsquote insgesamt ca. 20 %), hierunter sind

kleinste Privatinvestoren mehrheitlich aufzufinden. Weitere 9 % der bezuschlagten Gebote kamen von Gesellschaften, die nicht beteiligungsoffen sind und keine starke Verwurzelung in Deutschland aufzeigen, den *internationalen Akteuren*, die insbesondere *große Projektentwickler* und *Finanzakteure* sind. Die mitwirkenden *internationalen kleinsten Privatinvestoren* waren eher erfolglos als erfolgreich. Insgesamt waren *internationale Akteure* tendenziell erfolgreich hinsichtlich ihrer Anteile bezuschlagte vs. nicht-bezuschlagte Gebote. Das Segment der EVUs und der Finanzakteure ist in geringerem Ausmaß vertreten. Die *beteiligungsoffenen Akteure* sind in dieser Ausschreibungsphase nicht erfolgreich, indem Sie entweder gar nicht erst mitboten (*beteiligungsoffene Bürgerenergie oS*) oder in einem verschwindend geringen Leistungsvolumen erfolglos teilnahmen (kleiner 0,5 bzw. 1,5 %). Die *Kommunalenergie*, *landwirtschaftliche Unternehmen* und *Anlagenhersteller* spielen nahezu keine Rolle.

Auch bei der Größe zeigte sich eine Ambivalenz: Zweidrittel der Akteure sind dem Spektrum der *großen* und *kleinsten* Unternehmen zuzuordnen, wobei die *großen* Unternehmen eine leicht höhere Zuschlagsdichte verzeichnen. Ein Anteil von ca. 12 % der Bezuschlagten konnte hinsichtlich der Größe nicht klassifiziert werden. Die Verschnidungsanalyse zeigte, dass insbesondere bei den *sonstigen Nationalakteuren* (d.h. denen, die weder beteiligungsoffen noch kommunal sind) *große Projektentwickler* und *kleinste Privatinvestoren* über die Hälfte einnehmen. Bei der *sonstigen Regionalenergie* haben *Privatinvestoren* einen Anteil von mehr als der Hälfte, ansonsten sind hier *Projektentwickler*, *sonstige Akteure* und *Anlagenhersteller* relevant. Hier dominieren *kleinste* und *kleine* Unternehmen.

Der typische Investor in der Zeitspanne 2015/2016 war ein *national* aufgestellter, *großer privater Projektentwickler* oder *Privatinvestor* relativ *kleiner Unternehmensgröße*. Bemerkenswert ist, dass die *beteiligungsoffene Bürgerenergie* kaum Gebote einreichte. Zudem ist der vergleichsweise geringe Anteil von *kommunalen Unternehmen* und *Landwirten* augenscheinlich, für die der Betrieb von PV-Freiflächenanlagen eine durchaus plausible Investition darstellen könnte.

3.2.3 Ausschreibungen Photovoltaik 2017 bis 2019

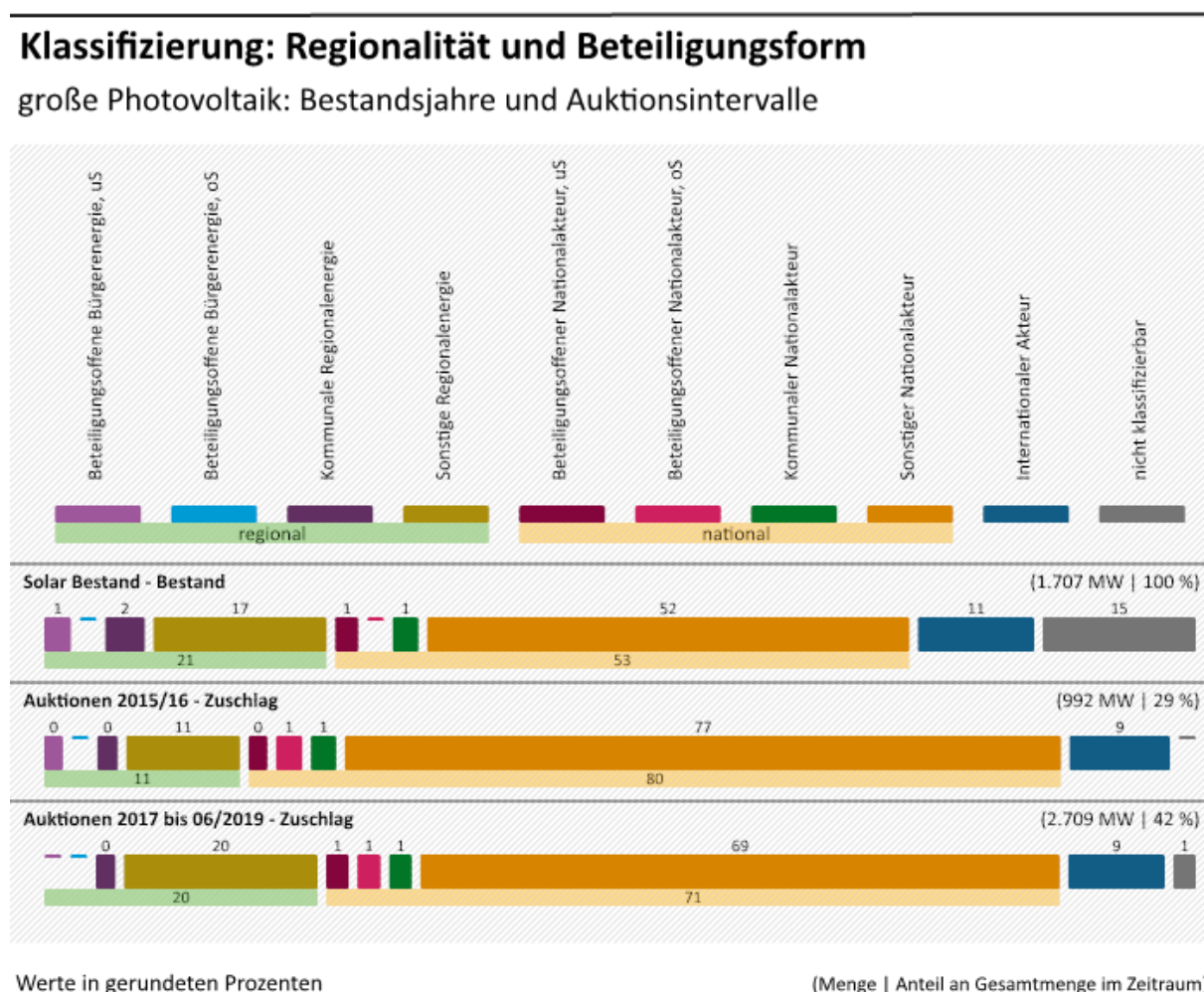
3.2.3.1 Klassifizierung nach Regionalität und Beteiligungsform

Im Vorhaben werden die beiden Kriterien Regionalität und Beteiligungsform zusammen betrachtet. Die Klassifizierungsmethodik wurden in der Einleitung vorgestellt.

Die neun Gebotsrunden der großen Photovoltaikanlagen, die zwischen 2017 bis 2019 stattfanden, nehmen zusammen eine installierte Leistung von 6.500 MW eingereichter Gebotsmengen ein. Alle Ausschreibungen waren durchweg überzeichnet, so dass ein Gebotsvolumen von 3.791MW (58 %) nicht erfolgreich sein konnte. Als erfolgreich und ausdrücklich im Vorsprung präsentieren sich die *sonstigen Nationalakteure*, die eine bezuschlagte Leistung in Höhe von 2.709 MW auf sich vereinen (69 %). Der Abstand zur zweitstärksten Akteursgruppe der *sonstigen Regionalakteure*, die lediglich 20 % auf sich vereint, ist wesentlich. Weiterhin als erfolgreich zu werten sind 9% der bezuschlagten Gebote, die den *internationalen Akteuren* zuzusprechen sind. Bei den *kommunalen Akteuren* verzeichnen die *nationalen* Vertreter Erfolge (1 %). Dahingegen konnte die *Kommunalenergie* nur in einem einstelligen Prozentbereich erfolgreiche Gebote platzieren. Diese erfolgreichen Akteursgruppen haben gemeinsam, dass sie keine Beteiligungsoptionen ermöglichen. Betrachtet man die beteiligungsoffenen bezuschlagten Gebote, erlangten lediglich die *beteiligungsoffenen Nationalakteure (uS, oS)* zu jeweils 1 % Zuschläge. Überhaupt keine Zuschläge erhält in den drei Ausschreibungsjahren die *beteiligungsoffene Bürgerenergie (uS, oS)*.

Die prozentuale Verteilung der Akteursgruppen bei den erfolglosen Geboten ist fast identisch mit den Bezuschlagten. Hiervon abweichend präsentieren sich lediglich die *Internationalen Akteure*, die mehr Zuschläge als nicht bezuschlagte Gebote verzeichnen können (2 % nicht bezuschlagt).

Abbildung 54: Klassifizierung: Regionalität und Beteiligungsform, große Photovoltaik: Bestandsjahre und Auktionsintervalle



Quelle: IZES & Leuphana

3.2.3.2 Größenklassen

Die im Vorhaben entwickelte Methodik erlaubt es, die „Größe“ der herrschenden Akteure zu ermitteln. Die Klassifizierungsmethodik wurden in der Einleitung vorgestellt.

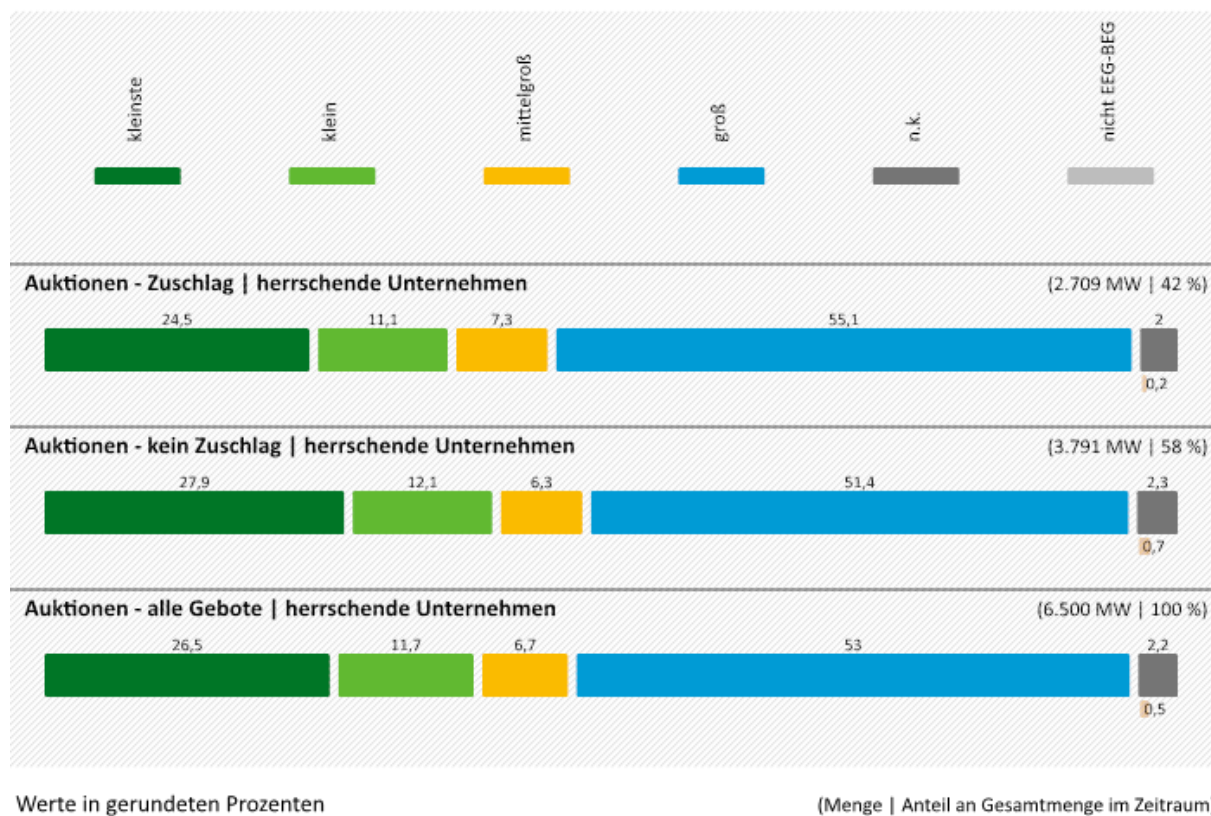
Mit einem Leistungsanteil von über 55 % halten die *großen Akteure* den stärksten Anteil an erfolgreichen Geboten in der Ausschreibungsphase 2017 bis 2019. Die *kleinsten* erfolgreichen Akteure können 24,5 % auf sich verzeichnen. Ein Leistungsanteil von ca. 2 % konnte nicht klassifiziert werden, da keine ausreichenden Informationen zur Einordnung vorlagen.

Die *kleinsten* und *kleinen* Akteure haben etwas mehr erfolglose Gebote wie erfolgreiche eingebracht. Nur die *mittelgroßen* und *großen* Akteure hatten mehr Zuschläge als erfolglose Gebote. Die prozentuale Verteilung der Akteursgruppen bei den erfolglosen Geboten ist fast identisch im Vergleich zu den Bezuschlagten.

Abbildung 55: Größenklassen, große Photovoltaik - Ausschreibungen 2017 bis Jun 2019

Größenklassen

große Photovoltaik - Ausschreibungen 2017 bis Jun 2019



Quelle: IZES & Leuphana

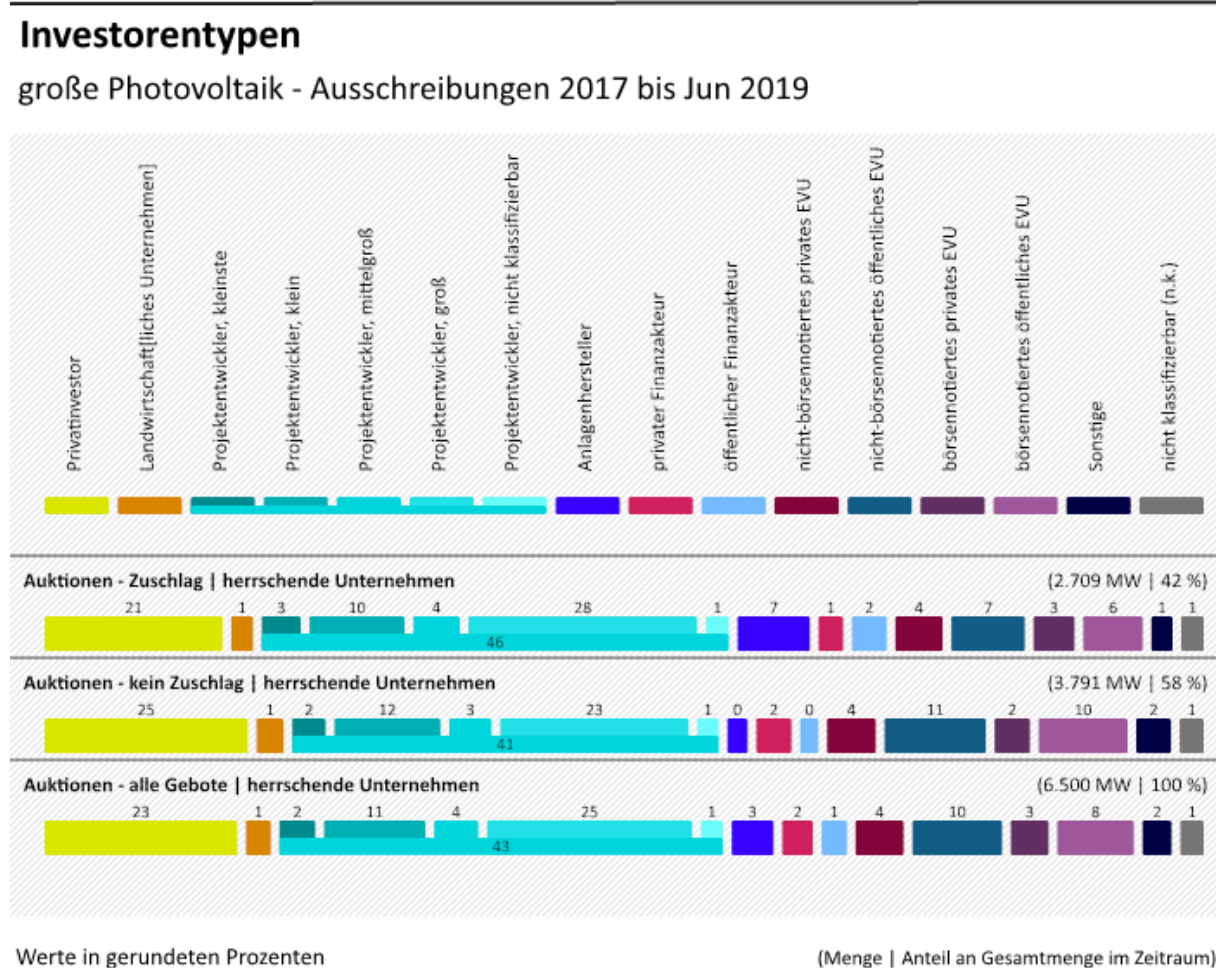
3.2.3.3 Investorentypen

In Abbildung 56 wird dargestellt, welchem „Investorentyp“ sich die Eigentümer der großen Photovoltaikanlagen in den Ausschreibungsjahren 2017 bis 2019 zuordnen lassen und, soweit es sich dabei um Projektentwickler handelt, wie groß diese sind. Eine solche Verschneidung erlaubt eine Beobachtung möglicher Verschiebungen in den Größenklassen innerhalb dieses Investorentyps.

Projektentwickler sind die größte bezuschlagte Akteursgruppe. Sie haben insgesamt einen bezuschlagten Leistungsanteil von 46 %. Unter den *Projektentwicklern* dominieren hierbei ersichtlich die *großen* Akteure (25 % an der gesamt bezuschlagten Menge). Dies deckt sich mit den Ergebnissen der Größenklassenzuordnung, in der die *größten* Akteure dominieren. Auch in relevanten Mengengrößen waren mit 18 % die *EVUs* vertreten. Die wenigen Gebote der *Anlagenhersteller* und der *öffentlichen Finanzakteure* waren nahezu durchweg erfolgreich. *Landwirtschaftliche Unternehmen* sowie *Sonstige Unternehmen* sind gering vertreten. Die Investorentypen konnten fast ausschließlich bestimmt werden, ein geringer Leistungsanteil von 1 % der erfolgreichen Projektträger war nicht klassifizierbar. Die prozentuale Verteilung der Akteursgruppen bei den erfolglosen Geboten ist fast identisch im Vergleich zu den Bezuschlagten. *Privatinvestoren* und *öffentliche EVUs* sind eher erfolglos in Bezug auf Ihre Gesamtgebote. *Kleine Projektentwickler* nahmen in

nicht relevanten Größen teil. Höhere Erfolgsquoten verzeichnen die mengenmäßig hervortretenden *Projektentwickler* (insbes. *große*), *Anlagenhersteller* und *öffentliche Finanzakteure*.

Abbildung 56: Investorentypen, große Photovoltaik - Ausschreibungen 2017 bis Jun 2019



Quelle: IZES & Leuphana

3.2.3.4 Verschneidungen der projektspezifischen Klassifikationen

Um vertiefte Informationen zu den einzelnen Akteurstypen der Ausschreibungsphase 2015 und 2016 zu gewinnen, können die Klassifikationen miteinander verschnitten werden. Nähere Erläuterungen unter 2.1.2.4.

3.2.3.4.1 Differenzierung aus Regionalität und Beteiligungsform mit dem Investorentyp

Die Darstellung der erstgenannten Kombination aus Regionalität und Beteiligungsform mit dem Investorentyp erfolgt in einer Kreuztabelle (Abbildung 57 bis Abbildung 58). Nähere Informationen unter 2.1.2.4.1.

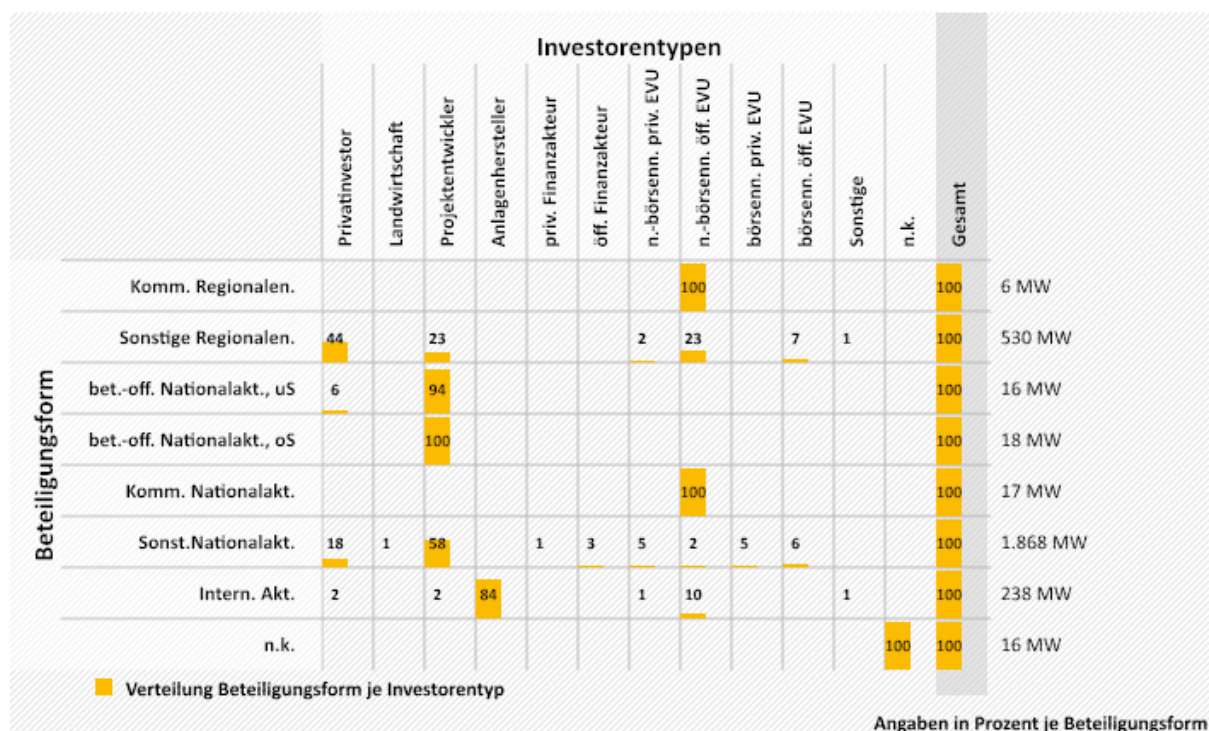
Die vom Leistungsvolumen mit insgesamt 1.868 MW größte erfolgreiche Gruppe der *sonstigen Nationalakteure* setzt sich u.a. zusammen aus 58 % *Projektentwickler* und 18 % *Privatinvestoren*. *EVUs* stellen in der Summe ebenfalls 18 % der *sonstigen Nationalakteure*. Die erfolgreichen Finanzakteure sind ebenso den *Nationalakteuren* zuzuordnen. In der zweitgrößten erfolgreichen Gruppe der *sonstigen Regionalenergie* dominieren die *Privatinvestoren* mit 44 %, gefolgt von 32 % *EVUs* und den *Projektentwicklern* mit 23 % von insgesamt 530 MW. Bei den *internationalen*

Akteuren stellen die *Anlagenhersteller* (84 %) die Mehrheit. Die *beteiligungsoffenen Nationalakteure* sind fast ausschließlich *Projektentwickler*. Die *kommunalen Vertreter*, gleichwohl regional und national wirkend, sind erfolgreich und ausschließlich als *nicht börsennotierte öffentliche EVUs* klassifiziert. Eine Summe von 16 MW am Leistungsvolumen konnte *nicht klassifiziert* werden.

Abbildung 57: Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp, bezuschlagt

Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp

Photovoltaik, Ausschreibungsrunden Feb 17 bis Jun 19



herrscheende Akteure, Zuschlag

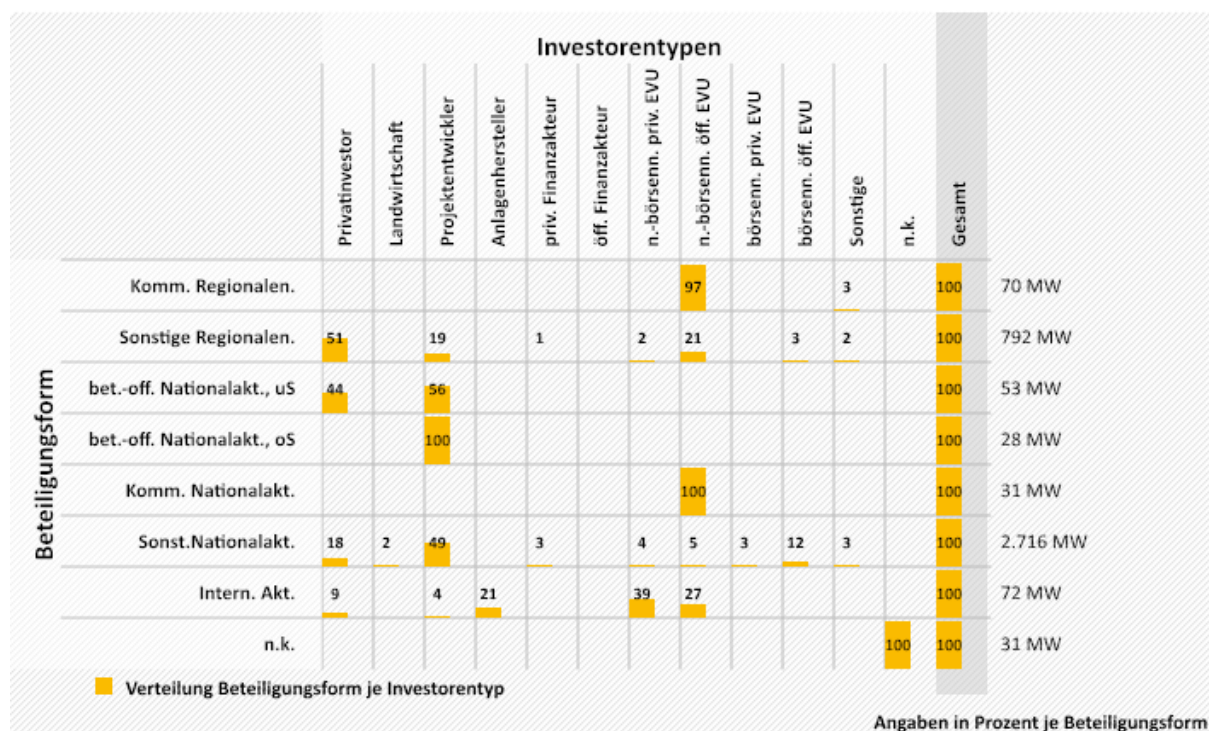
Quelle: IZES & Leuphana

Die prozentuale Verteilung zwischen erfolgreichen und nicht erfolgreichen Geboten weicht nur geringfügig pro Akteurstyp ab. Nahezu nicht erfolgreich waren bspw. *national tätige landwirtschaftliche Unternehmen*. Unter den *nationalen Akteuren* waren *Projektentwickler* und *öffentliche EVUs* eher erfolgreich. Bei den *internationalen Akteuren* verzeichnen insbesondere *Anlagenhersteller* mehr Zuschläge als Absagen.

Abbildung 58: Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp, nicht bezuschlagt

Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp

Photovoltaik, Ausschreibungsrunden Feb 17 bis Jun 19



herrschende Akteure, kein Zuschlag

Quelle: IZES & Leuphana

Differenzierung der sonstigen Regionalenergie und sonstigen Nationalakteure nach Größenklassen und Investorentypen

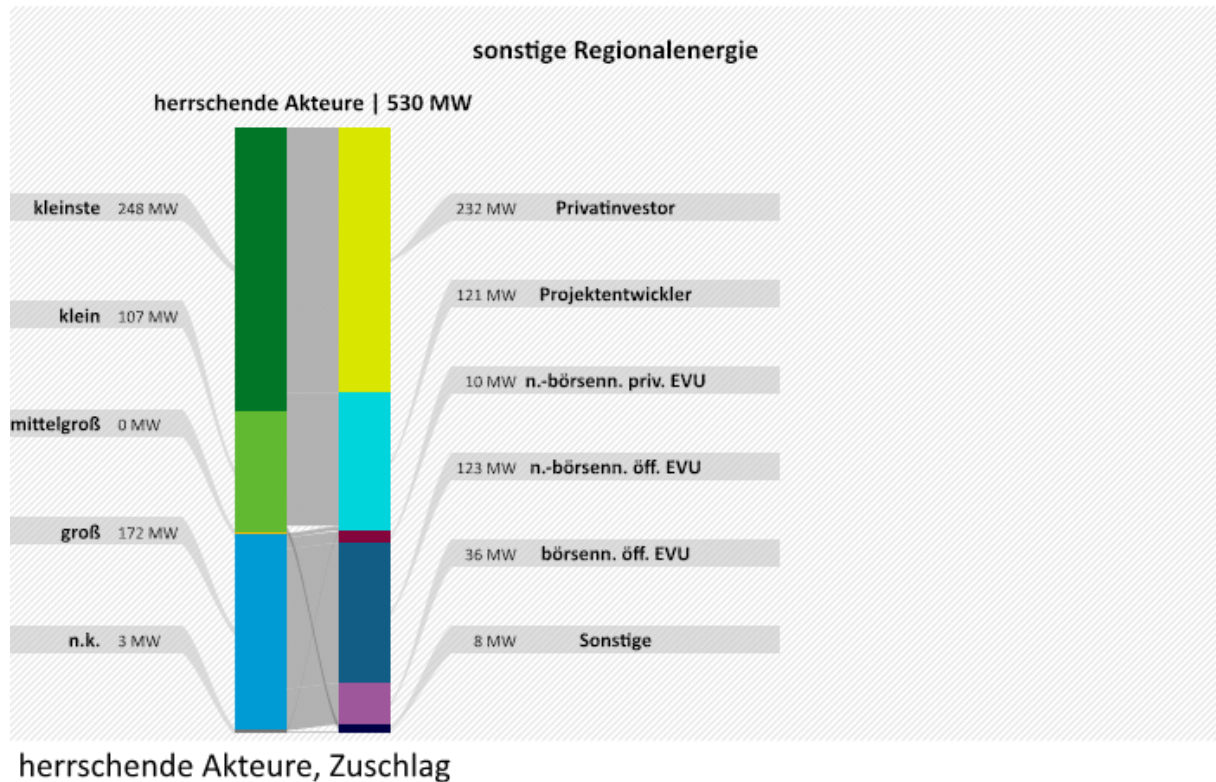
Die Akteurstypen sonstige Regionalenergie und sonstige Nationalakteure nehmen in der Klassifizierung nach Regionalität und Beteiligungsform eine prominente Rolle ein. Nähere Informationen unter 2.1.2.4.2.

Aus Abbildung 59 und Abbildung 60 geht hervor, dass die *sonstige Regionalenergie* vor allem aus *Privatinvestoren* besteht (232 MW). Dies sind somit *Privatinvestoren* aus der Region des Anlagenstandortes, die (ggf. mit anderen Personen aus der Region zusammen) in eine (oder mehrere) große PV-Anlagen investiert haben, ohne für eine Beteiligung Dritter offen zu sein. Diese sind definitionsgemäß der Größenklasse *kleinst* zugeordnet. *Große EVUs* sind im regionalen Kontext ebenfalls äußerst erfolgreich. Nach Abbildung 59 ist die drittgrößte Gruppe der erfolgreichen Investorentypen die der *kleinen Projektentwickler*.

Abbildung 59: sonstige Regionalenergie: Investorentypen und Größen, bezuschlagt

sonstige Regionalenergie: Investorentypen und Größen

Photovoltaik, Ausschreibungsrunden Feb 17 bis Jun 19



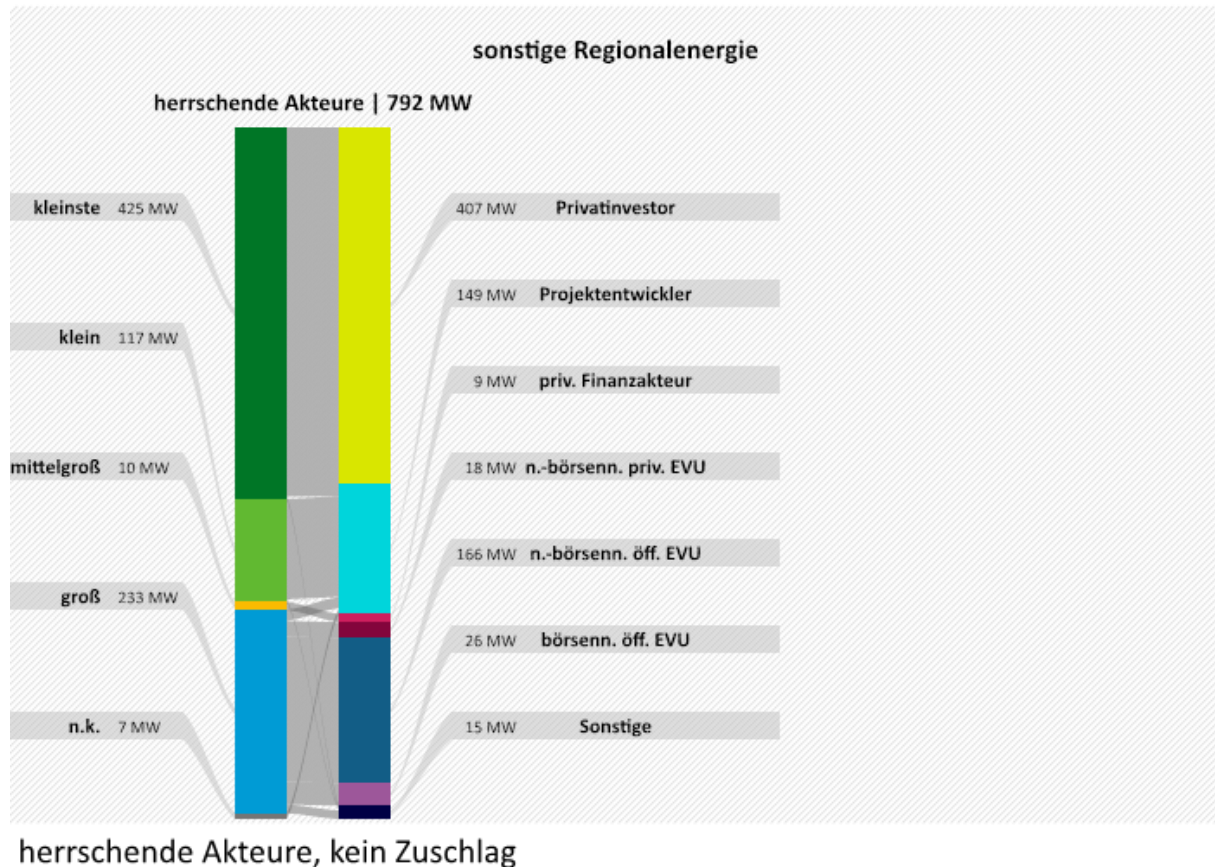
Quelle: IZES & Leuphana

In Abbildung 60 sind die nicht bezuschlagten Gebote abgebildet. Die größte Gruppe an nicht erfolgreichen regionalen Akteursgruppen sind wiederum *kleinste Privatinvestoren*, gefolgt von überwiegend *kleinen Projektentwicklern* und *großen EVUs*.

Abbildung 60: sonstige Regionalenergie: Investorentypen und Größen, nicht bezuschlagt

sonstige Regionalenergie: Investorentypen und Größen

Photovoltaik, Ausschreibungsrunden Feb 17 bis Jun 19



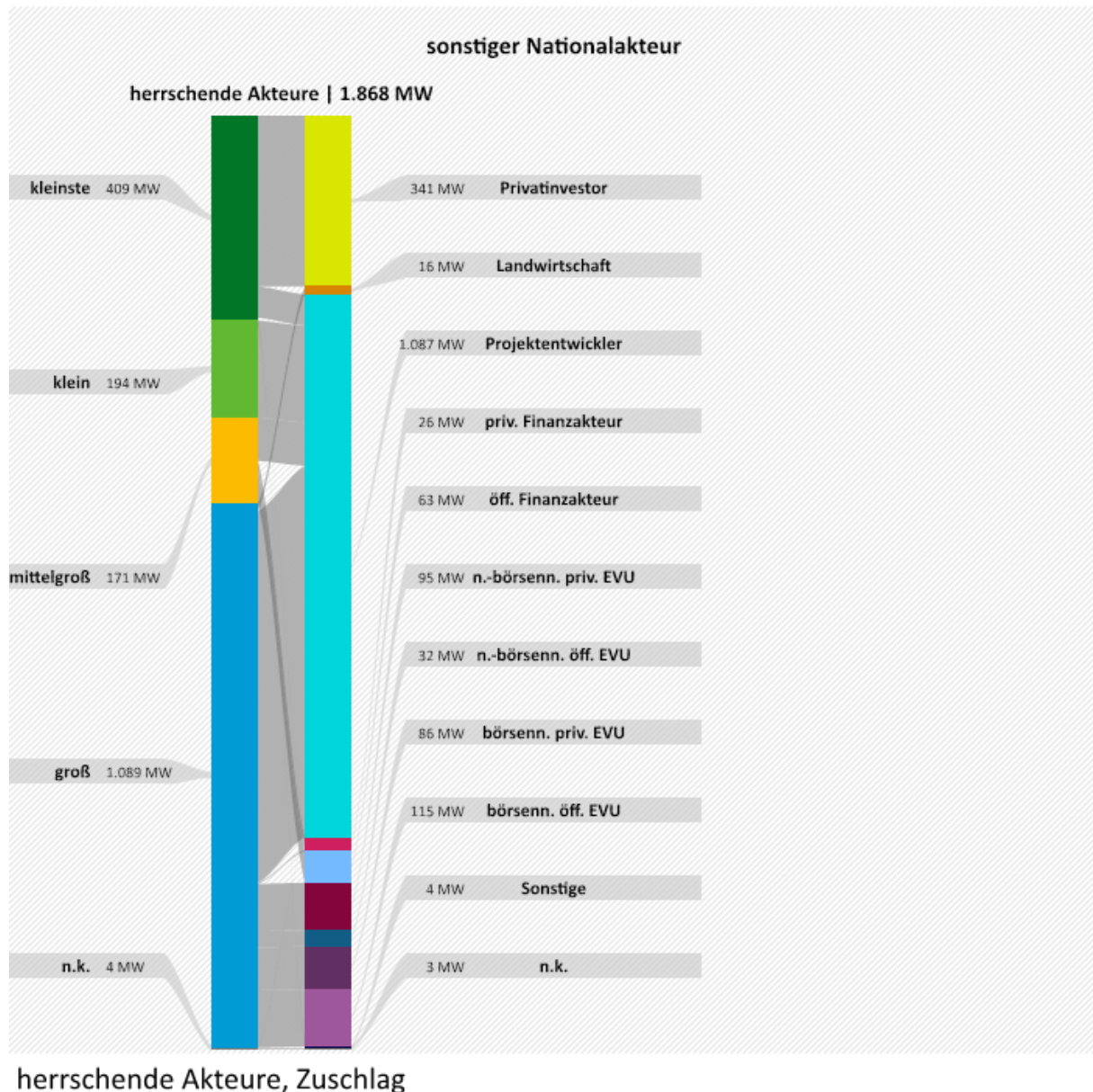
Quelle: IZES & Leuphana

Die erfolgreichen *sonstigen Nationalakteure* sind überwiegend *große* und *kleine Projektentwickler*, die nicht in der Anlagenregion ansässig und tätig sind. *Kleinste Privatinvestoren* stellen die zweitgrößte Gruppe mit ca. 18 % Leistungsanteil unter den *sonstigen Nationalakteuren*. Insgesamt lässt sich feststellen, dass *große EVUs* und *mittelgroße öffentliche Finanzakteure* zahlreich bezuschlagt wurden.

