



Charakterisierung und Chancen kleiner Akteure bei der Ausschreibung für Windenergie an Land



Impressum

© FA Wind, Juli 2015

Herausgeber:

Fachagentur Windenergie an Land
Fanny-Zobel-Straße 11 | 12435 Berlin

www.fachagentur-windenergie.de
post@fa-wind.de

V.i.S.d.P.: Axel Tscherniak

Die Fachagentur zur Förderung eines natur- und umweltverträglichen Ausbaus der Windenergie an Land e.V. ist ein gemeinnütziger Verein. Er ist eingetragen beim Amtsgericht Charlottenburg, VR 32573 B.

Projektleitung:

Jürgen Quentin, FA Wind
unter Mitarbeit von Dr. Dirk Sudhaus, FA Wind

Haftungsausschluss:

Die in dieser Studie enthaltenen Informationen, Hinweise und Empfehlungen sind nach bestem Wissen ausgesucht, geprüft und zusammengestellt. Verantwortlich für den Inhalt sind allein die Autoren. Der Bericht gibt die Auffassung und Meinung der Autoren wider und muss nicht mit der des Herausgebers übereinstimmen. Der Herausgeber übernimmt keine Gewähr für die Richtigkeit, die Aktualität und Vollständigkeit der Angaben sowie die Beachtung der Rechte von Dritten. Die Informationen, Hinweise und Empfehlungen dieser Broschüre dienen der allgemeinen Information und können eine Beratung im Einzelfall oder eine Rechtsberatung nicht ersetzen.

Autoren:

Katherina Grashof | Johannes Kochems | Uwe Klann



IZES gGmbH Institut für ZukunftsEnergieSysteme
Altenkesseler Straße 17 | 66115 Saarbrücken

Bearbeitungszeitraum:

Mai – Juni 2015

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Inhalt

Vorwort.....	5
1. Einleitung	6
2. Methodisches Vorgehen dieser Studie	6
3. Übersicht über den deutschen Markt für Projektentwicklung bei Windenergie an Land	7
3.1 Entwicklung und Ziele der Windenergienutzung	8
3.2 Projektentwicklung als Wertschöpfungsstufe bei der Windenergie an Land	11
3.3 Strukturen der Projektentwicklung	13
3.3.1 Typisierung von Projektentwicklungsstrukturen	13
3.3.2 Typische Portfoliogrößen verschiedener Akteursarten.....	16
3.3.3 Häufigkeit und regionale Verteilung der verschiedenen Projektstrukturtypen	17
3.3.4 Typische Größen von Bürgerwindparks	18
Exkurs: Definition, Marktanteil und gesellschaftlicher Nutzen von Bürgerenergie bei Windenergie an Land	18
4. Potentielle Nachteile kleiner Akteure in künftigen Ausschreibungen	23
4.1 Unterschiede bei den Stromgestehungskosten	24
4.2 Unterschiede bei der Fähigkeit, Risiken zu streuen.....	25
4.3 Weitere potentielle Vor- und Nachteile kleiner Akteure in künftigen Ausschreibungen	27
4.4 Zwischenfazit zu den Chancen kleiner Akteure.....	28
5. Identifizierungskriterien zur Eingrenzung von Akteuren für einen möglichen Nachteilsausgleich.....	29
5.2 Abgrenzungskriterium 1: Unternehmensgröße.....	30
5.3 Abgrenzungskriterium 2: Portfolioumfang	34
5.4 Abgrenzungskriterium 3: Standortqualität des Windenergieprojekts	35
5.5 Weitere Festlegungen	36
6. Diskutierte Modellvorschläge zum Erhalt der Akteursvielfalt bei Ausschreibungen	37
6.1 Modelle, bei denen kleine Akteure an Ausschreibungen der übrigen Marktteilnehmer teilnehmen	38
6.2 Modelle, bei denen gesonderte Ausschreibungen unter kleinen Akteuren durchgeführt werden	39
6.3 Modelle, bei denen kleine Akteure nicht an Ausschreibungen teilnehmen.....	39
7. Zusammenfassung	40
Anhang	41
Literatur	42

Abbildungen

Abbildung 1: Bedeutung der Stromerzeugung durch Windenergieanlagen an Land in Deutschland zwischen 2010 und 2014.	8
Abbildung 2: Zubau und installierte Leistung der Windenergie an Land in Deutschland zwischen 2010 und 2014.	9
Abbildung 3: Typische Strukturen der Projektentwicklung bei der Windenergie an Land.	14
Abbildung 5: Modellalternativen eines potentiellen Nachteilsausgleichs für kleine Akteure.....	38
Abbildung 6: Nach Akteursgruppen differenzierter Fragenkatalog, der im Rahmen der Akteursbefragung für diese Studie eingesetzt wurde.	41

Tabellen

Tabelle 1	Übersicht über Bundesländer, zu deren Regionen Umfrageergebnisse vorliegen	7
Tabelle 2	Zubau- und Bestandsprojektion der Windenergieleistung an Land bis 2030.....	10
Tabelle 3	Spezifische Kosten einzelner Phasen der Windenergieprojektierung.....	11
Tabelle 4	Dauer der einzelnen Phasen der Windenergieprojektierung	12
Tabelle 5	Überblick über verschiedene Definitionen für den Begriff der Bürgerenergie	19
Tabelle 6	Anteile von Bürgerenergie an Bestand, Investitionen und Zubau von Windenergie an Land ..	21
Tabelle 7	Schwellenwerte der Unternehmenskategorien gemäß der KMU-Definition der Europäischen Kommission	30
Tabelle 8	Maximale Anlagenzahl bei Einhaltung der Schwellenwerte eines mittleren Unternehmens der Unternehmenskategorien gemäß KMU-Definition der Europäischen Kommission	32
Tabelle 9	Maximale Anlagenzahl bei Einhaltung der Schwellenwerte eines Kleinunternehmens der Unternehmenskategorien gemäß KMU-Definition der Europäischen Kommission	33
Tabelle 10	Maximale Anlagenzahl bei Einhaltung der Schwellenwerte eines Kleinstunternehmens der Unternehmenskategorien gemäß KMU-Definition der Europäischen Kommission	33

Vorwort

Der bisherige Ausbau der Windenergienutzung in Deutschland ist geprägt von vielen unterschiedlichen Akteuren. Die Vielfalt und Vielzahl an gesellschaftlichen Gestaltungs- und Beteiligungsmöglichkeiten sind bislang Garant dafür, dass eine breite Bevölkerungsmehrheit den Transformationsprozess unseres Energieversorgungssystems unterstützt und vorantreibt. Zum Erhalt der Akteursvielfalt bekennen sich auch Bundestag und Bundesregierung mit der Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2014). Das novellierte EEG 2014 sieht allerdings vor, dass die Höhe der finanziellen Förderung für Strom aus Windenergieanlagen und weiteren Technologien künftig anhand von wettbewerblichen Ausschreibungen zu ermitteln ist.

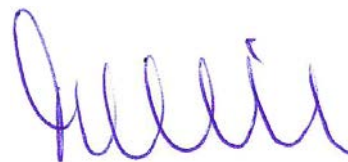
Sowohl in der öffentlichen als auch in der politischen Diskussion wird die Sorge geäußert, dass der grundlegende Systemwechsel für einzelne Akteursgruppen erhebliche Zugangshürden schaffen könnte. Welche Art von Akteuren und welche Projekte von künftigen Ausschreibungen so betroffen sein könnten, dass diese entweder in Auktionen regelmäßig scheitern oder aufgrund eines hohen Abschreckungseffektes gar nicht erst daran teilnehmen würden, wurde bislang nicht vertieft untersucht. Diese Wissenslücke

möchte die Fachagentur Windenergie an Land (FA Wind) mit der vorliegenden Studie schließen.

Das Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES) hat im Auftrag der FA Wind Daten empirisch erhoben und mit wissenschaftlichen Methoden analysiert. Hauptaugenmerk wurde auf die Frage gelegt, ob es derzeit typische kleine Akteure oder Projekte gibt, die in einem Ausschreibungssystem bei einem reinen Preiswettbewerb potentiell benachteiligt wären, worin deren Benachteiligungen bestünden und sofern für diese Akteure ein Nachteilsausgleich gewünscht würde, anhand welcher Merkmale die Akteure bzw. Projekte eindeutig zu identifizieren wären.

Ich wünsche Ihnen eine informative Lektüre

Ihr



Axel Tscherniak

Geschäftsführer der Fachagentur
Windenergie an Land

1. Einleitung

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2014) sieht vor, dass die Höhe der finanziellen Förderung für Strom aus erneuerbaren Energien spätestens 2017 durch wettbewerbliche Ausschreibungen ermittelt wird statt wie bisher über gesetzlich festgelegte Fördersätze. Dabei soll die breite Vielfalt der bisherigen Akteure erhalten bleiben. Von den Autoren zuvor durchgeführte Analysen ausländischer Ausschreibungssysteme (vgl. Hauser, Kochems 2014; Hauser et al. 2014) sowie die Ausschreibung zur Ermittlung der Vergütungshöhe für Photovoltaik-Freiflächenanlagen in Deutschland zeigen, dass sich die Akteursvielfalt in Ausschreibungen stark reduzieren kann. Bei der ersten Freiflächen-Auktionsrunde gingen über 40 Prozent der insgesamt bezuschlagten Menge an Tochtergesellschaften eines einzelnen Unternehmens (BNetzA 2015, S. 3).¹

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) erarbeitet derzeit das Design für die künftige Ausschreibung der Vergütung des Stroms aus neu errichteten Windenergieanlagen an Land. In den bislang kommunizierten Gestaltungsvorschlägen für das Auktionsdesign finden sich keine Regelungsvorschläge, die insbesondere die Eigenarten kleinerer Akteure im Rahmen der Ausschreibung gezielt aufgreifen. In der energiepolitischen Debatte wird daher auch darüber diskutiert, ob eine Verdrängung insbesondere kleinerer Akteure durch das Ausschreibungssystem zu befürchten ist, und ob bzw. wie dem

2. Methodisches Vorgehen dieser Studie

Da zu den in dieser Studie verfolgten Fragestellungen bisher keine umfassenden Analysen vorliegen, wurden mehrere Strategien der Informationsgewinnung verfolgt:

- Die wissenschaftliche Literatur wurde auf Hinweise untersucht, die zu relevanten Teilfragen Auskunft geben.
- Es wurde eine Umfrage unter Bürgerenergie-Akteuren, Projektentwicklern, Windenergieanlagenherstellern, Windenergieprojekte finanzierenden Banken und intermediären Akteure durchgeführt.

durch einen entsprechenden Nachteilsausgleich entgegengewirkt werden könnte. Die Fragestellungen dieser Studie sind daher:

- Gibt es kleine Akteure, die durch die Einführung von Ausschreibungen bei Windenergie an Land benachteiligt werden könnten?
- Wenn ja, worin besteht deren Nachteil?
- Und sofern es solche Akteure gibt, wie lassen sich diese eindeutig von anderen Akteuren abgrenzen und definieren?

Die vorliegende Studie soll die Diskussion einerseits um zusätzliches, empirisch ermitteltes Wissen über die Chancen kleiner Akteure in einem Ausschreibungssystem bei reinem Preiswettbewerb bereichern. Andererseits entwickelt die Studie einen Kriterienkatalog, anhand dessen sich Akteure identifizieren lassen, die gegebenenfalls für einen Nachteilsausgleich in Frage kommen.