Abbildung 61: sonstiger Nationalakteur: Investorentypen und Größen, bezuschlagt

sonstiger Nationalakteur: Investorentypen und Größen

Photovoltaik, Ausschreibungsrunden Feb 17 bis Jun 19



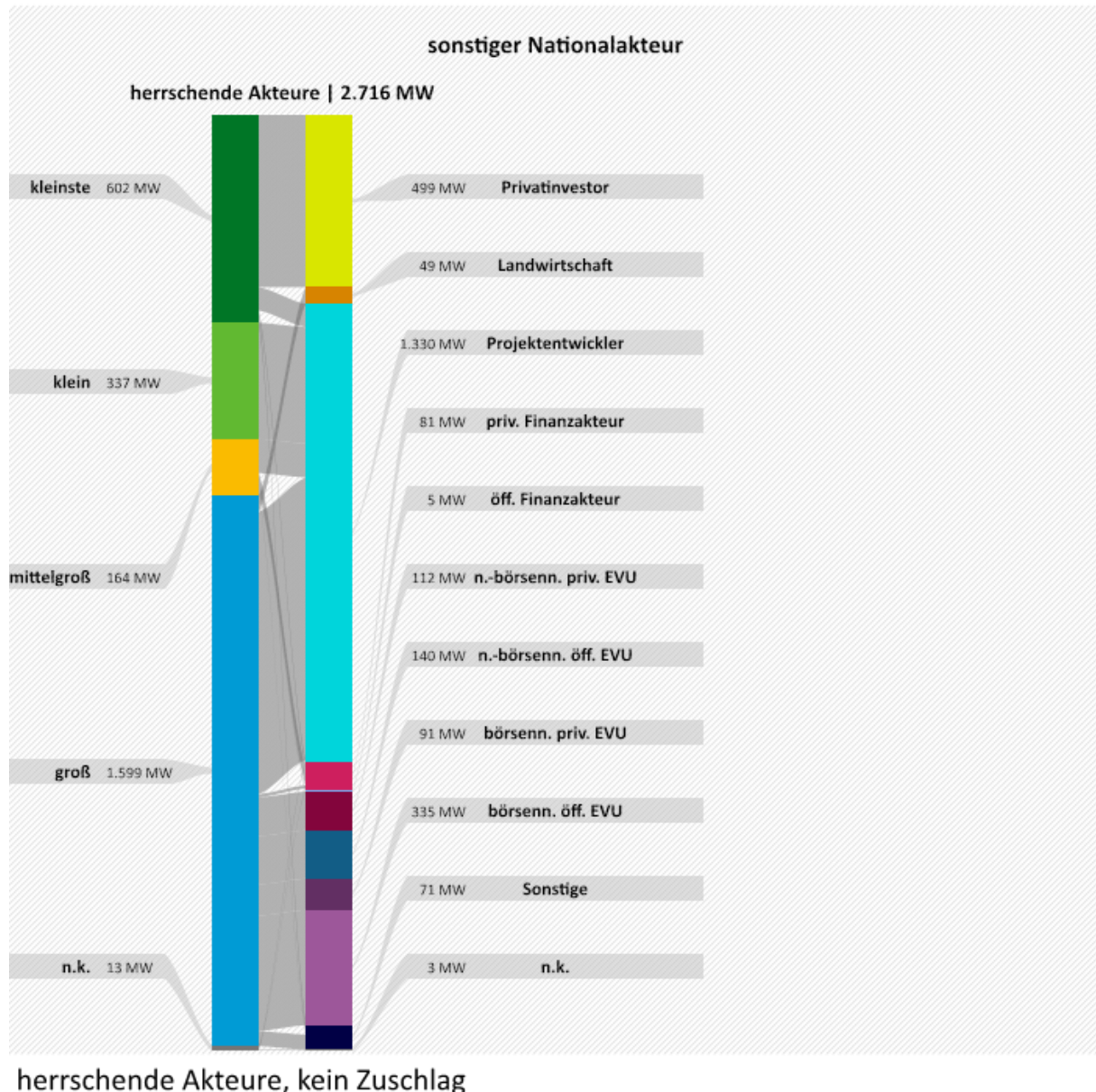
Quelle: IZES & Leuphana

In Abbildung 62 sind die nicht bezuschlagten Gebote der sonstigen Nationalakteure abgebildet. Die größte Gruppe an nicht erfolgreichen Investorentypen sind explizit *kleine und große Projektentwickler* sowie *kleinste Privatinvestoren*. Große *Sonstige*, große *landwirtschaftliche Unternehmen* aber auch große *EVUs* waren in Bezug auf Ihre Gesamtgebote eher erfolglos beteiligt.

Abbildung 62: sonstiger Nationalakteur: Investorentypen und Größen, nicht bezuschlagt

sonstiger Nationalakteur: Investorentypen und Größen

Photovoltaik, Ausschreibungsrunden Feb 17 bis Jun 19



Quelle: IZES & Leuphana

3.2.3.5 Zwischenfazit Ausschreibungen Photovoltaik 2017 bis 2019

Die Akteursvielfalt bei der großen Freiflächenphotovoltaik > 750 kW war in der zweiten Betrachtungsphase zwischen Februar 2017 und Juni 2019 eher gering. Die Gebote verteilen sich zu über Zweidrittel auf den Akteurstyp der sonstigen Nationalenergie, mehrheitlich große nationale Projektierer-Gesellschaften wirkten - erfolgreich und erfolglos - mit. Insgesamt dominieren *große Projektierer* die Auktionslandschaft. Die *sonstigen Regionalakteure* verzeichnen ca. 20 % an eingereichten Geboten und waren hauptsächlich *kleinste Privatinvestoren* und *große EVUs*. Diese *wirkten* fast gleichwertig erfolgreich und erfolglos mit. Die Gebote *kommunaler EVUs* waren gebotsmengenbezogen zu größeren Teilen erfolglos. Weitere 9 % der bezuschlagten Gebote

kamen von Gesellschaften, die nicht beteiligungsoffen sind und kaum Verwurzelung in Deutschland aufzeigen, den *internationalen Akteuren*, die insbesondere *Anlagenhersteller* und *EVUs* sind. Insgesamt waren internationale Akteure bezogen auf die bezuschlagten bzw. nicht bezuschlagten Gebote überdurchschnittlich erfolgreich. Das Segment der bezuschlagten und nicht bezuschlagten *EVUs* und der *Finanzakteure* nimmt eine feste Bezugsgröße ein. Die *beteiligungsoffenen Akteure* sind in dieser Ausschreibungsphase erneut nicht erfolgreich, indem Sie entweder gar nicht erst mitboten (*beteiligungsoffene Bürgerenergie*) oder in einem verschwindend geringen Leistungsvolumen erfolglos teilnahmen (*beteiligungsoffener Nationalakteur*, insb. *Projektentwickler*). Die *Kommunalenergie* oder *landwirtschaftliche Unternehmen* spielen mengenmäßig nahezu keine Rolle. Auch bei der Größenkategorisierung ist ersichtlich, dass die Mehrheit aller Gebote von *großen Akteuren* gestellt wird, gleichwohl verzeichnen diese die höchste Zuschlagsdichte. Der typische Investor in der Zeitspanne Februar 2017 bis Juni 2019 war ein national aufgestellter, *großer privater Projektentwickler*. Bemerkenswert ist, dass die beteiligungsoffene Bürgerenergie nicht an den Ausschreibungen teilnimmt. Zudem ist der vergleichsweise geringe Anteil von *Anlagenherstellern* und *Landwirten* augenscheinlich, für die der Betrieb von PV-Freiflächenanlagen eine durchaus plausible Investition darstellen könnte.

3.2.4 PV Sonderausschreibungen: PV-Gebote innerhalb der gemeinsamen (GemAV) und grenzüberschreitenden (GEEV) Ausschreibungen

In diesem Kapitel werden die Sonderausschreibungen für große Photovoltaikanlagen (> 750 kW) analysiert. Hierunter fallen die grenzüberschreitende Ausschreibung mit dem Königreich Dänemark (November 2016) und die drei gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergie an Land und Solaranlagen (April 2018, November 2018 und April 2019). Im Rahmen der grenzüberschreitenden Ausschreibungsrunde werden ausschließlich deutsche Anlagenstandorte untersucht.

3.2.4.1 Klassifizierung nach Regionalität und Beteiligungsform

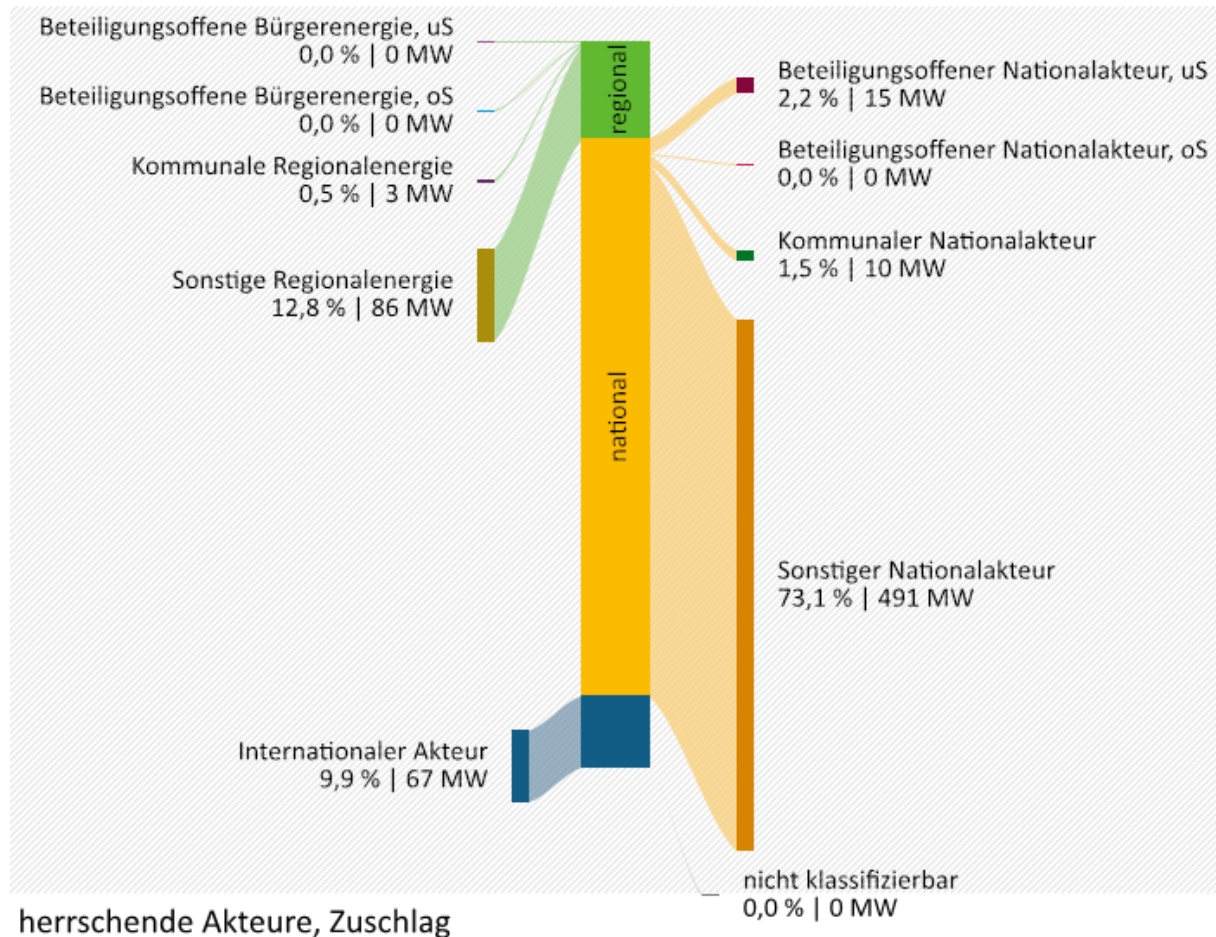
Im Vorhaben werden die beiden Kriterien Regionalität und Beteiligungsform zusammen betrachtet. Die Klassifizierungsmethodik wurden in der Einleitung vorgestellt.

Die Gebote der großen Photovoltaikanlagen, die in den Sonderausschreibungen eingereicht wurden, summieren sich auf 1.567 MW über alle Runden. Die Sonderausschreibungen waren durchweg überzeichnet, insgesamt wurde ein Gebotsvolumen von 895 MW (57 %) nicht bezuschlagt (Abbildung 64). Die bezuschlagte Leistung in Höhe von 501 MW verteilt sich zu über Zweidrittel auf den Akteurstyp der *Nationalakteure* (74,6 %), hierunter marginal vertreten sind die *kommunalen Nationalakteure* mit 10 MW. *Regionale Akteure* verzeichnen lediglich 89 MW, d.h. 13,3 % des bezuschlagten Leistungsvolumens, wobei die *kommunalen* (3 MW) im Vergleich zu den *privaten Regionalakteuren* hierbei nur unwesentlich ins Gewicht fallen. Hingegen treten *internationale Akteure* mit fast 10 % der bezuschlagten Summe in den Sonderausschreibungen auf, wobei zu beachten ist, dass in der Grenzüberschreitenden Ausschreibung ausschließlich dänische Anlagen und Akteure bezuschlagt wurden (50 MW). Ein Blick auf die beteiligungsoffenen erfolgreichen Gebote zeigt, dass keine Teilnahme durch die Gruppe der *beteiligungsoffenen Bürgerenergiegesellschaften* zu verzeichnen ist. Die *beteiligungsoffenen Nationalakteure* erhielten ein Zuschlagsvolumen von 15 MW (2,2 %).

Abbildung 63: Klassifizierung nach Regionalität und Beteiligungsform, bezuschlagt

Klassifizierung nach Regionalität und Beteiligungsform

Photovoltaik, Sonderausschreibungen (tech. offen + grenzüberschreitend)



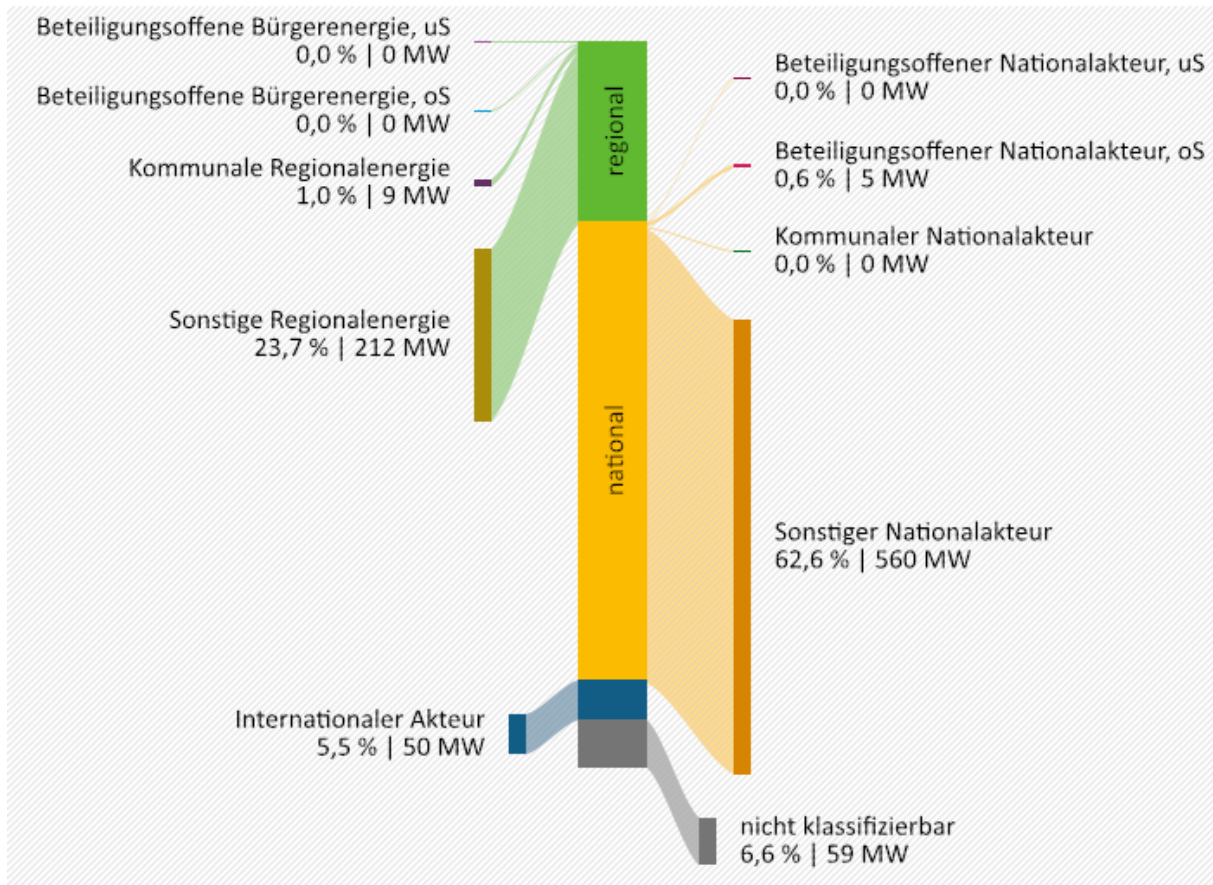
Quelle: IZES & Leuphana

Die erfolglosen Gebote sind von der prozentualen Verteilung ähnlich wie die erfolgreichen aufgegliedert. Interpretiert man das Verhältnis Anteil an bezuschlagten vs. Anteil an nicht bezuschlagten Geboten als „Erfolgsquote“, so waren die *Nationalakteure* inkl. der *beteiligungsoffenen Nationalakteure* sowie die *internationalen Akteure* überdurchschnittlich erfolgreich, die *regionalen Akteure* eher erfolglos.

Abbildung 64: Klassifizierung nach Regionalität und Beteiligungsform, nicht bezuschlagt

Klassifizierung nach Regionalität und Beteiligungsform

Photovoltaik, Sonderausschreibungen (tech. offen + grenzüberschreitend)



herrschende Akteure, kein Zuschlag

Quelle: IZES & Leuphana

3.2.4.2 Größenklassen

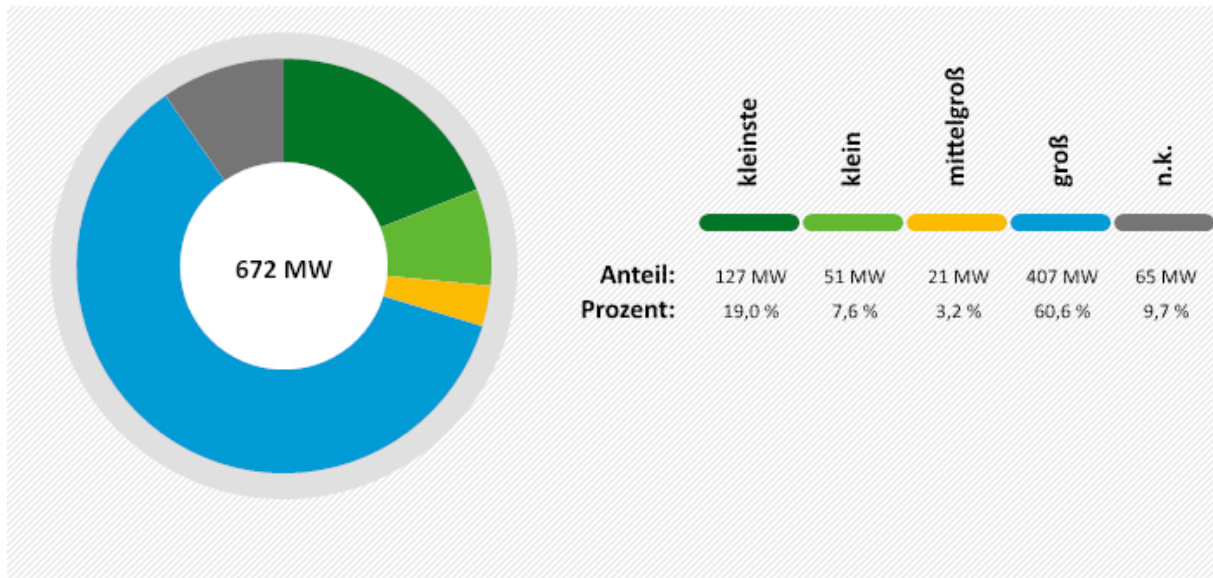
Die im Vorhaben entwickelte Methodik erlaubt es, die „Größe“ der herrschenden Akteure zu ermitteln. Die Klassifizierungsmethodik wurden in der Einleitung vorgestellt.

Mit einem Leistungsanteil von 60,6 % halten die *großen* Akteure den relativ stärksten Anteil an erfolgreichen Geboten in den Sonderausschreibungen. Die Gruppe der *kleinsten* Akteure (19 %) erhielt mehr Zuschläge als diejenigen der *kleinen* (7,6 %) und der *mittelgroßen* (3,2 %). Ein Leistungsanteil von 9,7 % konnte nicht klassifiziert werden, da keine ausreichenden Informationen zur Einordnung vorlagen.

Abbildung 65: Klassifizierung nach Größe, bezuschlagt

Klassifizierung nach Größe

Photovoltaik, Sonderausschreibungen (tech. offen + grenzüberschreitend)



herrschende Akteure, Zuschlag

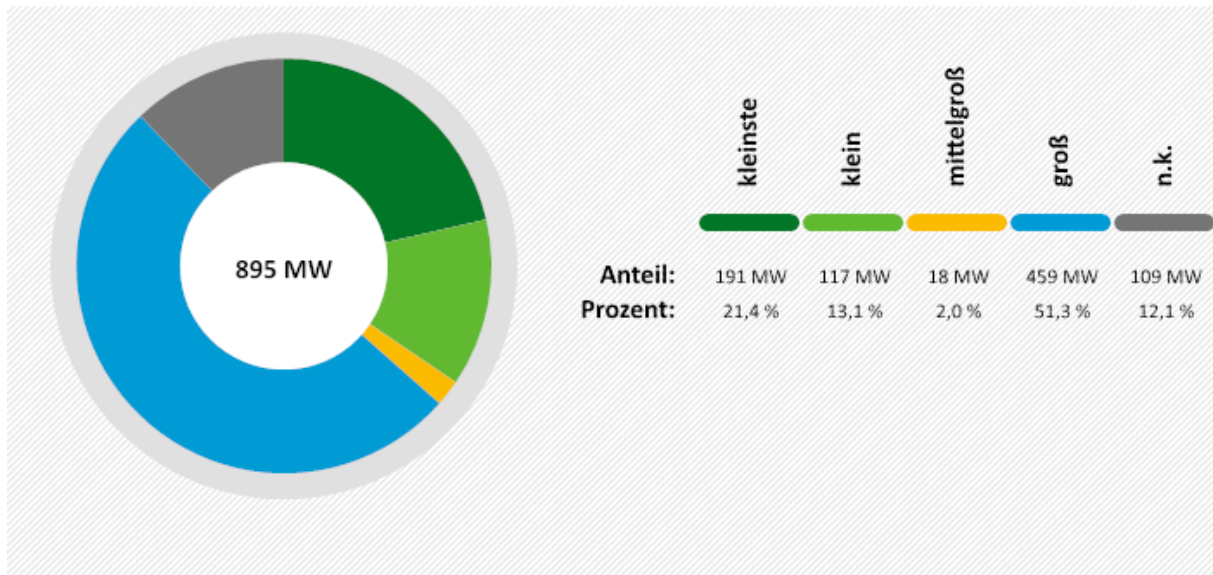
Quelle: IZES & Leuphana

Die erfolglosen Gebote sind von der prozentualen Verteilung ähnlich wie die erfolgreichen auf-gegliedert, gemessen an den Anteilen waren die *kleinsten* und *kleinen* Akteure eher erfolglos, die *großen* Akteure eher erfolgreich.

Abbildung 66: Klassifizierung nach Größe, nicht bezuschlagt

Klassifizierung nach Größe

Photovoltaik, Sonderausschreibungen (tech. offen + grenzüberschreitend)



herrschende Akteure, kein Zuschlag

Quelle: IZES & Leuphana

3.2.4.3 Investorentypen

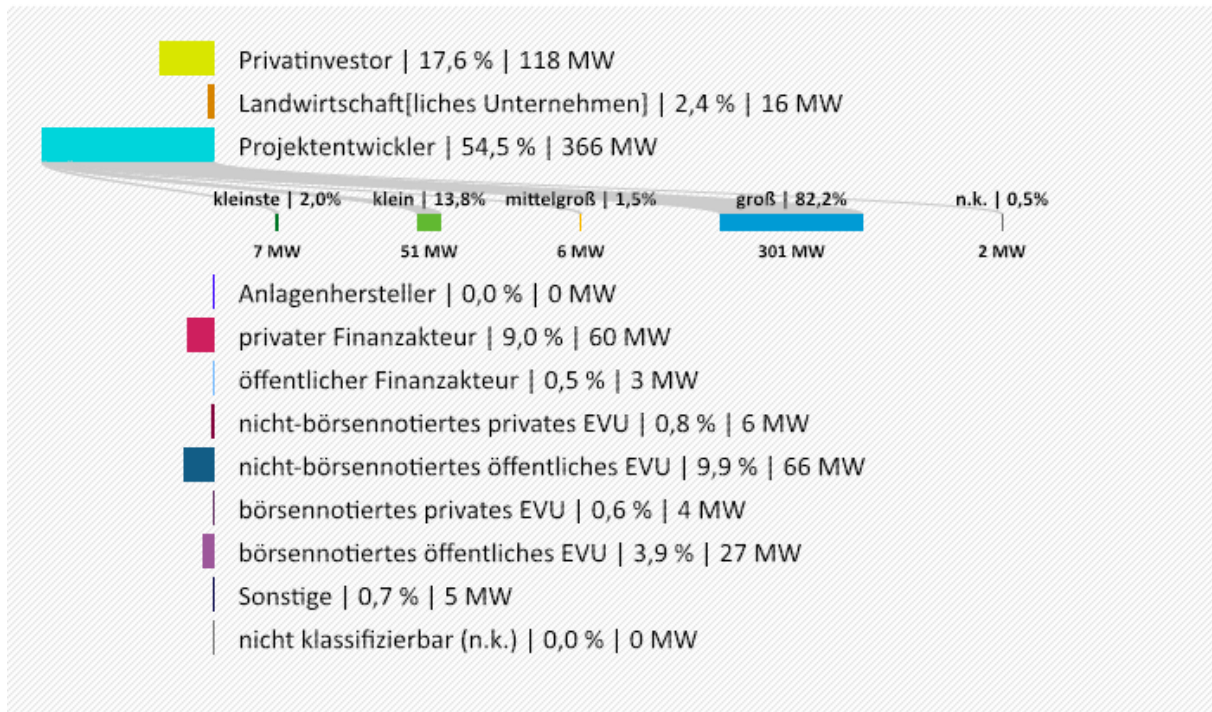
Hier wird dargestellt, welchem „Investorentyp“ sich die Eigentümer der großen Photovoltaikanlagen in den Sonderausschreibungsjahren zuordnen lassen und, soweit es sich dabei um Projektentwickler handelt, wie groß diese sind. Eine solche Verschneidung erlaubt eine Beobachtung möglicher Verschiebungen in den Größenklassen innerhalb dieses Investorentyps.

Projektentwickler verzeichnen die meisten Zuschläge mit einem Anteil von 54,5 % an der bezuschlagten Gesamtmenge. Unter den *Projektentwicklern* überwiegen hierbei ersichtlich die *großen* Akteure. Dies deckt sich mit den Ergebnissen der Größenklassenzuordnung, in der die *größten* Akteure dominieren. Zuschläge verzeichnen auch mit 17,6 % die *Privatinvestoren*. Weiterhin stellt die Gruppe der *EVUs* 15,2 % einen relevanten Anteil an bezuschlagten Geboten.

Abbildung 67: Klassifizierung nach Investorentypen, bezuschlagt

Klassifizierung nach Investorentypen

Photovoltaik, Sonderausschreibungen (tech. offen + grenzüberschreitend)



herrschende Akteure, Zuschlag

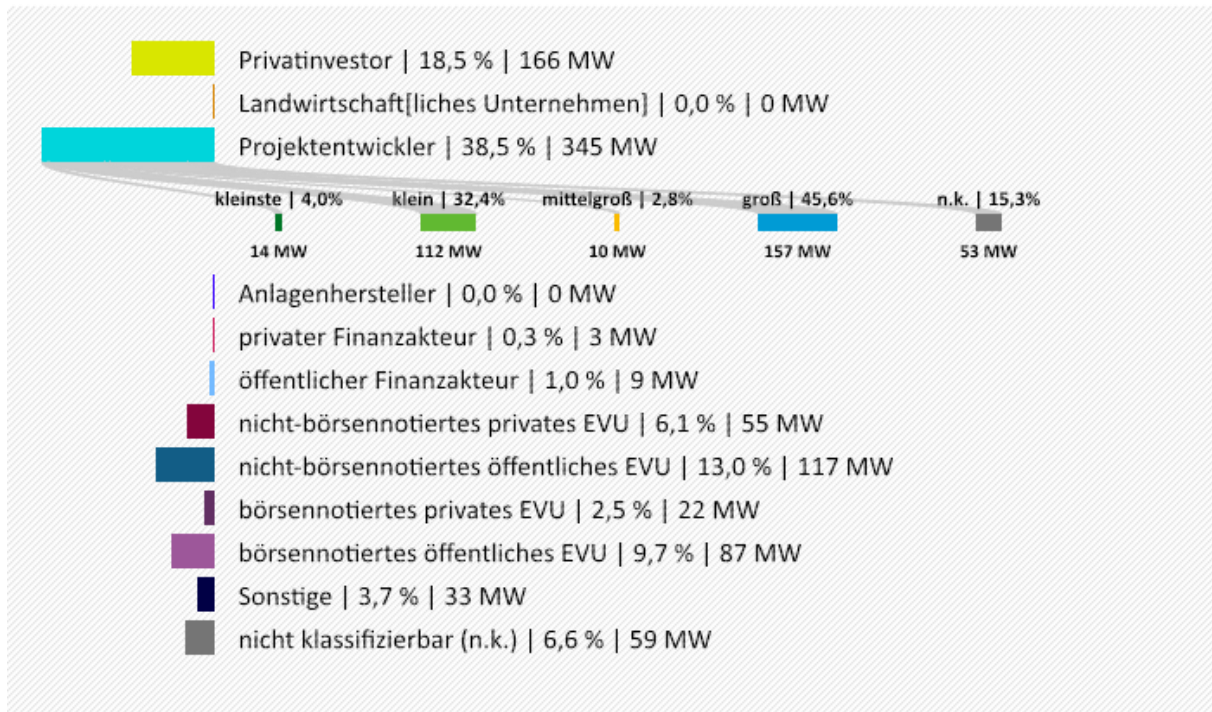
Quelle: IZES & Leuphana

Die Akteursvielfalt zwischen erfolgreichen und nicht erfolgreichen Geboten ist ähnlich. Interpretiert man das Verhältnis Anteil an bezuschlagten vs. Anteil an nicht bezuschlagten Geboten als „Erfolgsquote“, so sind private *Finanzakteure* eher erfolgreich. Die *EVUs* und *kleinen Projektentwickler* haben mehr nicht bezuschlagte als bezuschlagte Gebote eingebracht und sind tendenziell erfolgloser.

Abbildung 68: Klassifizierung nach Investorentypen, nicht bezuschlagt

Klassifizierung nach Investorentypen

Photovoltaik, Sonderausschreibungen (tech. offen + grenzüberschreitend)



herrschende Akteure, kein Zuschlag

Quelle: IZES & Leuphana

3.2.4.4 Verschneidungen der projektspezifischen Klassifikationen

Um vertiefte Informationen zu den einzelnen Akteurstypen zu gewinnen, können die Klassifikationen weiter miteinander verschnitten werden. Nähere Erläuterungen unter 2.1.2.4.

3.2.4.4.1 Differenzierung aus Regionalität und Beteiligungsform mit dem Investorentyp

Die Darstellung der erstgenannten Kombination aus Regionalität und Beteiligungsform mit dem Investorentyp erfolgt in einer Kreuztabelle (Abbildung 69 bis Abbildung 70). Nähere Erläuterungen unter 2.1.2.4.1.

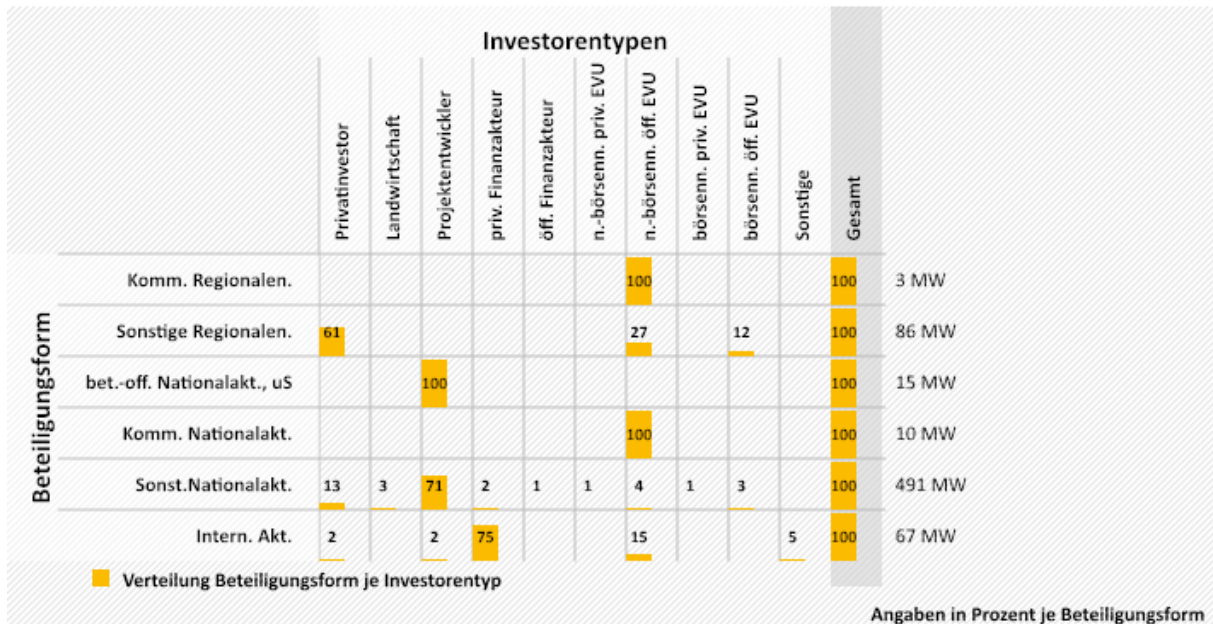
Die vom Leistungsvolumen größte erfolgreiche Gruppe der *sonstigen Nationalakteure* besteht fast ausschließlich aus *Projektentwicklern* (71 %).

In der zweitgrößten erfolgreichen Gruppe der *sonstigen Regionalenergie* dominieren die *Privatinvestoren* mit 61 %, und *EVUs* (39 %). Hinter sowohl *regionalen* als auch *nationalen Kommunalakteuren* stehen *öffentliche EVUs*. Bei den *internationalen Akteuren* stellen die *privaten Finanzakteure* (75 %) die Mehrheit. Die erfolgreichen *beteiligungsoffenen Nationalakteure* sind *Projektentwickler*.

Abbildung 69: Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp, bezuschlagt

Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp

Photovoltaik, Sonderausschreibungen (tech. offen + grenzüberschreitend)



herrschende Akteure, Zuschlag

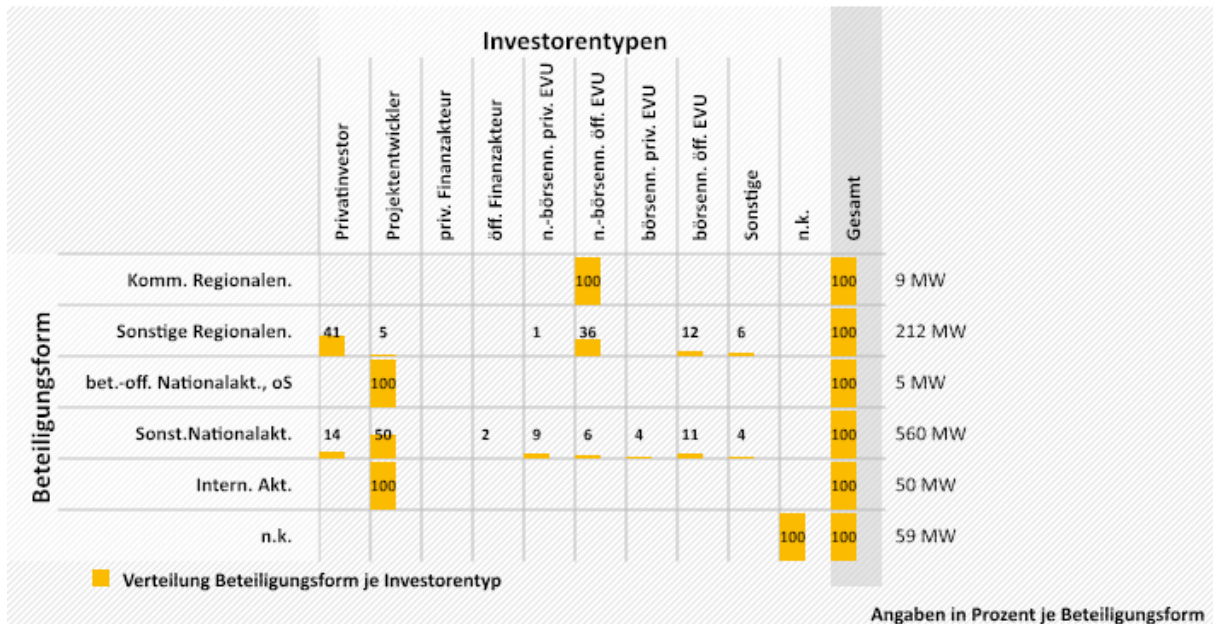
Quelle: IZES & Leuphana

Die prozentuale Verteilung zwischen erfolgreichen und nicht erfolgreichen Geboten weicht nur geringfügig pro Akteurstyp ab. Betrachtet man die nicht bezuschlagten *internationalen Gebote* werden augenscheinlich, dass nur ausländische *Projektentwickler* keine Zuschläge erhielten, wobei dies ausschließlich auf die grenzüberschreitende Ausschreibung zurückzuführen ist.

Abbildung 70: Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp, nicht bezuschlagt

Regionalität / Beteiligungsform und Investorentyp

Photovoltaik, Sonderausschreibungen (tech. offen + grenzüberschreitend)



herrschende Akteure, kein Zuschlag

Quelle: IZES & Leuphana

3.2.4.4.2 Differenzierung der sonstigen Regionalenergie und sonstigen Nationalakteure nach Größenklassen und Investorentypen

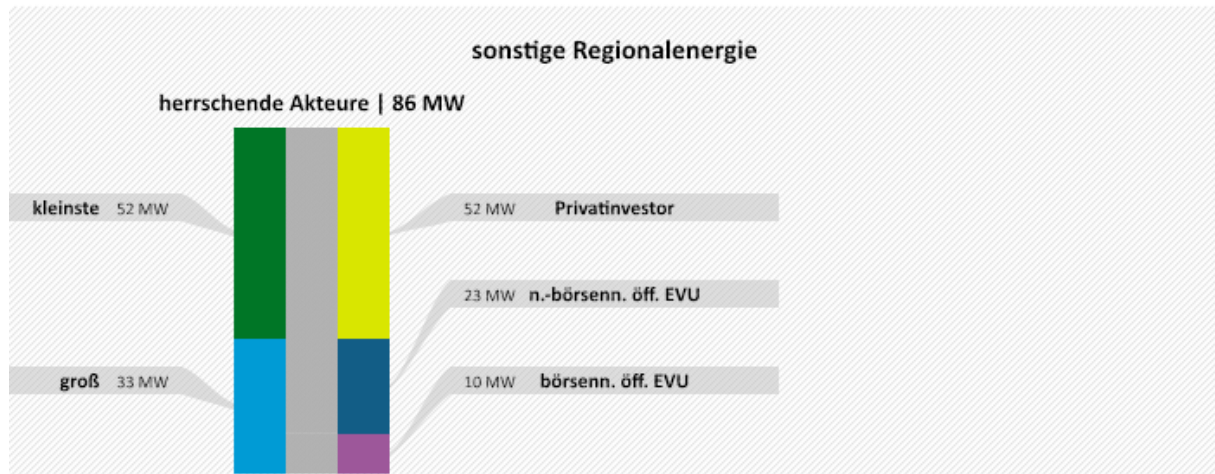
Die Akteurstypen *sonstige Regionalenergie* und *sonstige Nationalakteure* nehmen in der Klassifizierung nach Regionalität und Beteiligungsform eine prominente Rolle ein. Nähere Erläuterungen unter 2.1.2.4.2.

Es geht hervor, dass die bezuschlagte *sonstige Regionalenergie* vor allem aus *kleinsten Privatinvestoren* besteht (52 MW). Die erfolgreichen *EVUs* sind alle als *große* Unternehmen klassifiziert.

Abbildung 71: sonstige Regionalenergie: Investorentypen und Größen, bezuschlagt

sonstige Regionalenergie: Investorentypen und Größen

Photovoltaik, Sonderausschreibungen (tech. offen + grenzüberschreitend)



herrschende Akteure, Zuschlag

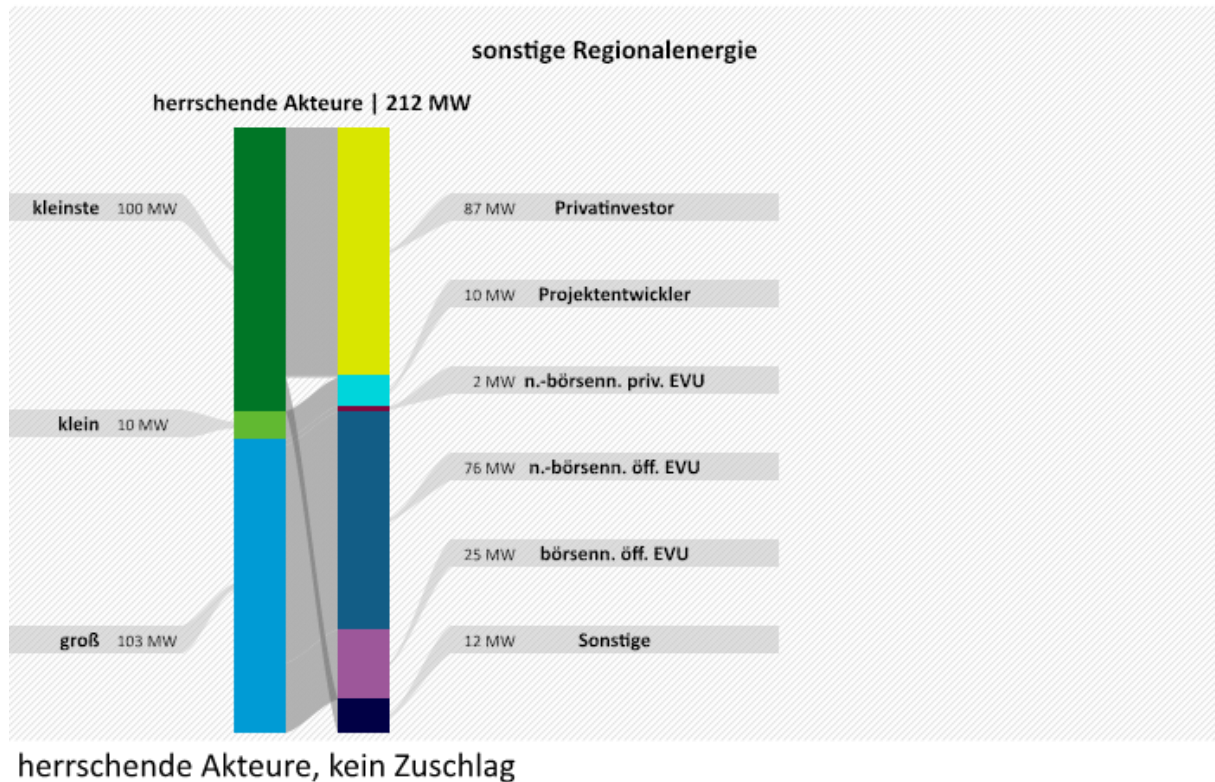
Quelle: IZES & Leuphana

Nach Abbildung 72 sind die nicht erfolgreichen *regionalen Akteure* insbesondere *kleinste Privatinvestoren*, *kleine Projektentwickler* und *kleinste Sonstige* sowie auch *große EVUs*. Die Proportionen gleichen in der Struktur jedoch der, der bezuschlagten Gebote.

Abbildung 72: sonstige Regionalenergie: Investorentypen und Größen, nicht bezuschlagt

sonstige Regionalenergie: Investorentypen und Größen

Photovoltaik, Sonderausschreibungen (tech. offen + grenzüberschreitend)



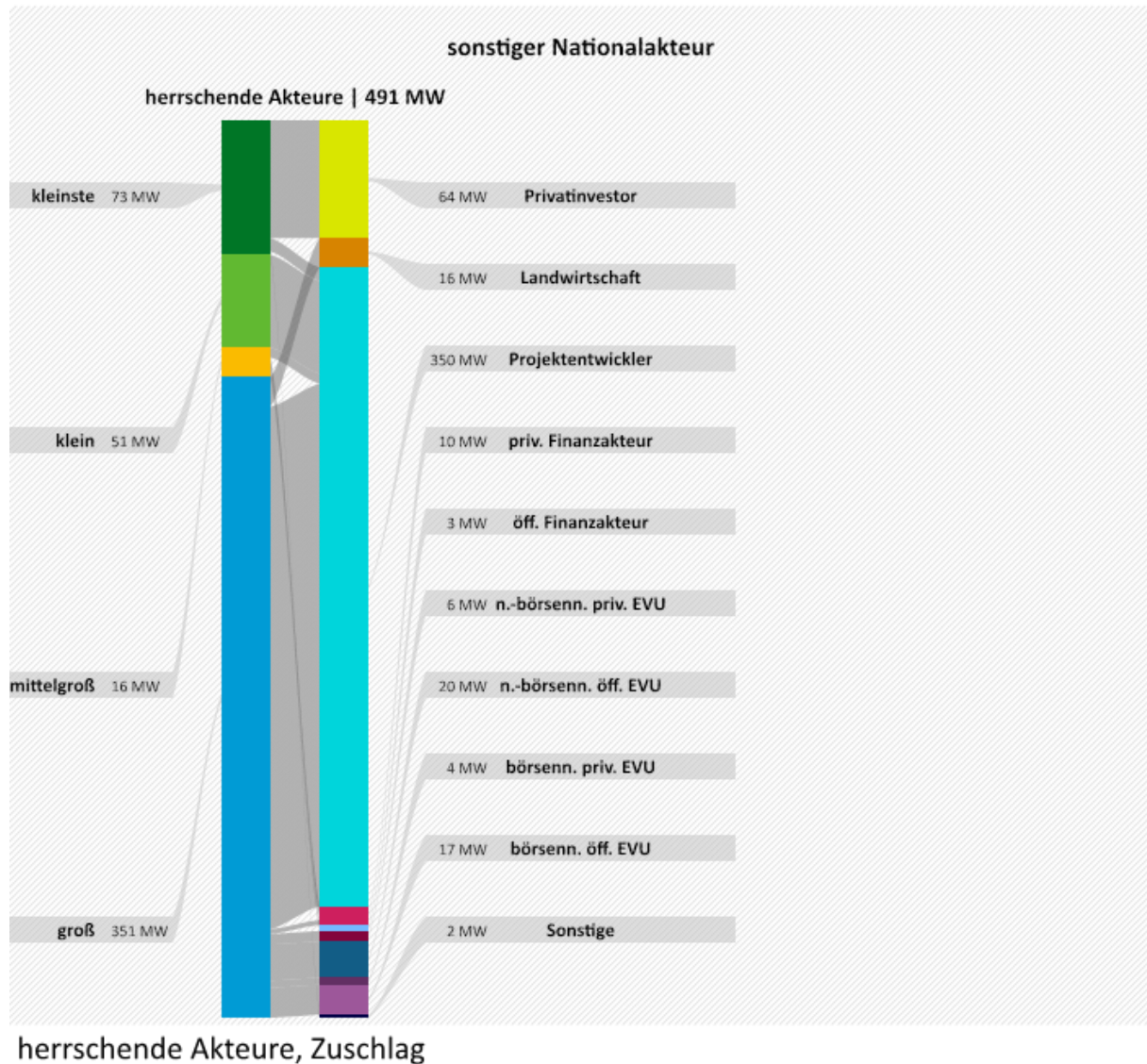
Quelle: IZES & Leuphana

Die erfolgreichen *sonstigen Nationalakteure* sind überwiegend *große Projektentwickler*, zudem sind ca. 70 % der erfolgreichen Nationalakteure der Größenordnung *groß* zuzuordnen. *Mittel-große Sonstige* sowie *kleinen Projektentwickler*, die den *sonstigen Nationalakteuren* zuzuordnen sind, erlangen ebenfalls eine geringere Menge an Zuschlägen.

Abbildung 73: sonstiger Nationalakteur: Investorentypen und Größen, bezuschlagt

sonstiger Nationalakteur: Investorentypen und Größen

Photovoltaik, Sonderausschreibungen (tech. offen + grenzüberschreitend)



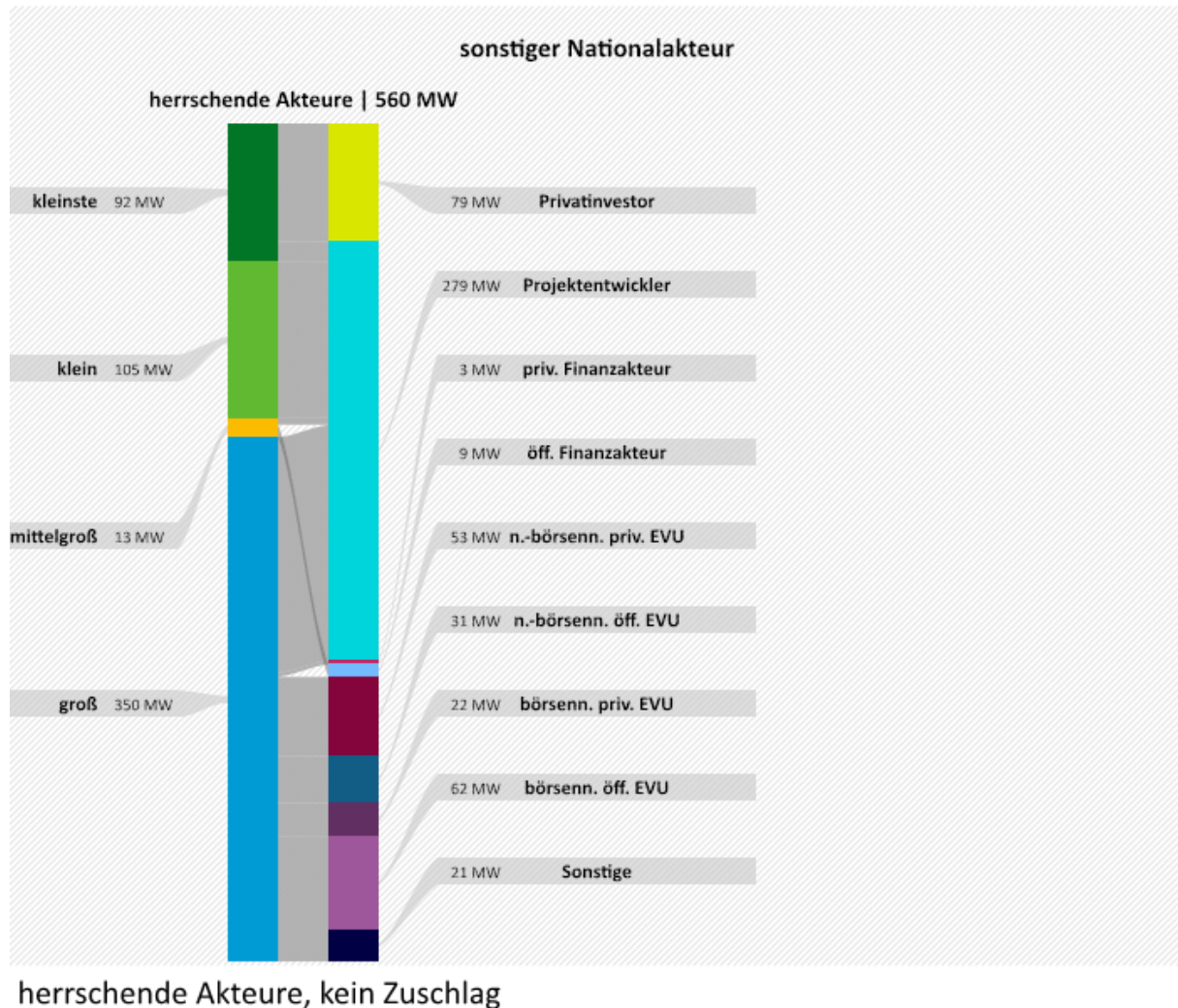
Quelle: IZES & Leuphana

Die nicht erfolgreichen *sonstigen Nationalakteure* sind ebenso überwiegende *große* Akteure. Interpretiert man das Verhältnis Anteil an bezuschlagten vs. Anteil an nicht bezuschlagten Geboten als „Erfolgsquote“, so sind *nationale, kleine Projektentwickler* überdurchschnittlich erfolglos.

Abbildung 74: sonstiger Nationalakteur: Investorentypen und Größen, nicht bezuschlagt

sonstiger Nationalakteur: Investorentypen und Größen

Photovoltaik, Sonderausschreibungen (tech. offen + grenzüberschreitend)



Quelle: IZES & Leuphana

3.2.4.5 Zwischenfazit Sonderausschreibungen Photovoltaik

Die Akteursvielfalt bei den Sonderausschreibungen der großen Freiflächenphotovoltaik > 750 kW war eher gering. Die Gebote verteilen sich zu über Zweidrittel auf den Akteurstyp der *sonstigen Nationalakteure*, die gemessen am Verhältnis Anteil an bezuschlagten vs. Anteil an nicht bezuschlagten Geboten auch überdurchschnittlich erfolgreich war. Die Gebote wurden mehrheitlich von *großen* Unternehmen, insbesondere *großen Projektentwicklern* eingereicht. Die teilnehmenden *Privatinvestoren* (ca. 20 %), als zweitgrößte Investorengruppe, stammen größtenteils aus dem regionalen Kontext. Die beteiligungsoffenen Akteure nehmen an den Sonderausschreibungen nicht erfolgreich teil, indem Sie entweder gar nicht erst mitboten (*beteiligungsoffene Bürgerenergie*) oder nur einen marginalen Anteil am Gebotsvolumen stellten (*beteiligungsoffener Nationalakteur*). Durchgehend mitwirkende und auch erfolgreiche Akteure sind zudem die *großen nationalen EVUs*. Als eher nicht erfolgreich gelten in den Sonderausschreibungen *regionale Akteure*, hierunter insbesondere *regionale kleinste Privatinvestoren*, *regionale kleinste Sonstige*, *regionale Kommunalenergie* und *nationale mittelgroße öffentliche Finanzakteure*.

Der typische Investor in den Sonderausschreibungen war ein *national* aufgestellter, *großer privater Projektentwickler*. Bemerkenswert ist, dass die *beteiligungsoffene Bürgerenergie* an den Sonderausschreibungen erst gar keine Gebote eingereicht hat. Zudem ist der vergleichsweise geringe Anteil von *kommunalen Unternehmen* und *Landwirten* augenscheinlich, für die der Betrieb von PV-Freiflächenanlagen eine durchaus plausible Investition darstellen könnte.

4 Vergleich Akteursstrukturanalyse zwischen Bestand und Ausschreibungen

4.1 Vergleich der Ergebnisse zwischen Bestand und Ausschreibungen für Wind an Land

Dieses Kapitel soll dem Vergleich der Akteursvielfalt vor und nach der Einführung des Ausschreibungssystems dienen. Es werden die in den vorherigen Kapiteln im Detail vorgestellten Akteursklassifizierungen aufgezeigt und die drei ausgewerteten Zeiträume für Wind an Land gegenübergestellt. Dabei sollen folgende im Projekt analysierten Zeiträume miteinander verglichen werden: Windenergiebestandsanlagen in den Jahren 2010 – 2016, die Ausschreibungsphase 2017 sowie die Ausschreibungsphase 2018 – 2019. Für die Ausschreibungsphasen wird lediglich das bezuschlagte Leistungsvolumen betrachtet.

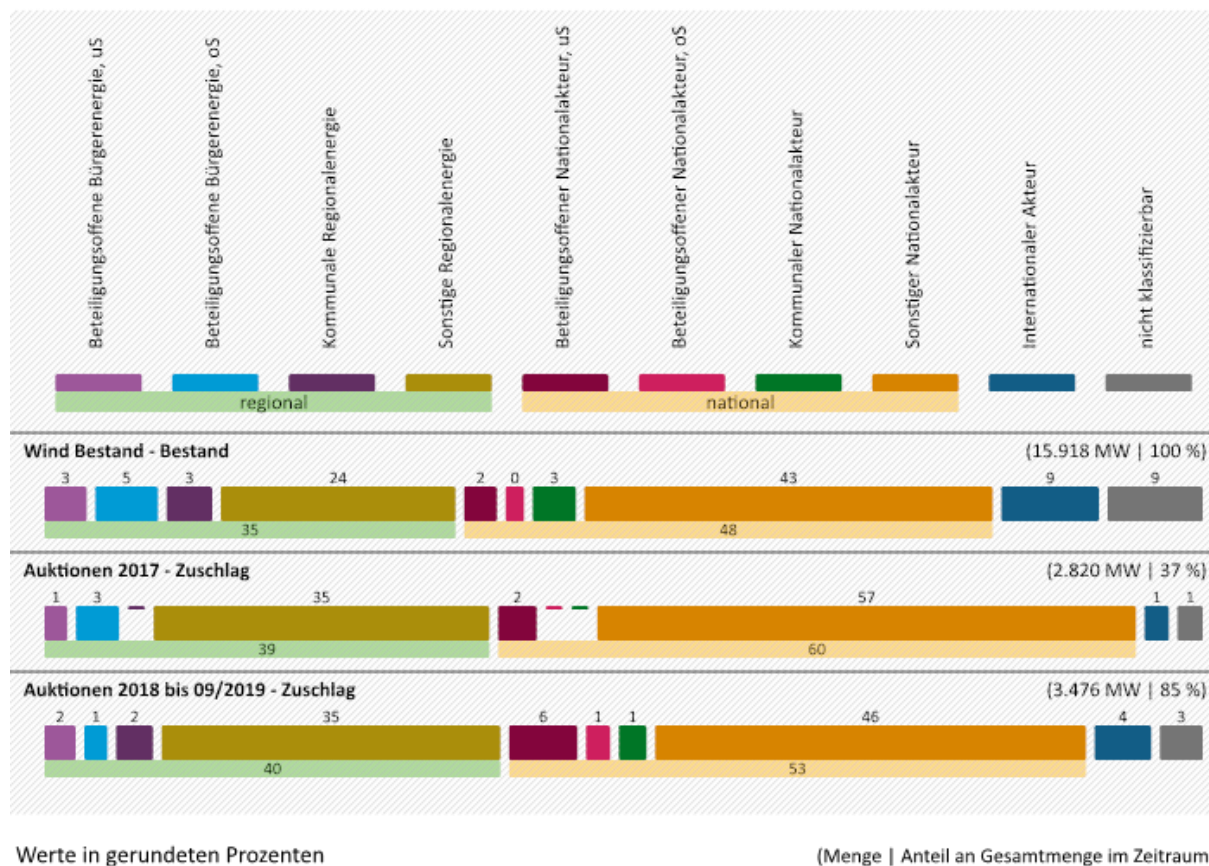
4.1.1 Vergleich der Klassifizierung Regionalität und Beteiligungsform

In Abbildung 75 wird die Akteursklassifizierung nach Regionalität und Beteiligungsform für die drei Zeiträume dargestellt. Es lässt sich feststellen, dass der Anteil der beteiligungsoffenen Bürgerenergie im betrachteten Zeitraum deutlich abnimmt. Lag der Anteil im Bestand noch bei mindestens 8 %, sinkt der Anteil in der Ausschreibungsphase 2017 auf 4 % und in der Ausschreibungsphase 2018 – 2019 auf 3 %.

Abbildung 75: Klassifizierung: Regionalität und Beteiligungsform, Wind an Land: Bestandsjahre und Auktionsintervalle

Klassifizierung: Regionalität und Beteiligungsform

Wind an Land: Bestandsjahre und Auktionsintervalle



Quelle: IZES & Leuphana

Es zeigt sich, dass der Anteil an regionalen Akteuren über die Zeiträume hinweg nur leicht zunimmt (von 35 % auf 40 %). Der Anteil sonstiger Regionalakteure, also Akteure, die regional verankert sind, aber keine Form der Eigenkapitalbeteiligung anbieten, nimmt jedoch mit Beginn der Ausschreibungen sprunghaft zu (von 24 % auf 35 %). Da gleichzeitig die beteiligungsoffene Bürgerenergie abnimmt, ist ein Erklärungsansatz, dass regionale Projektgesellschaften, die vormals eine Form der Eigenkapitalbeteiligung angeboten hätten, mit Beginn der Ausschreibungen darauf eher verzichten.

Im Vergleich zu den Bestandsjahren (2 %) steigt in der 2. Ausschreibungsphase der Anteil beteiligungsoffener Nationalakteure deutlich auf 7 % an. Dies sind oft deutschlandweit agierende Projektentwickler mit einer Möglichkeit der Eigenkapitalbeteiligung. Im Vergleich zum Bestand (6 %) sinkt der Anteil an kommunalen Akteuren in den Ausschreibungsphasen. In der 1. Ausschreibungsphase spielen diese überhaupt keine Rolle, in der 2. Ausschreibungsphase erlangten sie immerhin wieder 3 % des bezuschlagten Leistungsvolumens. Es zeigt sich außerdem, dass internationale Akteure im Vergleich zum Bestand (9 %) in den Ausschreibungsphasen relativ wenig Leistungsanteile erlangten (zwischen 1 - 4 %).

Die 1. Ausschreibungsphase im Jahr 2017 sticht vor allem in der Hinsicht heraus, dass im Vergleich zum Bestand, sehr viele nationale Akteure bezuschlagt wurden. Die sonstigen Nationalakteure, also überregional agierende, und keine Form der Eigenkapitalbeteiligung anbietende Akteure, dominieren in den Ausschreibungsrunden 2017. Dieser Anteil sinkt mit den folgenden Ausschreibungsrunden 2018 bis 2019 wieder auf ein Niveau, ähnlich zum Bestand. Insgesamt sinkt die Akteursvielfalt mit dem Beginn der Ausschreibungen im Vergleich zu den Bestandsjahren was die Klassifizierung nach Beteiligungsform und Regionalität angeht. Mit der 2. Ausschreibungsphase scheint sie sich jedoch wieder dem Niveau der Bestandsjahre anzunähern. Der Anteil der beteiligungsoffenen Bürgerenergie bleibt hingegen äußerst klein.

4.1.2 Vergleich der Größenklassen

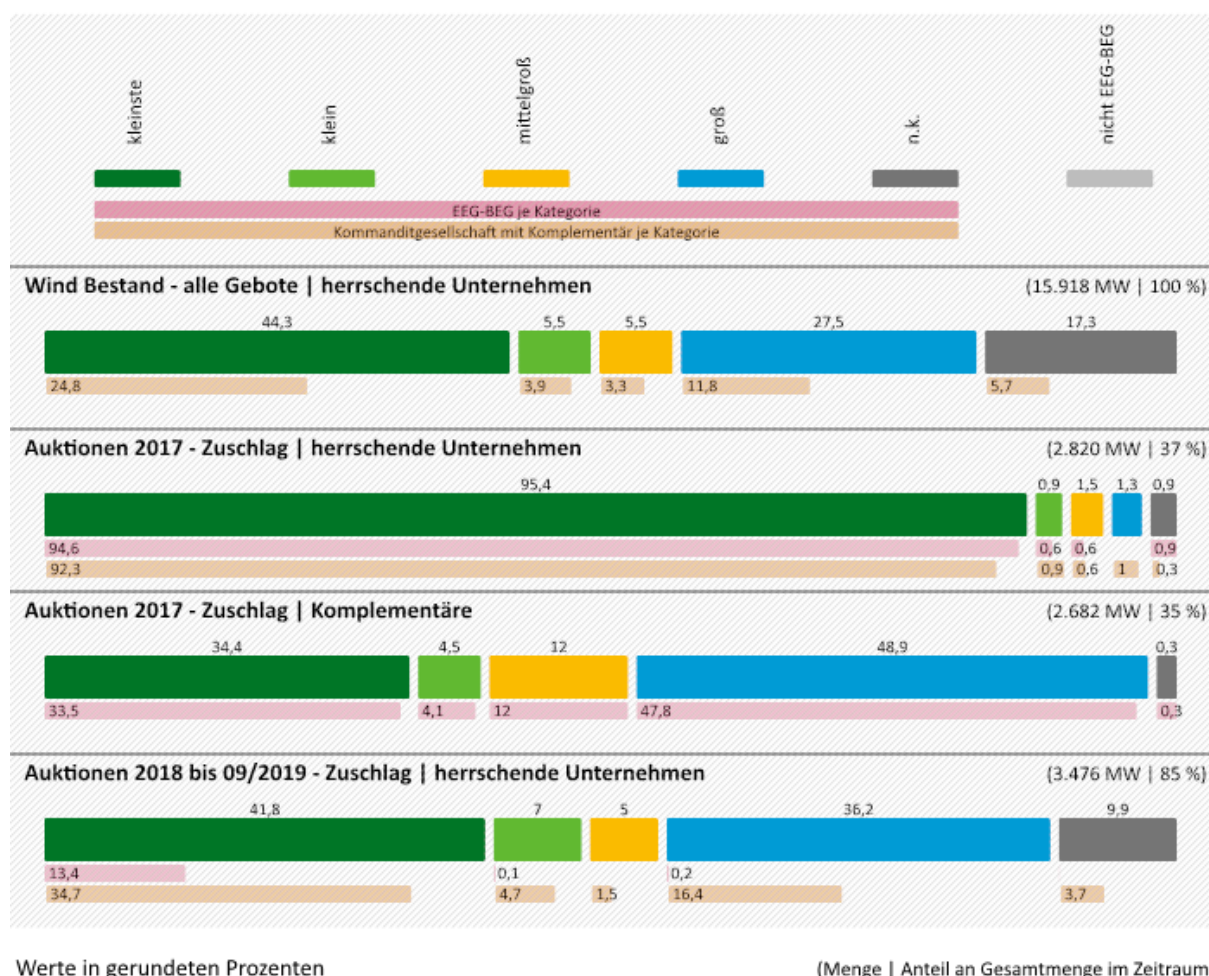
In Abbildung 76 wird die „Größe“ der „herrschenden Akteure“ aus den Bestandsjahren und den beiden Ausschreibungsphasen dargestellt. Für die Ausschreibungsphase 2017 sind die Größenklassifizierungen der Komplementäre ausschlaggebend, da fast alle Bietergesellschaften als Kommanditgesellschaften mit Komplementär, welche in der Regel die Geschäftsführung stellen, geboten hatten. Die Komplementäre hatten dabei oft andere Größenklassen als die Bietergesellschaften selbst (genauere Betrachtung in Kapitel 3.1.2). Deshalb wird für die Phase 2017 auf die Größe der Eigentümer/-innen, die hinter den Komplementären stehen, sofern es sich bei der Bietergesellschaft um eine GmbH & Co. KG bzw. eine UG (haftungsbeschränkt) & Co. KG handelt, eingegangen. Des Weiteren wird für die Ausschreibungsphasen jeweils der Anteil der Bietergesellschaften aufgezeigt, welche die EEG-BEG Sonderregelung in Anspruch genommen haben.

Es zeigt sich, dass der Anteil großer Unternehmen im Vergleich zum Bestand in den Ausschreibungen stark zunimmt. Die 1. Ausschreibungsphase 2017 sticht hierbei besonders heraus, da hier die Bietergesellschaften überwiegend als EEG-BEG geboten haben und damit in der Regel zu den Kleinstakteuren zu zählen sind, die Komplementäre jedoch mit einem Anteil von fast 50 % den großen Unternehmen zugerechnet werden. Da diese in aller Regel die Geschäftsführung der Bietergesellschaften stellen und fast alle Bietergesellschaften als Kommanditgesellschaften organisiert waren, ist dieser Wert für die Bewertung maßgeblich. Der Anteil an mittelgroßen Komplementären ist in der Phase 2017 mit ca. 12 % ebenfalls relativ hoch. Kleinstunternehmen spielen im Vergleich zum Bestand eine deutlich geringere Rolle. Der Anteil an großen und mittelgroßen Unternehmen nimmt in der 2. Ausschreibungsphase wieder deutlich ab, liegt aber immer noch deutlich über dem Niveau des Bestandes. Gleichzeitig sinkt der Anteil an Kleinstakteuren, vor allem wenn davon ausgegangen wird, dass sich im nicht klassifizierbaren Anteil des Bestandes mehrheitlich kleinste Akteure befinden.

Abbildung 76: Größenklassen, Wind an Land: Bestandsjahre und Auktionsintervalle

Größenklassen

Wind an Land: Bestandsjahre und Auktionsintervalle



Quelle: IZES & Leuphana

4.1.3 Vergleich der Investorentypen

In Abbildung 77 wird dargestellt, welchem „Investorentyp“ sich die Eigentümer (herrschende Unternehmen) der Bestandsanlagen sowie der bezuschlagten Bietergesellschaften in den Ausschreibungen zuordnen lassen. Wie schon für die Größenklassen sind die Investorentypklassifizierungen der Komplementäre für die Ausschreibungsphase 2017 ausschlaggebend. Deshalb wird der Investorentyp der Eigentümer/-innen, die hinter den Komplementären stehen, sofern es sich bei den Bietergesellschaften um eine GmbH & Co. KG bzw. eine UG (haftungsbeschränkt) & Co. KG handelt, separat aufgeführt. Handelt es sich bei den herrschenden Akteuren um den Investorentyp des *Projektentwicklers*, wird außerdem die „Größe“ des Unternehmens dargestellt.

Wieder zeigt sich, dass die Ausschreibungsphase 2017 eine Sonderrolle einnimmt. Hier lag der Anteil der Projektentwickler bei ca. 65 % (in der Rolle als Komplementär). Im Vergleich zu den Bestandsanlagen waren demnach in den ersten Ausschreibungsrunden vor allem große (und zum Teil mittelgroße) Projektentwickler erfolgreich. Lediglich Privatinvestoren spielen in dieser

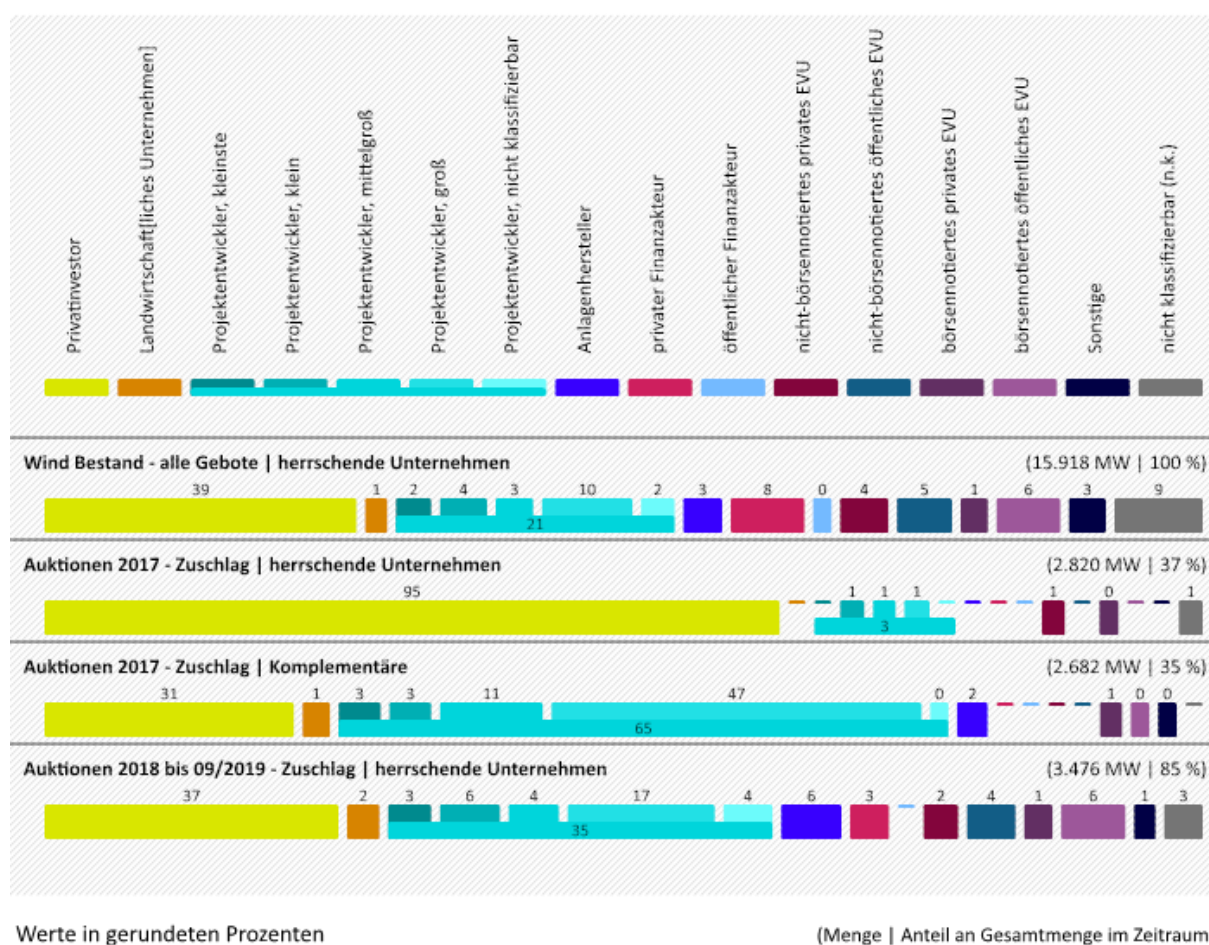
Ausschreibungsphase noch eine Rolle, andere Investorentypen sind bei den bezuschlagten Geboten praktisch nicht vertreten. Im Bestand lag der Anteil der Projektentwickler bei ca. 21 %, in der 2. Ausschreibungsphase liegt er bei 35 %. Waren kleinste und kleine Projektentwickler in der Phase 2017 kaum vertreten, liegt ihr Anteil ab 2018 wieder etwas höher. Die steigende Bedeutung der Projektentwickler lässt sich aber vor allem auf den Anstieg von großen Projektentwicklern zurückführen. Die Privatinvestoren, der über alle Zeiträume zweitstärkste Investorentyp, können ihren Anteil aus dem Bestand beinahe halten. Die Anlagenhersteller verdoppeln ihren Leistungsanteil im Vergleich zum Bestand (von ca. 3 % auf ca. 6 %).

Waren im Bestand die Gruppe der privaten Finanzakteure mit 8 % Leistungsanteil noch relativ stark vertreten, nimmt dieser Anteil in der 2. Ausschreibungsphase auf 3 % ab. Der Anteil der Energieversorger sinkt im Vergleich zum Bestand nur leicht (von ca. 16 % auf ca. 13 %), wobei dieser Investorentyp in der 1. Ausschreibungsphase praktisch überhaupt nicht vertreten war. Es wird deutlich, dass seit den Ausschreibungen im Jahr 2018 die Akteursvielfalt wieder größer wurde und was die Investorentypen angeht, dem Niveau der Bestandsjahre ähnelt.

Abbildung 77: Investorentypen, Wind an Land: Bestandsjahre und Auktionsintervalle

Investorentypen

Wind an Land: Bestandsjahre und Auktionsintervalle



Quelle: IZES & Leuphana

4.2 Vergleich der Ergebnisse zwischen Bestand und Ausschreibungen für große Photovoltaikanlagen

Dieses Kapitel soll dem Vergleich der Akteursvielfalt vor und nach der Einführung des Ausschreibungssystems dienen. Es werden die in den vorherigen Kapiteln im Detail vorgestellten Akteursklassifizierungen aufgezeigt und die zweiausgewerteten Zeiträume für große Photovoltaikanlagen gegenübergestellt. Dabei sollen folgende im Projekt analysierten Zeiträume miteinander verglichen werden: Große Photovoltaikanlagen in den Jahren 2010 – 2016, die Ausschreibungsphase 2015 bis 2017 sowie die Ausschreibungsphase 2017 – 2019. Für die Ausschreibungsphasen wird lediglich das bezuschlagte Leistungsvolumen betrachtet.