Ausdrücklich nicht Teil dieser Studie ist die Entwicklung konkreter Vorschläge, auf welchem Wege kleine Akteure einen Nachteilsausgleich für Windenergieprojekte erhalten könnten, d.h. insbesondere, ob deren Vergütung in Ausschreibungen oder auf andere Weise ermittelt werden sollte. Kapitel 6 liefert allerdings eine Übersicht zu bisher diskutierten Modellen für einen derartigen Nachteilsausgleich, für deren Entwicklung die vorliegende Studie wichtige Voraussetzungen klären soll.

- Besonders komplexe Fragestellungen wurden in Einzelinterviews vertieft analysiert.

Für die Umfrage wurden in der 22. und 23. Kalenderwoche des Jahres 2015 von der IZES gGmbH nach Akteursgruppen differenzierte Fragebögen² an rund 140 Adressaten (Bürgerenergie-Akteure, Projektentwickler, Hersteller, Banken und intermediäre Akteure) versandt. Ein Branchenverband sowie ein Hersteller von Windenergieanlagen haben die Fragebögen teils an eigene Geschäftspartner weiter versandt, so dass der Kreis der angesprochenen Akteure deutlich größer gewesen sein dürfte. Die in dieser Studie

¹ Während der Ausgestaltung der Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen war auch darüber diskutiert worden, ob

ein Mechanismus zum Erhalt der Akteursvielfalt implementiert werden soll, hierzu kam es jedoch nicht (vgl. zur Diskussion Grashof, 2014).

² Der Fragenkatalog findet sich im Anhang zu dieser Studie.

vorgestellte Umfrageauswertung basiert letztlich auf 35 Antwortbögen, die bis zur 25. Kalenderwoche eingingen von insgesamt fünf Finanzinstituten, elf Bürgerenergie-Akteuren, drei Anlagenherstellern (die teils regional differenziert mehrere Fragebögen beantworteten), acht Projekt-

entwicklern sowie zwei intermediären Organisationen, die regional Unterstützung bei der Realisierung von Windenergieprojekten leisten.

Tabelle 1 zeigt die Verteilung der ausgewerteten Antwortbögen nach Bundesländern, über deren Regionen Auskünfte erteilt wurden.

Tabelle 1 Übersicht über Bundesländer, zu deren Regionen Umfrageergebnisse vorliegen

Bundesland Akteursgruppe (Teilnehmerzahl)	BB	BE	BW	BY	HB	HE	HH	MV	NI	NW	RP	SH	SL	SN	ST	TH	bundesweit
Banken (5)					1				1			1					3
Bürgerenergie-Akteure (11)	1		6	1		1			2	1	1	2		1		2	
Anlagenhersteller (3)		1	2	1		4		1	1	3	1	2	1	1	1		1
Projektentwickler (8)			2	1		1			4		1	2					
Intermediäre (2)	1									1							
Summe	2	1	10	3	1	6		1	8	4	3	7	1	2	1	2	4

Anmerkung: Die Angaben beziehen sich auf die je Akteursart und -region ausgefüllten Fragebögen, die Gruppe der Anlagenhersteller hat insgesamt neun Fragebögen (teils regional differenziert) beantwortet.

Trotz der relativ gleichmäßigen Verteilung der ausgefüllten Fragebögen über das Bundesgebiet kann aufgrund des Stichprobenumfangs von keinem für Deutschland repräsentativen Ergebnis ausgegangen werden. Bei zahlreichen Antworten ergaben sich über die befragten Akteure hinweg regionalspezifische oder grundsätzliche Übereinstimmungen in den Antworten.

Um komplexere Fragestellungen und unterschiedliche Einschätzungen in der Umfrage vertiefter analysieren zu können, wurden zudem 21 Einzelinterviews geführt. Die Interviewten stammen aus dem gesamten Bundesgebiet und verteilen sich auf die Bereiche Bürgerenergie (sechs Interviewpartner), Projektentwicklung (fünf), Banken (fünf), Anlagenhersteller (zwei)

sowie sonstige Akteure (drei). Interviewt wurden nicht Interessenvertreter sondern Personen, die z.B. als Geschäftsführer, Vorstand einer Genossenschaft oder Abteilungsleiter in einer Bank über eigene Erfahrungen in der Projektentwicklung verfügen.

Die Umfrage erhebt damit keinen Anspruch auf Repräsentativität hinsichtlich der Auswahl der befragten Akteure sowie der aus der Erhebung gewonnenen Erkenntnisse. Häufige Übereinstimmungen bei den Antworten sowie ergänzende Hinweise aus der wissenschaftlichen Literatur, die in die gleiche Richtung zielen, lassen jedoch den Schluss zu, dass in den Umfrageergebnissen die reale Situation jedenfalls näherungsweise wiedergegeben wird.

3. Übersicht über den deutschen Markt für Projektentwicklung bei der Windenergie an Land

Als Voraussetzung für die detaillierte Diskussion von kleinen Projektierern wird diese Akteursgruppe im gegenwärtigen Onshore-Windmarkt verortet. Als ein quantitativer Rahmen für die Verortung wird die historische und zukünftige – politisch gewollte – Entwicklung der Windenergienutzung in Deutschland kurz skizziert. Nach

einer ergänzenden ökonomischen Einordnung der Windenergie werden der zeitliche Ablauf und die ökonomische Bedeutung der Projektentwicklung fokussiert. Die Rolle der Entwickler im Windenergiemarkt steht anschließend im Fokus. Sie wird als Akteursgruppe, die v.a. organi-

satorische und vertragliche Beziehungen zu Investoren und Betreibern hat, näher beschrieben und differenziert. Darauf aufbauend wird der Begriff der Bürgerenergie präzisiert und deren Bedeutung und Nutzeneffekte thematisiert. Durch die Verbindung von Bürgerenergie mit kleinen Projektierern wird auch begründet, weshalb diese Akteursgruppe im heutigen (und künftigen) Windenergiemarkt von erheblicher

Relevanz ist. Insgesamt werden in diesem Kapitel die Ziele, die mit einem fairen Zugang von kleinen Projektierern zu Ausschreibungsverfahren verfolgt werden, sowie Rahmenbedingungen, unter denen kleine Projektierer agieren, beschrieben. Darüber soll die Grundlage geschaffen werden, um eine zieladäquate und praktikable Abgrenzung von kleinen Akteuren zu entwickeln.

3.1 Entwicklung und Ziele der Windenergienutzung

Das EEG 2014 begründet in § 1 Abs. 1 den Gesetzeszweck unter anderem damit, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energien »im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung« ermöglichen soll. Um dieses Ziel zu erreichen sollen die erneuerbaren Energien im Jahr 2025 einen Anteil von 40 – 45 Prozent am nationalen Bruttostromverbrauch, im Jahr 2035 von 55 – 60 Prozent und bis Mitte des Jahrhunderts mindestens 80 Prozent des nationalen Verbrauchs decken.

Die bisherige Entwicklung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien zeigt Abbildung 1. Demnach erhöhte sich der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch kontinuierlich von 6,5 Prozent im Jahr 2000 auf zuletzt 27,8 Prozent im Jahr 2014. Hierzu trug die Windenergie an Land 2000 rund 1,6 Prozentpunkte und 2014 rund 9,6 Prozentpunkte bei, was einer elektrischen Jahresarbeit von 9,5 Terawattstunden – TWh (2000) beziehungsweise 54,7 TWh (2014) entspricht.

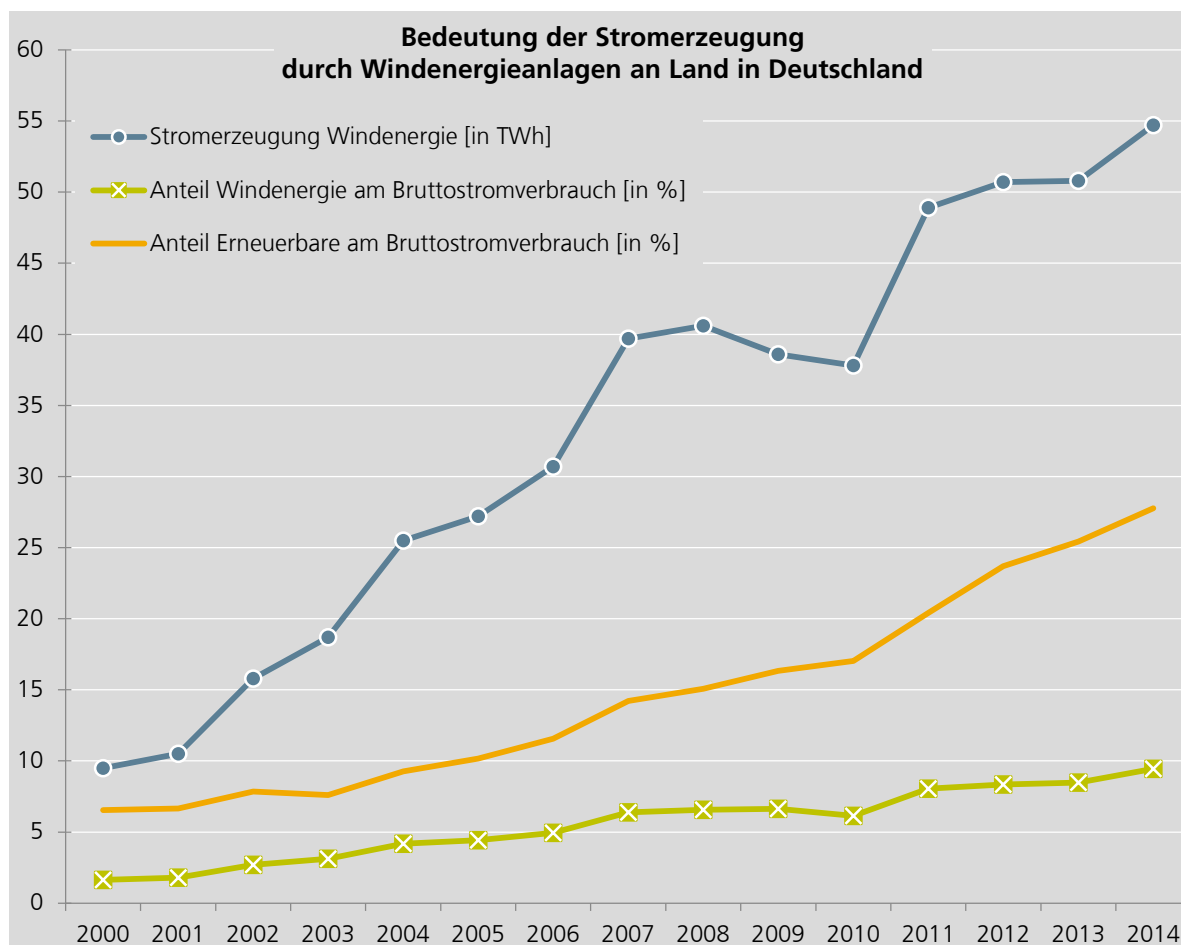


Abbildung 1: Bedeutung der Stromerzeugung durch Windenergieanlagen an Land in Deutschland zwischen 2000 und 2014; Eigene Darstellung auf Basis von AG Energiebilanzen (2015).