4.2.1 Vergleich der Klassifizierung Regionalität und Beteiligungsform

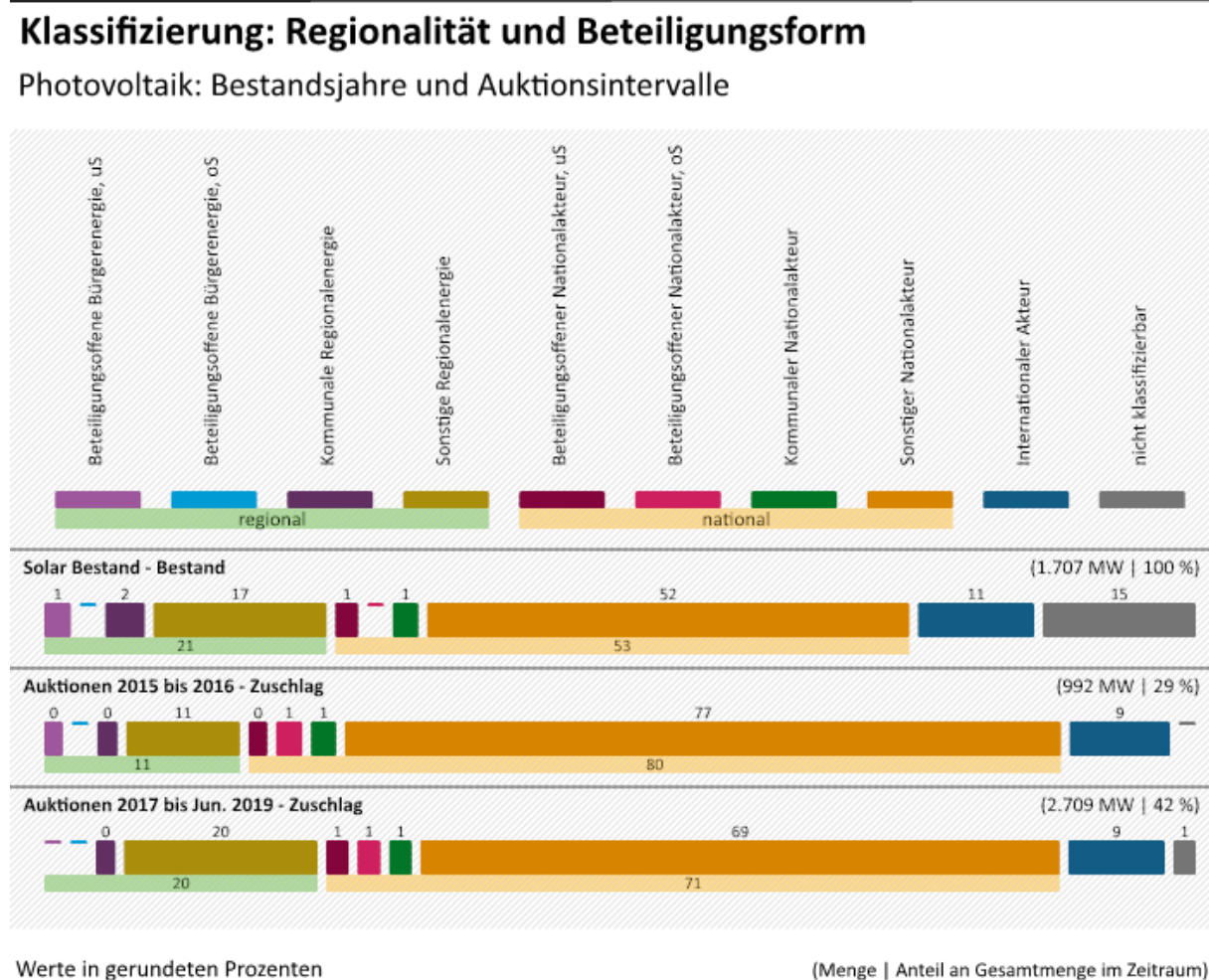
In Abbildung 78 wird die Akteursklassifizierung nach Regionalität und Beteiligungsform für die drei Zeiträume dargestellt. Die Akteursvielfalt bei der großen Freiflächenphotovoltaik > 750 kW war in den Bestandsjahren und den betrachteten Ausschreibungsphasen²⁶ eher konstant gering.

Es lässt sich feststellen, dass der Anteil der *beteiligungsoffenen Bürgerenergie* im betrachteten Zeitraum nahezu verschwindet. Der Anteil der *beteiligungsoffenen Bürgerenergie (uS)* lag im Bestand bereits nur bei 1 %, sinkt im Verlauf der zwei Ausschreibungsphasen jedoch auf null. Die *beteiligungsoffenen Nationalakteure* halten einen Anteil zwischen 0,5 bis 1 % über die drei Zeitphasen. Hier ist zu beachten, dass für den Bestand ein leicht höherer Anteil als 15 % nicht klassifiziert werden konnten und hier ein gewisser Anteil an *beteiligungsoffener Bürgerenergie* vermutet werden kann.

Durchweg durch alle Zeitreihen stellen die *sonstigen Nationalakteure* die dominierende erfolgreiche Akteursgruppe, wobei sie ihre Vorrangstellung nach Einführung der Ausschreibungen erheblich ausbauen konnten (Anstieg im Verhältnis ca. + 20 %). Als zweitgrößte mitwirkende Gruppe sind die *sonstigen Regionalakteure*, also Akteure, die regional verankert sind, aber keine Form der Eigenkapitalbeteiligung anbieten, zu verzeichnen. Bei Einführung der Ausschreibungen wurde ein deutlicher Einbruch in der Erfolgsquote dieser Gruppe ersichtlich (von 17 % auf 11 %), die sich jedoch im Verlauf der zweiten Ausschreibungsphase auf 20 % erholen konnte. Im Vergleich zum Bestand reduzieren sich die geringen Erfolgswerte (2 %) der *regionalen kommunalen Akteure* auf unter 0,5 %. Die *Internationalen Akteure* halten durchweg einen relativ konstanten Anteil an ca. 10 % der erfolgreichen Gebote.

²⁶ Die Sonderausschreibungen sind in der kalendarischen Abgrenzung nach Phasen enthalten.

Abbildung 78: Klassifizierung: Regionalität und Beteiligungsform, Photovoltaik: Bestandsjahre und Auktionsintervalle



Quelle: IZES & Leuphana

4.2.2 Vergleich der Größenklassen

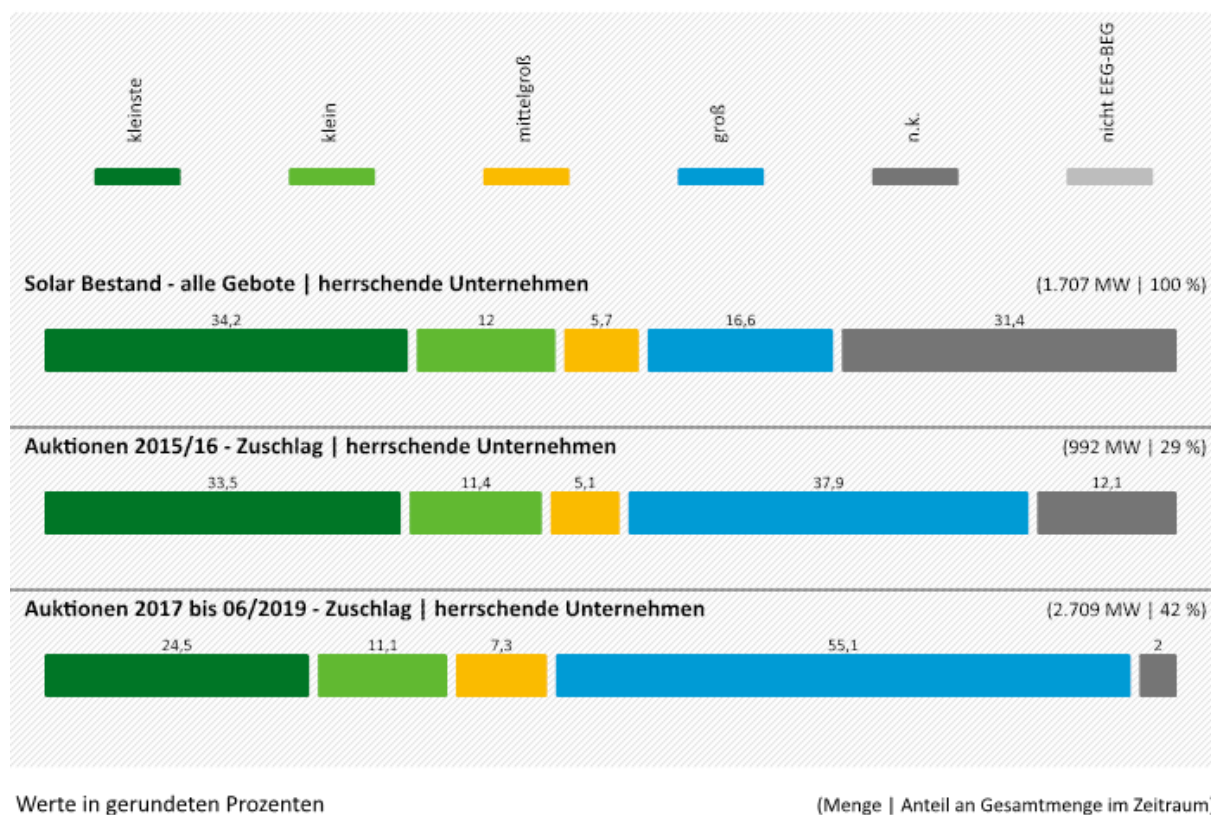
In Abbildung 79 wird die „Größe“ der „herrschenden Akteure“ aus den Bestandsjahren und den beiden Ausschreibungsphasen dargestellt.

Im Vergleich mit den Bestandsjahren zeichnet sich ein starker Aufwärtstrend *großer* Unternehmen seit den Ausschreibungen ab (von 16,6 auf 55,1 % der erfolgreichen Gebote), die auf der Zeitachse betrachtet immer erfolgreicher werden. Gleichzeitig sinkt der Anteil an *Kleinstakteuren*, vor allem wenn davon ausgegangen wird, dass sich im nicht klassifizierbaren Anteil des Bestandes mehrheitlich kleinste Akteure befinden könnten.

Abbildung 79: Größenklassen, große Photovoltaik: Bestandsjahre und Auktionsintervalle

Größenklassen

große Photovoltaik: Bestandsjahre und Auktionsintervalle



Quelle: IZES & Leuphana

4.2.3 Vergleich der Investorentypen

In Abbildung 80 wird dargestellt, welchem „Investorentyp“ sich die Eigentümer (herrschende Unternehmen) der Bestandsanlagen sowie der bezuschlagten Bietergesellschaften in den Ausschreibungen zuordnen lassen.

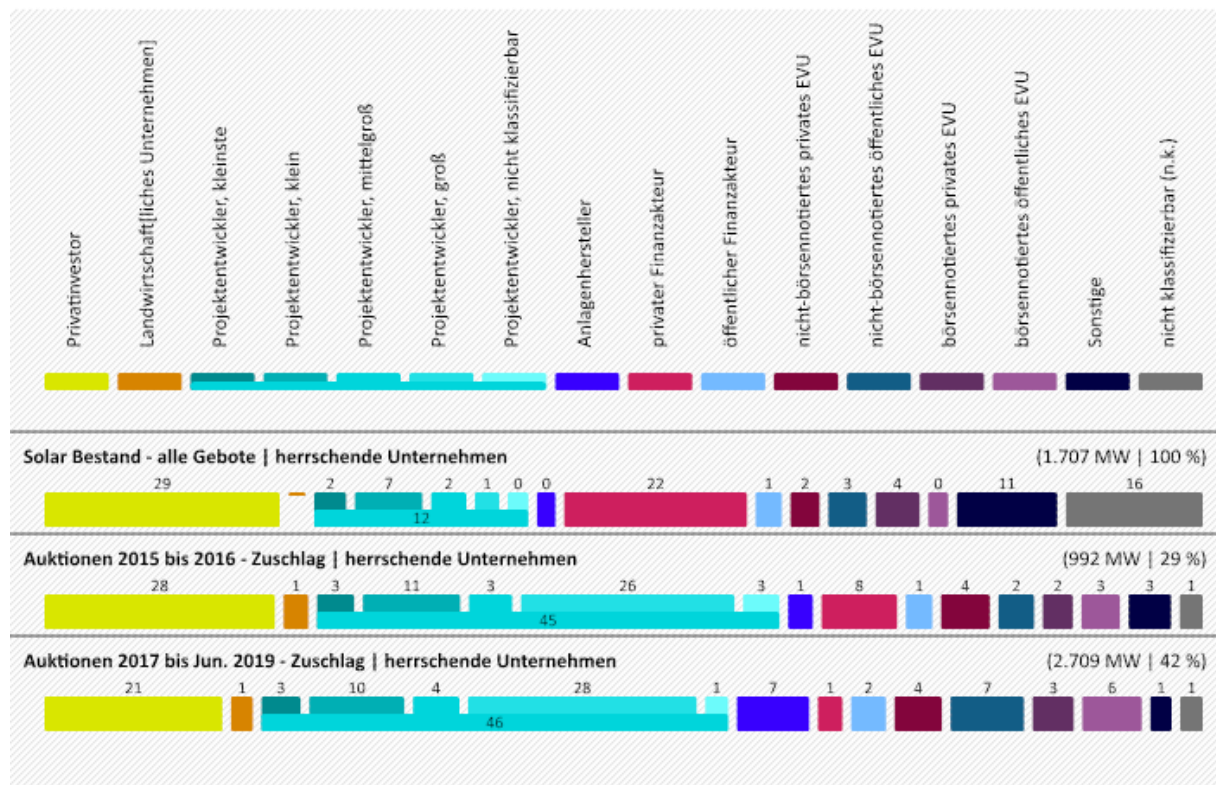
Es lässt sich feststellen, dass der Anteil *Projektentwickler* in den Bestandsjahren nur unwesentlich ins Gewicht fällt. Die Rolle der *großen Projektentwickler* ist mit einem Prozent nur marginal vertreten. Seit Einführung der Ausschreibungen steigerte aber dieser Investorentyp seinen Anteil auf fast die Hälfte aller erfolgreichen Gebote und prägt somit das Portrait der erfolgreichen Bieter in den Ausschreibungsphasen. Die *Privatinvestoren* halten Ihre prozentualen Anteile (knapp 30 %) als zweitgrößte erfolgreiche Gruppe in der Bestands- und der ersten Ausschreibungsphase. Dennoch ist eine stark absteigende Tendenz seit 2017 zu verzeichnen (21 %). Erhebliche Einbußen erfuhr die *privaten Finanzakteure* seit Beginn der Ausschreibungen, die ihre Erfolgsanteile von 22 % fast vollständig verloren. Fraglich ist hier, ob diese Akteursgruppe erst in der späteren Betriebsphase aktiv auftritt. Auch das heterogene Spektrum an *sonstigen Akteuren* verlor fast alle Erfolgsanteile und verbleibt schließlich mit einer 1-%igen Erfolgsquote in der letzten Ausschreibungsrunde. Die *Anlagenhersteller* gehen als Newcomer aus den Ausschreibungsrunden hervor (von 0 % im Bestand auf 7 %). *EVUs* verzeichnen eher einen leichten Anstieg im Verlauf.

Die Gemengelage bei den Investorentypen ist dadurch gekennzeichnet, dass professionalisierte, Investorentypen seit den Ausschreibungen erheblich zunehmen (große *Projektentwickler*).

Abbildung 80: Investorentypen, Photovoltaik: Bestandsjahre und Auktionsintervalle

Investorentypen

Photovoltaik: Bestandsjahre und Auktionsintervalle



Werte in gerundeten Prozenten

(Menge | Anteil an Gesamtmenge im Zeitraum)

Quelle: IZES & Leuphana

5 Sonderauswertungen

5.1 Überblick über die Sonderauswertungen

Neben dem Vergleich der Akteursstrukturen von Bestandsanlagen und Geboten in den Ausschreibungen bei Windenergie an Land und großer PV, die im Mittelpunkt des Kapitel 4 stehen, wurden im vorliegenden Forschungsvorhaben einige Sonderauswertungen vorgenommen:

- ▶ Die Wettbewerbsintensität lässt sich mit Hilfe einer Auswertung der im Projekt erfassten Daten auf Einzelakteursebene analysieren. Diese Analysen erlauben weitergehende Aussagen zum ersten in der Einleitung aufgezählten übergeordneten energie- und wirtschaftspolitischen Ziel, dem funktionierenden Wettbewerb.
- ▶ Der politische Fokus ist oft auf die Bürgerenergie gerichtet. Bürgerenergiegesellschaften gemäß Legaldefinition im EEG 2017 (EEG-BEG) konnten und können mit gewissen Privilegien an den Ausschreibungen bei der Windenergie an Land teilnehmen. Für dieses Forschungsprojekt wurde eine eigene vorhabenspezifische Bürgerenergie definition entwickelt („beteiligungsoffene Bürgerenergie“; s. Kapitel 1, insbesondere den Vergleich der Definitionen). Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, wie die EEG-BEG im Rahmen des vorliegenden Vorhabens klassifiziert wurden.
- ▶ Eingetragene Genossenschaft (eG) stellen insofern eine ideale Rechtsform für Bürgerbeteiligungen dar, als dass hier viele natürliche Personen beteiligt werden können und das Unternehmen grundsätzlich demokratisch organisiert ist. Daher werden in 5.4 Auswertungen für die beteiligten eGn aufgeführt.
- ▶ In den Kurzberichten zu den Ausschreibungen für die Windenergie an Land sind Untersuchungen von Mehrfachgeboten enthalten. Hier wird eine zusammenfassende Analyse für alle Ausschreibungsrunden der Windenergie an Land präsentiert.

Damit stellen die hier aufgeführten Sonderauswertungen vertiefende Analysen zu den in 1.4.2 aufgeführten energie- und wirtschaftspolitischen Zielsetzungen dar. Aufgrund der Diversität der in diesem Kapitel zusammengefassten Auswertungen wird auf ein abschließendes Fazit für das Gesamtkapitel verzichtet. Stattdessen werden die Ergebnisse für jeden Abschnitt gesondert zusammengefasst.

5.2 Wettbewerbsintensität

5.2.1 Hintergrund

Wettbewerb kann verschiedene Funktionen erfüllen, wie im Methodenbericht zu diesem Vorhaben ausführlicher erläutert (Weiler, Holstenkamp et al., 2021). Für die Funktionsfähigkeit von Märkten ist wichtig, dass die Konzentration nicht zu groß ist und möglichst keine Markteintrittsbarrieren für neue oder kleine Marktakteure bestehen. Aus den hier vorgenommenen Analysen sollen daher Hinweise generiert werden, ob und ggf. wo vertiefte Prüfungen bezüglich Marktkonzentrationen sinnvoll sein könnten. In diesem Abschnitt wird die Konzentration der Akteure analysiert, woraus sich Hinweise auf eine potentielle Marktführerschaft weniger großer Akteure ergeben können – auch dies ein möglicher Aspekt der Akteursvielfalt, die der Gesetzgeber bei der Einführung von Auktionen erhalten wollte. Hier geht es insbesondere um die „Akteursvielfalt“ bzw. die Binnenstruktur innerhalb einer möglichen Vielzahl von Akteuren am Markt. Diese Analyse erfolgt auch, um einen Vergleich mit anderen Untersuchungen der Wettbewerbsintensi-

tät zu ermöglichen, etwa der von der Monopolkommission durchgeführten Analyse der Ergebnisse der Ausschreibungen bei Photovoltaik und Windenergie an Land (Monopolkommission 2019) oder der Untersuchung im Rahmen der Evaluierung der Erneuerbare-Energien-Ausschreibungen im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums (Tiedemann et al. 2019).

Marktkonzentration kann mit unterschiedlichen Methoden gemessen werden. In diesem Vorhaben wird die Konzentrationsrate herangezogen, die auch im Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) Anwendung findet (Monopolkommission 1976). Eine Alternative für die Messung der absoluten Konzentration stellt beispielsweise die mittels des Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) dar (Monopolkommission 2008), der etwa von der Europäischen Kommission angewandt wird, um die wettbewerbsrechtlichen Auswirkungen von Fusionsvorhaben zu bewerten. Er ist definiert als die Summe der quadrierten Marktanteile und mithin weniger einfach zu interpretieren als die nachfolgend erläuterte Konzentrationsrate (Concentration Rate, abgekürzt CR).

Allgemein gesprochen gibt CR_n die Summe der Marktanteile der n größten Unternehmen an. In § 18 GWB werden insbesondere drei Schwellenwerte hervorgehoben: Eine marktbeherrschende Stellung wird vermutet bei einem Marktanteil eines Unternehmens von mindestens 40 % ($CR_1 \geq 40\%$), einem Marktanteil dreier (oder weniger) Unternehmen von zusammen mindestens 50 % ($CR_3 \geq 50\%$) sowie bei einem Marktanteil von fünf (oder weniger) Unternehmen von mindestens zwei Dritteln ($CR_5 \geq \frac{2}{3}$).

Konzentrationsraten werden häufig als Anteile bestimmter Unternehmen am Gesamtumsatz in einem bestimmten Gesamtmarkt gemessen. Dort stellt sich die Herausforderung, diesen Gesamtmarkt räumlich, zeitlich und sachlich angemessen zu definieren. Im vorliegenden Fall ist dagegen von Interesse, ob Unternehmen sich einen besonders hohen Anteil am Ausschreibungsvolumen bzw. an den Bestandsanlagen sichern konnten. Daher wird hier auf die jeweils gebotene bzw. bezuschlagte zu installierende Leistung bzw. die installierte Leistung abgestellt, gemessen an den Gesamtvolumina bestimmter Runden oder, kumulativ, aller bislang durchgeführter (technologiespezifischer) Ausschreibungsrunden für die jeweilige Technologie. Ausgewertet wurden jeweils die Marktanteile der drei (CR_3) bzw. fünf (CR_5) größten Unternehmen.

Ziel der Bestimmung der Konzentrationsraten war es, die Marktanteile der einzelnen, herrschenden Unternehmen am Markt für Zahlungsberechtigungen aus der Marktprämie zu bestimmen. Der Marktanteil ist dabei bestimmt als der Anteil jedes herrschenden Unternehmens an der insgesamt jeweils gebotenen bzw. bezuschlagten Leistung. Diese Anteile werden dann der Größe nach sortiert und kumuliert. Der CR_3 ist somit die Summe der Anteile der drei Unternehmen mit den größten Anteilen, der CR_5 entsprechend die Summe der fünf größten.

Eine Besonderheit bei der Bestimmung der Marktanteile ergibt sich für Kommanditgesellschaften, bei denen die Gesellschafterposition aufgeteilt wird zwischen Komplementären und Kommanditisten. Bei der Bestimmung der Marktanteile bestanden alternative Vorgehensweisen: Es wäre beispielsweise möglich gewesen, bei Kommanditgesellschaften entweder nur die Kommanditisten oder nur die Komplementäre zu berücksichtigen. Der unternehmerische Einfluss der jeweils anderen Partei wäre dann nicht betrachtet worden. Eine Berücksichtigung sowohl der Komplementäre als auch der Kommanditisten mit der jeweils vollen Menge erschien ebenfalls nicht zielführend, da dann Unternehmen die (auch mittelbar) sowohl Kommanditisten wie auch Komplementäre stellen einen zu hohen Marktanteil zugeschlagen bekämen.

Für die Messung der Marktanteile wurde daher bei Kommanditgesellschaften wie folgt vorgegangen: Waren Komplementär und Kommanditist unterschiedlich, wurde ihnen jeweils die volle Leistung zugerechnet. Waren sie identisch, wurde die jeweilige Menge nur einmal berücksichtigt, wobei bei unterschiedlichen Anteilen der größere Anteil ausschlaggebend war. Im Ergebnis

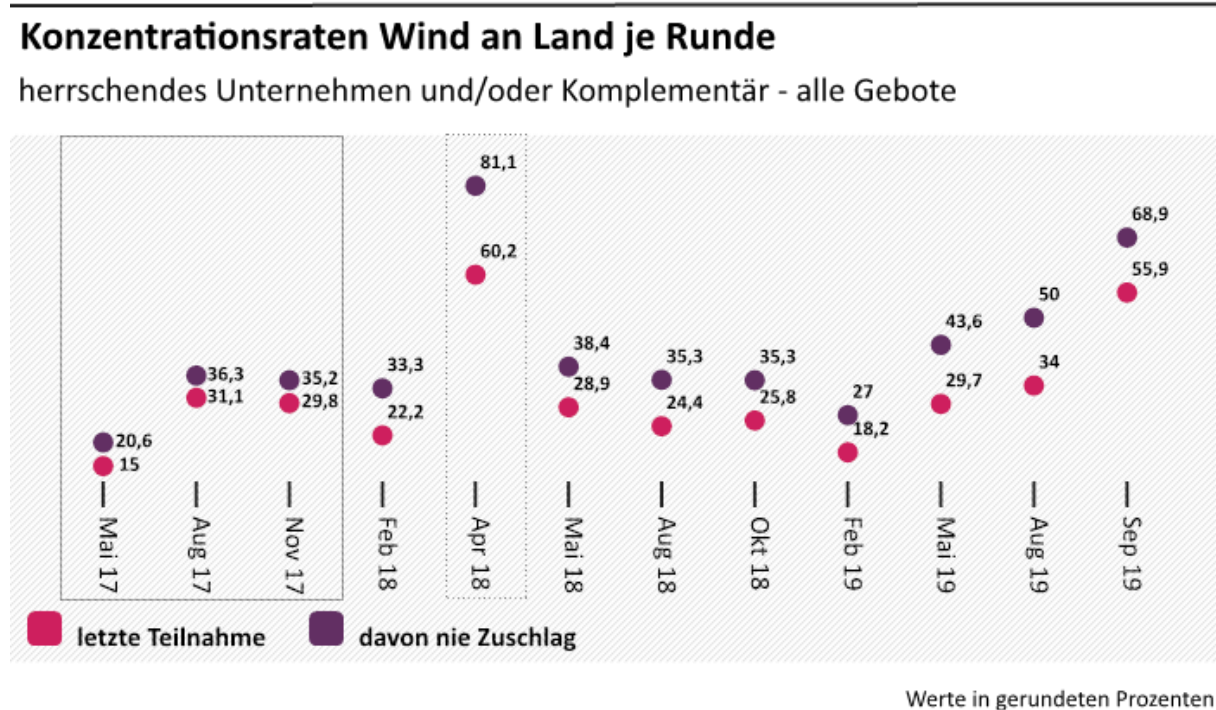
ist die Gesamtsumme der Marktanteile (leicht) größer als 100 % der jeweils gebotenen bzw. bezuschlagten Leistung. Vor dem Hintergrund der verbreiteten gesellschaftsrechtlichen Gestaltungsformen, insbesondere bei der Windenergie im Jahr 2017, erscheint dies als die zielführendste Methodik zur Messung der Marktanteile der größten Unternehmen, da sie so stets eine angemessene Berücksichtigung finden.

5.2.2 Windenergie an Land

Zunächst wurden die Konzentrationsraten, bezogen auf alle jeweils abgegebenen Gebote, für jede Runde einzeln ausgewertet (siehe Abbildung 81). Durch einen Kasten leicht abgesetzt sind die Auktionsrunden 2017, nach denen die Teilnahmebedingungen, wie berichtet, von den nachfolgenden Ausschreibungsrunden entscheidend abwichen.

Hier zeigen sich in der letzten analysierten Auktionsrunde vom September 2019 für CR₃ und CR₅ Werte leicht oberhalb der im GWB angesetzten Schwellen. In dieser Runde bestand nur sehr wenig Wettbewerb: Von ausgeschriebenen 500 MW Leistung wurden aufgrund einer niedrigen Gebotsmenge lediglich für 176 MW Zuschläge vergeben. Auch in den Runden im Mai und August 2019 waren die Konzentrationsraten relativ hoch (wenngleich unterhalb der GWB-Schwellen), und auch hier betrug das Gebotsvolumen nicht einmal die Hälfte der ausgeschriebenen Menge. Bei der Interpretation muss bedacht werden, dass bereits durch relativ kleine Gebotsmengen vergleichsweise hohe Konzentrationsraten erreicht werden können, weil die Gesamtsumme der Gebotsvolumina gering ist. In jedem Fall spiegeln die Konzentrationsraten einzelner Runden jeweils nur Momentaufnahmen wider, die nicht mit der Struktur des Marktes insgesamt verwechselt werden dürfen.

Abbildung 81: Konzentrationsraten je Ausschreibungsrunde bei Windenergie an Land, alle Gebote

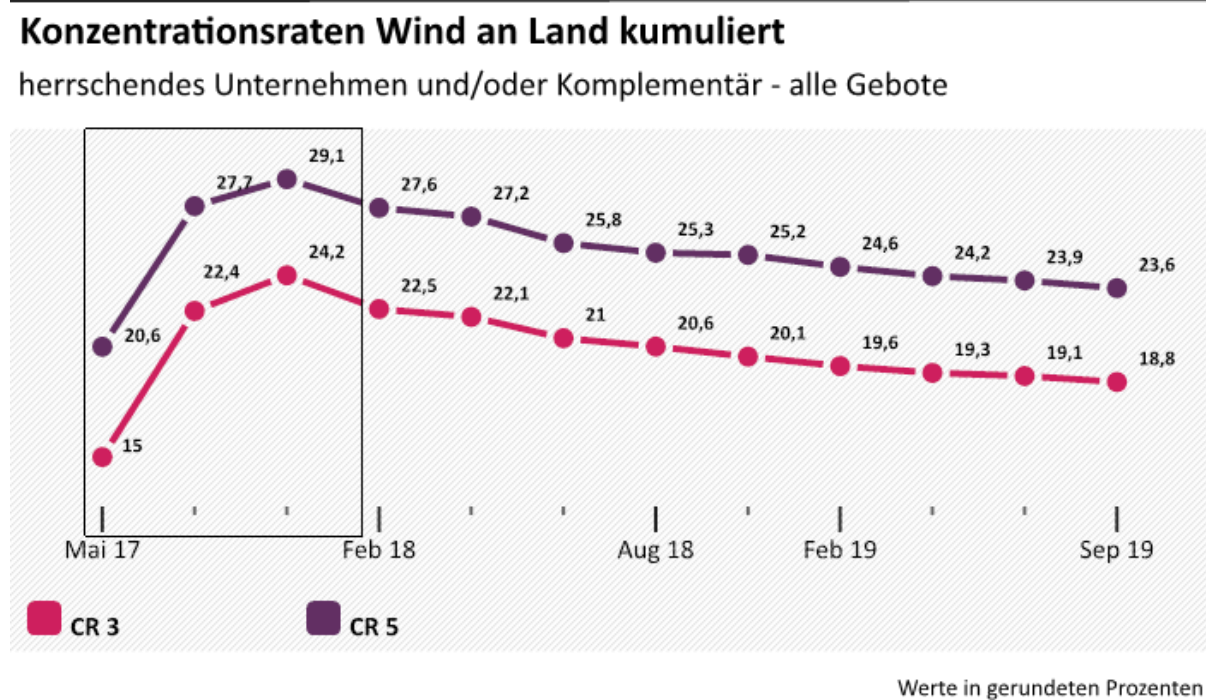


Quelle: IZES & Leuphana

Mit Blick auf die Gesamtsituation des Marktes für Windenergie an Land sind daher kumulierte Betrachtungen aussagekräftiger. Sie sind zum einen in Abbildung 82 dargestellt. Zur Interpretation: Die Konzentrationsraten der ersten Runde sind identisch mit den in den rundenscharf dargestellten. Danach werden jeweils die Marktanteile für alle in den bisherigen Runden abgegebenen Gebote ermittelt. Mithin bezieht sich die Angabe für die zweite Auktionsrunde auf das insgesamt in den ersten beiden Runden abgegebene Gebotsvolumen und die Anteile aller Gebote abgebender Bieter. Der Einfluss einzelner Runden auf dieses Gesamtbild sinkt damit im Laufe der Betrachtung. Der Vorteil ist, dass so auch Anteile derselben Unternehmen über Auktionsrunden hinweg betrachtet werden können.

So zeigt sich etwa, dass die Konzentrationsraten während der ersten drei Runden 2017 deutlich anstiegen, aber dann nach und nach zurückgegangen sind, da offenbar ein deutlich breiterer Kreis von Unternehmen an den Ausschreibungen teilnahm als im Jahr 2017 allein. Im Ergebnis liegen die Konzentrationsraten für die bis September 2019 durchgeführten Ausschreibungen mit einem CR_3 von 18,8 und einem CR_5 von 23,6 weit unterhalb der im GWB definierten Schwellenwerte von 50% (CR_3) bzw. zwei Dritteln (CR_5). Ein Nachteil dieser Betrachtung ist allerdings, dass bedenkliche Entwicklungen aufgrund des niedrigen Einflusses einzelner Runden auf das Gesamtbild ggf. erst mit Verzögerung festgestellt werden könnten.

Abbildung 82: Kumulierte Konzentrationsraten bei Windenergie an Land seit Beginn der Ausschreibungen, alle Gebote



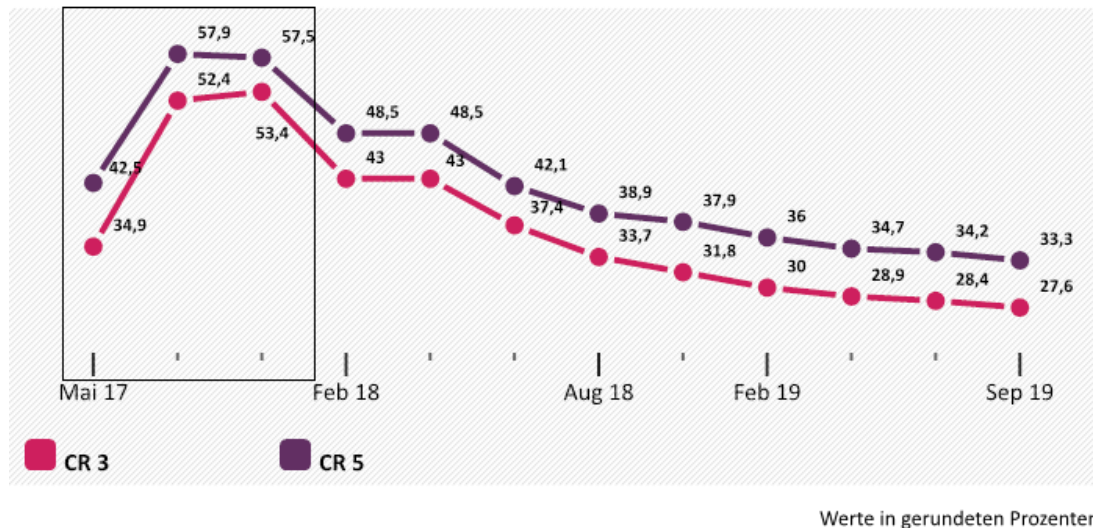
Quelle: IZES & Leuphana

Mit Blick auf die Situation insbesondere während des starken Wettbewerbs 2017 kann nachfolgend mit der Entwicklung allein unter den Bezuschlagten verglichen werden. Es wird deutlich, dass sich ab Sommer 2017 eine hohe Konzentration eingestellt hatte, die beim CR₃ auch die Schwellenwerte überschreitet, ab denen wettbewerblich eine marktbeherrschende Stellung vermutet wird – wohlgermerkt nicht für einzelne Auktionsrunden, sondern für die insgesamt 2017 bezuschlagte Leistung. Diese Situation änderte sich mit der Änderung der Teilnahmebedingungen wieder. Seither ist auch bei den Bezuschlagten die Marktkonzentration wieder kontinuierlich rückläufig.

Abbildung 83: Kumulierte Konzentrationsraten bei Windenergie an Land seit Beginn der Ausschreibungen, nur Bezuschlagte

Konzentrationsraten Wind an Land kumuliert

herrschendes Unternehmen und/oder Komplementär - nur bezuschlagte

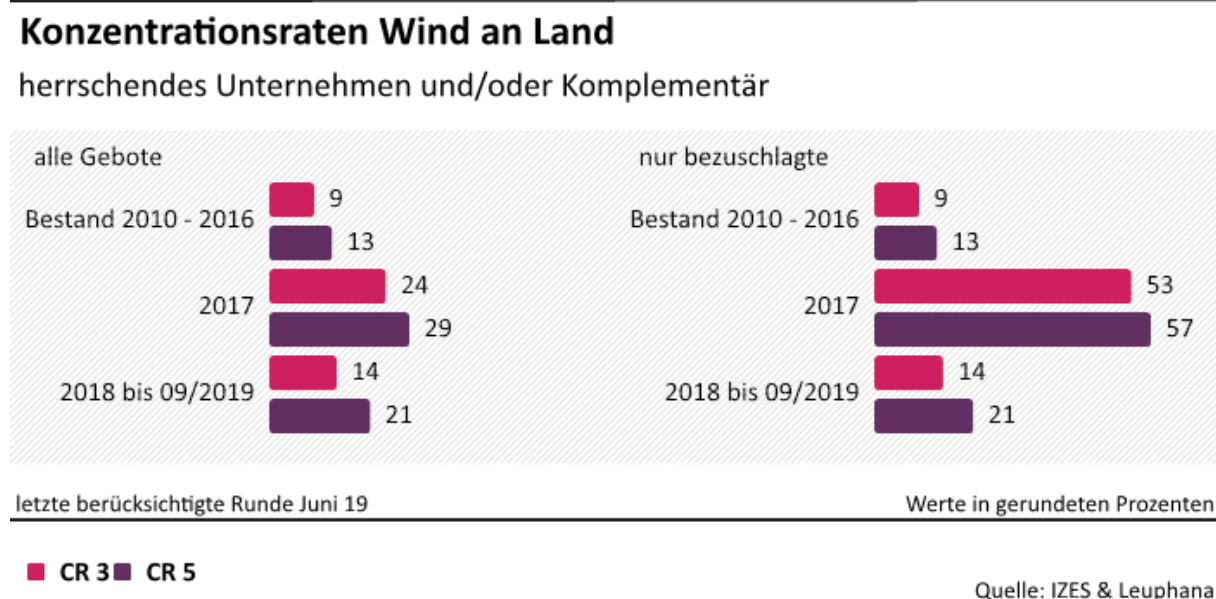


Quelle: IZES & Leuphana

In einer nächsten Darstellung wird eine in der zeitlichen Auflösung dazwischen liegende Perspektive eingenommen (Abbildung 84). Zugleich wird auch der 2010 bis 2016 in Betrieb genommene Anlagenbestand mit betrachtet, und die bezuschlagten Gebote werden mit betrachtet. Hier zeigt sich nun ein anderes Bild: Im Anlagenbestand waren die Konzentrationsraten sehr niedrig, wobei allerdings zu beachten ist, dass das Bild einen Zeitraum von sieben Jahren abbildet, d.h. eine deutlich höhere Grundgesamtheit an Leistung, mit einem entsprechend niedrigeren relativen Einfluss z.B. eines Anlagenportfolios von 100 MW, das einem Unternehmen zuzuordnen ist.

Im Ausschreibungsjahr 2017 zeigt sich hier eine deutlich höhere Konzentration, die bei den drei mit den größten Volumina bezuschlagten Unternehmen bereits über der GWB-Schwelle von 50 % liegt. Die Konzentration bei allen abgegebenen Geboten war dagegen erheblich niedriger. Das zeigt, dass 2017 ein relativ breites Interesse bestand, sich aber gerade einmal drei Unternehmen mehr als die Hälfte des Ausschreibungsvolumens des gesamten Jahres sichern konnten. Seit der Änderung der Teilnahmebedingungen und dem starken Rückgang des Wettbewerbs in den 2018 durchgeführten Runden ist das Konzentrationsniveau wieder stark zurückgegangen, wenngleich nicht auf das, vor den Ausschreibungen bestehende Niveau.

Abbildung 84: Konzentrationsraten bei der Windenergie an Land im Bestand und in den Ausschreibungsphasen 2017 und 2018/19, nur Bezuschlagte



5.2.3 Photovoltaik

Bei der Analyse der Konzentrationsraten in den Photovoltaikausschreibungen folgt die Darstellung demselben Muster wie oben bei der Windenergie an Land. Abbildung 85 zeigt wieder die Konzentrationsraten je Ausschreibungsrunde. Mit enthalten sind einerseits die grenzüberschreitende Ausschreibungsrunde mit Dänemark vom November 2016 und andererseits die gemeinsamen Ausschreibungsrunden für Photovoltaik und Windenergie an Land, die im April 2018, November 2018 und April 2019 durchgeführt wurden²⁷; sie sind jeweils mit einer gestrichelten Linie markiert.

Auch hier zeigt sich ein differenziertes Bild. Zunächst sind die sechs Pilotausschreibungsrunden zwischen April 2015 und Dezember 2016 zu betrachten. Hier zeigt sich ein allmählich ansteigender Konzentrationstrend, der jedoch sowohl für CR₃ wie auch für CR₅ deutlich unterhalb der GWB-Schwellen bleibt.

Ab Februar 2017 sind die regulären PV-Ausschreibungsrunden dargestellt. Die Ergebnisse sind nicht vollständig mit denen der Pilotausschreibungsrunden vergleichbar, da sich das Ausschreibungsdesign geändert hatte: In den Pilotausschreibungen waren etwa nur Gebote für Freiflächenanlagen zwischen 100 kW und 10 MW zulässig, ab 2017 dann für Dach- und Freiflächenanlagen und Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen zwischen 750 kW und 10 MW. In den Pilotrunden konnte nur für versiegelte Flächen, Seitenrandstreifen, Konversionsflächen und Flächen der Bundesanstalt für Immobilienaufgaben (BImA) geboten werden. Diese wurden ab den regulären Ausschreibungen um Acker- und Grünland in einem benachteiligten Gebiet (sofern von den Bundesländern erlaubt) und sonstige bauliche Anlagen erweitert.

Die Konzentrationsraten in den Ausschreibungsrunden ab 2017 variieren stärker als während der Pilotausschreibungen. Zumeist lag das Niveau des CR₃ zwischen 30 und 45 und das des CR₅ zwischen 45 und 60, mithin in der Regel jeweils unter den relevanten GWB-Schwellenwerten.

²⁷ Da die Zuschläge hier fast ausschließlich an PV-Anlagen vergeben wurden, werden sie in diesem Abschnitt mit berichtet.

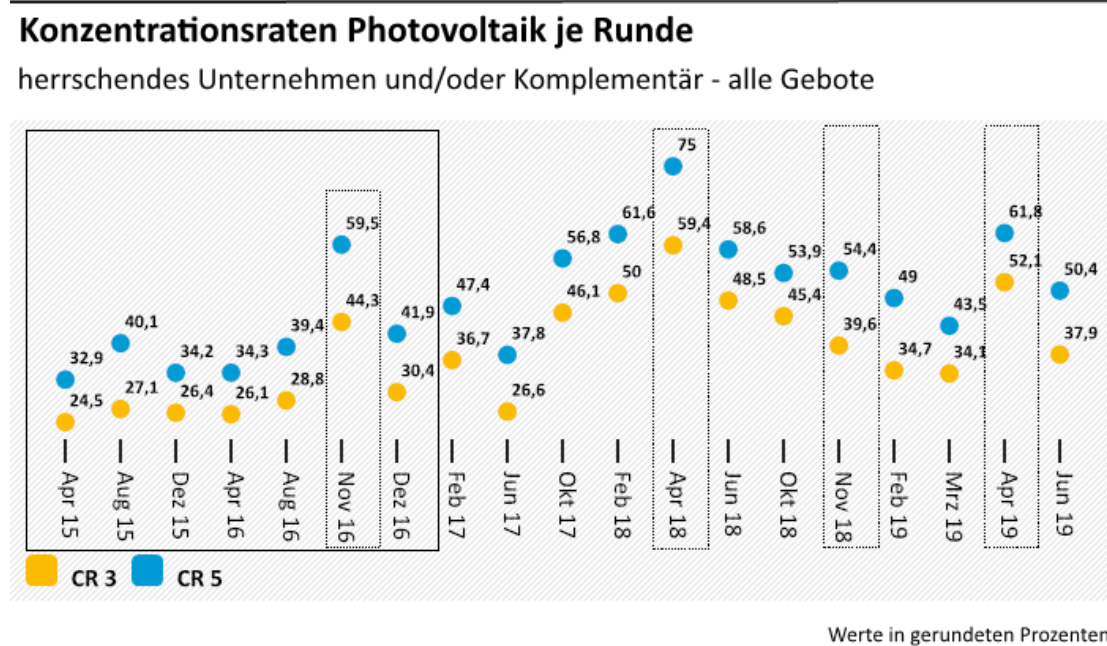
Ein Ausreißer zeigt sich bei der Runde vom Juni 2017, in der eine besonders niedrige Konzentration vorlag.

Ab Oktober 2017 steigen die Konzentrationsraten dagegen merklich an, auf ein Maximum des CR₃ von 50 und des CR₅ von knapp 62. Damit werden die GWB-Schwellenwerte bereits (fast) erreicht. Der CR₃ hat etwa zwischen Oktober 2017 und Oktober 2018 durchgängig Werte oberhalb von 45. Ab Februar 2019 erreicht die Konzentration wieder relativ niedrige Werte, beim CR₃ von unter 40. Die Ausschreibungsvolumina und die Wettbewerbsintensität waren hier jedoch kaum anders als in den davor und danach liegenden Runden; im Februar und Juni 2018 waren die Runden weniger als 3-fach überzeichnet. Allerdings sanken die Gebots- und Zuschlagswerte seit den ersten Pilotausschreibungsrunden kontinuierlich und erreichten ab Oktober 2017/Januar 2018 eine Talsohle von 4,9 ct/kWh bzw. 4,3 ct/kWh, von der aus die Werte dann wieder langsam bis auf 5,5 ct/kWh in der Runde im Juni 2019 anstiegen. Zugleich kann eine Erklärung in der Entwicklung des CR₁ liegen, des Anteils des jeweils größten Bieters am jeweiligen Gebotsvolumen: Dieser war während der Pilotausschreibungen eher niedrig und lag bis Juni 2018 im Mittel bei 14 %. In den Runden zwischen Oktober 2017 und Oktober 2018 erhöhte er sich allerdings deutlich auf Werte zwischen 20 % und 37 %.

In der Abbildung 85 enthalten ist auch die Runde vom März 2019, in der als sogenannte Sonderausschreibung nicht, wie sonst ab 2017 üblich, 150 bis 200 MW ausgeschrieben waren, sondern ein erhöhtes Volumen von 500 MW. Da jedoch auch die Gebotsmenge deutlich höher war als in den übrigen Runden, fiel das Verhältnis von Gebots- und Ausschreibungsvolumen nicht niedriger als auf 1,7. Aufgrund dieser immer noch bestehenden Wettbewerbssituation wären noch niedrigere Konzentrationsraten damit unwahrscheinlich.

Es zeigt sich, dass die gemeinsamen Ausschreibungen, bei denen Gebote für Windenergie an Land und für Photovoltaik abgegeben werden konnten, (teils deutlich) höhere Konzentrationsraten aufwiesen als die übrigen Runden.

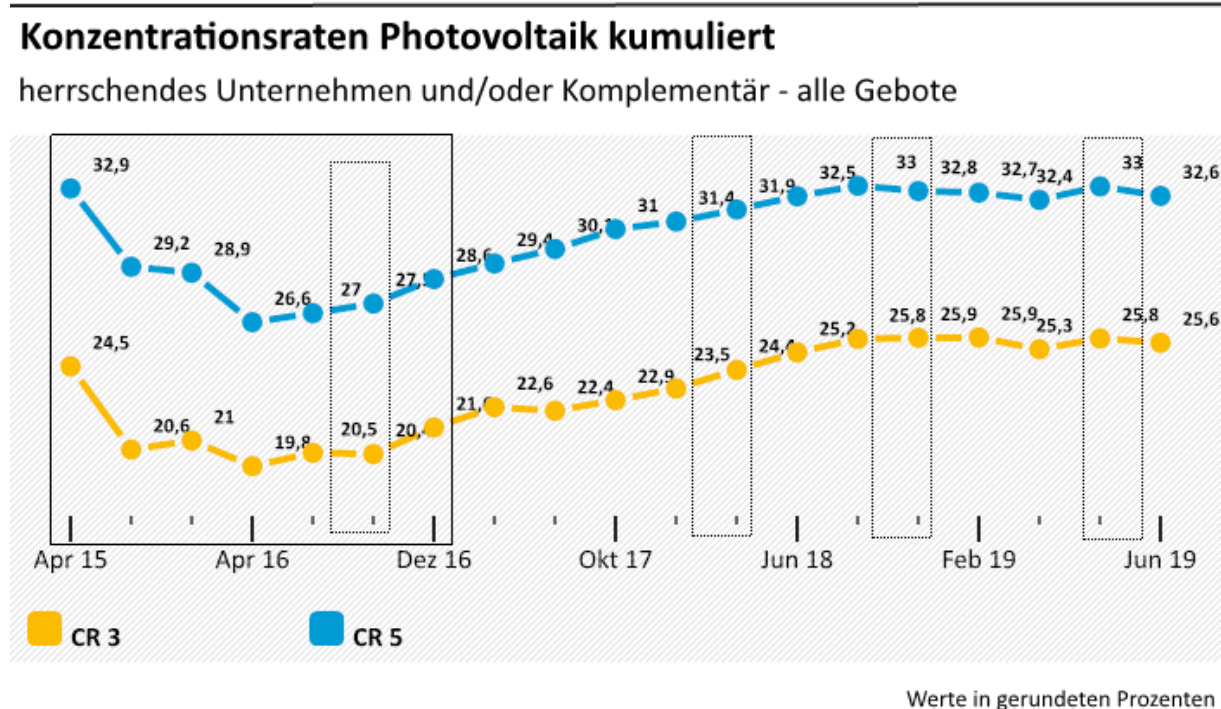
Abbildung 85: Konzentrationsraten je Ausschreibungsrunde bei Photovoltaik, alle Gebote



Quelle: IZES & Leuphana

Wichtiger für die Entwicklung des Gesamtmarkts ist auch bei der Photovoltaik die Entwicklung der kumulierten Konzentrationsraten. Anders als die Betrachtung einzelner Gebotsrunden erlaubt sie Aussagen darüber, welche Struktur der Markt derjenigen, die sich seit Beginn der Ausschreibungen um eine Vergütungsberechtigung beworben haben, zum jeweiligen Zeitpunkt aufweist. Hier zeigt sich ein anderer Trend als bei der Windenergie an Land (Abschnitt 5.2.2): Während dort die Raten seit Anfang 2017 rückläufig sind, sind hier die Raten seitdem angestiegen und verharren seit Oktober 2018 auf einem Niveau des CR₃ von rund 26 % und des CR₅ von rund 33 %. Allerdings bleiben beide Werte deutlich unter den im GWB definierten Schwellenwerten.

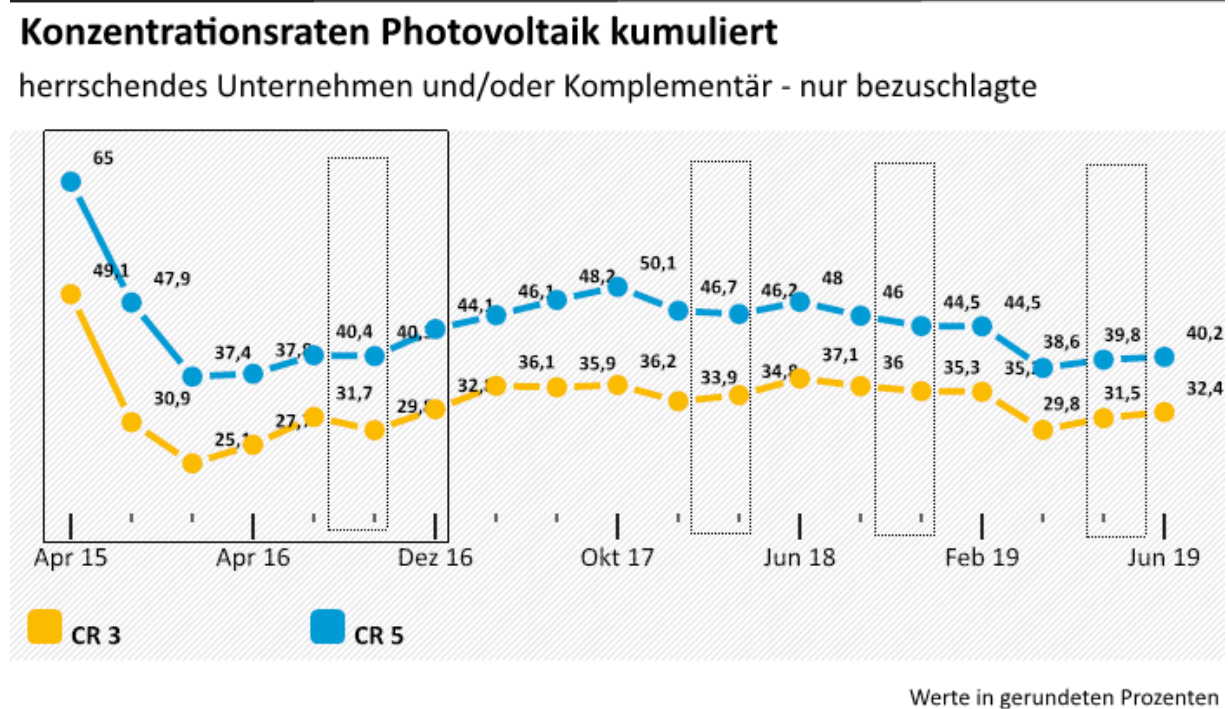
Abbildung 86: Kumulierte Konzentrationsraten bei der Photovoltaik seit Beginn der Ausschreibungen, alle Gebote



Quelle: IZES & Leuphana

Blickt man auf die Entwicklung alleine bei den Bezuschlagten (Abbildung 87), zeigen sich einerseits etwas höhere Werte. Andererseits haben sich hier die Raten nur bis etwa Oktober 2017 erhöht und sind seither wieder etwas rückläufig.

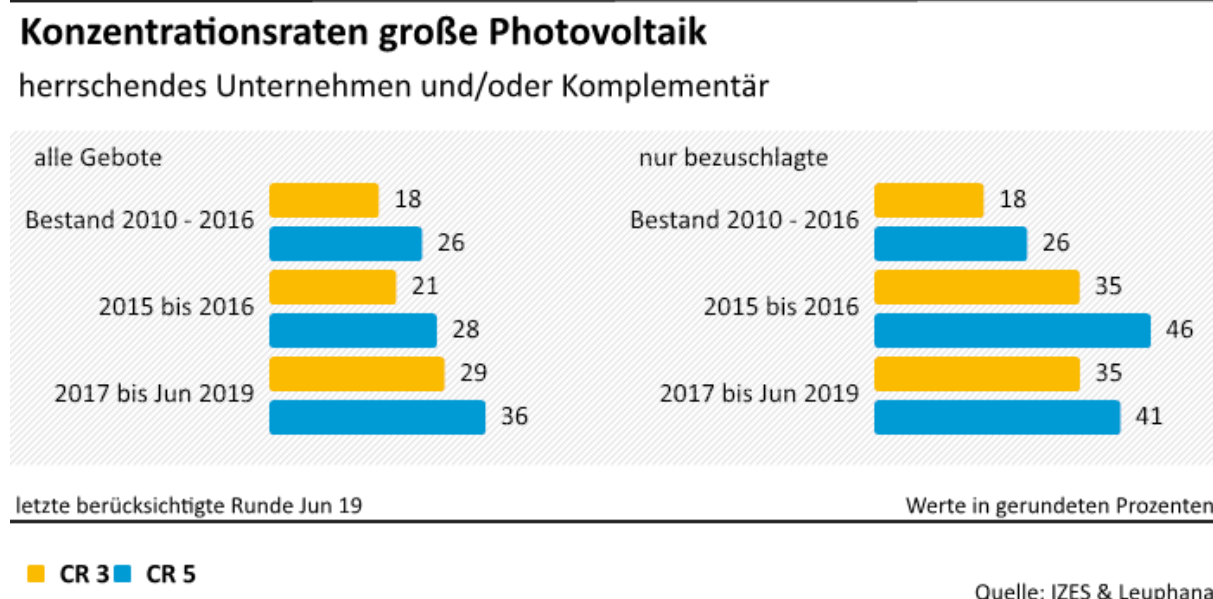
Abbildung 87: Kumulierte Konzentrationsraten bei der Photovoltaik seit Beginn der Ausschreibungen, nur Bezuschlagte



Quelle: IZES & Leuphana

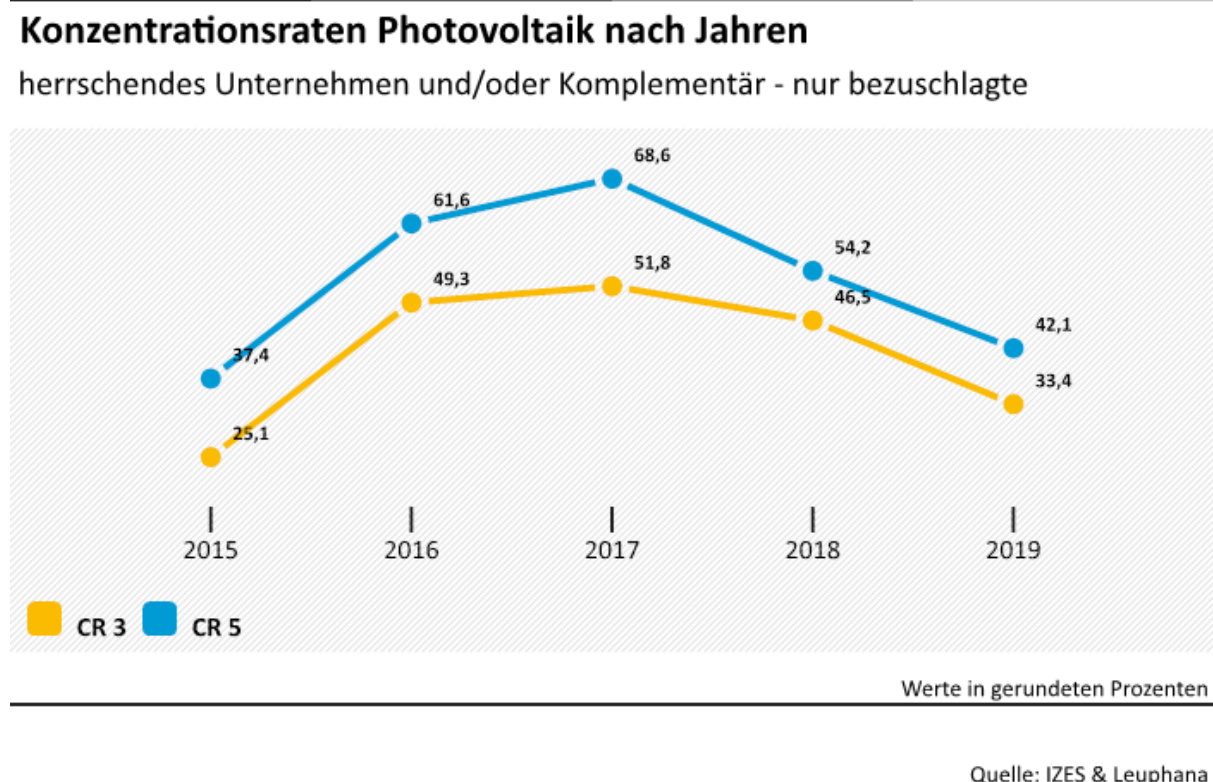
In einer nächsten Darstellung wird auch hier die in der zeitlichen Auflösung dazwischen liegende Perspektive eingenommen (Abbildung 88). Zugleich wird auch der 2010 bis 2016 in Betrieb genommene Anlagenbestand mit betrachtet und auch auf die bezuschlagten Gebote abgestellt. Es zeigt sich, dass die Konzentrationsrate bei den Ausschreibungsgeboten gegenüber dem Anlagenbestand angestiegen ist. Während der Pilotausschreibungen (2015 und 2016) war dieser Anstieg nur gering, seither ist er jedoch stärker geworden, bleibt allerdings auch hier unter den im GWB definierten Schwellen. Zugleich zeigt sich, dass die Konzentrationsraten bei den bezuschlagten Projekten jeweils höher sind als in der Allgemeinheit der Gebote.

Abbildung 88: Konzentrationsraten bei der Photovoltaik im Bestand und in den Ausschreibungsphasen 2017 und 2018/19, nur Bezuschlagte



Bei der Photovoltaik schließt sich hier noch eine letzte Betrachtungsweise an, die der Bezuschlagten nach Auktionsjahren, um auch feinere Trends erkennen zu können als in Abbildung 88 möglich. Wie in der Abbildung 89 erkennbar, sind die Raten mit Einführung der Ausschreibungen zunächst angestiegen und die Werte für CR₃ und CR₅ überschritten 2017 sogar die Schwellenwerte des GWB. Seither sind sie jedoch wieder klar rückläufig.

Abbildung 89: Jährlich kumulierte Konzentrationsraten bei den Photovoltaik-Ausschreibungen, nur Bezuschlagte



5.2.4 Fazit

Bei der Windenergie an Land zeigen sich bei den Geboten in einzelnen Runden teils über den Schwellenwerten des GWB liegende Konzentrationsraten, vor allem seit Mitte 2019 infolge starker Unterzeichnung der Runden und entsprechend niedrigen Zuschlagsvolumina. Mit Blick auf den Gesamtmarkt, d.h. die kumulierte Betrachtung der Entwicklung über die Zeit, sticht das Ausschreibungsjahr 2017 deutlich hervor. Ab Sommer hatte sich hier eine Konzentration eingestellt, bei der für die drei mit den größten Leistungsvolumina bezuschlagten Unternehmen wettbewerbsrechtlich eine marktbeherrschende Stellung vermutet wird. Seither sind die kumulierten Konzentrationsraten wieder fortwährend rückläufig, sowohl bezogen auf alle Gebote wie auch auf die Bezuschlagten alleine. Aus der Analyse wird deutlich, dass die Änderung der Teilnahmebedingungen Ende 2017 nicht nur mit Blick auf das verfehlt Ziel der Beteiligung auch von Bürgerenergieprojekten und hinsichtlich unsicherer Realisierungsraten geboten war, sondern auch unter Wettbewerbsaspekten.

Die rundenspezifische Betrachtung der Photovoltaik-Ausschreibungen zeigt vergleichsweise niedrige Konzentrationsraten bei den Geboten für die Pilotausschreibungen 2015 und 2016. Danach erhöht sich das Niveau leicht, insbesondere zwischen Oktober 2017 und Oktober 2018, was unter anderem auf vergleichsweise hohe Anteile des Unternehmens mit dem jeweils größten Anteil zurückgeführt werden kann. Im direkten Gegensatz zur Windenergie sind die kumulierten Konzentrationsraten bei der Photovoltaik bei den Geboten seit Anfang 2017 fortwährend angestiegen und seit etwa Ende 2018 stabil. Bei den Zuschlägen sind die Werte sogar seit etwa Oktober 2017 wieder rückläufig. Dies wird auch in der jahresscharfen Betrachtung deutlich. Der Anteil der drei mit den größten Leistungsanteilen bezuschlagten Unternehmen (CR3) lag im Gesamtjahr 2017 über der im GWB definierten Schwelle, ebenso wie der der fünf größten Unternehmen. Auch hier ist die Entwicklung seither wieder klar rückläufig.

5.3 Bürgerenergiegesellschaften gemäß Legaldefinition (EEG-BEG) in vorhabenspezifischer Klassifikation nach Regionalität und Beteiligungsform

5.3.1 Hintergrund

Ein besonderes Augenmerk in der politischen Diskussion ist auf Bürgerenergiegesellschaften gerichtet. Aus diesem Grund wurden für die Windenergie an Land besondere Teilnahmebedingungen für Bürgerenergiegesellschaften gemäß Legaldefinition im EEG 2017 (EEG-BEG) eingeführt. Eine EEG-BEG zeichnet sich durch die folgenden Merkmale aus (§ 3 Nr. 15 EEG 2017):

- ▶ Die Gesellschaft besteht aus mindestens 10 natürlichen Personen als stimmberechtigten Mitgliedern oder stimmberechtigten Anteilseignern.
- ▶ Mindestens 51 % der Stimmrechte liegen bei natürlichen Personen aus dem Landkreis bzw. der kreisfreien Stadt, in dem die geplante Anlage errichtet werden soll.
- ▶ Die natürlichen Personen sind seit mindestens einem Jahr vor Gebotsabgabe mit ihrem Hauptwohnsitz nach § 21 oder § 22 des Bundesmeldegesetzes (BMG) in diesem Landkreis bzw. der kreisfreien Stadt gemeldet.
- ▶ Kein Mitglied oder Anteilseigner hält mehr als 10 Prozent der Stimmrechte an der Gesellschaft.

Die Definition ist damit nicht identisch mit der vorhabenbezogenen Definition der beteiligungs-offenen Bürgerenergie (s. Vergleich der Definitionen in Kapitel 1). Insofern stellt sich die Frage, wie die EEG-BEG, die als solche Gebote für Windenergieprojekte abgegeben haben, im Rahmen

des vorliegenden Vorhabens klassifiziert wurden. Ein solcher Abgleich kann u.a. helfen, sofern erwünscht die Legaldefinition zu schärfen, um die Privilegien nur denjenigen Gesellschaften zukommen zu lassen, die als schutzbedürftig identifiziert werden.

Im Folgenden werden daher Analysen beschränkt auf diejenigen Bietergesellschaften vorgenommen, die als EEG-BEG an den Ausschreibungen für Windenergie an Land teilgenommen haben. Die Auswertungen erfolgen für die Klassifikation nach Regionalität und Beteiligungsform, um daraus wesentliche Ergebnisse abzuleiten. Daten zum Vergleich mit der Klassifikation nach Größe sowie nach Investorentyp liegen vor, unterstützen aber im Wesentlichen die aus der Klassifikation nach Regionalität und Beteiligungsform generierten Erkenntnisse oder solche, die bereits in den Kapiteln 2 bis 4 hervorgehoben worden sind.

5.3.2 Ausschreibungen für Windenergie an Land im Jahr 2017

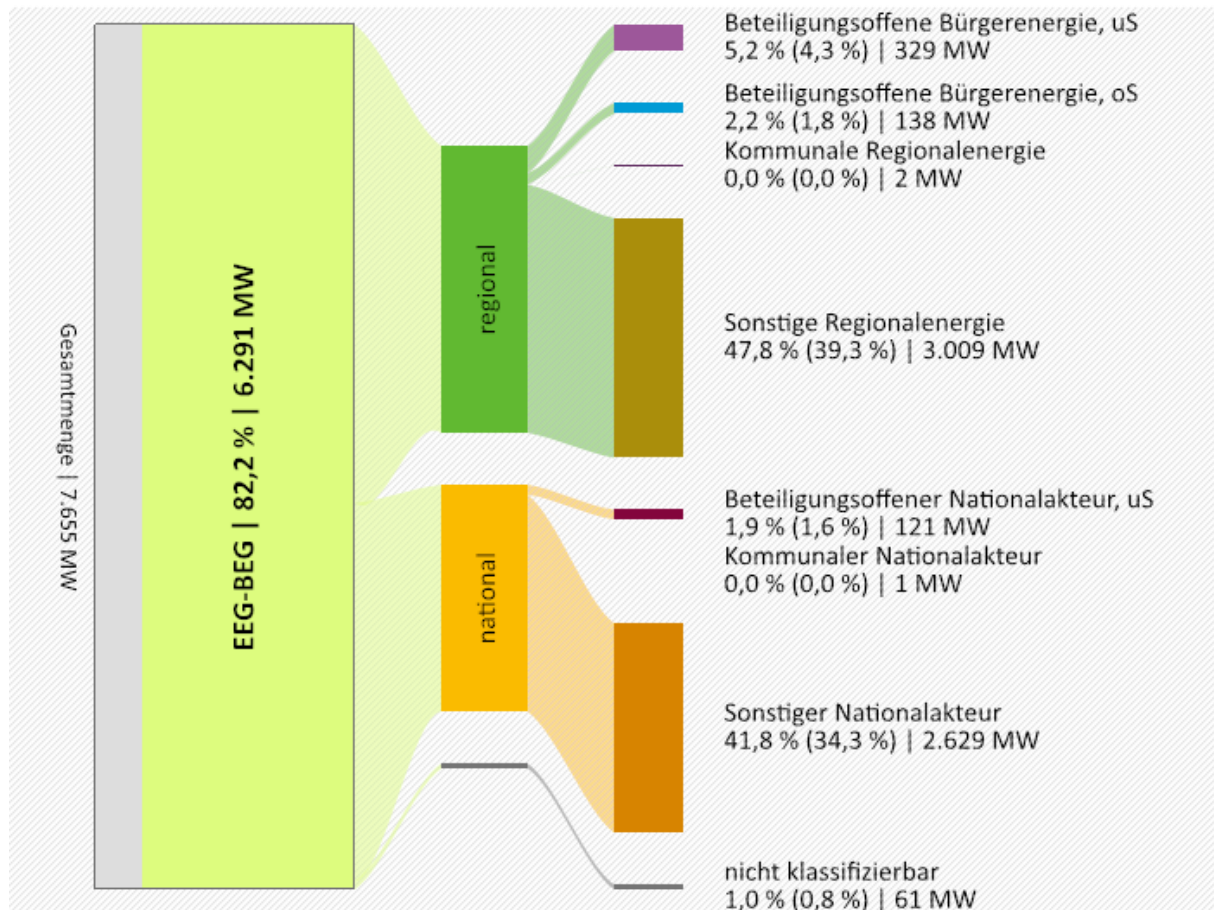
Im Jahr 2017 machten EEG-BEG insgesamt 82 % des Marktes aller Gebote aus (Abbildung 90). Hinter diesen EEG-BEG verbargen sich v.a. Akteure, die hier als sonstige Regionalenergie und sonstige Nationalakteure klassifiziert werden. Nur zu einem kleineren Teil handelt es sich um beteiligungsoffene Bürgerenergie (7,4 % der EEG-BEG).

Ein ähnliches Bild zeigt sich bei den Bezuschlagten wie den nicht Bezuschlagten (Abbildung 91 und Abbildung 92). Deutlich wird hier insbesondere auch, dass die beteiligungsoffene Bürgerenergie gemäß unterem Schwellenwert weniger erfolgreich war als die – vermutlich größeren bzw. professioneller aufgestellten – Bürgerenergieakteure, die als beteiligungsoffen gemäß oberem Schwellenwert klassifiziert wurden.

Abbildung 90: Klassifikation der Bürgerenergiegesellschaften gemäß Legaldefinition (EEG-BEG) nach Regionalität und Beteiligungsform, alle Gebote 2017

Klassifizierung EEG-BEG nach Regionalität und Beteiligungsform

Wind an Land, Ausschreibungsrunden Mai 17 bis Nov 17



herrsche Akteure, unabh. Zuschlag

Quelle: IZES & Leuphana

Abbildung 91: Klassifikation der Bürgerenergiegesellschaften gem. Legaldefinition (EEG-BEG) nach Regionalität und Beteiligungsform, Zuschläge im Vergleich 2017

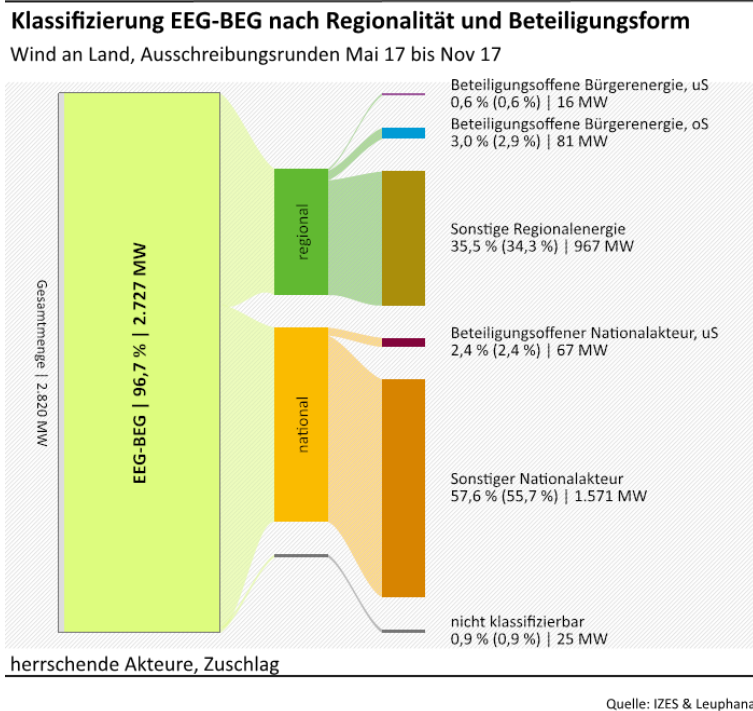
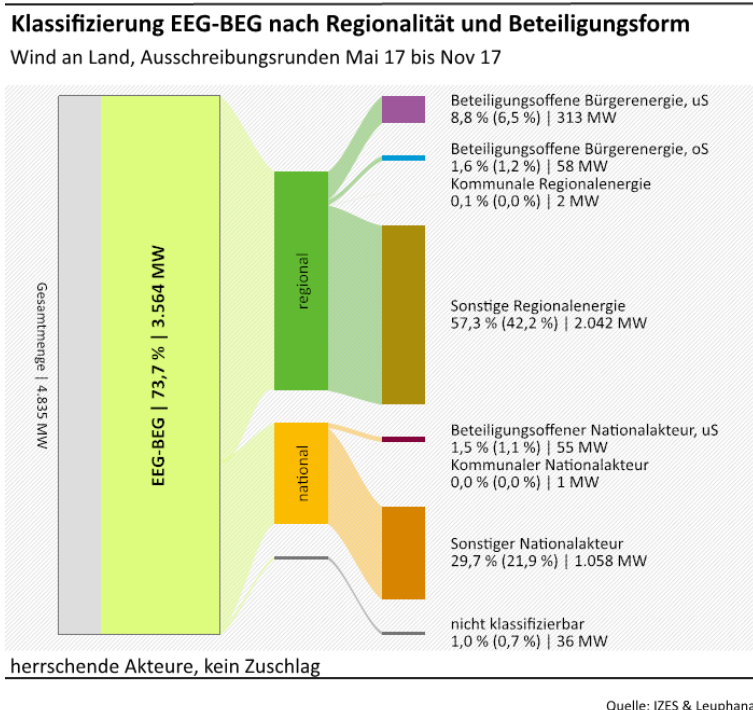


Abbildung 92: Klassifikation der Bürgerenergiegesellschaften gem. Legaldefinition (EEG-BEG) nach Regionalität und Beteiligungsform, ohne Zuschlag im Vergleich 2017



5.3.3 Ausschreibungen für Windenergie an Land 2018 bis September 2019

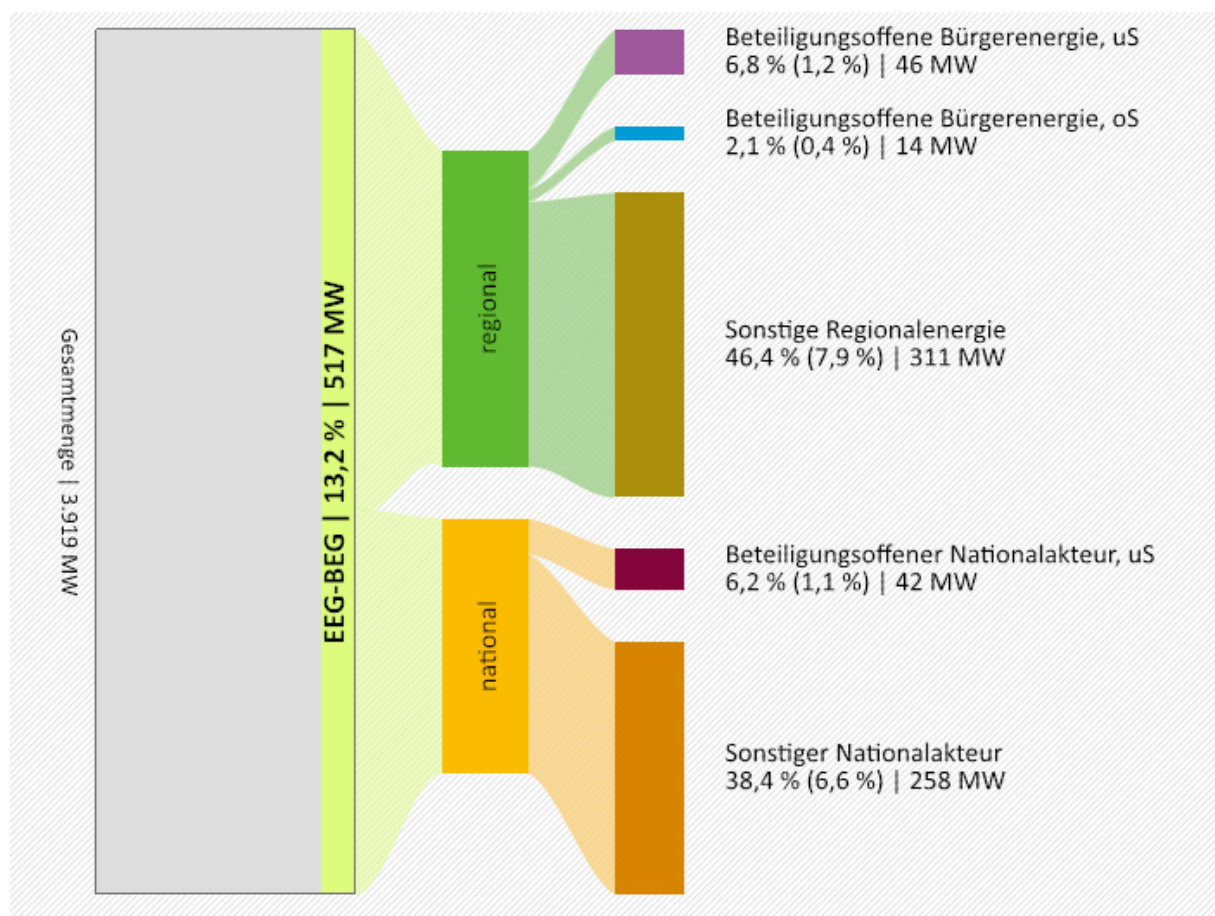
Auch in den Ausschreibungen ab 2018 handelt es sich bei den EEG-BEG überwiegend nicht um beteiligungsoffene Bürgerenergie gemäß vorhabenspezifischer Definition, sondern wiederum

um sonstige Regionalenergie und sonstige Nationalakteure (s. Abbildung 93). Im Vergleich zu den Ausschreibungen 2017 ist der Anteil sonstiger Nationalakteure etwas kleiner. Insgesamt herrschen aber ähnliche Verhältnisse. Der Anteil beteiligungsoffener Nationalakteure ist mit 6,2 % deutlich größer als 2017. Dabei ist allerdings zu beachten, dass die absoluten Zahlen in den Ausschreibungen ab 2018 deutlich kleiner sind.