Der Brutto- und Nettozubau sowie die installierte elektrische Leistung zum Ende eines Kalenderjahres sind in Abbildung 2 dargestellt. Der Unterschied zwischen Brutto- und Nettozubau – Neuinstallation vor bzw. nach Abzug der außer Betrieb genommener Altanlagen – war in der Vergangenheit relativ gering, wobei die Angaben zu den Außerbetriebnahmen weniger verlässlich sind als die Zahlen zum Bruttozubau.³

Der jährliche Bruttozubau der Windenergie an Land schwankte seit dem Jahr 2000 zwischen 1,4 und 4,7 Gigawatt (GW), dabei wurde die Jahreszubau-Marke von 2,5 GW insgesamt fünfmal überschritten. Der Anlagenbestand stieg seit 2000 von 6,1 GW auf 38,2 GW am Ende des Jahres 2014.

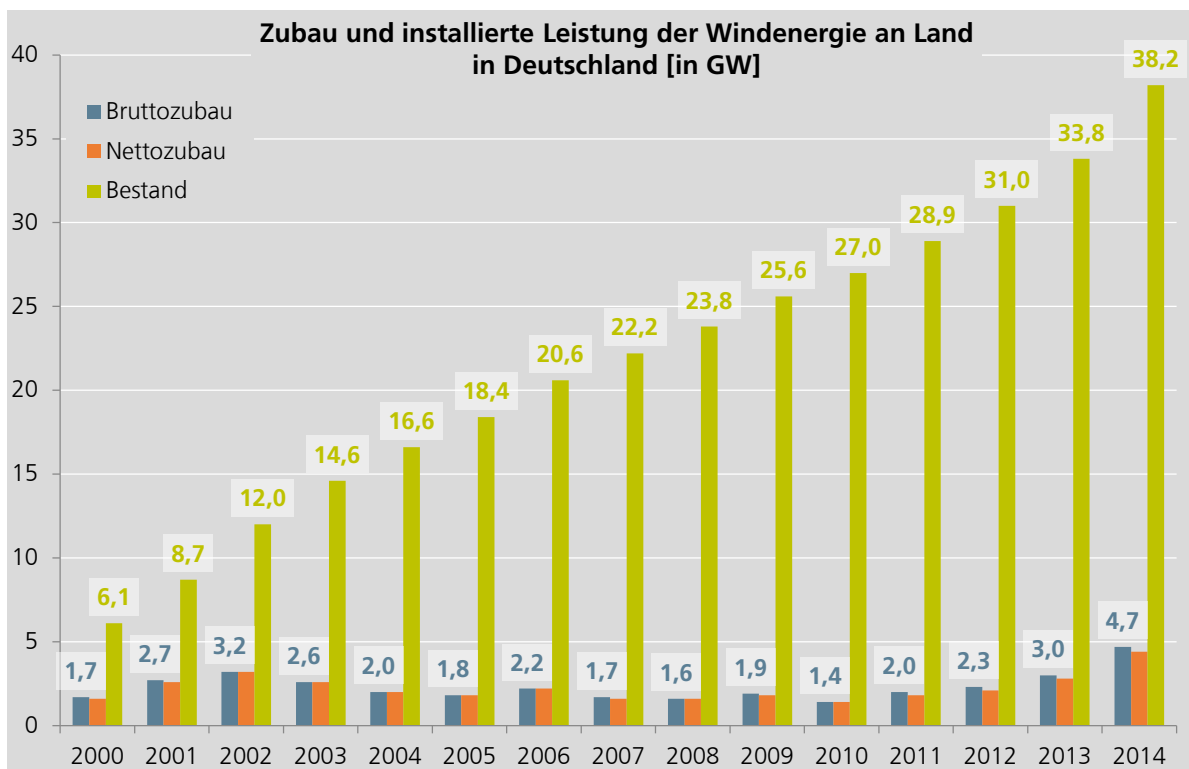


Abbildung 2: Zubau und installierte Leistung der Windenergie an Land in Deutschland zwischen 2000 und 2014; Eigene Darstellung auf Basis von BMWi (2015, S. 2), IE Leipzig (2015, S. 15).

Nach den Zielsetzungen des EEG 2014 soll der Anteil des regenerativen Stroms am Bruttostromverbrauch bis 2025 um 12 bis 17 Prozentpunkte im Vergleich zum Jahr 2014 steigen. Hierzu bedarf es auch eines kontinuierlichen Zubaus der Windenergie an Land. § 29 Abs. 1 EEG 2014 normiert hierfür einen jährlichen Nettozubau von 2,4 bis 2,6 GW, der ab 2016 u. a. mit einem »atmenden« Korridor des anzulegenden

Wertes der gleitenden Marktprämie erreicht werden soll. Daraus ergeben sich die in Tabelle 2 dargestellten Zahlen zum Nettozubau und zur Bestandsentwicklung, wobei für das Jahr 2015 ein Prognosewert von 3,7 GW (netto) angesetzt wird. Grundlage sind hierbei die Prognosen in der von BMWi erstellten Marktanalyse Wind an Land (BMWi, 2015).

³ Vgl. die Ausführungen zu den diesbezüglichen Schätzwerten in IE Leipzig (2015, S. 15).

Tabelle 2 Zubau- und Bestandsprojektion der Windenergieleistung an Land bis 2030 [in GW]

Jahr	Bruttozubau	Nettozubau	Bestand
2015	4,0	3,7	41,9
2016	3,0	2,5	44,4
2017	2,9	2,5	46,9
2018	3,0	2,5	49,4
2019	3,3	2,5	51,9
2020	4,1	2,5	54,4
2021	4,2	2,5	56,9
2022	5,2	2,5	59,4
2023	5,7	2,5	61,9
2024	5,1	2,5	64,4
2025	4,5	2,5	66,9
2026	4,3	2,5	69,4
2027	4,7	2,5	71,9
2028	4,2	2,5	74,4
2029	4,1	2,5	76,9
2030	4,4	2,5	79,4

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von BMWi (2015), S. 7.

Der Nettozubau wird mit 2,5 MW pro Jahr veranschlagt, was rechnerisch zu einem Anstieg der elektrischen Leistung des Anlagenbestands von 38,2 GW (Ende 2014) auf knapp 80 GW Ende 2030 führt. Um den dafür erforderlichen Bruttozubau abzuschätzen, wurde eine Außerbetriebnahme der Windturbinen an Land nach 20 Betriebsjahren zuzüglich dem Jahr der Inbetriebnahme unterstellt.⁴ Daraus wird ersichtlich, dass insbesondere ab 2020 ein deutlich über dem Nettozubau liegender Bruttozubau an Windturbinen erforderlich wird, der teilweise eine Jahresbruttokapazität von fünf Gigawatt übersteigen kann. Im Zeitraum 2015 bis 2030 ist demnach ein durchschnittlicher jährlicher Zubau von etwa 4,2 GW erforderlich. Ein derart hoher Zubau wurde bislang nur im vergangenen Jahr überschritten. Im historischen Vergleich

können die Ausbauziele bis 2030 für die Windenergie an Land durchaus als ambitioniert bezeichnet werden. Ohne eine erhebliche Dynamik beim Repowering bereits zuvor genutzter sowie bei der Entwicklung und Ausweisung neuer Flächen für die Windenergienutzung dürfte ein derart starker Ausbau nicht zu erreichen sein; dieser erfordert auch die Akzeptanz für zahlreiche neue Windenergieanlagen. Gerade vor diesem Hintergrund ist die Frage nach der gegenwärtigen und zukünftigen Stellung kleiner Akteure im Windenergiemarkt von Bedeutung.

Abschließend sei die ökonomische Bedeutung der Windenergie an Land anhand einer Untersuchung des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW) verdeutlicht: Für den Kapazitätzubau von 2,3 GW Windenergie an Land im

⁴ Dies folgt dem Vorgehen der Abschätzung des notwendigen Bruttozubaus in der im Frühjahr 2015 vorgelegten Marktanalyse Windenergie an Land (BMWi, 2015). Dort (S. 7) wurden auch die in diesem Absatz genannten Netto- und

Bruttozubau-Zahlen entnommen. Die restlichen Werte wurden auf Basis dieser Daten berechnet.

Jahr 2012 schätzt⁵ das DIW (2014, S. 2ff.) das Investitionsvolumen auf insgesamt rund 3,6 Mrd. Euro, wovon rund 3,3 Mrd. Euro im Inland investiert wurden. Auch der Anlagenbetrieb generiert hierzulande nennenswerte Wertschöpfungsbeträge: Das DIW prognostiziert die Kosten im laufenden Betrieb der Windturbinen auf 24,25 Euro/MWh, was im Jahr 2012 in Deutschland Betriebsausgaben von rund 1,2 Mrd. Euro erzeugte. Die ökonomische Bedeutung der

Windenergie an Land lässt sich zudem anhand von makroökonomischen Indikatoren verdeutlichen. Das DIW (2014 S. 12ff.) schätzt, dass allein in Deutschland mit Windenergie an Land im Jahr 2012 eine Bruttowertschöpfung in Höhe von 10,67 Mrd. Euro sowie eine Erwerbstätigkeit in Höhe von 109 Tsd. Personen verbunden war. Damit gehen Steuereinnahmen und Sozialversicherungsbeiträge in Höhe von rund 2,5 Mrd. Euro einher.⁶

3.2 Projektentwicklung als Wertschöpfungsstufe bei der Windenergie an Land

Für die Betrachtung der mit der Projektentwicklung verbundenen Wertschöpfung ist der Anteil der Investitionskosten, die auf diese Tätigkeit entfallen, entscheidend. Der spezifische Aufwand bis

zur Erlangung der immissionsschutzrechtlichen Anlagengenehmigung ist in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3 Spezifische Kosten einzelner Phasen der Windenergieprojektierung

Projektierungsphasen	Minimum	Durchschnitt	Maximum
Vorprüfung	1 €/kW	9 €/kW	39 €/kW
Planung	4 €/kW	29 €/kW	124 €/kW
Genehmigung	6 €/kW	30 €/kW	117 €/kW
Gesamt	17 €/kW	70 €/kW	234 €/kW

Quelle: FA Wind (2015), S. 57.

Grundlage der spezifischen Kosten ist eine Unternehmensbefragung durch die FA Wind zum Ende des Jahres 2014 (2015).⁷ Hierbei wird die Projektentwicklung unterteilt in die Vorprüfungs-, die Planungs- und die Genehmigungsphase:

- Unter der Vorprüfungsphase wird die Prüfung der potentiellen Ertragsituation, der Grundstücksverfügbarkeit, der Lage und Zuwegung sowie der baurechtlichen Erfordernisse definiert,
- Die Planungsphase umfasst die Konzipierung des Windparks,⁸ die naturschutzfachlichen Gutachten sowie ein Abgleich mit der Bauleit- und Regionalplanung,

- Die Genehmigungsphase beginnt mit der Einreichung des immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsantrags und endet mit dem formalen Bescheid der Genehmigung bzw. der Ablehnung des Antrags,
- Den drei Phasen der Projektentwicklung schließt sich die Errichtungsphase an, während der die Anlage gebaut und in Betrieb genommen wird.