Abbildung 93: Klassifikation der Bürgerenergiegesellschaften gemäß Legaldefinition (EEG-BEG) nach Regionalität und Beteiligungsform, alle Gebote 2018- September 2019

Klassifizierung EEG-BEG nach Regionalität und Beteiligungsform

Wind an Land, Ausschreibungsrunden Feb 18 bis Sep 19



herrschende Akteure, unabh. Zuschlag

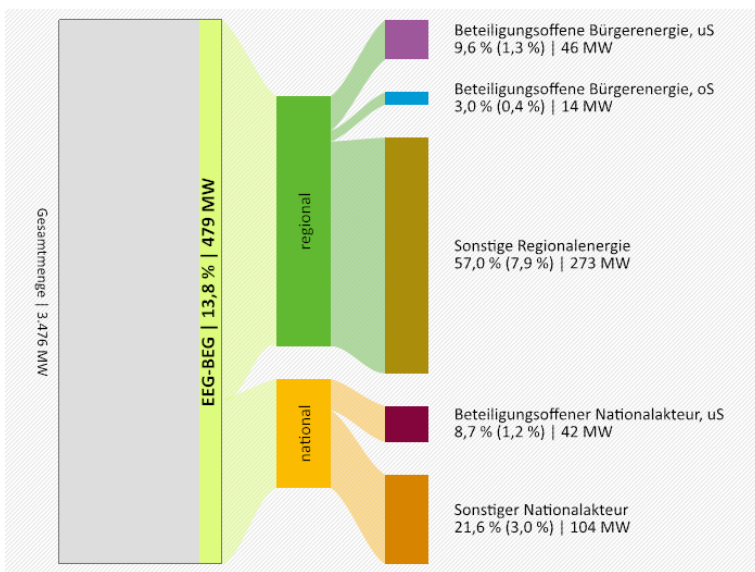
Quelle: IZES & Leuphana

Der Vergleich zwischen Bezuschlagten und nicht Bezuschlagten (s. Abbildung 94 und 95) ist durch die Unterzeichnungen der Ausschreibungen ab Mai 2018 geprägt. Ohne Zuschlag blieben nur einzelne EEG-BEG, die hier als sonstige Regionalenergie klassifiziert werden.

Abbildung 94: Klassifikation der Bürgerenergiegesellschaften gem. Legaldefinition (EEG-BEG) nach Regionalität & Beteiligungsform, Zuschläge im Vergleich 2018/2019

Klassifizierung EEG-BEG nach Regionalität und Beteiligungsform

Wind an Land, Ausschreibungsrunden Feb 18 bis Sep 19



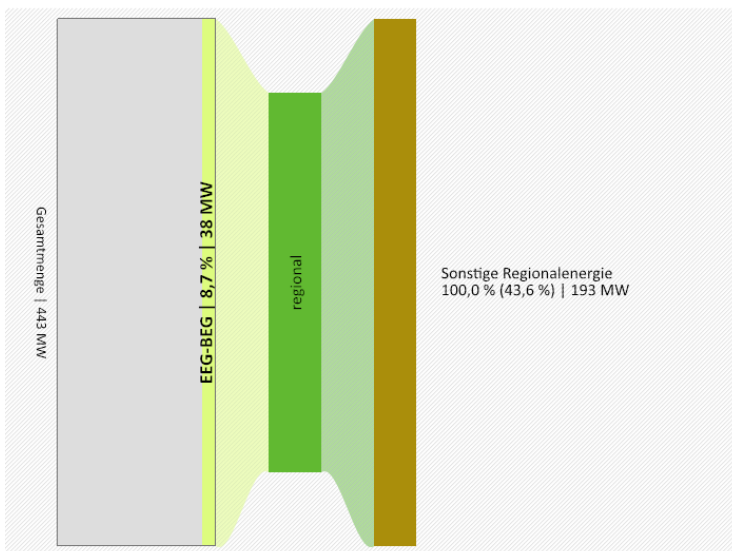
herrschende Akteure, Zuschlag

Quelle: IZES & Leuphana

Abbildung 95: Klassifikation der Bürgerenergiegesellschaften gem. Legaldefinition (EEG-BEG) nach Regionalität & Beteiligungsform, keine Zuschläge im Vergleich 2018-9/2019

Klassifizierung EEG-BEG nach Regionalität und Beteiligungsform

Wind an Land, Ausschreibungsrunden Feb 18 bis Sep 19



herrschende Akteure, kein Zuschlag

Quelle: IZES & Leuphana

5.3.4 Fazit

Als EEG-BEG geboten haben überwiegend Gesellschaften, die im vorliegenden Vorhaben als sonstige Regionalenergie oder sonstige Nationalakteure klassifiziert werden. Dies gilt für beide

Phasen der Windenergieauktionen – im Jahr 2017 genauso wie für die Ausschreibungen zwischen Februar 2018 und September 2019. Dabei sind die absoluten Gebots- und Zuschlagsvolumina von bzw. an EEG-BEG in der ersten Auktionsphase deutlich größer.

Die Unterschiede mit Blick auf beteiligungsoffene Bürgerenergie sind nur geringfügig. Sonstige Nationalakteure haben einen etwas geringeren Anteil in der zweiten Auktionsphase. Es ist aber nicht auszuschließen, dass Gesellschaften, die hier als nicht beteiligungsoffen klassifiziert werden – v.a. sonstige Regionalenergie – zu einem späteren Zeitpunkt für die Beteiligung weiterer Bürgerinnen und Bürger geöffnet werden (Grashof et al., 2019).

5.4 Eingetragene Genossenschaften

5.4.1 Hintergrund

Im Folgenden wird eine rechtsformspezifische Auswertung für eingetragene Genossenschaften (eGn) vorgenommen. Genossenschaften gelten als „ideale Rechtsform“ für Bürgerbeteiligungen: Bürgerinnen und Bürger können sich vielfach bereits mit kleinen Beträgen beteiligen. Neue Mitglieder müssen nicht notariell beglaubigt in das Register eingetragen werden. Der Aufwand für Ein- und Austritt ist damit geringer als etwa bei der GmbH & Co. KG. Darüber hinaus gilt in der eG das Demokratieprinzip: Jedes Mitglied besitzt grundsätzlich, unabhängig vom eingesetzten Kapital, eine Stimme (Degenhart & Holstenkamp, 2011). Vor diesem Hintergrund sind Genossenschaften prominent in der politischen Diskussion vertreten und werden teilweise synonym mit „Bürgerenergiegesellschaften“ verwendet (Müller et al., 2015).

Bürgerenergiegesellschaften werden in Deutschland allerdings nicht nur in der Rechtsform der eG strukturiert. Daneben ist die GmbH & Co. KG die am häufigsten anzutreffende Rechtsform (Kahla, Holstenkamp, Müller & Degenhart, 2017). Insbesondere bei sehr kleinen Projekten, bevorzugt in früheren Jahren im Bereich der PV, oder in frühen Entwicklungsphasen bei Windenergievorhaben wird auch auf die Gesellschaft bürgerlichen Rechts (GbR) zurückgegriffen (Holstenkamp, 2014). Andere Rechtsformen, wie die Aktiengesellschaft (AG), aber auch die Gesellschaft mit beschränkter Haftung (GmbH) oder die Unternehmergesellschaft (UG) (haftungsbeschränkt) kommen bei Bürgerenergiegesellschaften seltener vor (Kahla et al., 2017), selbst wenn sich auch die AG grundsätzlich eignen würde (Degenhart & Holstenkamp, 2011). Bei Energiegenossenschaften muss es sich nicht zwingend um Bürgerenergiegesellschaften, insbesondere auch nicht um beteiligungsoffene Bürgerenergie gemäß vorhabenspezifischer Definition, handeln (Kahla et al., 2017). In der Mehrzahl trifft dies aber zu; in diesen Fällen wird auch von Bürgerenergiegenossenschaften gesprochen.

Die unmittelbare Beteiligung von eGn wird schon bei der Bundesnetzagentur (BNetzA) in den Auswertungen zu den Ausschreibungen berichtet. Dabei bleibt aber die weitere Eigentümerkette unberücksichtigt. Gerade bei sehr großen Investitionsvolumina bietet es sich selbst für Genossenschaften an, die Risiken des Projektscheiterns für die Genossenschaft dadurch zu verringern, dass eine Zweckgesellschaft für das Vorhaben gegründet wird. Zudem ist der Anteil teilweise so gering, dass er von der BNetzA nicht für alle Ausschreibungsrunden gesondert ausgewiesen wird.

Bei den nachfolgenden Auswertungen der im Rahmen des vorliegenden Vorhabens erfassten Daten werden Beteiligungen von eGn dann erfasst, wenn eine Genossenschaft als herrschender Akteur klassifiziert wird. Dies betrifft bei gemischten Unternehmensformen, hier primär der GmbH & Co. KG, sowohl die Kommanditisten als auch die Komplementärin.

5.4.2 Ergebnisse für den Bestand

Daten zur Beteiligung von eGn liegen für den Bestand nicht bzw. allenfalls rudimentär vor, so dass die vorliegenden Daten nicht mit anderen Quellen verglichen und validiert werden können. Daten zu Energiegenossenschaften, die an verschiedenen Stellen erhoben werden, zeigen aber, dass diese sich in Deutschland überwiegend im PV-Bereich engagiert haben. In jüngster Zeit ist es zu einer Diversifizierung der Geschäftsmodelle gekommen (Deutscher Genossenschafts- und Raiffeisenverband [DGRV], 2020; Fischer & Wetzel, 2018; Herbes, Brummer, Rognli, Blazejewski & Gericke, 2017; Holstenkamp et al., 2018; Kahla et al., 2017).

Der DGRV (2020) gibt den Anteil an Energiegenossenschaften, die sich im Bereich der Windenergie engagieren, mit 26 % an. Bei Kahla et al. (2017) lag dieser Anteil deutlich niedriger, ebenso bei Fischer und Wetzel (2018), für die Zeit bis 2016 bzw. 2015. Bei den Bürgerenergiegesellschaften insgesamt liegt der Anteil deutlich höher (Kahla et al., 2017). Bei der Windenergie an Land wird häufiger die GmbH & Co. KG gewählt. Dies trifft insbesondere auf den Norden Deutschlands zu (Holstenkamp & Kahla, 2016). Erschwerend kam hinzu, dass bei der Einführung des Kapitalanlagegesetzbuches (KAGB) Unsicherheit darüber herrschte, inwieweit Beteiligungen an Windenergieprojekten für Genossenschaften möglich sind bzw. welche regulatorischen Auflagen damit verbunden wären. Dies hat bis zur Klärung der Frage dazu geführt, dass nur sehr wenige eGn den Schritt gewagt haben, auch in die volumenmäßig größeren und risikoreicheren Windenergieprojekte zu investieren (Holstenkamp, 2014). Inzwischen ist geklärt, dass eingetragene Genossenschaften grundsätzlich vom Anwendungsbereich des KAGB ausgenommen sind.

Fischer und Wetzel (2018) geben den Anteil der Bürgerenergiegenossenschaften, die sich an PV-Freiflächenanlagen beteiligen, mit 15 % (n = 95) an. Damit war im Jahr 2015 der Anteil größer als bei der Windenergie an Land. Zu den Anlagengrößen finden sich hier keine Angaben. Leuphana Universität Lüneburg [Leuphana] und Nestle (2014) geben die durchschnittliche Anlagengröße von PV-Genossenschaften mit 46 kW an. Innerhalb der Stichprobe, für die Daten verfügbar waren, lag das Volumen insgesamt zwischen 30 kW und 607 kW pro Genossenschaft, im Mittel bei 238 kW. Dabei wird allerdings nicht nach Dach- und Freiflächenanlagen differenziert. Dies deutet aber mindestens darauf hin, dass Bürgerenergiegenossenschaften selten große PV-Anlagen errichtet haben, sondern überwiegend im kleineren und mittelgroßen Segment tätig sind.

Tabelle 16: Anteil eingetragener Genossenschaften am Bestand vor Einführung von Ausschreibungen bei der Windenergie an Land und der Photovoltaik

Segment	Anteil eG
Windenergie an Land	1,9 %
Photovoltaik >750 kW	3,4 %

Quelle: IZES & Leuphana

Die im Rahmen des vorliegenden Vorhabens erhobenen Daten reflektieren diese Umstände: Der Anteil an eGn liegt für die Windenergie an Land im Bestand vor Einführung von Ausschreibungen bei 1,9 %. Bei der großen Photovoltaik ist der Anteil mit 3,4 % fast doppelt so hoch. Geht man davon aus, dass für große PV-Anlagen im Regelfall eigene Gesellschaften gegründet werden, dürften die 7,9 %, die gemäß trend:research im Eigentum von Privatpersonen standen (trend:research, 2011), mehrheitlich auf andere Rechtsformen entfallen (s. Kapitel 1). Dessen ungeachtet stellt sich auch hier die Frage, ob Veränderungen durch die Einführung von Ausschreibungen eingetreten sind.

5.4.3 Ausschreibungen für Windenergie an Land

Anders als bei den Ausschreibungen für die große PV (>750 kW) enthalten die ersten Hintergrundberichte zu den Windenergieausschreibungen keine rechtsformspezifischen Auswertungen. Diese liegen erst für die Runden ab Mai 2018 vor (s. Tabelle 17). Für November 2018 wird lediglich eine Restkategorie „Sonstige“ ausgewiesen; zwischen Februar und September 2019 waren keine Bietergesellschaften, organisiert als eG, zu verzeichnen. Die Runde im Dezember 2019 wird hier in der nachfolgenden Tabelle mit aufgeführt, auch wenn diese Ausschreibungsrunde im Rahmen des vorliegenden Vorhabens nicht mehr ausgewertet werden konnte. Die Anteile liegen, bezogen auf die Gebots- bzw. Zuschlagsmenge, stets unter 1 %. Insofern ist der Anteil an Genossenschaften insgesamt zu vernachlässigen.

Tabelle 17: Rechtsformspezifische Auswertung der Gebote für Windenergie an Land durch die Bundesnetzagentur

Ausschreibungsrunde	Gebotsmenge	Anzahl Gebote	Mittlere Gebotsmenge	Zuschlagsmenge	Anzahl Zuschläge	Mittlere Zuschlagsmenge
01.05.2018	2.300	1	2.300	2.300	1	2.300
	0,38%	0,90%	-	0,38%	0,90%	-
01.08.2018	6.600	1	6.600	6.600	1	6.600
	0,93%	1,10%	-	0,99%	1,16%	-
01.12.2019	3.600	1	3.600	3.600	1	3.600
	0,52%	1,32%	-	0,71%	1,79%	-

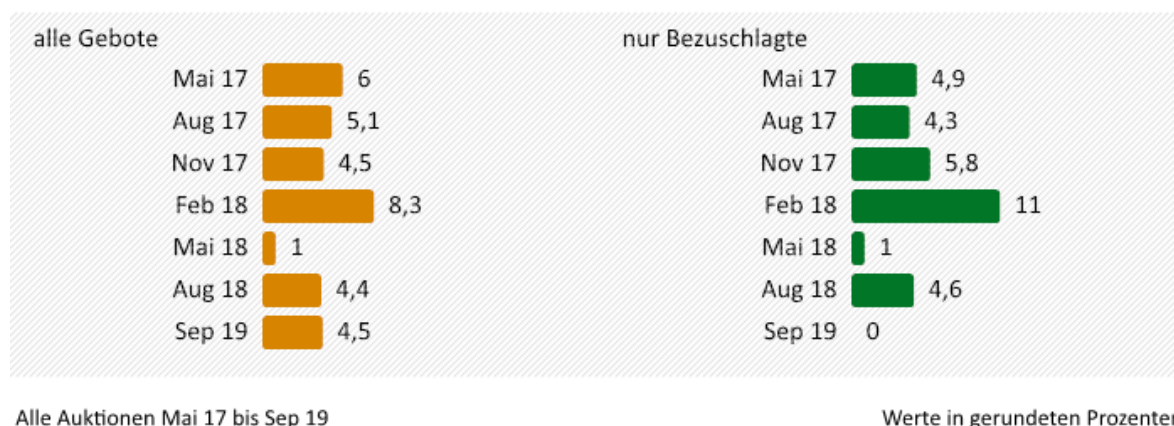
Quelle: Bundesnetzagentur (2020b)

Im Vergleich dazu liegt der Marktanteil deutlich höher, wenn man die weitere Eigentümerkette betrachtet (s. Abbildung 96). Dies lässt darauf schließen, dass sich Genossenschaften überwiegend an GmbH & Co. KG beteiligen, wenn sie in der Windenergie aktiv sind. Der Marktanteil ist klein, aber in einzelnen Runden nennenswert. Er ist auch größer als im Bestand. Allerdings wird von nur zwei Unternehmen geprägt, die innerhalb des genossenschaftlichen Windenergiesektors unter dem Ausschreibungsregime eine zentrale Rolle einnehmen. Relativ erfolgreich waren diese insbesondere in einer Runde, nämlich im Februar 2018.

Abbildung 96: Beteiligung eingetragener Genossenschaften bei Auktionen für Windenergie an Land

Beteiligung Genossenschaften Auktionen Wind an Land

herrschendes Unternehmen und/oder Komplementär



Quelle: IZES & Leuphana

Ein Trend lässt sich aus den Daten nur schwer ablesen. Genossenschaften nehmen insgesamt gelegentlich teil. Dabei handelt es sich überwiegend um einzelne größere und professioneller aufgestellte Genossenschaften. Die Mehrzahl an Energiegenossenschaften beteiligt sich nicht einmal an den Ausschreibungen, auch nicht in jüngerer Zeit, selbst wenn die Erfolgswahrscheinlichkeit wegen der Unterzeichnungen sehr groß ist. Neben möglicherweise fehlenden Kompetenzen oder möglichen Beteiligungen in späteren Phasen, die hier noch nicht erfasst werden konnten, dürften die Risikoeinschätzungen einen wesentlichen Grund darstellen (Grashof et al., 2019).

5.4.4 Ausschreibungen für große Photovoltaik (> 750 kW)

Die BNetzA berichtet die Anteile von eingetragenen Genossenschaften nur für die Runden bis einschließlich April 2016 (Bundesnetzagentur, 2015a, 2015b, 2016a, 2016b, 2020a). In den Runden Februar 2017 sowie Februar 2018 bis Juni 2019 scheinen die Aufzählungen, die keine eGn beinhalten, vollständig zu sein (Bundesnetzagentur, 2020a). Erst für Oktober 2019 wird wieder ein Anteil von Genossenschaften ausgewiesen, der in der nachfolgenden Tabelle mit aufgeführt ist, auch wenn diese Ausschreibungsrunde im Rahmen des vorliegenden Vorhabens nicht mehr ausgewertet werden konnte. In den Hintergrundberichten werden teilweise weitergehende Informationen zu den Projektgrößen gegeben, die hier außer Betracht bleiben. Sie wären insbesondere dann relevant, wenn weitere PV-Segmente in die Analysen einbezogen würden und eine Auswertung hinsichtlich der Verschiebungen bei den Projektgrößen vorgenommen würde.

Insgesamt sind die Anteile an den Gebots- und Zuschlagsmengen zu vernachlässigen; sie liegen unter 1 % (s. Tabelle 18).

Tabelle 18: Rechtsformspezifische Auswertung der Gebote für Photovoltaik durch die Bundesnetzagentur

Ausschreibungsrunde	Gebotsmenge	Anzahl Gebote	Mittlere Gebotsmenge	Zuschlagsmenge	Anzahl Zuschläge	Mittlere Zuschlagsmenge
15.04.2015	2.699	4	675	0	0	0
	0,38%	2,35%	-	0,00%	0,00%	-
01.08.2015	1.487	2	744	0	0	0
	0,27%	1,47%	-	0,00%	0,00%	-
01.12.2015	4.887	4	1.222	1.487	2	744
	0,87%	3,15%	-	0,73%	4,65%	-
01.04.2016	1.400	1	1.400	0	0	0
	0,26%	0,93%	-	0,00%	0,00%	-
01.10.2019	3.193	2	1.597	0	0	0
	0,49%	1,31%	-	0,00%	0,00%	-

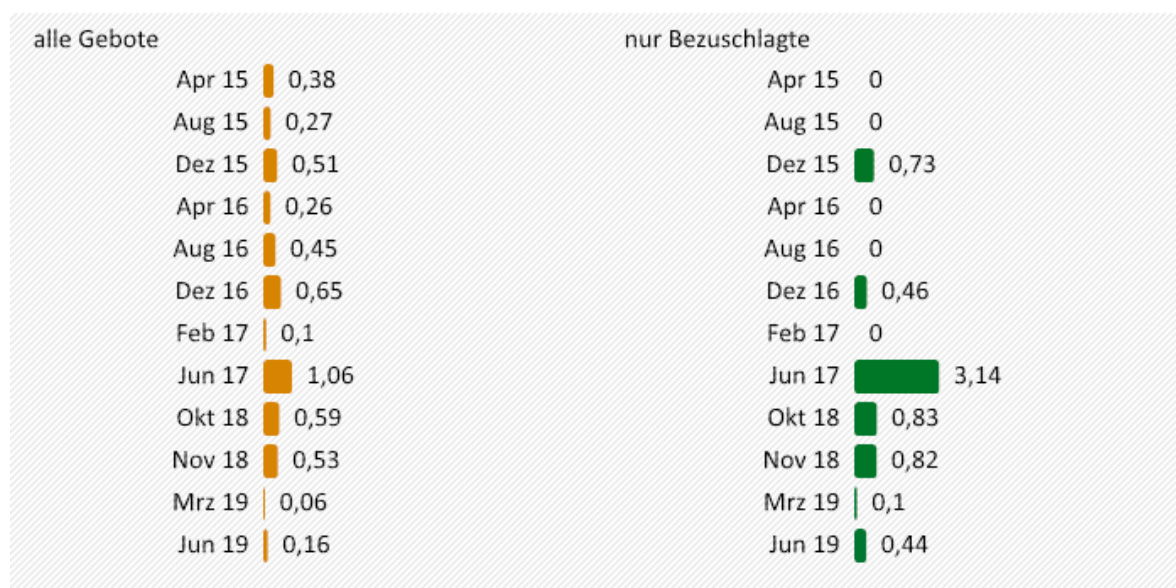
Quelle: Bundesnetzagentur (2020a)

Auch bei der Auswertung im Rahmen des vorliegenden Forschungsvorhabens ergeben sich Werte, die mit wenigen Ausnahmen unter 1 % liegen (s. Abbildung 97). Genossenschaften scheinen die Anlagen damit überwiegend unmittelbar im Eigentum der eG zu halten und eher keine Zweckgesellschaften zu gründen. Eine Ausnahme stellt die Runde im Juni 2017 dar. Sofern sich eGn überhaupt an Ausschreibungen für große PV-Anlagen beteiligt haben, waren sie zunächst eher weniger, später durchaus häufiger auch erfolgreich. Ähnlich wie bei der Windenergie an Land werden die Zahlen von wenigen einzelnen Unternehmen getrieben. Dabei handelt es sich um semi-professionell aufgestellte eGn.

Abbildung 97: Beteiligung eingetragener Genossenschaften bei Auktionen für Photovoltaik

Beteiligung Genossenschaften Auktionen Photovoltaik

herrsches Unternehmen und/oder Komplementär



Alle Auktionen Mai 15 bis Jun 19

Werte in gerundeten Prozenten

Quelle: IZES & Leuphana

Im Vergleich zu den Bestandsdaten fällt auf, dass bei der großen PV der Anteil von Genossenschaften im Rahmen der Ausschreibungen zurückgegangen zu sein scheint. Dies legt die Vermutung nahe, dass sich nur noch professioneller aufgestellte Genossenschaften überhaupt an Ausschreibungen beteiligen und erfolgreich sind. Es könnte sein, dass die Bürgerenergiegenossenschaften, die über größere Vorhaben nachgedacht haben, sich mit Einführung von Ausschreibungen auf kleinere und mittelgroße Anlagen konzentriert haben, sofern sie nicht auf gänzlich andere Geschäftsmodelle ausgewichen sind (Herbes et al., 2017; Kahla et al., 2017). Um diese Hypothese zu prüfen, müssten allerdings die kleineren PV-Segmente in das Monitoring einbezogen werden und die Daten mit anderen Quellen zu den Aktivitäten von Energiegenossenschaften verknüpft werden.

5.4.5 Fazit

Eingetragene Genossenschaften spielen bei den betrachteten Segmenten lediglich eine untergeordnete Rolle. Im Vergleich mit den Anlagen im Bestand vor Einführung von Ausschreibungen fällt auf, dass der Anteil bei der Windenergie an Land im Mittel sogar größer ist, getrieben aber von wenigen, (semi-)professionell aufgestellten Unternehmen. Bei der großen PV hat der Anteil noch abgenommen. Auch hier stehen hinter den erfolgreichen Geboten wenige (semi-)professionell agierende eGn.

Als Gründe für die geringe Beteiligung eingetragener Genossenschaften – mit wenigen Ausnahmen – lassen sich vermuten:

- Bürgerenergiegesellschaften organisieren sich, soweit sie an den Projekten beteiligt sind, überwiegend als GmbH & Co. KG.

- ▶ Bürgerenergiegenossenschaften weichen wegen der wahrgenommenen Risiken überwiegend auf andere Segmente und Geschäftsmodelle aus.
- ▶ Bürgerenergiegenossenschaften beteiligen sich nur dann und sind dann erfolgreich, wenn sie sich professioneller aufstellen. Hier könnte auch ein Bedarf an weiterer Qualifizierung bestehen. Alternativ könnten sich die Genossenschaften zusammenschließen, um die notwendigen Ressourcen zu erschließen.

Hierzu liegen allerdings nur sehr eingeschränkt Daten an anderen Stellen vor. Für eine tiefergehende Analyse und Prüfung der Hypothesen müsste das Monitoring mindestens auf weitere Segmente im Bereich der PV ausgeweitet werden. Im Einzelnen wären darüber hinaus standardisierte Befragungen oder qualitative Interviews mit Energiegenossenschaften notwendig.

5.5 Mehrfachgebote bei der Windenergie an Land

5.5.1 Identifikation von Mehrfachgeboten

In der Vergangenheit gab es Diskussionen, ob und inwieweit Anlagenstandorte mehrfach an einer Auktion teilgenommen haben. Hier stand der Verdacht im Raum, dass Standorte mehrfach einen Zuschlag erhalten hätten.

Im Rahmen einer zusätzlichen Analyse wurden die Gebotsverläufe der einzelnen Standorte analysiert. Die Analyse wurde ausschließlich für Windanlagen an Land durchgeführt. Eine Analyse der Gebotsverläufe für Photovoltaik war nicht zielführend. Zwar müssen auch hier Standorte geboten werden. Allerdings ist es bei PV möglich, die Zuschläge unter bestimmten Voraussetzungen anderen Flächen zuzuordnen oder sie aufzuteilen oder mehrere Zahlungsberechtigungen in einer Anlage zu bündeln. Eine entsprechende Eindeutigkeit ist bei PV – anders als beim projektbezogenen Verfahren der Ausschreibungen für Windenergie an Land – nicht gegeben. Eine kurze Analyse des Marktstammdatenregisters (MaStR) für PV hinsichtlich der Gebote und den (verbindlichen) Zuordnungen der korrespondierenden Zahlungsberechtigungen zu Anlagen lassen eine dahingehend verknüpfende Analyse jedoch vielversprechend erscheinen. Diese sollte jedoch erst erfolgen, wenn die nachträglichen Meldefristen im MaStR abgelaufen sind, d.h. insbesondere nach dem 31.01.2021.

5.5.2 Methodik

Die mittlerweile obligatorische Meldung der Genehmigung im Marktstammdatenregister und eine entsprechende Rückverfolgung über eindeutige Registernummern für Windenergie an Land war in den ersten Ausschreibungsrunden nicht gegeben. Um die Anlagen (Standorte) zwischen den einzelnen Gebotsrunden zurückzuverfolgen, wurden zunächst die Flurdaten teilautomatisiert zur Vereinheitlichung unterschiedlicher Schreibweisen orthografisch bereinigt und anschließend über die geografischen Informationen für jeden (Anlagen-)Standort eine Prüfsumme berechnet.²⁸ Wurden auf einem Standort mehrere Anlagen geboten, so wurden diese auch entsprechend als einzelne Anlagen behandelt und ggf. auch anteilig weiter als mehrfach geboten gedeutet²⁹. Als Menge wurden jeweils die aktuellen Gebotsmengen berücksichtigt. Hier kommt es über die Zeit zu leichten Schwankungen, da zum einen die Gebotsmenge der einzelnen Anlage nicht bekannt war, sondern als Mittelwert definiert durch „Gesamtgebotsmenge geteilt durch Anlagen“ bestimmt wurde, und es zum anderen denkbar ist, dass sich über die Zeit auch die Anlagenkonfiguration (leicht) geändert haben kann.

5.5.3 Mehrfachgebote Wind an Land

Generell lassen sich drei „Arten“ von Mehrfachgeboten unterscheiden: die, die im Verlauf genau einen Zuschlag erhalten haben, sowie solche (Anlagen-)Standorte, die genau keinen oder zwei Zuschläge erhalten haben (s. Tabelle 19).

²⁸ Eingesetzt wurde MD5 mit ausreichend hoher Eindeutigkeit der Schlüssel.

²⁹ Beispiel: Für Standort A wurden 4 Anlagen in zwei Geboten (G1 und G2) à 2 Anlagen geboten. G1 wurde bezuschlagt. In der nachfolgenden Runde wurden für Standort A zwei Anlagen geboten. Diese zwei Anlagen wurden dann als mehrfachgeboten berücksichtigt.

Tabelle 19: Mehrfachgebote Wind an Land

Anzahl an Zuschlägen je Gebotskette	Anzahl Standort-Gebots Kombinationen	Menge MW
0	187	773
1	385	1498
2	29	145

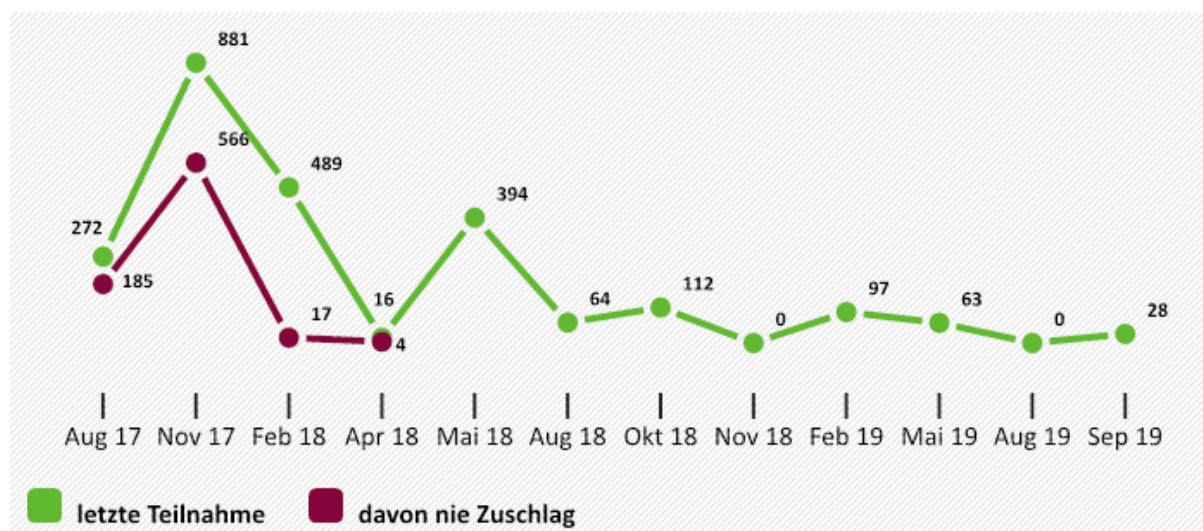
Quelle: IZES & Leuphana

Die Mengen sind immer ungefähre Mengen, da sie (teilweise) interpoliert werden mussten, wenn mehrere Standorte für ein Gebot angegeben waren. Dargestellt sind nur die (identifizierten) mehrfach angebotenen Standorte. In grün ist diejenige Ausschreibungsrunde dargestellt, an der zuletzt teilgenommen wurde, sowie in lila die Mengen, die ohne einen Zuschlag erhalten zu haben (auch nicht in den vorherigen Teilnahmen) in den darauffolgenden Runden (bis September 19) nicht mehr auftauchen.

Abbildung 98: Mehrfachgebote Wind

Mehrfachgebote Wind

letzte Teilnahmerunde



Werte in MW* (ca. Werte, vgl. Methodik)

Quelle: IZES & Leuphana

Hier sieht man zum einen, dass die Mehrfachteilnahme grundsätzlich dem allgemeinen „Trend“ zur Überzeichnung der Anlagen folgt. Mit zunehmender Unterzeichnung bekommen die Anlagen alle einen Zuschlag und werden (mehrheitlich) nicht mehr angeboten. Zum anderen fällt auf, dass die Standorte, die trotz Mehrfachgebot nie einen Zuschlag erhalten haben, nahezu ausschließlich in der ersten Phase der Auktionen vorkommen. Dies lässt drei Interpretationen zu (s. auch Tabelle 20):

- Interpretation A: Die Teilnahme wird mit der Zeit professioneller (Lerneffekte und/oder Auslese professionellerer Teilnehmer/innen).

4. Interpretation B: Die Bürgerenergiegesellschaften gemäß Legaldefinition im EEG 2017 (EEG-BEG) haben im Rahmen der BImSchG-Entlastung überwiegend weniger ausgereifte Projekte/Standorte.
5. Interpretation C: Die Standorte waren mit der Absenkung des Höchstwertes von 7,00 auf 6,30 bzw. 6,20 ct/kWh betriebswirtschaftlich nicht mehr realisierbar.

Tabelle 20: EEG-BEG Anteile je Anzahl der Zuschläge im Verlauf

Anzahl an Zuschlägen	MW (ca. vgl. Methodik)	Anteil EEG-BEG
0	773	97 %
1	1498	47 %
2	145	100 %

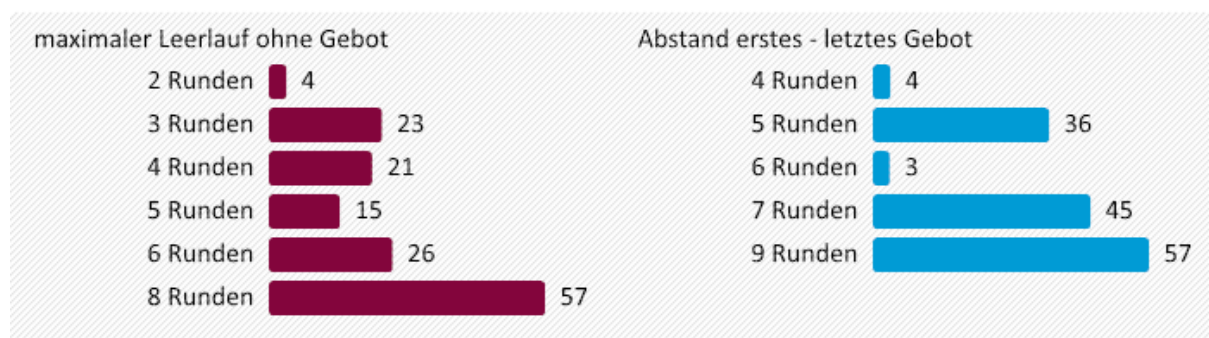
Quelle: IZES & Leuphana

Das Gleiche kann auch im Wesentlichen für die Mehrfachzuschläge angenommen werden (s. Abbildung 99).

Abbildung 99: Gebotsverhalten Standorte mit zwei Zuschlägen

Gebotsverhalten Standorte mit zwei Zuschlägen

max. Runden ohne (Leerlauf) und Rundenspannweite (Abstand)



letzte berücksichtigte Runde Sep 19

Werte in MW* (ca. Werte, vgl. Methodik)

Quelle: IZES & Leuphana

Hier gibt es vereinzelt Standorte, bei denen wohl versucht wurde, eine höhere Vergütung zu erreichen. Mehrheitlich liegt die Vermutung nahe, dass die Realisierung gehemmt wurde. Auch hier stellt sich die Frage nach der Qualität der EEG-BEG-Gebote bzw. der Akteursstrukturen und Motive der Akteure, sofern beispielsweise Projektentwickler je nach Opportunität Projekte EEG-BEG überlassen und nach 2017 wieder übernommen haben.

6 Empfehlungen zum Monitoringverfahren

6.1 Reflektion der Herausforderungen

6.1.1 Übersicht über wesentliche Herausforderungen

Bei der Generierung der in den vorstehenden Kapiteln beschriebenen Ergebnisse waren verschiedene Herausforderungen zu bewältigen, die im Folgenden kurz reflektiert werden. Sie sind überwiegend bereits Gegenstand des Methodikberichts (Weiler, Holstenkamp et al., 2021), weshalb für (weitere) Details auf diesen Bericht verwiesen sei.

Als wesentliche Herausforderungen haben sich ergeben:

- ▶ die Verfügbarkeit und Qualität der anlagenbezogenen Daten, insbesondere auch durch die verzögerte Bereitstellung des Marktstammdatenregisters (MaStR);
- ▶ die Verfügbarkeit und insbesondere die Qualität eigentümerbezogener Daten (Unternehmensdaten);
- ▶ die Auswahl geeigneter Schwellen-/Grenzwerte und Proxies;
- ▶ die Abwägung zwischen (Teil-)Automatisierung und manueller Recherche zur Sicherung einer möglichst hohen Datenqualität bei tendenziell komplexen Prüfprozessen;
- ▶ die Abbildung von unterschiedlichen Zeitpunkten von Eigentumsstrukturen im Projektlebenszyklus.

Diese Herausforderungen werden in den nachfolgenden Unterabschnitten 6.1.2-6.1.6 näher beschrieben und diskutiert. Dabei werden im Einzelnen Lösungswege skizziert und insbesondere Implikationen angesprochen, die bei einer Weiterführung des Monitorings zu beachten sind. Einige Empfehlungen zur Weiterführung werden schließlich in Abschnitt 6.2 diskutiert.

6.1.2 Verfügbarkeit und Qualität der anlagenbezogenen Daten

Die Daten, insbesondere zum Anlagenbestand, sind in unterschiedlichem Maß und in sehr heterogener Qualität verfügbar. Anders als zunächst geplant, stand das Marktstammdatenregister (MaStR) trotz Verlängerung des vorliegenden Projektes erst zu einem relativ späten Zeitpunkt in einer Version mit ausreichend Daten zur Verfügung. Die Datenquantität und -qualität des MaStR dürfte sich mit der Zeit deutlich erhöhen. Dies ermöglicht es für zukünftige Vorhaben zur Erfassung von Akteursstrukturen, im Wesentlichen auf Daten aus dem MaStR zurückzugreifen. Einzelne offene Fragen verbleiben aber auch bei Rückgriff auf das MaStR:

- ▶ Erfasst werden im MaStR die Betreiber/innen, nicht die Eigentümer/innen. Ideal wäre es, wenn bei Abweichungen beide Akteure erfasst würden.
- ▶ Unklar ist, inwieweit die Historie der Betreiberdaten erfasst wird und verfügbar gemacht werden kann. Die zur Verfügung gestellten Auszüge aus dem MaStR reichen nur bis März 2020.

Die Bundesnetzagentur macht auf den Internetseiten des Marktstammdatenregisters selbst deutlich, dass Betreiber/in und Eigentümer/in nicht identisch sein müssten. Das Eigentum an der Anlage könne zwar ein Indiz dafür sein, wer Anlagenbetreiber sei. Daraus ergibt sich aber unmittelbar, dass es bei der Betreiberdefinition nicht auf die zivilrechtlich-dingliche Zuordnung einer Anlage zu einer natürlichen oder juristischen Person ankommt. Insofern wäre es für die

Bestimmung von Akteursstrukturen grundsätzlich wünschenswert, wenn zusätzlich zur Betreiberin/zum Betreiber auch die Eigentümerin/der Eigentümer erfasst würde.

In Anlehnung an die Ausführungen zur Eigenversorgung in ihrem Leitfaden stellt die BNetzA bei der Betreiberdefinition für das MaStR auf (1) tatsächliche Sachherrschaft, (2) eigenverantwortliche Bestimmung der Arbeitsweise und (3) Trägerschaft des wirtschaftlichen Risikos ab (Bundesnetzagentur, 2020). Alle drei Eigenschaften müssen kumulativ vorliegen. Sie greift damit die Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs (BGH) zum Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) auf. Unklar bleibt aber, wer Betreiber ist, sollten die drei genannten Kriterien auseinanderfallen (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. [DGS], 2015).

Ein Abgleich der Daten für Windenergieanlagen an Land zwischen Einträgen im MaStR und in der Vorhabendatenbank hat zahlreiche Abweichungen ergeben, die teilweise auch darauf zurückzuführen sind, dass im MaStR mitunter z. B. die Komplementärin eingetragen ist. Erschwerend kommt hinzu, dass es im deutschen Recht, auch im Energie- und Immissionsschutzrecht, unterschiedliche Betreiberdefinitionen gibt (vgl. § 3 EnWG, § 2 GasNZV, § 3 Nr. 2 EEG 2017, § 3 Abs. 5a BImSchG). Demnach können Eigentum, Besitz und Betreiben auseinanderfallen. Dies könnte zur Verwirrung bei den Datengebern beitragen. Neben Definitions- bzw. Auslegungsfragen könnten auch Fehler bei der Registrierung zu Abweichungen führen, die nur bei intensiver Nutzung der Daten mit der Zeit identifiziert und korrigiert werden dürften.

Aus wissenschaftlicher Sicht wäre es wünschenswert, wenn Daten bereits im Rahmen des immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahrens erfasst und die gesamte Historie einschließlich möglicher Betreiber- bzw. Eigentümerwechsel verfügbar wäre. Hierzu müsste die zeitliche Dimension in den bereitgestellten Daten abgebildet werden.

Darüber hinaus wäre es wünschenswert, wenn die bei den einzelnen Bundesländern verfügbaren Anlagendaten, die im Kontext der immissionsschutzrechtlichen Genehmigungen erhoben werden, systematischer erfasst und in einem einheitlichen System verfügbar gemacht würden. Mindestens eine Zusammenführung auf Landesebene sollte erfolgen, um einer uneinheitlichen Erfassung auf Kreisebene, wie in einigen Bundesländern praktiziert, entgegenzuwirken und die Datenqualität damit zu erhöhen. Ein Beispiel ist die Fachdatenbank LIS-A in Schleswig-Holstein. Erfasst werden dort lediglich die nach BImSchG genehmigungsbedürftigen Anlagen. Wünschenswert wäre es, wenn Genehmigungs- und Inbetriebnahmedaten auch für PV-Freiflächenanlagen in ähnlicher Weise erfasst und mit den MaStR-Daten verknüpfbar wären.

Hinsichtlich der Datenqualität muss für das vorliegende Vorhaben konstatiert werden, dass

- die Fehleranfälligkeit umso größer ist, je feingranularer die Auswertungen erfolgen.
- die potenziellen Fehler umso größer sind, je weiter die Daten zurückreichen.
- Daher wurden keine Auswertungen für einzelne Jahre im Bestand vorgenommen. Ferner wurde auf einzelne Detail- oder Sonderauswertungen vor diesem Hintergrund verzichtet. Mit steigender Datenqualität könnten insofern noch tiefergehende Analysen vorgenommen werden.

6.1.3 Verfügbarkeit und Qualität der eigentümerbezogenen Daten

Die Prüfung unterschiedlicher möglicher Datenquellen hat gezeigt, dass zwar teilweise präzisere Erfassungen von Eigentümerwechseln möglich sind, aber bei der Menge an benötigten Daten ein unverhältnismäßig höherer Aufwand resultiert, wenn aus unterschiedlichen frei verfügbaren Quellen Daten zu Eigentümerstrukturen zusammengetragen werden. Daher wurde auf eine kommerzielle Unternehmensdatenbank zurückgegriffen.

Diese enthielt aber nicht alle für die Klassifizierung notwendigen Daten. Insbesondere für die Klassifikation nach Investorentypen konnte nicht ausschließlich auf Daten zu Unternehmenszwecken und Klassifikation nach Wirtschaftszweigen, die in der Datenbank vorhanden sind, zurückgegriffen werden (Weiler, Holstenkamp et al., 2021). Partiiell musste daher im Rahmen manueller Recherchen auf Informationen etwa auf den Unternehmenswebseiten oder Geschäftsberichte zurückgegriffen werden. Datenlücken, etwa zur „Offenheit“ möglicher Bürgerenergiegesellschaften, konnten nur durch Definition von Hilfsvariablen (Proxies) geschlossen werden. Hier wurde beispielsweise oft auf die Anzahl der Beteiligten zurückgegriffen, anknüpfend an die rechtlichen Bestimmungen zur Prospektpflicht.

Bei der Prüfung der verwendeten Datenbank hat sich ferner herausgestellt, dass keine regelmäßigen Aktualisierungsintervalle der Eigentumsdaten gerade bei kleinen Projektgesellschaften identifiziert werden konnten. Dies erschwert die Erfassung des historischen Verlaufs. Daten zu inzwischen aufgelösten und aus dem Register gelöschten Unternehmen waren nicht verfügbar. Daraus erklären sich, wenigstens teilweise, die Anteile nicht klassifizierbarer Akteure. Ferner wurde daher die Klassifikation vereinfacht und auf eine Erfassung unterschiedlicher Zeitpunkte für die Akteursstruktur verzichtet (s. Kapitel 1; ausführlich: Weiler, Holstenkamp et al., 2021).

6.1.4 Grenz-/Schwellenwerte

An verschiedenen Stellen wurden Grenz- bzw. Schwellenwerte definiert; überwiegend wurde dafür auf gesetzliche Regelungen zurückgegriffen (Weiler, Holstenkamp et al., 2021). Solche rechtlichen Konventionen bieten sich immer dann an, wenn sie allgemein anerkannt sind und über lange Zeiträume Bestand haben. Dies gilt beispielsweise für die Definition kleiner und mittelgroßer Unternehmen (KMU), die auf EU-Ebene einheitlich erfasst werden. Die Wahl derartiger Schwellenwerte ist aber nicht frei von Willkür und müsste daher reflektiert und überprüft werden. Im Rahmen des vorliegenden Vorhabens ist dies ausführlich im Rahmen der Methodenentwicklung geschehen (Weiler, Holstenkamp et al., 2021). Eine Prüfung anhand der erfassten Daten steht aber aus.

Tabelle 21 gibt eine Übersicht über die Auswahl an Grenz-/Schwellenwerten bei der Klassifikation nach Regionalität und Beteiligungsform im vorliegenden Vorhaben. Hier wären im Einzelnen andere Vorgehensweisen denkbar, wie sie in Weiler, Holstenkamp et al. (2021) skizziert und abgewogen werden. Die Übersicht verdeutlicht, dass mit zunehmender Komplexität der Klassifikation, die im Einzelnen sachgemäß erscheint, die Zahl an Entscheidungen zunimmt, die mit Blick auf einzelne Grenz- und Schwellenwerte zu treffen sind und das Ergebnis der Klassifikation beeinflussen. Da vielfach nicht nur wenige Ausprägungen dieser Grenz- und Schwellenwerte existieren, sondern kontinuierlich variiert werden könnte, lässt sich nur sehr schwer ein „Optimum“ bestimmen. Auf Basis vorhandener rechtlicher Konventionen und durch Variation der Werte in zu definierenden Bereichen könnten die getroffenen Entscheidungen hinsichtlich ihrer Wirkungen überprüft werden. Dabei sollten neben Sensitivitätsrechnungen für einzelne Parameter auch Kombinationen unterschiedlicher Parameterkonstellationen berücksichtigt werden, was allerdings den Aufwand wesentlich erhöht.

Tabelle 21: Übersicht über Grenz-/Schwellenwerte bei der Klassifikation nach Regionalität und Beteiligungsform

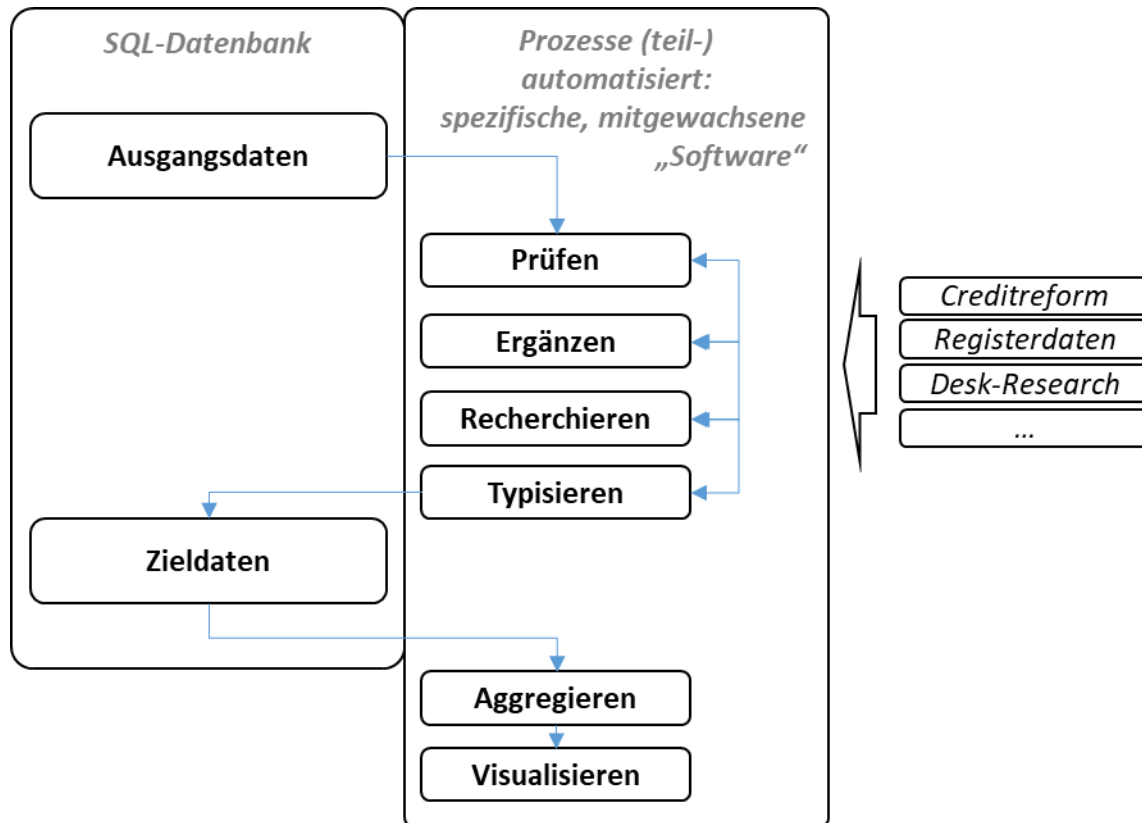
Merkmal	Schwellen-/Grenzwert	Begründung
Vorgelagert: Akteursidentifikation - Minderheitsbeteiligungen	25 %	Sperrminorität
Geografische Einteilung von Regionen	Landkreise als Basis für die Zuordnung	Unschärfe bei Definition regionaler Identitäten, leichtere Operationalisierung
Anteil „regionaler“ Anteilseigner/innen zwecks Zuordnung „regional“/ „national“	Mehrheit (>50 %)	Mehrheit
Kommunaler Anteilsbesitz	>50 % entlang der gesamten Eigentümmerkette	Mehrheit Aufwand bei Abgrenzung Kommunal- vs. Regionalversorger
Proxy zu „Offenheit“	>20 Anteilseigner/innen	Prospektpflicht
Mindestinvestition	Unterer Schwellenwert (uS): 1.000 Euro (östliche Bundesländer) bzw. 2.000 Euro (westliche Bundesländer) Oberer Schwellenwert (oS): 5.000 Euro	Übliche Beteiligungssummen Genossenschaften, Einkommens- bzw. Vermögensverteilung Abgrenzung zu geschlossenen Fonds
Anteil einzelner Personen (Kontrolle)	25 %	Sperrminorität

Quelle: Zusammenstellung auf Basis von Weiler, Holstenkamp et al. (2021)

6.1.5 Teilautomatisierung, Rechercheaufwand und mögliche Fehlerquellen

Datenauswertungen wurden, soweit dies möglich und sinnvoll erschien, (teil-)automatisiert. Dies ermöglicht die Verarbeitung großer Datenmengen bei umfangreichen Prüfschritten, etwa zur Regionalität der Akteure. Das grundsätzliche Vorgehen ist in Abbildung 100 dargestellt.

Abbildung 100: Übersicht über Datenbank und Programme



Quelle: IZES & Leuphana

Auf der einen Seite steht die – im Verlauf des Projektes gewachsene – zentrale SQL-Datenbank. Diese enthält zum einen die Ausgangsdaten unterschiedlicher Herkunft (Auktionsdaten vom BMWi, Bestandsdaten von den Bundesländern bzw. Kreisen oder auch Daten aus dem MaStR). Diese Ausgangsdaten wurden in einem (tendenziell) komplexen Prozess geprüft und ergänzt sowie ergänzend händisch nachrecherchiert und entsprechend der entwickelten Methodik typisiert.

Um einen tendenziell hohen Grad an Qualität im Ergebnis zu erreichen, bedurfte es eines hohen Grades an Standardisierungen. Diese wurden qualitativ realisiert durch einen umfangreichen Leitfaden für die manuellen Tätigkeiten sowie einen möglichst hohen Anteil an teilautomatisierten Prozessen. Daraus hat sich eine Vielzahl an individuellen und mit Weiterentwicklung der Methodik angepassten automatisierten Prozeduren und Methoden ergeben. Diese bestehen aus Kompatibilitätsgründen und wegen der Möglichkeit der einfachen Fehlerbehebung aus der Ferne aus einer Vielzahl an in sich abgeschlossenen Automatisierungen auf Basis von Visual Basic for Applications (VBA).

Nicht alle Recherchen waren auf Basis der verfügbaren Daten im Rahmen des vorliegenden Vorhabens automatisierbar. Es ist denkbar, dass sich durch Definition geeigneter Such- und Auswertungsalgorithmen mit erheblichem Mehraufwand weitere Schritte automatisieren ließen. Es hat

sich aber gezeigt, dass nicht alle Entscheidungsvorschriften in allen Details so weit expliziert werden konnten, dass sich hieraus bei teilweise lückenhaften, in jedem Fall aber in ihrer Qualität sehr heterogenen Daten Regeln für eine automatisierte Datenauswertung formulieren ließen. Teilweise konnten in – wenn auch relativ wenigen – Einzelfällen Entscheidungen nur nach Diskussion mehrerer Bearbeiter/innen getroffen werden. Manche Regeln mussten im Verlauf des Vorhabens präzisiert und zusätzliche Regeln für den Umgang mit Datenlücken formuliert werden. Das Problem solcher „Unschärfen“ (fuzziness) und die Herausforderungen bei der korrekten Formulierung der Zuordnungsvorschriften stellt sich insbesondere bei der Akteursklassifikation für die Windenergie an Land.

Es kann vor diesem Hintergrund nicht ausgeschlossen werden, dass unterschiedliche Fehler verbleiben, die sich nur durch intensive weitere Nachprüfungen und die Arbeit mit den Daten identifizieren und eliminieren lassen. Potenzielle Fehlerquellen sind:

- ▶ Fehler in den Originaldaten (Anlagendaten, d. h. BImSchG-G-Daten aus den Bundesländern, MaStR-Daten; Akteursdaten aus den genannten Quellen, vgl. Weiler, Holstenkamp et al., 2021) sowie Verzögerungen bei der Bereitstellung oder Ausbleiben von Aktualisierungen,
- ▶ Fehler bei der Definition von Regeln und deren Umsetzung in Programmiercode sowie
- ▶ Fehler bei der Datenrecherche.

Hinzu treten Lücken in den Datenquellen, die nicht in allen Fällen durch Erschließung alternativer Quellen oder Definition von Proxies geschlossen werden konnten.

6.1.6 Integration von Zeitverläufen der Eigentumsverhältnisse

Schließlich wäre auch die Integration von Zeitverläufen der Eigentumsverhältnisse wünschenswert. Die Vorarbeiten an anderer Stelle (Deutsche WindGuard GmbH, 2015; s. hierzu die Ausführungen in der Einleitung) zeigen, dass sich die Akteursstrukturen zwischen Projektentwicklungs- und Betriebsphase deutlich unterscheiden können. Die Untersuchungen zur sozialen projektbezogenen Akzeptanz zeigen, dass insbesondere die frühen Projektphasen einer Beobachtung bedürfen (Weiler, Holstenkamp et al., 2021). Für Fragen der finanziellen Partizipation sind aber auch spätere Phasen im Projektlebenszyklus relevant. Zu erfassen wären die Akteursstrukturen zum Genehmigungs-/Gebotszeitpunkt, bei bzw. unmittelbar nach Inbetriebnahme und nach einem noch näher zu bestimmenden Zeitpunkt nach Inbetriebnahme. Dies könnten beispielsweise zwei Jahre nach Inbetriebnahme sein, was der Haltefrist gemäß § 36 Abs. 5 Satz 4 EEG 2017 bei Bürgerwindparks entspricht. Hierzu liegen allerdings auch Vorschläge für die Ausweitung, beispielsweise auf zehn Jahre, vor (Bundesverband WindEnergie e.V. [BWE], o.J.). Zudem sind Verzögerungen bei Meldungen und Aktualisierungsintervalle von Daten in den Unternehmensdatenbanken zu beachten, weshalb ein etwas späterer Zeitpunkt Sinn machen könnte. Die Erfassung mehrere Zeitpunkte nach Inbetriebnahme dagegen wäre unter wissenschaftlichen Gesichtspunkten sicherlich von Interesse, erhöhte aber den Erfassungs- und Analyseaufwand in einem Maße, dass für die vorliegenden Monitoringaufgaben nicht empfehlenswert erscheint.

Dabei ergibt sich eine Reihe von Herausforderungen, die im vorliegenden Vorhaben dazu geführt haben, dass lediglich ein Zeitpunkt abgebildet wurde:

- ▶ Die Anforderungen an die Datenqualität steigen erheblich. Es müssen zusätzlich möglichst exakte Daten zu den Zeitpunkten von Eigentumswechseln sowohl bei den Anlagen als auch der Unternehmen in der gesamten Eigentumskette verfügbar sein. Werden Änderungen in den Eigentumsverhältnissen der Anlagen und der Betreibergesellschaften nicht zeitnah gemeldet oder in den Datengrundlagen angepasst, können Fehler in der Analyse entstehen, die

erst später korrigiert werden können, teilweise aber auch manuelle Nachrecherchen notwendig machen könnten. Insgesamt steigt die Fehleranfälligkeit deutlich.

- Die Datenmengen werden um einen Faktor T für die einzelnen erfassten Zeitpunkte erhöht. Dies führt nicht nur zu deutlich größerem Speicherbedarf, sondern erhöht auch die Komplexität der Datenbank weiter. Zu prüfen wären im Einzelnen, in Abhängigkeit von der die Daten erfassenden Institution, mögliche datenschutzrechtliche Konsequenzen, soweit es sich um personenbeziehbare oder personenbezogene Daten handelt.
- Für die automatisierten Auswertungen müssen neue Algorithmen entwickelt werden, die die zeitliche Dimension berücksichtigen. Dadurch nimmt die Komplexität der Prozeduren wesentlich zu. Es steigt nicht nur der Programmieraufwand, sondern auch die Wahrscheinlichkeit von Programmierfehlern. Um dem zu begegnen, müsste der Code durch weitere Personen geprüft und dafür ausführlicher kommentiert werden, was den Aufwand wiederum erhöht.
- Daten einzelner Jahre können nicht einfach addiert werden, um den Stand zu einem bestimmten Zeitpunkt zu erfassen. Vielmehr muss die Akteursklassifikation zu jedem Analysezeitraum erneuert werden. Soweit es sich um automatisierte Auswertungen handelt, erscheint dies mit vertretbarem Aufwand umsetzbar zu sein. Für die manuellen Recherchen sind ggf. Vereinfachungen zu entwickeln, um den Aufwand in vertretbarem Rahmen zu halten.

Die Aussagekraft der erfassten Daten könnte damit wesentlich erhöht werden. Der Recherche- und Analyseaufwand steigt aber überproportional an. Insgesamt müssten die Struktur der Datenbank überarbeitet, die Auswertungsalgorithmen angepasst und zusätzliche Rechercheroutinen zwecks Qualitätskontrolle entwickelt werden. Die verfügbaren kommerziellen Unternehmensdatenbanken müssten hinsichtlich der Erfassung von Eigentumswechseln und der Abfragemöglichkeiten von historischen Unternehmensdaten verglichen und ggf. eine andere Auswahl getroffen werden.

6.2 Empfehlungen

Der Gesetzgeber hat in § 2 Abs. 3 EEG 2017 (wortgleich: § 2 Abs. 3 EEG-E 2021) das Ziel formuliert, die Akteursvielfalt auch nach Einführung von Ausschreibungen zu erhalten. Gemäß § 99 Abs. 1 Nr. 2 EEG-E 2021 sollen die Erfahrungen mit Ausschreibungen, auch vor dem Hintergrund des Ziels, Akteursvielfalt und Innovationen zu ermöglichen, evaluiert und die Ergebnisse im EEG-Erfahrungsbericht dargelegt werden. Um diesem gesetzlichen Auftrag nachzukommen, sollten sich verstärkende Tendenzen bezüglich Akteurskonzentrationen und Akteursvielfalt untersucht und aufgezeigt werden. Die im Rahmen des vorliegenden Vorhabens vorgenommene Aufbereitung der Daten liefert nach Ansicht der Autorinnen und Autoren wichtige Hinweise, die in dieser Form nicht aus den Namen der Bietenden direkt ablesbar sind. Die Bedeutung einer solchen Datenaufbereitung steigt zusätzlich, wenn immer mehr erneuerbare Energien mittels Ausschreibungen gebaut werden sollen. Ungeachtet der skizzierten Herausforderungen wird daher empfohlen, das Monitoring zur Akteursvielfalt auf Basis der Daten im MaStR und in Verbindung mit Eigentümerdaten aus einer Unternehmensdatenbank fortzuführen. Die resultierende Datenbank sollte mit den Daten des MaStR über die MaStR-Nummern verknüpft werden („Delta-Datenhaltung“, Bundesnetzagentur, 2018). Dabei kann für viele Fragen auf die Erfahrungen im vorliegenden Vorhaben aufgebaut werden. Zu prüfen wäre im Einzelnen:

- welche Schwerpunkte gesetzt werden sollen und welche Anpassungen an der Methodik vor diesem Hintergrund angezeigt sind,

- ▶ welche Vereinfachungen vorgenommen werden können bzw. sollen, um ggf. den Aufwand zu reduzieren,
- ▶ welche weiteren Schritte automatisiert werden können und ob der zusätzliche Programmieraufwand in einem adäquaten Verhältnis zum manuellen Rechercheaufwand steht.

Im vorliegenden Vorhaben wurden sechs übergeordnete energie- bzw. allgemeine wirtschafts-politische Zielsetzungen abgeleitet, zu denen eine größere Akteursvielfalt beitragen könnte. Dar-aus wurde ein System mit drei verschiedenen Klassifikationen von Akteuren nach Regionalität und Beteiligungsform, Größe und Investorentyp entwickelt. Dieses erscheint auch vor dem Hin-tergrund des gesetzlichen Monitoringauftrags angezeigt. Dessen ungeachtet könnten im Einzel-fall Schwerpunkte gesetzt werden, die eine Anpassung der Methodik erfordern bzw. Vereinfachungen ermöglichen, um den Aufwand zu reduzieren.

Zu überlegen wäre aber, ob das Monitoring nicht auf weitere Segmente, insbesondere im Bereich der Photovoltaik, auszuweiten wäre, um Ausweichbewegungen von Akteuren auf andere Seg-mente erfassen zu können. Auch eine Veränderung von Schwellenwerten, wie sie beispielsweise der Entwurf für das EEG 2021 vorsieht, macht Anpassungen an dieser Stelle notwendig. Die Ar-beiten an anderer Stelle, hier insbesondere von trend:research (s. Kapitel 1), zeigen, dass sich die Akteursstruktur kleiner, mittelgroßer und großer PV-Anlagen deutlich voneinander unter-scheidet. Bei kleineren PV-Anlagen könnte eine weitere Differenzierung v. a. der Investorenty-pen notwendig werden, weil hier größere Anteile in der Kategorie „Sonstige Akteure“ zu erwar-ten wären.

Je nach gewünschter Analysetiefe könnten einzelne Erhebungen vereinfacht werden, wobei zwi-schen den Einsparungen durch diese Vereinfachungen und dem Informationsverlust abzuwägen ist. Zudem führen Vereinfachungen im Einzelnen zu anderen Ergebnissen, wie ein Vergleich mit der Vorgehensweise bei Tiedemann et al. (2019) zeigt. Der Informationsverlust kann im Nach-hinein nur durch erheblichen Mehraufwand kompensiert werden.

Geprüft werden sollten ferner weitere Automatisierungen, etwa durch maschinellen Zugriff auf und die maschinelle Auswertung diverser Informationsquellen im Bereich der Unternehmensda-ten. Dabei ist allerdings der zusätzliche Programmieraufwand dem manuellen Rechercheauf-wand gegenüberzustellen. In diesem Fall müsste weitergehende Expertise aus dem Bereich der Informatik hinzugezogen werden.

Es ist allerdings ohnehin nicht ausgeschlossen, dass die Methodik in speziellen Situationen ange-passt werden muss oder Vertiefungen durch Nutzung unterschiedlicher Methoden angezeigt sind. Eine solche war beispielsweise bei den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land im Jahr 2017 eingetreten (Grashof et al., 2019). Tiefergehende Analysen, z. B. zu den Gründen für bestimmtes Bietverhalten und gewählte gesellschaftsrechtliche Konstruktionen, und sektorale Vertiefungen sind möglich und können das vorliegende Monitoringverfahren ergänzen. Hier muss ggf. auf andere Methoden, etwa Befragungen von Akteuren und/oder qualitative Untersu-chungen, zurückgegriffen werden.

7 Fazit

7.1 Zusammenfassung der Ergebnisse zu den Akteursstrukturen

Frühere Studien zur Bestimmung der Akteursvielfalt von Eigentümer/innen von Erneuerbaren-Energien-Anlagen in Deutschland kommen zu nicht einheitlichen Ergebnissen; zum Teil ist auch die eingesetzte Methodik nicht vollständig nachvollziehbar (vgl. die Ausführungen hierzu in der Einleitung unter Kapitel 1). Es zeigt sich außerdem, dass sich die Akteursstrukturen in Ländern mit einem Ausschreibungssystem von denen mit einem System fester Einspeisevergütungen deutlich unterscheiden. Bei Einführung von Ausschreibungen ist es in einigen Ländern zu einer starken Konzentration auf einzelne, wenige Akteure gekommen (vgl. Einleitung unter Kapitel 11). Um die Akteursvielfalt in Deutschland für Windenergieanlagen an Land und große PV-Anlagen ($> 750 \text{ kW}_p$) mit einer nachvollziehbaren und wissenschaftlich fundierten Methodik zu bewerten, wurde in diesem Forschungsvorhaben ein Monitoringsystem entwickelt, welches die Akteursstrukturen der Eigentümer/innen der Anlagen im Bestand erfasst bzw. für die in den Ausschreibungen Gebote abgegeben bzw. bezuschlagt wurden. Der betrachtete und ausgewertete Zeitraum umfasst mithin einerseits für die Bestandsanalyse Anlagen mit Inbetriebnahmejahr 2010 bis 2016 sowie andererseits die Anlagen in den Ausschreibungen bis September 2019. Hierdurch konnte ein Vergleich der Akteursstrukturen vor und nach der Einführung des Ausschreibungssystems für Windenergieanlagen an Land und große PV-Anlagen gezogen werden.

Die Ergebnisse dieser Akteursstrukturanalysen werden hier zunächst zusammengefasst. Im Anschluss werden diese Ergebnisse mit den übergeordneten energie- bzw. wirtschaftspolitischen Zielen abgeglichen, zu denen ein „Erhalt der Akteursvielfalt“ beitragen kann.

Für die Windenergie an Land konnte mit Beginn der Ausschreibungen eine deutliche Veränderung der Akteursstruktur im Vergleich zu den Bestandsjahren festgestellt werden. Hierbei sticht vor allem die Ausschreibungsphase des Jahres 2017 heraus, in der besondere Ausnahmeregelungen für Bürgerenergiegesellschaften gemäß Legaldefinition im EEG 2017 (EEG-BEG) gegolten haben. Die große Mehrzahl der eingereichten Gebote nimmt diese Sonderregelungen in den drei Ausschreibungsrunden im Jahr 2017 in Anspruch (82 %). Hinter diesen EEG-BEG verbirgt sich jedoch nur ein kleiner Anteil an Akteuren, die in diesem Forschungsvorhaben als beteiligungsoffene Bürgerenergie klassifiziert wurden (7,4 % der EEG-BEG). Die übrigen erfüllen zwar die im EEG festgelegten Bedingungen, sind jedoch nicht allgemein für Beteiligung lokaler Anwohner offen.

Insgesamt nimmt der Anteil von überregional agierenden Akteuren im Vergleich zu den Bestandsjahren mit dem Beginn der Ausschreibungen deutlich zu. Insbesondere große Projektentwickler haben in den ersten Ausschreibungsrunden 2017 eine marktdominierende Position. Diese Entwicklung ist seit den Ausschreibungsrunden im Jahr 2018 wieder rückläufig und kleinere und regional tätige Unternehmen spielen wieder eine größere Rolle. Privatinvestoren (Kleinstakteure und oft nur regional tätig) und Projektentwickler (meist groß und überregional) sind nun zusammen die dominierenden Investorentypen. Der Anteil von großen Unternehmen liegt jedoch über dem der Bestandsjahre (Anstieg von 27 % auf über 36 %).

Es zeigt sich deutlich, dass regionale Bürgerenergieakteure über den Betrachtungszeitraum an Leistungsanteil verlieren. Der Anteil der regionalen beteiligungsoffenen Bürgerenergie sinkt von mindestens 8 % in den Bestandsjahren auf ca. 3 - 4 % an bezuschlagter Leistung in den Ausschreibungen. Auch der Anteil von Akteuren in kommunalem Besitz sinkt von 6 % auf unter 3 %. Insgesamt kommt es damit mit dem Beginn der Ausschreibungen zu einer Verschiebung der vorherrschenden Akteurstypen bei Windenergieanlagen an Land, mit der teilweisen Rücknahme

der Ausnahmeregelungen für EEG-BEG treten jedoch ab 2018 wieder vermehrt andere Akteurstypen (u. a. Energieversorgungsunternehmen und Anlagenhersteller) in Erscheinung; die Akteursvielfalt nimmt wieder zu. Zu beachten ist hierbei, dass seit Mai 2018 viele Ausschreibungsrunden (teilweise relativ stark) unterzeichnet sind, also wenig bis gar kein Wettbewerb um die in den Auktionen ausgeschriebenen Vergütungsansprüche herrscht.

Auch bei der Akteursstruktur für große PV-Anlagen kommt es mit der Einführung des Ausschreibungssystems zu deutlichen Verschiebungen. Im Vergleich zu Windenergie an Land liegt der Anteil von nationalen Akteuren bei großen PV-Anlagen schon vor dem Beginn der Ausschreibungen bei über 50 %. Dieser Anteil nimmt in den Ausschreibungen nochmals deutlich zu (auf ca. 70 %). Somit spielen regional verankerte Akteure bei großen PV-Anlagen eine untergeordnete Rolle (ca. 20 % Leistungsanteil).

Wie bei der Windenergie an Land steigt der Anteil von großen Unternehmen in den Ausschreibungsrunden ebenfalls deutlich und liegt in den Jahren 2017 bis 2019 bei deutlich über 50 %. Gleichzeitig sinkt der Anteil an Kleinstakteuren, diese vereinen ab 2017 weniger als 25 % Leistungsanteil auf sich. Insgesamt sind Privatinvestoren, welche zu den Kleinstakteuren zählen, deutlich seltener vertreten als bei der Windenergie an Land. Deutlich zeigt sich auch die zunehmende Bedeutung von großen Projektentwicklern. In den Bestandsjahren ist der Anteil von Projektentwicklern mit ca. 12 % noch relativ gering, er wächst allerdings mit der Umstellung auf das Ausschreibungssystem auf fast 50 % an.

Auffällig ist, dass Akteure der beteiligungsoffenen Bürgerenergie bei großen PV-Anlagen sowohl vor als auch nach Einführung der Ausschreibungen keine Rolle spielen. Des Weiteren sind bei großen PV-Anlagen im Vergleich zur Windenergie an Land in allen betrachteten Zeiträumen relativ viele Investorentypen vertreten. So haben neben den Projektentwicklern bspw. Energieversorgungsunternehmen relativ hohe Anteile am bezuschlagten Leistungsvolumen, hierbei handelt es sich überwiegend um große, national agierende Unternehmen.

Sowohl bei der Windenergie an Land wie auch bei den großen PV-Anlagen gilt es zu beachten, dass die Zahlen für Bestand und Ausschreibungen insofern nicht exakt miteinander vergleichbar sind, als sie die Eigentumsverhältnisse zu unterschiedlichen Zeitpunkten im Projektlebenszyklus wiedergeben. Es wird allerdings davon ausgegangen, dass die dargestellten Ergebnisse in ihrer Tendenz auch dann Bestand haben, wenn tatsächlich durchgängig die gleichen Projektphasen erfasst werden, was im vorliegenden Vorhaben aufgrund der bestehenden Datenlage nicht möglich war.

7.2 Veränderungen der Akteursstrukturen und übergeordnete energie- bzw. wirtschaftspolitische Zielstellungen

Die Entwicklung der Akteursstrukturen wird im Folgenden mit übergeordneten politischen Zielstellungen abgeglichen. Dies lässt eine Bewertung zu, welchen Einfluss Verschiebungen in den Akteursstrukturen auf Entwicklungspfade und Ziele der Energiewende haben können. Einleitend werden jeweils die Indikatoren genannt, die mit Blick auf die jeweilige Zielstellung ausgewertet wurden (vgl. Abschnitt 1.4 in der Einleitung unter Kapitel 1 sowie die ausführlicheren Darstellungen hierzu im Methodenbericht zu diesem Vorhaben (Weiler, Holstenkamp et al. 2021)).

7.2.1 Wettbewerb

Für die Funktionsfähigkeit von Märkten ist wichtig, dass die Konzentration nicht zu groß ist und möglichst keine Markteintrittsbarrieren für bestimmte Akteursarten bestehen.

- ▶ **Windenergie an Land:** Die hier ausgewerteten Indikatoren der Marktkonzentration sowie der Streuung verbreiteter Unternehmensgrößen und Investorentypen geben keine unmittelbaren Hinweise auf eine markbeherrschende Stellung bestimmter Unternehmen oder das Bestehen von Markteintrittsbarrieren für einzelne Akteursarten. Die Marktkonzentration hat sich gegenüber dem Bestandsniveau zuletzt (nach einem starken vorübergehenden Anstieg 2017) leicht erhöht, liegt aber weit unterhalb der im GWB als bedenklich eingestuften Schwellenwerte. In den jüngeren Ausschreibungen besteht eine breite Streuung der bezuschlagten Unternehmensgrößen, auch wenn die Bedeutung von großen Unternehmen zugenommen hat. In den jüngsten Ausschreibungen wurden im Wesentlichen Privatinvestoren, Projektentwickler (mit gegenüber dem Bestand deutlich erhöhtem Anteil), Energieversorgungsunternehmen und Anlagenhersteller bezuschlagt. Die Chancen stehen für einen funktionierenden Wettbewerb angesichts der Akteursvielfalt gut, auch wenn derzeit mangels ausreichend Gebotsvolumen kein tatsächlicher Wettbewerb stattfindet. Es bleibt abzuwarten, ob sich der Rückgang des Anteils der beteiligungsoffenen Bürgerenergie fortsetzt und mithin nach Umstellung auf das Ausschreibungssystem von einer erhöhten Markteintrittsbarriere für diesen Akteurstyp ausgegangen werden kann. Insbesondere sollte weiter beobachtet werden, ob der Anteil auch nach Inbetriebnahme der in den Ausschreibungen bezuschlagten Anlagen weiter so gering ist und bleibt.
- ▶ **Große Photovoltaik:** In Auswertung der relevanten Indikatoren zeigen sich Anzeichen einer verschlechterten Wettbewerbssituation seit Beginn der Ausschreibungen: Gegenüber dem Bestand sind die Konzentrationsraten mit den Ausschreibungen deutlich angestiegen. Seit 2018 liegen die Konzentrationsraten stabil oberhalb der Werte bei Wind an Land, aber noch unterhalb der GWB-Schwellenwerte. Kleinstunternehmen hatten im Bestand noch den größten Leistungsanteil, ihre Relevanz ging seither jedoch deutlich zurück. Dagegen erhielten Großunternehmen in den jüngeren Ausschreibungen über die Hälfte der Zuschläge. Im Vergleich zu einer breiteren Streuung der Investorentypen im Bestand dominieren Projektentwickler in den jüngeren Ausschreibungen mit fast der Hälfte der Zuschläge, gefolgt von Privatinvestoren, Energieversorgern und Anlagenherstellern. Das Fehlen der beteiligungsoffenen Bürgerenergie bei großen PV-Anlagen kann ein Hinweis auf eine Markteintrittsbarriere für diesen Akteurstyp sein. Allerdings ist der Anteil schon im Bestand relativ niedrig. Dies könnte darauf hindeuten, dass Bürgerenergie überwiegend in kleineren PV-Segmenten aktiv ist. Auch für die große PV könnten diese Beobachtungen aber hinsichtlich der Akzeptanz problematisch sein, wenn das Segment weiter stark ausgebaut wird (siehe unten).