Tabelle 3 zeigt für alle Phasen einzeln und über alle drei Phasen bis zur Genehmigung zusammengefasst eine große Bandbreite an spezifischen Kosten. Der Unterschied zwischen Minimal- und Maximalwerten ist jeweils beträchtlich.

⁵ Das DIW geht hierbei von 1,18 Mio. Euro/MW Investitionshauptkosten und 0,37 Mio. Euro/MW Investitionsnebenkosten aus.

⁶ Siehe DIW (2014, S. 15f.). Verwendet wurde die Summe aus direkten und indirekten Effekten, da sie die Effekte der »Windenergiebranche« gut darstellen. Zusätzlich hier die makroökonomische Wirkung von induzierten Effekten zu berücksichtigen, könnte ohne ausführliche Erläuterung irreführend sein, weshalb hierauf an dieser Stelle verzichtet wurde.

⁷ Diese Umfrage ist aufgrund der Datenbasis zwar nicht als repräsentativ für die generelle Projektentwicklung von Windparks zu sehen, gibt jedoch hilfreiche Hinweise zur grundsätzlichen Situation in Deutschland.

⁸ Ein Windpark ist eine räumliche Ansammlung von Windenergieanlagen, wobei hier – anders als etwa das BVerwG – auch kleine Vorhaben mit nur ein oder zwei Anlagen als Windpark definiert werden.

Die Daten der FA Wind (vgl. die Darstellung der 25 % und 75 %-Quantile auf S. 57 der Studie) zeigen an, dass die Verteilung linkssteil und rechtschief ist – also dass eine hohe Häufigkeit unter dem Durchschnitt liegender Projekte zu verzeichnen ist, denen relativ wenige Projekte mit sehr hohen spezifischen Kosten gegenüberstehen.

Tabelle 3 zeigt weiterhin, dass von den spezifischen Projektentwicklungskosten etwa 10 bis 15 Prozent auf die frühe Phase der Vorprüfung entfallen. Die Planungs- und Genehmigungskosten liegen auf vergleichbarem Niveau und machen jeweils rund 35 bis 50 Prozent der Gesamtkosten der Windparkprojektierung aus. Zieht man 1,55 Mio. Euro/MW Gesamtinvestitionskosten nach DIW (2014) heran, haben die Kosten der Projektierung einen Anteil von ein bis 15 Prozent, wobei mit durchschnittlich 4,5 Prozent zu rechnen wäre. Falls das künftige

Ausschreibungsverfahren als materielles Präqualifikationskriterium die immissionsschutzrechtliche Genehmigung voraussetzt, geben diese Zahlen den maximal möglichen Verlust eines Projektierers an, sollte er keinen Vergütungszuschlag erhalten und die Vorlaufkosten nicht auf andere Projekte verteilen können. Der finanzielle Verlust fällt niedriger aus, wenn der Projektierer in der Lage ist, das entwickelte Projekt zu veräußern.

Der ermittelte Zeitbedarf für die Projektierungs- und Realisierungsphase ist in Tabelle 4 ersichtlich. Darin wird zusätzlich die Realisierungsphase – also die Phase zwischen dem Vorliegen aller Genehmigungen, der Errichtung und Inbetriebnahme der Anlage – ausgewiesen. Auch hier zeigt sich eine linkssteile und rechtsschiefe Verteilung⁹ mit einigen Fällen einer sehr langen Bauphase. Die Gesamtdauer von der Projektidee bis zur Inbetriebnahme eines Windparks erstreckt sich von knapp 1,5 bis zu 14 Jahren.

Tabelle 4 Dauer der einzelnen Phasen der Windenergieprojektierung [in Monaten]

Projektierungsphasen	Minimum	Durchschnitt	Maximum
Vorprüfung	1	14	72
Planung	1	24	133
Genehmigung	3	17	84
Realisierung	2	13	68
Gesamt	16	57	168

Quelle: FA Wind (2015), S. 55.

In allen vier Projektierungsphasen ist eine erhebliche Streuung von wenigen Monaten bis zu mehreren Jahren zu beobachten. Allein die Realisierungsphase erstreckt sich von zwei bis 69 Monaten, bei einem rechnerischen Mittelwert von 13 Monaten.

Die empirisch ermittelte Dauer der Realisierungsphase gibt auch einen Eindruck, in welchem Zeitraum nach der Zuschlagserteilung mit der Inbetriebnahme der Windenergieanlage zu rechnen ist. Nach Erkenntnissen der FA Wind wurde in 81 Prozent der analysierten Projekte innerhalb einer Realisierungsdauer von 13 Monaten die erste Windenergieanlage in Betrieb genommen. Zudem weist FA Wind (2015, S. 53)

darauf hin, dass Ausschreibungen die Realisierungsphase verlängern könnten, da z.B. die Finanzierung des Anlagenbaus erst nach dem Zuschlag gesichert wird, weshalb etwa ein vorgezogener Baubeginn in der späten Phase des Genehmigungsverfahrens, der bislang nicht unüblich ist und die Realisierungsdauer verkürzt, künftig unterbleiben dürfte, solange die verbindliche Vergütungszusage nicht vorliegt. Nach dem jetzigen Stand der Diskussion soll die Auktionsteilnahme an die Bedingung geknüpft sein, dass die Anlagengenehmigung nachgewiesen wird.

Voraussichtlich wird es einige Zeit dauern, bis die Einführung eines wettbewerblichen Aus-

⁹ Vgl. die Erläuterung hierzu im vorhergehenden Absatz.

schreibungsverfahrens zur Ermittlung der Vergütungshöhe Auswirkungen auf die Projektierung zeigt. Denn es ist zu erwarten, dass während der ersten Auktionsrunden des Ausschreibungssystems vornehmlich Projekte angeboten werden, die begonnen wurden, bevor bei deren Entwicklern Kenntnis über die Einführung von Ausschreibungen bzw. deren konkrete Ausgestaltung bestand. Im Umkehrschluss bedeutet

3.3 Strukturen der Projektentwicklung

Der Markt für Windenergieanlagen hat sich in Deutschland seit den 1990er Jahren nach und nach entwickelt. Anders als in vielen anderen Wirtschaftssektoren war diese Entwicklung nicht von Beginn an durch größere Marktteilnehmer geprägt, die z.B. in ausländischen Märkten bereits entsprechende Erfahrungen und Know-how sammeln konnten. Die Akteursstruktur war in den Anfängen der Windenergieprojektierung vielmehr von Landwirten und Flächeneigentümern geprägt, die einzelne Anlagen

dies, dass nicht ohne Weiteres erwartet werden kann, dass die von der FA Wind erhobenen Informationen zu derzeitigen Zeiträumen (und möglicherweise auch Kosten) der verschiedenen Phasen der Projektentwicklung noch gelten, wenn das Ausschreibungssystem bereits einige Zeit eingeführt ist.

auf ihren Grundstücken errichteten (vgl. Deutsche WindGuard 2015, S. 12). Erst mit der Jahrtausendwende erreichten hierzulande professionelle Projektierer einen relevanten Marktanteil; ihr Geschäftsfeld lag entweder in der Entwicklung von Windparks für den Eigenbestand oder für den (Teil-)Verkauf der Anlagen nach deren Genehmigung bzw. nach deren Errichtung und Inbetriebnahme. Diese Projektentwickler agierten schon seinerzeit selbständig oder im Dienstleistungsauftrag, häufig des späteren Investors und Betreibers des Windparks.

3.3.1 Typisierung von Projektentwicklungsstrukturen

Für die Einschätzung der Chancen kleiner Akteure bei künftigen Ausschreibungen der Vergütungshöhe für Windenergieanlagen ist es relevant zu wissen, welche Akteure in dem zu erwartenden Preiswettbewerb miteinander konkurrieren werden. Im Zuge der durchgeführten Umfragen und Interviews wurde daher auch erhoben, welches heute übliche Strukturen in der

Projektentwicklung sind. Dabei wurde besonderes Augenmerk auf die verschiedenen Realisierungsformen von Bürgerenergie-Projekten gerichtet, da dieser eine besondere Funktion für die Akzeptanz der Windenergie zugeschrieben wird.¹⁰ Die nachfolgende Abbildung 3 stellt wesentliche Strukturen, die ermittelt wurden, systematisch dar.

¹⁰ Vgl. hierzu unten den Exkurs (S. 18f.).

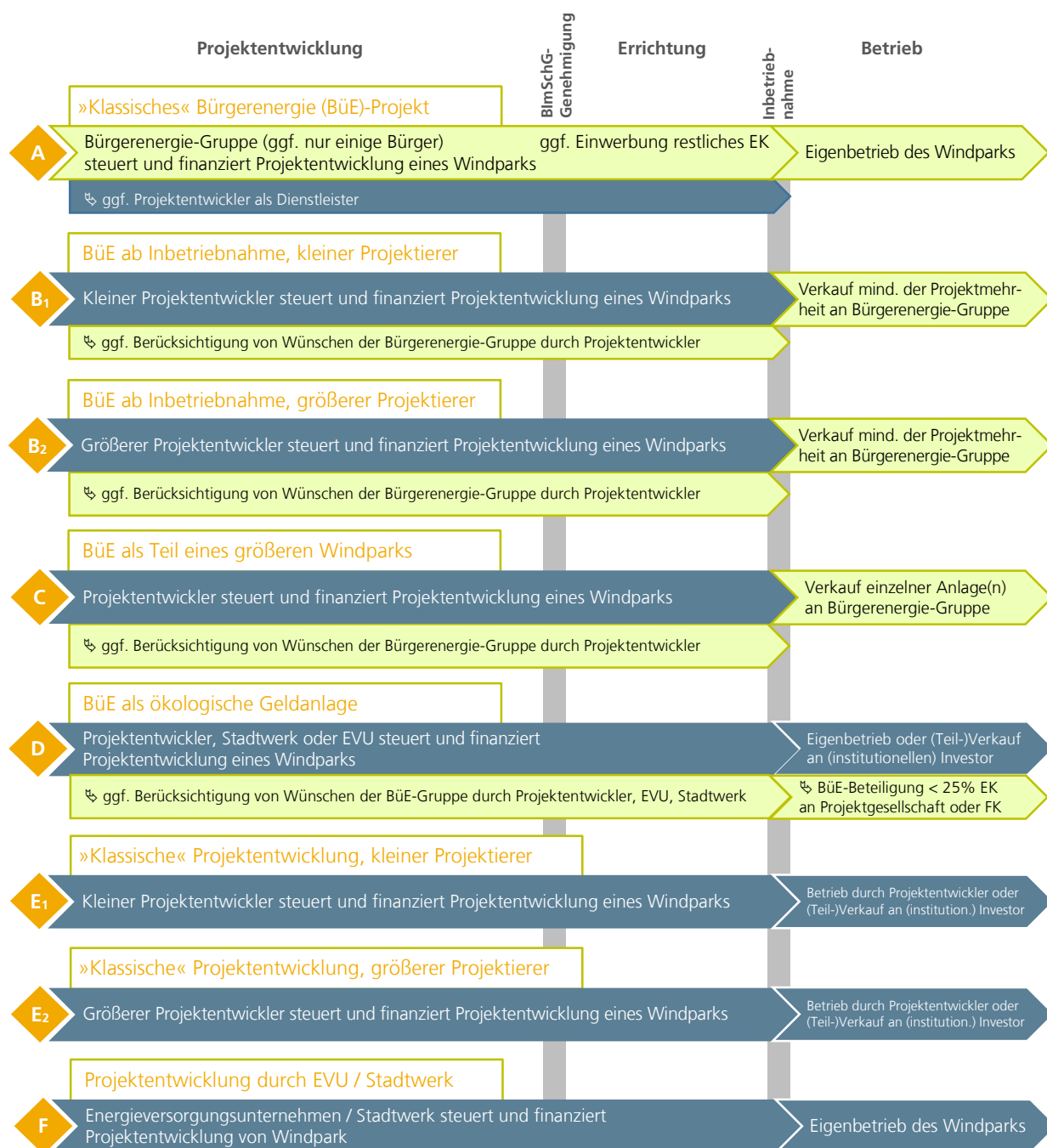


Abbildung 3: Typische Strukturen der Projektentwicklung bei der Windenergie an Land.

Diese idealtypischen Projektentwicklungsstrukturen werden nachfolgend erläutert:

- **»Klassisches« Bürgerenergie-Projekt** (Typ A): Hier entwickelt ein Bürgerenergie-

Akteur¹¹ ein Windenergieprojekt von Beginn an und führt in Eigenregie das immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren, die Anlagenerrichtung sowie die In-

¹¹ Unter dem Begriff Bürgerenergie-Akteur wird hier die direkte Beteiligung von Privatpersonen definiert. Dies schließt Vereinigungen von Privatpersonen über eine eingetragene Genossenschaft (eG) oder eine Gesellschaft bürgerlichen Rechts (GbR) ein, nicht jedoch indirekte Beteiligungen, etwa

über eine Kommune oder ein (kommunales) Stadtwerk. Wesentliches Unterscheidungskriterium ist die Möglichkeit einer direkten Einflussnahme der Privatpersonen auf die Geschäftstätigkeit der Gesellschaft während der Projektentwicklung / des Windparkbetriebs.

betriebsnahme der Windturbinen durch. Alternativ beauftragt die Bürgerenergie-Gruppe einen Projektentwickler für einzelne Schritte der Projektierung oder auch das gesamte Genehmigungsverfahren bzw. die Anlagenerrichtung; dieser agiert dann als Dienstleister für die Bürgerenergie-Gruppe. Typischerweise kommen im Zuge der Anlagenerrichtung und nach der Inbetriebnahme weitere Eigenkapital-Anteilseigner aus demselben Akteurskreis hinzu, um die kostenintensive Anlagenbeschaffung mitzufinanzieren. Ob die Projektentwicklung durch die Bürgerenergie-Akteure allein oder mit Unterstützung eines professionellen Projektentwicklers geschieht, ist für die Unterscheidung unerheblich. Wesentlich ist bei diesem Strukturtyp, dass die Unterstützung eines professionellen Projektentwicklers allenfalls im Dienstleistungsauftrag erfolgt – die volle Entscheidungsbefugnis über das Projekt mithin bei den Bürgerenergie-Akteuren liegt. In der Regel befinden sich unter den Bürgerenergie-Akteuren auch die Eigentümer der für das Vorhaben benötigten Grundstücke sowie weitere, lokal ansässige Bürger. Die Finanzierung der Projektentwicklung erfolgt bei diesem Typus durch das bei Bürgern eingesammelte Eigenkapital; eine Fremdfinanzierung (etwa durch eine Bank) ist aufgrund des vor Erteilung der Anlagengenehmigung(en) bestehenden Realisierungsrisikos in der Regel nicht möglich.

- **Übernahme des Windprojekts durch Bürgerenergie ab Inbetriebnahme** (Typ B): Hier steuert und verantwortet ein kleiner (B_1) oder großer (B_2) Projektierer die Windparkentwicklung bis zu dessen Inbetriebnahme und veräußert anschließend mindestens die Mehrheit der (Eigentums-)Anteile des schlüsselfertigen Windenergieprojekts an eine Bürgerenergie-Gruppe, die sich in der Regel aus Bürgern der Standortregion zusammensetzt. Bei diesem Strukturtyp haben die Bürgerenergie-Akteure keinen rechtlichen Anspruch auf Berücksichtigung eigener Vorstellungen im Rahmen der Projektentwicklung. Die Finanzierung der Projektentwicklung erfolgt hier in der Regel durch den Projektentwickler.
- **Bürgerenergie als Teil eines größeren Windparks** (Typ C): In dieser Variante

steuert und verantwortet ein professioneller Projektentwickler die Entwicklung eines Windenergieprojekts mit mehreren Anlagen bis zur Inbetriebnahme und veräußert anschließend einzelne Anlagen an eine Bürgerenergie-Gruppe in der Standortregion. Die Finanzierung der Projektentwicklung gewährleistet auch bei diesem Typus regelmäßig der Projektentwickler.

- **Bürgerenergie als ökologische Geldanlage** (Typ D): Hier steuert und verantwortet ein gewerblicher Projektentwickler die Entwicklung eines Windparks mit mehreren Anlagen. Die Mehrheit der (Eigentums-)Anteile am Projekt behält der Projektentwickler nach der Inbetriebnahme selbst oder veräußert sie an einen oder mehrere Investoren. Dies können institutionelle Investoren sein (wie z.B. Versicherungen, Banken, oder Investmentgesellschaften), die örtlichen Stadtwerke oder ein anderes Energieversorgungsunternehmen. Einzelne Bürger (üblicherweise in der Standortregion ansässig) können sich durch das Einbringen von Eigenkapital an der Betreibergesellschaft des Windparks beteiligen; zum Charakteristikum dieses Strukturtyps zählt jedoch, dass die Summe der Bürgerbeteiligungen unterhalb der Schwelle von 25 Prozent liegt und daher nur Mitentscheidungsrechte – aber keine Stimmenmehrheit – gewährleistet. Ebenfalls zu diesem Typus zählen Fälle, in denen Bürger für die Realisierung des Windenergieprojekts Fremdkapital einbringen. Die Finanzierung der Projektentwicklung erfolgt auch hier wiederum in aller Regel durch den Projektentwickler.
- **»Klassische« Projektentwicklung** (Typ E): Bei dieser Form steuert und verantwortet ein kleiner (E_1) oder großer (E_2) Projektentwickler die Realisierung des Windparks bis zu dessen Inbetriebnahme und betreibt die Windturbinen anschließend entweder selbst oder verkauft diese (teilweise) an einen Investor. Auch hier finanziert der Projektentwickler das Vorhaben bis zur Anlagengenehmigung, typischerweise mit eigenem Kapital.
- **Projektentwicklung durch Energieversorgungsunternehmen (EVU) / Stadtwerk** (Typ F): Bei diesem Strukturtyp steuert und verantwortet ein Energieversorgungsunternehmen ein Windenergieprojekt durch

das immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren hindurch bis zur Anlagenerichtung und Inbetriebnahme der Windturbinen. Ob die Projektentwicklung durch das Energieversorgungsunternehmen allein oder mit Unterstützung eines externen Projektierers geschieht, ist für die Eingruppierung in diesen Typus unerheblich. Wesentlich ist dagegen, dass die Unterstützung des externen Projektentwicklers allenfalls im Dienstleistungsauftrag erfolgt – die uneingeschränkte Entscheidungsbefugnis über das Projekt liegt hier beim EVU / Stadtwerk. Die Projektentwicklung wird in der Regel mit Kapital des Energieversorgers finanziert.

Die erläuterten Projektentwicklungstypen umfassen nicht alle Konstellationen, die bei der Entwicklung von Windenergieprojekten derzeit üblich sind. Zudem sind zahlreiche Misch- und

Kooperationsformen vorstellbar und in der Marktrealität zu finden. Den Rückmeldungen zahlreicher Interviewpartner zufolge lässt sich jedoch ein Großteil der existierenden Entwicklungstypen einer der oben dargestellten Varianten zuordnen. Ziel dieser Kategorisierung ist es insbesondere, eine Systematisierung der Projektentwicklung hinsichtlich der Entscheidungsverantwortung und Finanzierung des Risikokapitals herbeizuführen. Typischerweise nehmen die Einflussmöglichkeiten von Bürgerenergie-Akteuren – und wahrscheinlich auch die fakultative Konsultation – auf Entscheidungen während der Planung und Errichtung der Windenergieanlagen von Typ A bis D sukzessive ab; bei den Varianten E und F bestehen für am Windparkstandort Engagierte lediglich die Einflussmöglichkeiten, die Anwohner generell bei derartigen Planungs- und Genehmigungsverfahren haben.

3.3.2 Typische Portfoliogrößen verschiedener Akteursarten

Um die Akteure besser hinsichtlich ihrer Portfoliobreite charakterisieren zu können, wurde in der Umfrage und den Interviews abgefragt, wie viele Windenergieprojekte die verschiedenen Akteure üblicherweise parallel verfolgen, wobei der Begriff »parallel« präzisiert wurde mit Inbetriebnahmen pro Jahr.

- Bei **Bürgerenergie-Projekten** (Typ A bis D) lautete die Einschätzung in der großen Mehrheit der Antworten, dass typischerweise bis zu ein Projekt pro Kalenderjahr in Betrieb genommen werde. Teils werde das Projekt über mehrere Jahre vorbereitet, so dass nicht in jedem Kalenderjahr die Inbetriebnahme eines Windenergieprojektes anstehe. Sofern es sich um sehr kleine Projekte (z.B. einzelne Anlagen) handelt, wurden in Einzelfällen auch jährliche Inbetriebnahmen von fünf bis sechs Projekten genannt.
- Für **kleine Projektierer** wurde angegeben, dass diese üblicherweise zwei bis drei Projekte pro Jahr in Betrieb nehmen, mindestens aber eines. In Einzelfällen können von kleinen Projektentwicklern auch bis zu fünf Projekte in einem Jahr in Betrieb genommen werden.
- Die Frage nach der typischen Portfoliogröße **größerer Projektierer** wurde deutlich heterogener beantwortet: Von den bundesweit aktiven Finanzinstituten, die hierzu Einschätzungen abgaben, wurden die Portfo-

lien mit durchschnittlich zehn und in Einzelfällen mit bis zu 25 Projekten pro Jahr deutlich umfangreicher eingeschätzt als von fast allen übrigen Befragten. Drei Antworten von Anlagenherstellern, die zu Baden-Württemberg, Hessen, Nordrhein-Westfalen und Rheinland-Pfalz Angaben machten, schätzten die durchschnittliche Zahl der Inbetriebnahmen bei dieser Akteursgruppe auf sieben bzw. acht pro Jahr, in Einzelfällen bis zu zehn Projekte im Jahr. Die übrigen befragten Hersteller und Akteure schätzten die Portfoliobreite eines großen Projektierers deutlich geringer ein. Aufgrund des großen Marktüberblicks der bundesweit aktiven Finanzinstitute und Hersteller, insbesondere im Segment der größeren Projektierer, wird jedoch davon ausgegangen, dass deren Einschätzungen zu Portfoliogrößen zutreffender sind.