7.2.2 Innovationskraft

Für die Stärkung oder den Erhalt der Innovationskraft in einem Marktsegment kann die Größenverteilung als ausschlaggebender Indikator angesehen werden. Große und kleine Unternehmen weisen unterschiedliches Innovationsverhalten auf, entsprechend ist eine Heterogenität der vertretenen Unternehmensgrößen für die Innovationstätigkeit im Sektor insgesamt von Vorteil.

- ▶ **Windenergie an Land:** Ausweislich des hier ausgewerteten Indikators der Streuung der Unternehmensgrößen bestehen keine Bedenken hinsichtlich der Innovationskraft, da sowohl im Bestand als auch in den jüngeren Ausschreibungen Klein- und Großunternehmen mit hohen Anteilen vertreten sind. Es bleibt jedoch zu beobachten, ob sich der Trend steigender Bedeutung von großen Unternehmen bei gleichzeitiger Abnahme der Kleinstakteure fortsetzt.
- ▶ **Große Photovoltaik:** Bestand vor den Ausschreibungen ein leichtes Übergewicht der Kleinstunternehmen, ist in den jüngeren Ausschreibungen eine deutlich stärkere Dominanz der

Großunternehmen bei gleichzeitig deutlicher Abnahme des Anteils der Kleinstakteure erkennbar. Dies kann einen Hinweis auf die Schwächung der Innovationskraft des Gesamtsektors darstellen, insbesondere, wenn sich dieser Trend in Zukunft fortsetzen sollte und die Rolle der Kleinstakteure weiter abnimmt. Zur Bewertung, ob bestimmte Unternehmensgrößen möglichst mit größeren Anteilen vertreten sein sollten, könnte zusätzlich ermittelt werden, welche Arten von Innovationsprozessen in der aktuellen Phase der Systemtransformation in diesem PV-Anlagensegment besonders erforderlich sind. Zugleich erscheint eine Ausweitung dieser Analysen auf die kleineren PV-Anlagensegmente sinnvoll.

7.2.3 Gleichwertige Lebensverhältnisse und regionale Wertschöpfung

Ein hoher Anteil regionaler Wertschöpfung kann zu gleichwertigen Lebensverhältnissen in einem Land beitragen und unterstützen, dass auch strukturschwache Regionen wirtschaftlich vom Ausbau erneuerbarer Energien profitieren. Hier ist das Verhältnis von regionalen zu nationalen und internationalen Akteuren der entscheidende Indikator, welcher in der Akteursstrukturanalyse betrachtet wurde.

- **Windenergie an Land:** Das schon vor den Ausschreibungen bestehende Übergewicht der überregional tätigen Unternehmen hat sich zuletzt nochmals leicht erhöht. Der Anteil der Nationalakteure liegt inzwischen bei über der Hälfte. Bei einem sinkenden Anteil von internationalen Akteuren blieb der Anteil regionaler Unternehmen im Betrachtungszeitraum relativ stabil. Dies deutet darauf hin, dass im Windenergiebereich Potentiale für regionale Wertschöpfung zwar genutzt werden und in der Standortregion verankerte Akteure weiter eine nicht zu vernachlässigende Rolle spielen. Der Großteil der Wertschöpfung verbleibt jedoch insgesamt nicht in der Standortregion.
- **Große Photovoltaik:** Zur regionalen Wertschöpfung und gleichwertigen Lebensverhältnissen tragen große Photovoltaikanlagen mit den Ausschreibungen noch weniger bei als vor dem Politikwechsel: Der schon vorab hohe Anteil überregional tätiger Unternehmen ist mit den Ausschreibungen weiter auf vier Fünftel angestiegen. Lediglich 20 % der Unternehmen sind in der Standortregion ansässig oder überwiegend dort tätig. Der Anteil an internationalen Akteuren ist seit Einführung der Ausschreibungen allerdings leicht gesunken.

7.2.4 Demokratisierung

Die Demokratisierung der Energieversorgung wird durch den Indikator der im Vorhaben erfassten Beteiligungsform der Akteurstypen bestimmt. Bürgerinnen und Bürger können entweder direkt durch beteiligungsoffene Formen der Eigenkapitalbeteiligung oder indirekt durch kommunale Unternehmen am Ausbau der erneuerbaren Energien partizipieren.

- **Windenergie an Land:** Die Chancen zur direkten (bei beteiligungsoffenen Unternehmen) und indirekten (durch Kommunalunternehmen) Partizipation von Bürgern sind mit den Ausschreibungen gegenüber dem Bestand zurückgegangen. Fast 90 % der zuletzt Bezuschlagten boten keine dieser Partizipationsmöglichkeiten. Insbesondere der Rückgang der beteiligungsoffenen Bürgerenergie ist ein Indikator für ein sinkendes Niveau in Bezug auf eine Demokratisierung des Energiesystems.
- **Große Photovoltaik:** Bei diesem PV-Segment war die direkte und indirekte Partizipation schon vor den Ausschreibungen deutlich niedriger als bei der Windenergie an Land und ging seither noch weiter zurück. Die offene Form der Bürgerbeteiligung fehlt fast gänzlich. Mithin trägt dieses Anlagensegment nur in sehr geringem Maße zu einer Demokratisierung des Energiesystems bei.

7.2.5 Akzeptanz

Die soziale Akzeptanz von Erneuerbare-Energien-Anlagen ist bei einer Realisierung durch regionale Akteure und bei der Möglichkeit zur direkten, ggf. auch indirekten, Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern tendenziell höher.

- ▶ **Windenergie an Land:** Die Chancen für die Akzeptanz infolge guter Beteiligungsmöglichkeiten und überwiegend regional tätiger Akteure sind mit den Ausschreibungen etwas zurückgegangen: Direkt beteiligungsoffene Akteure sind zuletzt weniger regional verankert als vielmehr bundesweit aktiv. Dies senkt die Möglichkeiten für eine unmittelbare finanzielle Beteiligung, die auch mit lokalen Entscheidungsbefugnissen in der Projektentwicklung, etwa der Standortauswahl für die einzelnen Anlagen, einhergeht. Zugleich ist auch der schon im Bestand niedrige Kommunalanteil weiter gesunken.
- ▶ **Große Photovoltaik:** Dieses Anlagensegment bot aufgrund eines sehr niedrigen Anteils beteiligungsoffener Akteure schon vor den Ausschreibungen wenig Chancen, die soziale Akzeptanz durch direkte und indirekte Beteiligungsmöglichkeiten zu unterstützen. Die entsprechenden Indikatoren haben sich seit der Durchführung von Ausschreibungen kaum verändert; der Anteil kommunaler Akteure ist allerdings noch weiter zurückgegangen.

7.2.6 Resilienz

Die Stärkung oder der Erhalt der Resilienz bezieht sich in diesem Vorhaben auf die Fähigkeit des Energiesystems, auf externe Störungen effektiv reagieren zu können. Eine breite Streuung an Investorentypen ist hier vorteilhaft, da angenommen wird, dass diese nicht ‚synchron‘, sondern unterschiedlich auf einzelne externe Störungen reagieren und damit die Wirkungskraft von Störungen auf den Sektor insgesamt reduzieren.

- ▶ **Windenergie an Land:** Mit Blick auf die recht breite Streuung der Anteile verschiedenartiger Investorentypen (insbesondere Privatinvestoren, Projektentwickler, Energieversorgungsunternehmen und Anlagenhersteller) in den jüngeren Ausschreibungen bestehen gute Aussichten, dass das Energiesystem in diesem Marktsegment auf Störungen von außen widerstandsfähig reagieren kann. Es bleibt jedoch zu beobachten, inwieweit sich der Trend der Streuung der Investorentypen in den kommenden Ausschreibungsrunden fortsetzt, insbesondere wenn in den Ausschreibungsrunden für dieses Marktsegment wieder substantieller Wettbewerb herrschen sollte.
- ▶ **Große Photovoltaik:** Infolge der stärkeren Dominanz von Projektentwicklern, denen die Anteile anderer Investorentypen erst mit weiterem Abstand folgen, könnte hier eine stärkere Anfälligkeit für externe Störungen bestehen als bei der Windenergie an Land. Da andere Investorentypen jedoch durchaus auch relevante Anteile haben, lässt sich aus diesem Indikator kein Hinweis ableiten, dass die Resilienz deutlich gefährdet wäre.

Tabelle 22 fasst die Ausführungen vereinfacht zusammen und stellt die Akteursstrukturen in den jeweiligen Zielzusammenhang.

Tabelle 22: Entwicklung der Akteursstrukturen und ihre Wirkung auf übergeordnete politische Ziele

Zielsetzung	Indikator	Wind	PV
Funktionierender Wettbewerb	Quantitativ: Konzentrationsraten	✓	↘
	Qualitativ (Markteintrittsbarrieren): Größe (Anteil kleinste und kleine vs. Große), Investorentyp (Anteil einzelner Typen, Fehlen bestimmter Typen)	↘ (für einzelne Investorentypen)	↘ (für einzelne Investorentypen)
Innovationskraft	Größe (Streuung)	✓	↘
Gleichwertige Lebensverhältnisse und regionale Wertschöpfung	Regionalität (Anteil regional vs. national/international)	⇒ Potentiale nicht ausgeschöpft	⇒ niedrig
Demokratisierung	Beteiligungsform: Anteil beteiligungsoffen (direkt) oder kommunal (indirekt/repräsentativ)	↘	⇒ niedrig
Akzeptanz	Regionalität / Beteiligungsform: Anteil (beteiligungsoffen, kommunal, regional)	⇒/↘ niedrig	⇒/↘ sehr niedrig
Resilienz	Investorentyp (Streuung)	✓	(✓) stärkere Anfälligkeit als bei Wind

Quelle: Eigene Zusammenstellung. Zur Interpretation: ✓: Ziel erreicht/vorhanden, ⇒: keine/geringe Veränderungen, ↘: leicht negativer Trend; *kursiv*: qualifizierende Anmerkungen zum Niveau der Zielerreichung, (in Klammern): Erläuterung zum Trend

8 Quellenverzeichnis

- Agentur für Erneuerbare Energien. (2018). Grafik-Dossier: Erneuerbare Energien in Bürgerhand. Zugriff am 11.10.2020. Verfügbar unter <https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/grafik-dossier-erneuerbare-energien-in-buergerhand>
- Amazo, A., Blücher, F. v., Lotz, B. & Jakob, M. (2020). Auctions and renewable energy communities. Measures to support RES communities in auctions - Country experiences and lessons learnt. AURES II report
- Bose, A. S. & Sarkar, S. (2019). India's e-reverse auctions (2017–2018) for allocating renewable energy capacity: An evaluation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 112, 762–774. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.06.025>
- Bundesnetzagentur (Bundesnetzagentur, Hrsg.). (2020a). Statistiken zum Ausschreibungsverfahren zur Ermittlung der finanziellen Förderung von Solaranlagen nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) bzw. bis Dezember 2016 für Freiflächenanlagen nach der Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV). Zugriff am 15.11.2020. Verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Hintergrundpapiere/Statistik_Solar.xlsx?__blob=publicationFile&v=17
- Bundesnetzagentur (Bundesnetzagentur, Hrsg.). (2020b). Statistiken zum Ausschreibungsverfahren zur Ermittlung der finanziellen Förderung von Windenergieanlagen an Land nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG). Zugriff am 15.11.2020. Verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Hintergrundpapiere/Statistik_Onshore.xlsx?__blob=publicationFile&v=16
- Bundesnetzagentur (2015a). Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunde für Photovoltaik (PV)-Freiflächenanlagen vom 15. April 2015. Hintergrundpapier (Bundesnetzagentur, Hrsg.). Bonn. Zugriff am 15.11.2020. Verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/PV-Freiflaechenanlagen/Gebotstermin_01_04_2016/Hintergrundpapier_PV-FFA_Runde1.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- Bundesnetzagentur (2015b). Ergebnisse der zweiten Ausschreibungsrunde für Photovoltaik (PV)-Freiflächenanlagen vom 1. August 2015. Hintergrundpapier (Bundesnetzagentur, Hrsg.). Bonn. Zugriff am 15.11.2020. Verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/PV-Freiflaechenanlagen/Gebotstermin_01_04_2016/Hintergrundpapier_PV-FFA_Runde2.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- Bundesnetzagentur. (2016a). Ergebnisse der vierten Ausschreibungsrunde für Photovoltaik (PV)-Freiflächenanlagen vom 1. April 2016. Hintergrundpapier (Bundesnetzagentur, Hrsg.). Bonn. Zugriff am 15.11.2020. Verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/PV-Freiflaechenanlagen/Gebotstermin_01_04_2016/Hintergrundpapier_01_04_2016.pdf?__blob=publicationFile&v=5
- Bundesnetzagentur. (2016b). Vorläufige Ergebnisse der dritten Ausschreibungsrunde für Photovoltaik (PV)-Freiflächenanlagen vom 1. Dezember 2015. Hintergrundpapier (Bundesnetzagentur, Hrsg.). Bonn. Zugriff am 15.11.2020. Verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/PV-Freiflaechenanlagen/Gebotstermin_01_04_2016/finalesHintergrundpapier_01_12_2015.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- Curtin, J., McInerney, C. & Ó Gallachóir, B. (2017). Financial incentives to mobilise local citizens as investors in low-carbon technologies: A systematic literature review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 75, 534–547. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.020>

Degenhart, H. & Holstenkamp, L. (2011). Genossenschaftlich organisierte Bürgerbeteiligung als Finanzierungs- und Nachhaltigkeitsmodell. In W. George & T. Berg (Hrsg.), *Energiegenossenschaften gründen und erfolgreich betreiben* (Regionales Zukunftsmanagement, Bd. 5, S. 47–55). Lengerich: Pabst Science Publishers

Del Río, P. & Bleda, M. (2012). Comparing the innovation effects of support schemes for renewable electricity technologies: A function of innovation approach. *Energy Policy*, 50, 272–282. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.07.014>

Deutscher Genossenschafts- und Raiffeisenverband (Deutscher Genossenschafts- und Raiffeisenverband (DGRV), Hrsg.). (2020). *Energiegenossenschaften 2020. Jahresumfrage des DGRV*. Zugriff am 15.11.2020. Verfügbar unter https://www.dgrv.de/wp-content/uploads/2020/07/20200701_DGRV_Umfrage_Energiegenossenschaften_2020-1.pdf Deutsche

WindGuard GmbH. (2015). *Akteursstrukturen von Windenergieprojekten in Deutschland* (Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE), Hrsg.). Berlin. Zugriff am 11.10.2020. Verfügbar unter https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/04-politische-arbeit/02-ausschreibungen/20150218_studie_akteursvielfalt_final.pdf

Dóci, G. & Gotchev, B. (2016). When energy policy meets community: Rethinking risk perceptions of renewable energy in Germany and the Netherlands. *Energy Research & Social Science*, 22, 26–35. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2016.08.019>

Fachagentur Wind (2020): *Analyse der Ausbausituation der Windenergie an Land im 1. Halbjahr 2020*. Berlin.

Feurtay, E., Ilinca, A., Sakout, A. & Saucier, C. (2015). Lessons learned in France and Quebec regarding financial and legal mechanisms to develop renewable energy: A hybrid model as an acceptable solution for onshore wind? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 47, 34–45. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.03.004>

Fischer, B. & Wetzel, H. (2018). *Entwicklungsdynamik und strukturelle Merkmale von Energiegenossenschaften in Deutschland in den Jahren von 2009 bis 2015* (klimaGEN-Working Paper 1). Kassel: Universität Kassel. Zugriff am 15.11.2020. Verfügbar unter https://www.klimagen.de/fileadmin/user_upload/KlimaGEN_Arbeitspapier_1_web.pdf

Gawel, E. & Purkus, A. (2016). EEG 2017 - Mehr Markt bei der Erneuerbare-Energien-Förderung? *Wirtschaftsdienst*, 96(12), 910–915. <https://doi.org/10.1007/s10273-016-2070-5>

Grashof, K. & Dröschel, B. (2018). *Ausschreibungen für Windenergie an Land - Erfahrungen in acht Ländern. Studie im Auftrag der IG Windkraft Österreich*. Saarbrücken.

Grashof, K. (2019). Are auctions likely to deter community wind projects? And would this be problematic? *Energy Policy*, 125, 20–32. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.10.010>

Grashof, K., Kochems, J. & Klann, U. (2015). *Charakterisierung und Chancen kleiner Akteure bei der Ausschreibung für Windenergie an Land* (Fachagentur Windenergie an Land (FA Wind), Hrsg.). Berlin. Zugriff am 12.10.2020. Verfügbar unter https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA-Wind_Studie_kleine_Akteure_in_Ausschreibungen_IZES_07-2015.pdf

Grashof, K., Guss, H., Weiler, K., Matschoss, P., Zeck, B., Holstenkamp, L. et al. (2019). *Detailauswertung der ersten Ausschreibungsrunde für Windenergie an Land. Implikationen für die Entwicklung des Monitorings von Akteursvielfalt. Entwicklung und Umsetzung eines Monitoringsystems zur Analyse der Akteursstruktur bei Freiflächen-Photovoltaik und der Windenergie an Land* (Umweltbundesamt (UBA), Hrsg.) (Climate Change 32/2019). Dessau. Zugriff am 13.11.2020. Verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-08-30_climate-change_32-2019_akteursvielfalt-photovoltaic-windenergie__0.pdf

Herbes, C., Brummer, V., Rognli, J., Blazejewski, S. & Gericke, N. (2017). Responding to policy change: New business models for renewable energy cooperatives. Barriers perceived by cooperatives' members. *Energy Policy*, 109, 82–95.

Holstenkamp, L. (2014). Local Investment Schemes for Renewable Energy. A financial perspective. In M. Peeters & T. Schomerus (Eds.), *Renewable energy law in the EU. Legal perspectives on bottom-up approaches* (pp. 232–255). Cheltenham: Edward Elgar Publishing; Elgar. Retrieved from <http://dx.doi.org/10.4337/9781783473199.00021>

Holstenkamp, L. & Kahla, F. (2016). What are community energy companies trying to accomplish? An empirical investigation of investment motives in the German case. *Energy Policy*, 97, 112–122.

Holstenkamp, L., Centgraf, S., Dorniok, D., Kahla, F., Masson, T., Müller, J. et al. (2018). Bürgerenergiegesellschaften in Deutschland. In L. Holstenkamp & J. Radtke (Hrsg.), *Handbuch Energiewende und Partizipation* (S. 1061–1080). Springer Fachmedien Wiesbaden. Zugriff am 01.01.2018. Verfügbar unter <http://link.springer.com/10.1007/978-3-658-09416-4>

Holstenkamp, L., Weiler, K. & Weber, A. (2019). Überblick zur Methodik im Vorhaben „Entwicklung und Umsetzung eines Monitoringsystems zur Analyse der Akteursstruktur bei Freiflächen-Photovoltaik und der Windenergie an Land“ (Umweltbundesamt (UBA), Hrsg.). Dessau: Leuphana Universität Lüneburg; IZES gGmbH. Zugriff am 09.11.2020. Verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/dokumente/20190912_kurzbericht_methodikteil_v2.pdf

IEA-RETD. (2016). *Cost and Financing Aspects of Community Renewable Energy Projects - Volume I: Main Report*

Institut für Solare Energieversorgungstechnik. (2000). *Windenergie Report Deutschland 1999/2000*. Kassel. Zugriff am 11.10.2020. Verfügbar unter <https://edocs.tib.eu/files/e001/321776534.pdf>

Institut für Solare Energieversorgungstechnik. (2001). *Windenergie Report Deutschland 2001*. Kassel. Zugriff am 11.10.2020. Verfügbar unter http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-4976754.pdf

Institut für Solare Energieversorgungstechnik. (2003). *Windenergie Report Deutschland 2003*. Kassel. Zugriff am 11.10.2020. Verfügbar unter http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-4976770.pdf

Institut für Solare Energieversorgungstechnik. (2004). *Windenergie Report Deutschland 2004*. Kassel. Zugriff am 11.10.2020. Verfügbar unter http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-4976789.pdf

Institut für Solare Energieversorgungstechnik. (2005). *Windenergie Report Deutschland 2005*. Kassel. Zugriff am 11.10.2020. Verfügbar unter http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-4976831.pdf

Institut für Solare Energieversorgungstechnik. (2006). *Windenergie Report Deutschland 2006*. Kassel. Zugriff am 11.10.2020. Verfügbar unter http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-4976840.pdf

Institut für Solare Energieversorgungstechnik. (2008). *Windenergie Report Deutschland 2008*. Erstellt im Rahmen des Forschungsvorhabens „Deutscher Windmonitor“. Kassel. Zugriff am 11.10.2020. Verfügbar unter http://windmonitor.iee.fraunhofer.de/opencms/export/sites/windmonitor/img/Windenergie_Report_2008.pdf

IRENA. (2019). *Renewable Energy Auctions, Status and Trends Beyond Price*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency

Jacobs, D., Grashof, K. & del Río, P. (2020 (im Erscheinen)). The Case for a Wider Energy Policy Mix in Line with the Objectives of the Paris Agreement. Shortcomings of Renewable Energy Auctions Based on World-wide Empirical Observations (Energy Watch Group, Hrsg.). Berlin

Jacobs, D., Peinl, H., Gotchev, B., Schäuble, D., Matschoss, P., Bayer, B. et al. (2014). Ausschreibungen für erneuerbare Energien in Deutschland. Ausgestaltungsoptionen für den Erhalt der Akteursvielfalt. Potsdam: Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS). Zugriff am 11.10.2020. Verfügbar unter https://www.iass-potsdam.de/sites/default/files/files/working_paper_ausschreibungen_final.pdf

Jacobs, D., Peinl, H., Gotchev, B., Schäuble, D., Matschoss, P., Bayer, B. et al. (2014). Ausschreibungen für erneuerbare Energien in Deutschland – Ausgestaltungsoptionen für den Erhalt der Akteursvielfalt (Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS), Hrsg.). Potsdam.

Jacobsson, S. & Lauber, V. (2006). The politics and policy of energy system transformation—explaining the German diffusion of renewable energy technology. *Energy Policy*, 34(3), 256–276. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2004.08.029>

Jobert, A., Laborgne, P. & Mimler, S. (2007). Local acceptance of wind energy: Factors of success identified in French and German case studies. *Energy Policy*, 35(5), 2751–2760. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.12.005>

Kahl, H., Kahles, M. & Müller, T. (2014a). Anforderungen an den Erhalt der Akteursvielfalt im EEG bei der Umstellung auf Ausschreibungen (Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht 9). Würzburg: Stiftung Umweltenergierecht. Zugriff am 11.10.2020. Verfügbar unter https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2016/02/stiftungumweltenergierecht_WueBerichte_09_Akteursvielfalt-EEG.pdf

Kahl, H., Kahles, M. & Müller, T. (2014b, 18. August). Anforderungen an den Erhalt der Akteursvielfalt im EEG bei der Umstellung auf Ausschreibungen. Diskussionspapier. Stiftung Umweltenergierecht

Kahla, F., Holstenkamp, L., Müller, J. R. & Degenhart, H. (2017). Entwicklung und Stand von Bürgerenergiegesellschaften und Energiegenossenschaften in Deutschland (Arbeitspapierreihe Wirtschaft & Recht 27). Lüneburg: Leuphana Universität Lüneburg (Leuphana), Institut für Bank-, Finanz- und Rechnungswesen. Zugriff am 08.08.2017. Verfügbar unter http://www.leuphana.de/fileadmin/user_upload/Forschungseinrichtungen/professuren/finanzierung-finanzwirtschaft/files/Arbeitspapiere/wpbl27_BEG-Stand_Entwicklungen.pdf

Leuphana Universität Lüneburg & Nestle, U. (2014). Marktrealität von Bürgerenergie und mögliche Auswirkungen von regulatorischen Eingriffen in die Energiewende. Studie im Auftrag des Bündnisses Bürgerenergie e.V. und des B.U.N.D. Lüneburg

Matsuo, T. & Schmidt, T. S. (2019). Managing tradeoffs in green industrial policies: The role of renewable energy policy design. *World Development*, 122, 11–26. <https://doi.org/10.1016/j.worlddev.2019.05.005>

Mautz, R., Byzio, A. & Rosenbaum, W. (2008). Auf dem Weg zur Energiewende. Die Entwicklung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in Deutschland. Eine Studie aus dem Soziologischen Forschungsinstitut Göttingen (SOFI). Göttingen: Universitätsverlag Göttingen. Verfügbar unter <http://hdl.handle.net/10419/181994>

Mitchell, C., Bauknecht, D. & Connor, P. M. (2006). Effectiveness through risk reduction: a comparison of the renewable obligation in England and Wales and the feed-in system in Germany. *Energy Policy*, 34(3), 297–305. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2004.08.004>

Monopolkommission (1976): Mehr Wettbewerb ist möglich. Erstes Hauptgutachten. Baden-Baden

Monopolkommission (2008): Weniger Staat, mehr Wettbewerb. Siebzehntes Hauptgutachten 2006/2007. Anhang A. Methodische Erläuterungen zu den Kapiteln I und II. Bonn

Monopolkommission (2019): 7. Sektorgutachten Energie. Wettbewerb mit neuer Energie. Sektorgutachten der Monopolkommission gemäß §62 EnWG. Bonn

Müller, J. R., Dorniok, D., Flieger, B., Holstenkamp, L., Mey, F. & Radtke, J. (2015). Energiegenossenschaften in Deutschland. Ein Modell mit Zukunft? : Beobachtungen, Erklärungen, Prognosen. *Gaia : ecological perspectives for science and society*, 24(2), 96–101

Neuhöffer, U. (2019, November). Zahlen, Daten, Fakten. Wem gehören eigentlich die demnächst Post-EEG Windparks und wie stehen diese finanziell dar? 28. Windenergietage, Potsdam. Zugriff am 12.10.2020. Verfügbar unter https://windenergietage.de/2019/wp-content/uploads/sites/4/2019/11/28WT06_F22_1225_ReDispatch2_final.pdf

O’Sullivan, M., Edler, D. & Lehr, U. (2018). Ökonomische Indikatoren des Energiesystems. Methode, Abgrenzung und Ergebnisse für den Zeitraum 2000 – 2016 (Politikberatung kompakt 127). Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW). Zugriff am 12.10.2020. Verfügbar unter <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/182231/1/1029784779.pdf>

Ohlhorst, D. (2018a). Akteursvielfalt und Bürgerbeteiligung im Kontext der Energiewende in Deutschland. Das EEG und seine Reform. In L. Holstenkamp & J. Radtke (Hrsg.), Handbuch Energiewende und Partizipation (Handbuch, S. 101–124). Wiesbaden: Springer VS

Ohlhorst, D. (2018b). Akteursvielfalt und Bürgerbeteiligung im Kontext der Energiewende in Deutschland: das EEG und seine Reform. In L. Holstenkamp & J. Radtke (Hrsg.), Handbuch Energiewende und Partizipation (S. 101–124). Springer Fachmedien Wiesbaden. Zugriff am 01.01.2018. Verfügbar unter <http://link.springer.com/10.1007/978-3-658-09416-4>

Ohlhorst, D. (2020). Germany: from feed-in-tariffs to auctions and the question of diverse actors. In C. Burger, A. Froggatt, C. Mitchell & J. Weinmann (Hrsg.), Decentralised Energy. A Global Game Changer (S. 82–100). London: Ubiquity Press. <https://doi.org/10.5334/bcf.f>

Pezenka, D. & Thoman, J. (2014). Eigentümerinnenstruktur in der Strombranche. Wer profitiert und wer verliert? Wirtschaftspolitik - Standpunkte, (4), 10–12

REN21. (2017). Renewable Energy Tenders and Community [Em]power[ment]: Latin America and the Caribbean. Zugriff am 11.10.2020. Verfügbar unter <http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/09/LAC-Report.pdf>

REN21. (2020). Renewables 2020 Global Status Report

Salm, S., Hille, S. L. & Wüstenhagen, R. (2016). What are retail investors’ risk-return preferences towards renewable energy projects? A choice experiment in Germany. Energy Policy, 97, 310–320. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.07.042>

Schiffer, H.-W. (2019). Energiemarkt Deutschland. Daten und Fakten zu konventionellen und erneuerbaren Energien. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden. <https://doi.org/10.1007/978-3-658-23024-1>

Stenzel, T. & Frenzel, A. (2008). Regulating technological change. The strategic reactions of utility companies towards subsidy policies in the German, Spanish and UK electricity markets. Energy Policy, 36(7), 2645–2657. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.03.007>

Tiedemann, Silvana; Bons, Marian; Sach, Tobias; Jakob, Martin; Klessmann, Corinna; Anatolitis, Vasilios et al. (2019): Evaluierungsbericht der Ausschreibungen für erneuerbare Energien. Erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Vorhaben: IC4 – 23305/002#022; 022/18. Navigant Energy Germany. Berlin. . Zugriff am 11.10.2020. Verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/evaluierungsbericht-der-ausschreibungen-fuer-erneuerbare-energien.html

Thoman, J. (2016). Eigentumsverhältnisse der (erneuerbaren) Elektrizitätswirtschaft & Effizienzpotentiale der Ökostromförderung in Österreich. Am Beispiel Windkraft. Zugriff am 11.11.2020. Verfügbar unter https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2016/files/If/Session_B2/LF_Thoman.pdf

Trend:research & Leuphana Universität Lüneburg. (2013). Definition und Marktanalyse von Bürgerenergie in Deutschland (Initiative „Die Wende – Energie in Bürgerhand“ & Agentur für Erneuerbare Energien (AEE), Hrsg.).

Bremen. Zugriff am 12.10.2020. Verfügbar unter https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user_upload/downloads/Studien/Studie_Definition_und_Marktanalyse_von_Buergerenergie_in_Deutschland_BBEn.pdf

trend:research (2017): Eigentümerstruktur: Erneuerbare Energien – Entwicklung der Akteursvielfalt, Rolle der Energieversorger, Ausblick bis 2020. Bremen

Trend:research. (2011). Marktakteure Erneuerbare-Energien-Anlagen in der Stromerzeugung. Im Rahmen des Forschungsprojektes: Genossenschaftliche Unterstützungsstrukturen für eine sozialräumliche Energiewirtschaft (Klaus-Novy-Institut (KNI), Hrsg.). Köln. Zugriff am 11.10.2020. Verfügbar unter https://web.archive.org/web/20120108173210/http://www.kni.de/media/pdf/Marktakteure_Erneuerbare_Energie_Anlagen_in_der_Stromerzeugung_2011.pdf

Walker, C. & Baxter, J. (2017). “It’s easy to throw rocks at a corporation”. Wind energy development and distributive justice in Canada. *Journal of Environmental Policy & Planning*, 19(6), 754–768. <https://doi.org/10.1080/1523908X.2016.1267614>

Weiler, K., Holstenkamp, L., Weber, A., Ehrtmann M. (2019). 19 Kurzberichte zur Akteursstruktur der Ausschreibung für Photovoltaik-Freiflächenanlagen (04/15 bis 06/19) und 14 Kurzberichte zur Windenergie an Land (05/17 bis 09/20). (Umweltbundesamt (UBA), Hrsg.). Dessau: IZES gGmbH, Leuphana Universität Lüneburg. Zugriff am 09.11.2020. Zugriff am 11.10.2020. Verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-gesetz/akteursstruktur-beim-ausbau-der-erneuerbaren#Berichte>

Weiler, K., Weber, A., Grashof, K., Matschoss, P., Klann, U., Hildebrand, J. et al. (2021). Entwicklung und Umsetzung eines Monitoringsystems zur Analyse der Akteursstruktur bei Freiflächen-Photovoltaik und der Windenergie an Land. Teilbericht: Methodik zur Erhebung der Akteursstruktur (Umweltbundesamt (UBA), Hrsg.). Dessau: IZES gGmbH; Leuphana Universität Lüneburg. (Umweltbundesamt (UBA), Hrsg.). Dessau: IZES gGmbH, Leuphana Universität Lüneburg. Zugriff am 26.04.2021. Verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-gesetz/akteursstruktur-beim-ausbau-der-erneuerbaren#Berichte>

WindGuard (2015): Akteursstrukturen von Windenergieprojekten in Deutschland.

Yildiz, Ö. (2014). Financing renewable energy infrastructures via financial citizen participation. The case of Germany. *Renewable Energy*, 68, 677–685. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.02.038>

A Anlage: Konfidenzintervalle der PV Freiflächenanlagen im Bestand

Zum Zeitpunkt der Untersuchung war lediglich ein Drittel ($n = 882$ von 2700) der PV Anlagen des Untersuchungszeitraumes im Marktstammdatenregister bereits dahingehend aktualisiert, dass Informationen über den Betreiber hinterlegt waren. Die Daten im Marktstammdatenregister für die Untersuchungszeiträume mussten von den jeweiligen Akteuren selbst nachgetragen werden. Die Frist zur Nachtragung mit Stichtag für die Bestimmung der Stichprobe war zum Zeitpunkt der Datenanalyse (02.07.2019) noch nicht abgelaufen.

Um eine Einschätzung zu gewinnen, ob und inwieweit die Stichprobe verzerrt sein könnte, sind zunächst qualitative Überlegungen anzustellen. Für eine potentielle Verzerrung der Stichprobe müsste es Anhaltspunkte geben, die darauf hindeuten, dass es Akteurstypen gibt, die sich hinsichtlich des Zeitpunktes der Aktualisierung ihrer Daten systematisch anders verhalten haben als andere Aktuertypen. Hier gibt es jedoch keinerlei Hinweise darauf, dass dies vorteilhaft gewesen sein soll oder gar stattgefunden hat.

Ein Abgleich bezogen auf die Rechtsformen im Marktstammdatenregister der Stichprobe mit dem aktuellen Stand (03/2021) hat ebenfalls keine wesentlichen Abweichungen dahingehend ergeben, dass hier signifikante Bewertungsunterscheide zu erwarten sind. Gleiches ergab eine lexikalische Prüfung im Fall der „Bürger“-Gesellschaften, bei denen die relativen Leistungsanteile (Stichprobe, MaStR) in etwa gleich groß waren (2,7% sowie 2,5%).

Aufgrund obiger qualitativer Überlegungen und Gegenprüfungen ist davon auszugehen, dass die untersuchte Stichprobe repräsentativ für die Grundgesamtheit, d. h. unverzerrt, ist.

Um die Aussagekraft der Stichprobe detaillierter einschätzen zu können, kann man zudem die Konfidenzintervalle, den sogenannten Vertrauensbereich, mithilfe von statistischen Verfahren bestimmen. Ein Konfidenzintervall bestimmt den Bereich, in dem mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit, hier nachfolgend 95%, der zu schätzende Parameter tatsächlich liegt.

Da die Grundgesamtheit in ihrer statistischen Struktur unbekannt ist, muss die Schätzung über standardisierte Verteilungsfunktionen erfolgen. Nachfolgende Tabelle gibt die Konfidenzintervalle wieder, wobei grundsätzlich eine normalverteilte Grundgesamtheit angenommen wurde. Da bei sehr kleinen Merkmalsanteilen eine Näherung über die Normalverteilung zu ungenau ist, erfolgt hier eine Schätzung über die Binomialverteilung; die entsprechenden Merkmalsausprägungen sind mit [b] gekennzeichnet.

Für die herrschenden Unternehmen, bezogen auf einzelne PV Anlagen, ergeben sich folgende Konfidenzintervalle:

Tabelle 23: Herrschende Unternehmen & Konfidenzintervalle

Akteurstyp je PV Anlage	Konfidenzintervall bei 95% Konfidenzniveau		
	Wert Stichprobe	untere Grenze	obere Grenze
Beteiligungsoffene Bürgerenergie, uS	1,13%	0,44%	1,83%
Beteiligungsoffener Nationalakteur, uS [b]	0,23%	0,06%	0,82%
Internationaler Akteur	8,50%	6,66%	10,34%
Kommunale Regionalenergie	2,72%	1,65%	3,79%
Kommunaler Nationalakteur [b]	1,02%	0,54%	1,93%
nicht klassifizierbar	27,32%	24,38%	30,27%
Sonstige Regionalenergie	23,24%	20,46%	26,03%
Sonstiger Nationalakteur	35,83%	32,66%	38,99%

Maßstab der Untersuchung sind jedoch nicht unmittelbar die Akteure, sondern die Leistungen, die einem Akteurstyp zuzuordnen sind. Um die Konfidenzintervalle dahingehend zu bereinigen und mit den Ergebnissen vergleichbar zu machen, sind in der nachfolgenden Tabelle Konfidenzintervalle für die Leistungsanteile je Akteurstyp angegeben. Dazu wurde aus den obigen Konfidenzintervallen die relative Abweichung der Grenzen zum Erwartungswert der Akteursanteile bestimmt und diese wiederum mit den gemessenen Leistungen je Akteurstyp multipliziert.

Tabelle 24: Leistungsanteile je Akteur & Konfidenzintervalle

Leistungsanteile je Akteurstyp	Konfidenzintervall bei 95% Konfidenzniveau		
	Untersuchungsergebnis	untere Grenze	obere Grenze
Beteiligungsoffene Bürgerenergie, uS	1%	0,4%	1,7%
Beteiligungsoffener Nationalakteur, uS [b]	1%	0,2%	2,3%
Internationaler Akteur	11%	8,6%	13,4%
Kommunale Regionalenergie	2%	1,5%	3,5%
Kommunaler Nationalakteur [b]	1%	0,5%	1,8%
nicht klassifizierbar	15%	13,4%	16,7%
Sonstige Regionalenergie	17%	15,2%	19,4%
Sonstiger Nationalakteur	52%	47,0%	56,1%