- Die Portfoliobreiten von **Stadtwerken und anderen Energieversorgern**, die eigenständig Windenergieprojekte realisieren, wurden nicht eigens abgefragt.

Die Teilnehmer an der Umfrage, die selbst Windenergieanlagen projektieren, gaben an, in der Vergangenheit Projekte mit lediglich einer aber auch bis zu 15 Anlagen realisiert zu haben. Die befragten Bürgerenergie-Akteure nannten eine Zahl von bis zu neun Windturbinen je Projekt. Wie viele Anlagen ein Projekt der unterschiedlichen Akteursarten durchschnittlich um-

fasst, wurde nicht abgefragt. Die Interviewpartner wiesen aber wiederholt darauf hin, dass die Akteursart für die Projektgröße von untergeordneter Bedeutung sei. Ausschlaggebend sei vielmehr die Größe der für ein Projekt verfügbaren Fläche. Entsprechend der Flächenverfügbarkeit realisieren auch große Projektentwickler immer wieder relativ kleine Vorhaben

3.3.3 Häufigkeit und regionale Verteilung der verschiedenen Projektstrukturtypen

Um zu verstehen, wie häufig die Strukturvarianten A bis F bundesweit bzw. regional differenziert auftreten, wurden hierzu in der Umfrage und den Interviews mehrere Fragen gestellt. Dabei zeigen sich teils relativ starke regionale Unterschiede in den Antworten.¹²

In den meisten Regionen überwiegt offenbar, dass Windenergieprojekte von gewerblichen Projektentwicklern geplant und zumindest bis zur Inbetriebnahme auch begleitet werden. Dies ergibt sich insbesondere aus den Antworten der Mehrheit der befragten Banken und Anlagenhersteller. Generell wurde kleinen und großen Projektierern ein vergleichbarer Marktanteil (bezogen auf die in einer Region jährlich in Betrieb genommenen Windenergieprojekte) zugeschrieben. Unterschiede bei der Einschätzung der Marktanteile zwischen diesen beiden Akteuren zeigten kein regionalspezifisches Muster. Zwei Kreditinstitute schätzen den bundesweiten Anteil größerer Projektierer am Windenergiemarkt auf 50 Prozent, den Anteil kleiner Projektierer auf 23 bzw. 30 Prozent. Die regionale Verteilung der Häufigkeit von Eigenentwicklungen von Energieversorgern (Typ F) wurde nicht abgefragt.

Die »klassische« Eigenentwicklung von Bürgerenergie-Projekten (Typ A) tritt in einzelnen Regionen gehäuft auf. So wurde angegeben, dass an der schleswig-holsteinischen Westküste, aber auch im Regierungsbezirk Münster (NRW) fast ausschließlich Projekte dieses Strukturtyps realisiert wurden bzw. werden. Als Grund wurde für den westlichen Teil von Schleswig-Holstein die hervorragende Windsituation genannt, die den

(von z.B. nur drei Anlagen) und kleine (Bürgerenergie-)Akteure entsprechend große Projekte, wenn die lokale Situation dies zulässt.

Flächeneigentümern klar bewusst sei. Im Münsterland sind offenbar die Aktivitäten des Landkreises Steinfurt mitentscheidend für die regionale Häufung von Bürgerwindparks. Andere Formen der Projektierung fänden dort kaum noch Akzeptanz bei Kommunen bzw. der örtlichen Bevölkerung.¹³ Auch in anderen Regionen Deutschlands existieren nennenswerte Anteile von Bürgerenergie-Eigenentwicklungen. Die Anlagenhersteller, die hierzu regional differenziert antworteten, schätzen den Anteil an Bürgerenergie-Eigenentwicklungen für Nordrhein-Westfalen, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen auf 20 bis 40 Prozent des Gesamtaufkommens an Windenergieprojekten. In weiteren Regionen spielt die eigenentwickelte Bürgerenergie-Projekte den Umfrageergebnissen zufolge eine untergeordnete Rolle.

Dass Bürgerenergie-Akteure einen Windpark (Typ B) bzw. einzelne Anlagen (Typ C) erst nach Inbetriebnahme kaufen, wurde bundesweit berichtet; hierbei waren keine regionalen Häufungen erkennbar. Von Herstellern wurden teils regional sehr differenzierte Angaben gemacht. Im Rahmen der Umfrage wurde jedoch nicht erkennbar, dass Anlagenhersteller belastbare Informationen darüber haben, an welche(n) Akteur(e) Windenergieprojekte nach deren Inbetriebnahme veräußert werden. Zwei deutschlandweit tätige Banken schätzen den Anteil dieser Projekte am Gesamtvolumen bundesweit auf elf bzw. 17 Prozent.

Zur Minderheitsbeteiligung von Bürgern über Eigenkapital oder Fremdkapital (Typ D) wurden in

¹² Aufgrund ihres besseren Marktüberblicks sowie der homogeneren Antworten auf diese Frage wurden hier insbesondere die Rückmeldungen der Banken, Anlagenhersteller sowie der beiden Intermediäre ausgewertet. Die Bürgerenergie-Akteure sowie die befragten Projektierer machten hier überwiegend keine oder sehr stark divergierende Angaben.

¹³ Durch diese Aktivitäten – so die Rückmeldung in den durchgeführten Interviews – sei in der Region das Bewusst-

sein für die Attraktivität und das Potential der lokalen Flächen für selbstentwickelte Windenergieprojekte außerordentlich stark gewachsen, obgleich die Windstandortqualitäten in der Region nicht außergewöhnlich gut seien. Dies sei auch auf die gemeinschaftliche Formulierung von Leitlinien für Bürgerwindparks zurückzuführen, die etwa eine breite Beteiligung der örtlichen Bevölkerung, eine faire Teilhabe auch von Nicht-Grundstückseigentümern und weitere Regeln vorsehe (Kreis Steinfurt, 2014).

der Umfrage nur wenige Angaben gemacht.¹⁴ In den Interviews wurde dagegen häufiger betont, dass das Angebot zur Zeichnung von Anteilen an der Windparkbetreibergesellschaft oder von Fremdkapital an die lokale Bevölkerung oftmals von Standortkommunen als Akzeptanz

3.3.4 Typische Größen von Bürgerwindparks

Im Zuge der Umfrage und der Interviews wurde nach konkreteren, aktuellen Charakteristika von Bürgerenergie gefragt. Die Befragten gehen davon aus, dass die im Windenergiesektor tätigen Bürgerenergie-Akteure (unabhängig von den Projektstrukturtypen A bis D, vgl. Kapitel 3.3.1), im Laufe ihres Bestehens ein bis fünf Windenergieprojekte realisieren. Die an der Umfrage teilnehmenden Bürgerenergie-Akteure planen bis dato Vorhaben zwischen einer und neun Windturbinen je Projekt. Allerdings gibt es bundesweit auch größere Windenergieprojekte, die von Bürgern realisiert wurden bzw. werden. Beispiele hierfür sind unter anderem:

- Saterland im Landkreis Cloppenburg (Niedersachsen), Inbetriebnahme 2013, mit 24 Windenergieanlagen,
- Hollich-Sellen im Kreis Steinfurt (Nordrhein-Westfalen), Inbetriebnahme 2015/16, mit 16 Windenergieanlagen (drei davon zum jetzigen Zeitpunkt in Betrieb),

fördernde Maßnahme gefordert wird. Ein Teil der Projektierer bietet dies mit derselben Zielsetzung auch aus Eigeninitiative an.

- Medelby im Kreis Schleswig-Flensburg (Schleswig-Holstein), Inbetriebnahme 2014/15 mit 27 Windenergieanlagen,
- Bramsche im Landkreis Osnabrück (Niedersachsen), Inbetriebnahme 2016, mit zwölf Windenergieanlagen.

In den Interviews wurde betont, dass die Größe eines Bürgerwindparks nicht so sehr von der Qualität des Winddargebots abhängt, sondern vielmehr von der verfügbaren Flächengröße vor Ort. Bürgerenergie-Akteure gehen demnach nicht weiträumig auf die Suche nach wirtschaftlich attraktiven Flächen, sondern realisieren Anlagen vorrangig in ihrer unmittelbaren Umgebung.

Dass weniger die Akteursart für die Projektgröße ausschlaggebend ist als vielmehr die verfügbare Fläche, bestätigte sich in den Interviews tendenziell auch für Projekte kleinerer Projektierungsbüros.

Exkurs: Definition, Marktanteil und gesellschaftlicher Nutzen von Bürgerenergie bei Windenergie an Land

Im Zusammenhang mit der Akteursvielfalt und deren Sicherung wird regelmäßig auf die Bedeutung von Bürgerenergieprojekten hingewiesen. Deshalb werden in diesem Abschnitt die in der Literatur beschriebenen Definitionen des Begriffs der Bürgerenergie miteinander verglichen. Des Weiteren soll der heutige Anteil der Bürgerenergie am Gesamtbestand von Windenergieanlagen an Land skizziert werden.

Gängige Definitionen der Bürgerenergie in Deutschland sind in Tabelle 5 dargestellt. Sie beziehen sich auf Studien von trend:research / Leuphana (2013) und Deutsche WindGuard (2015), welche quantitative Analysen enthalten, die sich auf die Definitionen stützen.¹⁵ trend:research / Leuphana (2013) betrachtet die Energietechnologien Photovoltaik, Windenergie an Land und Bioenergie und definiert Bürgerenergie in einem engeren als auch einem weiteren Sinne. Deutsche WindGuard (2015) betrachtet lediglich den Sektor der Windenergie an Land und definiert eine Kategorie von Bürgerenergie.

¹⁴ Zudem stellt sich hier die Frage nach belastbaren Informationsgrundlagen noch stärker als für die Typen B und C: Bei Banken und Anlagenherstellern liegen systematische Kenntnisse über spätere Minderheiten-Eigentümer bzw. Fremdkapitalgeber häufig nicht vor, u. a. da diese zum Zeitpunkt der

Kreditvergabe bzw. des Anlagenkaufs oftmals noch nicht feststehen.

¹⁵ Eine umfassende Diskussion insbesondere aus finanzwirtschaftlicher Sicht mit detaillierteren Kriterien findet sich in

Tabelle 5 Überblick über verschiedene Definitionen für den Begriff der Bürgerenergie

	Bürgerenergie im engeren Sinn nach trend:research / Leuphana (2013)	Bürgerenergie im weiteren Sinn nach trend:research / Leuphana (2013)	Bürgerenergie nach Deutsche WindGuard (2015)
Akteursgruppe	Privatpersonen, Landwirte, juristische Personen (»außer Großkonzernen«), die einzeln oder zusammen investieren	wie »Bürgerenergie im engeren Sinne«	Bevölkerung oder Landwirte; nicht vordergründig durch Projektentwickler initiiert
Beteiligungsform	Eigenkapital, so organisiert, dass Steuerung durch Bürger	wie »Bürgerenergie im engeren Sinne«	unklar ¹⁶
Beteiligungsquote	Bürgerinnen halten mindestens 50 Prozent des Stimmrechts	auch Minderheitsbeteiligung	maßgeblich beteiligt
Regionalität	Mitglieder kommen aus einer Region. Definition der Region: »gemeinsame Identität«	auch überregional	lokale Bevölkerung oder Landwirte

Quelle: Eigene Zusammenstellung auf Basis von trend:research / Leuphana (2013), Deutsche WindGuard (2015).

Die Definition der Bürgerenergie umfasst demnach vier Kriterien: die Akteursgruppe, die Beteiligungsform, die Beteiligungsquote und die Regionalität.

Hinsichtlich der Beschreibung der Akteursgruppe enthalten alle Definitionen den Verweis auf Privatpersonen und Landwirte. trend:research / Leuphana (2013, S. 28) nimmt zusätzlich weniger große, regionale Unternehmen in den Blick. Deutsche WindGuard (2015, S. 18) engt den Begriff dahingehend ein, dass das Projekt durch diese Personen – und nicht etwa von einem Projektentwickler – initiiert wird. Insofern ist nach dem Kriterium »Akteursgruppe« die Definition der Deutschen WindGuard enger als diejenige von trend:research / Leuphana.

Hinsichtlich der Beteiligungsform verweist trend:research / Leuphana ausdrücklich auf die Investition von Eigenkapital, das den genannten Akteursgruppen eine Steuerungsmöglichkeit einräumt. Die Deutsche WindGuard nimmt zu diesem Kriterium nicht explizit Stellung. Aus »maßgeblich beteiligt« und durch »Bevölkerung oder Landwirte initiiert«, kann aber abgeleitet werden, dass die Akteursgruppe Steuerungsmöglichkeiten haben muss, wofür ein nennenswerter Eigenkapitalanteil erforderlich sein dürfte. Mit dieser Interpretation lässt sich das Kriterium der Beteiligungsform in beiden Studien ähnlich verstehen. Allerdings ist die Deutsche WindGuard hier weniger explizit, was im Vergleich zu trend:research / Leuphana eine erweiterte Abgrenzung bedeuten könnte.

Holsten-kamp, Lars / Degenhart, Heinrich (2013): Bürgerbeteiligungsmodelle aus finanzwirtschaftlicher Sicht, Arbeitspapiere in Wirtschaft und Recht Nr. 13. Lüneburg. Aufgrund der institutionellen und personellen Verbindung der Erstgenannten zu trend:research / Leuphana kann davon ausgegangen werden, dass deren Ergebnisse in die letztgenannte Studie einfließen.

¹⁶ Im Original heißt es dort: »Die Kategorie Bürgerwindparkgesellschaften / Landwirte umfasst zum einen Bürgerwindparkgesellschaften, also Projekte (oder Teilprojekte), an denen die lokale Bevölkerung maßgeblich beteiligt ist und die nicht vordergründig durch einen Projektentwickler initiiert werden« (Deutsche WindGuard 2015, S. 18).

Die beiden bisherigen Kriterien unterscheiden sich nicht in der Definition von Bürgerenergie im engeren und im weiteren Sinn nach trend:research / Leuphana. Dies ist für das Merkmal der Beteiligungsquote anders: Bürgerenergie im engeren Sinne verlangt demnach einen Stimmrechtsanteil von mindestens 50 Prozent, sodass grundsätzlich keine Entscheidung gegen eine einheitliche Position der Akteursgruppe zustande kommen kann. Für Bürgerenergie im weiteren Sinne ist auch eine Minderheitenbeteiligung möglich. Die Deutsche WindGuard nennt eine »maßgebliche« Beteiligung als Kriterium. Je nach Streuung des stimmberechtigten Eigenkapitals kann »maßgeblich« höchst verschiedene Anteile der Akteursgruppen bedeuten. Jedenfalls erscheint es naheliegend, dass hier nicht zumindest die Hälfte des stimmberechtigten Eigenkapitals erforderlich sein dürfte. Insofern geht die Definition der Deutschen WindGuard weiter als diejenige für Bürgerenergie im engeren Sinne von trend:research / Leuphana. Für Bürgerenergie im weiteren Sinne ist auch eine Minderheitenbeteiligung möglich.

Als letztes Definitionsmerkmal wird die Regionalität beleuchtet. trend:research / Leuphana machen die Regionalität als Kriterium für Bürgerenergie im engeren Sinn zur Bedingung und verweisen auf einen gemeinsamen »Identitätsbildungsprozess«. Als Hinweis führen die Forscher an, dass der Regionalität ein sub-nationales Level implizit sei, das im Allgemeinen auch kleinräumiger als ein Bundesland zu verstehen sei. Für die Definition von Bürgerenergie im weiteren Sinne ist nach trend:research / Leuphana das Kriterium der Regionalität nicht maßgeblich. Im Unterschied zur Bürgerenergie im engeren Sinn könne hier von einer »Interessengemeinschaft« gesprochen werden. Die Deutsche WindGuard verwendet in diesem Zusammenhang den Begriff »lokal«. Im allgemeinen Sprachgebrauch wird »lokal« kleinräumlicher verstanden als »regional«¹⁷, weshalb der Begriff der Bürgerenergie der Deutschen WindGuard hier stärker eingegrenzt erscheint als die Definition für Bürgerenergie im engeren Sinn von trend:research / Leuphana.

Zusammenfassend betrachtet erscheint die Begrifflichkeit der Bürgerenergie im engeren Sinn nach trend:research / Leuphana recht ähnlich der Bürgerenergie, wie sie die Deutsche WindGuard definiert. Letztere legt die Kriterien »Akteursgruppe« und »Regionalität« etwas enger aus, dafür das Kriterium »Beteiligungsquote« etwas weiter. Inwieweit sich hierdurch die Ergebnisse der Umfrage der Deutschen WindGuard auf eine andere Grundgesamtheit beziehen, kann nicht beurteilt werden, insbesondere, weil für den erhobenen Umfang an Bürgerenergie die Interpretation der Definition der von der Deutschen WindGuard (2015) Befragten ausschlaggebend ist.¹⁸

In der nachfolgenden Tabelle 6 werden die Anteile der Bürgerenergie an der installierten Windenergieleistung in Deutschland dargestellt. Zum Stand Ende 2012 wird der Anteil der Bürgerenergie von trend:research / Leuphana im engeren Sinn an der hierzulande ans Netz angeschlossenen Windenergiekapazität auf 24,6 Prozent geschätzt. Davon entfallen 4,2 Prozentpunkte auf Einzeleigentümer. Rund die Hälfte der Windenergieleistung (50,4 Prozent) befindet sich in Bürgerhand, wird die Definition von Bürgerenergie im weiteren Sinn zugrunde gelegt. Für die Investitionen in die Windenergie im Jahr 2012 zeigt sich ein merklich geringerer Anteil von 14 Prozent (Bürgerenergie im engeren Sinne) bzw. 26 Prozent (Bürgerenergie im weiteren Sinne) Für den Zeitraum 2012 bis 2014 rechnet die Deutsche WindGuard (2015, S. 28) den Bürgerenergie-Akteuren einen Investitionsanteil von 15,3

¹⁷ Zum Begriff »Region« vgl. etwa Lexikon der Geographie (unter www.spektrum.de), das den alltagssprachlichen Gebrauch des Wortes umschreibt mit »räumlicher Ausschnitt, der größer ist als der örtliche Zusammenhang, dessen tatsächliche Ausdehnung aber nicht unbedingt bekannt ist«. Der Duden erläutert »lokal« mit »örtlich [beschränkt], für einen bestimmten Ort oder Bereich geltend« während der Begriff der Region als »in bestimmter Weise geprägtes, größeres Gebiet« beschrieben wird.

¹⁸ In ihrer Umfrage hatte die Deutsche WindGuard die dargestellte qualitative Definition von Bürgerenergie / Landwirten vorgestellt, es den befragten Finanzinstituten, Anlagenherstellern und Projektierern jedoch selbst überlassen, die gemeldeten Projekte den einzelnen Akteurskategorien zuzuordnen.

bis 15,9 Prozent zu.¹⁹ Beim Anlagenbetrieb steigt dieser Anteil, nach Erhebung der Deutschen WindGuard (2015, S. 29), auf 15,7 bis 20,1 Prozent.²⁰ WindGuard weist darauf hin, dass dieser Anteil höher liegen könnte, da Windenergiekapazität, die in der Umfrage der Akteursgruppe der Projektierer zugewiesen wurde (24,8 bis 36,2 Prozent der Neuinvestitionen zwischen 2012 und 2014²¹), von diesen teilweise zum Kauf angeboten wurde, entsprechende Verkäufe zum Zeitpunkt der Datenerhebung jedoch noch nicht erfolgt seien. Demnach könnte der Anteil von »Bürgerwindparks / Landwirte« im Anlagenbetrieb höher sein als von WindGuard ausgewiesen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass rund 62,6 Prozent der den Projektierern zugeordneten Windenergieleistung von Projektierern mit dem Ziel entwickelt wurde, die fertiggestellten Windturbinen zu veräußern (Deutsche WindGuard, 2015, S. 26).

Tabelle 6 Anteile von Bürgerenergie an Bestand, Investitionen und Zubau von Windenergie an Land [in Prozent der installierten Erzeugungleistung]

	Bürgerenergie im engeren Sinn nach trend:research / Leuphana (2013)*	Bürgerenergie im weiteren Sinn nach trend:research / Leuphana (2013)***	Bürgerenergie nach Deutsche WindGuard (2015)***
Gesamtbestand in Deutschland	24,6 % (davon Einzeleigentümer: 4,2 Prozentpunkte)	50,4 %	nicht erhoben
Neuinvestitionen	14,0 % (davon Einzeleigentümer: 4,4 Prozentpunkte)	26,0 %	15,3 - 15,9 %
Betrieb	24,6 %**	50,4 %**	15,7 - 20,1 %

Quelle: Eigene Zusammenstellung auf Basis von trend:research / Leuphana (2013), Deutsche WindGuard (2015).

Anmerkung: Deutsche WindGuard differenziert in ihrer Analyse zwischen Realisierungsphase (bis zur Inbetriebnahme) und Betriebsphase; *) Bezugsjahr 2012; **) Aufgrund der Berechnung durch trend:research / Leuphana identisch mit dem Anlagenbestand; ***) Datenerhebung bezogen auf realisierte Windenergieprojekte in den Jahren 2012 bis 2014, Kategorie in der Tabelle »Bürgerwindparks / Landwirte«.

Aus dem Vorgesagten wird ersichtlich, dass ein merklicher Anteil von aktuell 14 bis 26 Prozent an der Neuinstallation von Windenergieanlagen an Land auf Bürgerenergie-Projekte im engeren oder weiteren Sinne entfällt. Insofern wird ein erheblicher Teil der Investitionssumme in Windenergieanlagen durch Bürgerenergie bereitgestellt.

Umgekehrt kann aus der Datenbasis nicht geschlossen werden, dass sich unter dem Neuinvestitionsanteil (14 bis 15,9 Prozent) der Bürgerenergie (im engeren Sinne) ausschließlich Projekte befinden, deren Entwicklung bereits durch die Bürgerenergie-Akteure gesteuert wurde – dafür sind die Formulierungen in beiden Definitionen nicht aussagekräftig genug.

Im Rahmen der für diese Studie durchgeführten Akteursbefragung wurde ermittelt, ob die Bürgerenergie (unabhängig vom Typ der Kategorisierung in Kapitel 3.3.1) ein entscheidendes Kriterium dafür sein kann, dass ein Windenergieprojekt überhaupt erst realisierbar wird. Dies wurde von allen

¹⁹ Es sei darauf hingewiesen, dass trend:research / Leuphana (2013) Anteile an den investierten Geldbeträgen ermittelt haben, Deutsche WindGuard (2015) dagegen Anteile an der installierten Leistung.

²⁰ Deutsche WindGuard (2015, S. 28) weist zudem bei den Investitionen einen Anteil von 3,0 bis 6,3 Prozent aus, der auf Regionalversorger / Stadtwerke entfällt und unter Umständen Bürgerenergie-Charakter im weiteren Sinne nach trend:research / Leuphana (2013) haben kann. Im Sektor Betrieb von Windenergieanlagen werden diesen Akteuren 9,3 bis 14,9 Prozent Marktanteil zugewiesen (Deutsche WindGuard, 2015, S. 29).

²¹ Die Spannweite rührt aus den in der Studie differenziert wiedergegebenen Antworten verschiedener befragter Akteursgruppen her.

Bürgerenergie-Akteuren sowie der Mehrheit der Projektierer und Anlagenhersteller bejaht. Als Vorteile bzw. Nutzen der Bürgerenergie werden gesehen:

- Zugang zu Flächen, die andernfalls nicht verfügbar würden
- höhere Akzeptanz des Projekts bei der lokalen Bevölkerung
- Unterstützung durch Kommunalvertreter der Standortkommune

Zudem wurde erwähnt, dass mehr Bürgerteilhabe an Windenergieprojekten seitens der Landespolitik oft gewünscht werde. Beispielhaft wurde Mecklenburg-Vorpommern genannt, wo die Landesregierung die wirtschaftliche Teilhabe von Bürgern und Kommunen in der Nachbarschaft neuer Windparks gesetzlich regeln will.

Danach gefragt, welche der in Kapitel 3.3.1 vorgestellten Projektstrukturtypen für die Realisierung konkreter Projekte besonders hilfreich seien, wurde für die westlichen Bundesländer besonders auf die Bürgerenergie-Eigenentwicklung (Typ A) sowie den Kauf nach Inbetriebnahme (Typ B) verwiesen. Für die ostdeutschen Bundesländer wurde das Angebot zur Eigenkapital-Minderheits- oder Fremdkapitalbeteiligung (Typ D) hervorgehoben. Wie in Kapitel 3.3.1 beschrieben, werden Bürgerenergie-Eigenentwicklungen in einigen Regionen sogar als einzig gangbarer Weg gesehen, um dort neue Windprojekte realisieren zu können.

Zahlreiche Interviewpartner hoben hervor, dass eine von Bürgerenergie-Akteuren gesteuerte Entwicklung eines Windprojektes (Typ A) qualitativ von den Typen B bis D zu unterscheiden sei. Herausgestellt wurden hierbei folgende Nutzeneffekte:²²

- Mitentscheidungsrechte schon bei der Planung erhöhen die Identifikation mit dem Projekt: Dies bezieht sich auf die Möglichkeit, dass lokal ansässige Bürger bereits während der Planungsphase ihre Fragen und Anregungen einbringen können, mit der Perspektive, hierüber unter den Beteiligten einen möglichst großen Konsens herbeizuführen. Dadurch entstehe bei den beteiligten Bürgern das Verständnis, dass es sich bei der Anlage um *ihr* Projekt handelt, dessen Realisierung sie selbst erst möglich gemacht haben.
- Verteilung der Pachteinnahmen aus Grundstücken im Umkreis des Anlagenstandorts oder aus der gesamten Konzentrationszone unter den Beteiligten: Anders als bei der Planung eines kommerziellen Windprojektes besteht hier das Bestreben, möglichst viele lokale Bürger an den Erträgen aus der Windenergienutzung zu beteiligen. Dies reduziert den Verhandlungsspielraum der Flächeneigentümer, mit dem Ergebnis eher moderater Pachtentgelte. Dies wiederum wirkt sich positiv auf die Ertragssituation eines Bürgerwindparks aus, was die Eigenkapitalrendite der Beteiligten stärkt. Hintergrund ist eine als gerechter empfundene Verteilung der Projekterträge in der Standortregion, die auch Bürger einschließt, deren Zustimmung zum Projekt für dessen Realisierung nicht zwingend erforderlich ist, weil sie etwa keine für das Projekt notwendigen Flächen besitzen.
- Die Unterstützung durch regionale Projektierer verstärkt die örtliche Wertschöpfung gerade im ländlichen Raum: Häufig arbeiten Bürgerenergie-Akteure mit kleineren, lokalen Projektierern zusammen. Hierdurch bleiben die Erträge aus der Projektentwicklung in der Standortregion. Der wirtschaftliche Nutzen des Projektes wird für die Region klarer erkennbar, was die Akzeptanz in der Region erhöhen kann.

Diese Aspekte decken sich mit Erkenntnissen aus der wissenschaftlichen Literatur über maßgebliche Faktoren für die Akzeptanz von Infrastrukturprojekten, vgl. Lüttringhaus (2003), Rau et al. (2012), Renn (2014), Wolsink (2007), Zoellner et al. (2011). Sie umfassen im Wesentlichen:

²² Weiterführend hierzu vgl. Hauser et al. (im Erscheinen).

- Die Beteiligung bereits an der Entscheidungsfindung: Sie trägt dazu bei, dass sich betroffene Bürger nicht übergangen fühlen, da sie in das Verfahren und die Entscheidung eingebunden wurden. Hier steht mithin nicht eine Beteiligung im Sinne von Information und Konsultation im Vordergrund sondern die Mitentscheidung sowie eigenverantwortliches Handeln.
- Die Einsicht in die Notwendigkeit des Projektes: Diese beinhaltet Informationen über mögliche Entscheidungsalternativen und deren jeweilige Vor- und Nachteile sowie eine transparente, nachvollziehbare Diskussion hierüber.
- Ein wahrnehmbarer, persönlicher Nutzen: Er bemisst sich im individuellen wirtschaftlichen Nutzen, etwa durch Pachteinnahmen oder eine verzinste Eigenkapitaleinlage; aber auch im Nutzen, der z.B. durch lokale Wertschöpfung der eigenen Region zugutekommt.
- Erlebte Selbstwirksamkeit: Durch positive Erfahrungen mit eigen initiiertem Engagement, welches nicht von äußeren Umständen begründet bzw. bestimmt wird, entsteht durch Bürgerenergie-Projekte die Überzeugung, dass das persönliche Handeln positive Konsequenzen haben kann. Die Initiatoren von Bürgerenergie-Projekten haben diese Überzeugung häufig bereits anhand von anderen Vorhaben oder Erfahrungen gewonnen und lassen andere – zuvor gesellschaftlich eher wenig engagierte – Bürger daran teilhaben, was wiederum deren Selbstwirksamkeit stärkt.
- Emotionale Identifikation: Diese bezieht sich auf die Bindung an Projekt und Ort. So kann im ländlichen Raum eine positive lokale Identität und damit verbundene emotionale Bindung den örtlichen Zusammenhalt fördern und etwa vor Abwanderung schützen.²³ Durch die persönliche Beteiligung an der Entstehung eines Projektes kann dieses von einer abstrakten Planung Dritter zu einem persönlichen Vorhaben werden.
- Vertrauensvolle Akteursbeziehungen: Hiermit ist das Vertrauen gemeint, das den Personen oder Institutionen entgegengebracht wird, die maßgebliche Entscheidungen bezüglich eines Projektes treffen. Das Vertrauen kann beispielsweise größer sein, wenn sich die betreffenden Personen bereits vor dem Projektstart kannten und gute Erfahrungen miteinander gemacht haben.
- Wahrgenommene Gerechtigkeit innerhalb der Projektplanung: Dies bezieht sich auf die von den lokalen Bürgern wahrgenommene Verfahrens- und Verteilungsgerechtigkeit, nach der aus dem Projekt resultierende Lasten nicht einseitig und auf nachvollziehbare Weise verteilt werden.

Entsprechend lässt sich schlussfolgern, dass insbesondere eigenentwickelte Bürgerenergie-Projekte viele Charakteristika aufweisen, die geeignet sind, die Akzeptanz der vor Ort Betroffenen zu fördern. Hinsichtlich der lokalen Wertschöpfung gilt dies auch für Vorhaben, die von lokal ansässigen Projektierern entwickelt werden. In geringerem Maße – weil ohne Beteiligungseffekte aus der Entscheidungsfindung – trifft dies auch auf Windenergieanlagen zu, die Bürgerenergie-Akteuren nach der Inbetriebnahme zum Kauf bzw. zur Beteiligung mit Eigen- oder Fremdkapital angeboten werden.

4. Potentielle Nachteile kleiner Akteure in künftigen Ausschreibungen

Ziel der vorliegenden Studie war es, zu untersuchen, ob es derzeit typische kleine Akteure oder Projekte gibt, die in einem künftigen Ausschreibungssystem bei einem reinen Preiswettbewerb potentiell benachteiligt wären und worin deren Benachteiligungen insbesondere bestehen.

Um hier zu empirischen Erkenntnissen zu gelangen, wurde in der Umfrage danach gefragt:

- ob die Stromgestehungskosten von Windenergieprojekten kleinerer Akteure (unabhängig von der konkreten Standortqualität

²³ Vgl. etwa Warren / McFadyen (2010), Moser (2013).

- ihres Projektes) aktuell höher oder niedriger liegen als Vorhaben von größeren Projektentwicklern,
- ob kleine Akteure das Scheitern eines Gebots in der Ausschreibung²⁴ (unabhängig von der konkreten Standortqualität des

Projektes) schlechter streuen können als ein größerer Projektentwickler, sowie

- welche anderen Vor- oder Nachteile kleine Akteure (unabhängig von der Standortgüte des Windprojekts) gegenüber großen Marktteilnehmern haben.

4.1 Unterschiede bei den Stromgestehungskosten

Die Frage nach den Stromgestehungskosten ist für die Einschätzung der Chancen kleiner Akteure sehr relevant: Hätten Projekte kleinerer Akteure generell höhere Stromgestehungskosten, wäre damit zu rechnen, dass sie bei einem reinen Preiswettbewerb in künftigen Auktionen zu scheitern drohen, wenn die günstigeren Projekte ausreichen, das ausgeschriebene Auktionsvolumen gänzlich auszuschöpfen.

Die durchgeführten Interviews ergaben, dass die Standortqualität eines Projekts beim gegenwärtigen Referenzertragsmodell, das unterschiedliche Windverhältnisse nur teilweise ausgleicht, den höchsten systematischen Einfluss auf die Stromgestehungskosten hat. Bei Ausschreibungen mit reinem Preiswettbewerb ist daher zu vermuten, dass die windhöflicheren Standorte einen (sicheren) Zuschlag erhalten, bevor das auktionierte Volumen durch Bieterprojekte ausgeschöpft ist. Entsprechend hätten auch Projekte kleiner Akteure kein Risiko, in der Auktion zu scheitern, sofern sie an Standorten errichtet werden, deren Windhöflichkeit einen sicheren Zuschlag erwarten lässt. Für welche Standortqualitäten dies konkret gilt, hängt unmittelbar mit dem nachgefragten Auktionsvolumen zusammen sowie mit der Verteilung des Angebotsumfangs auf die verschiedenen Standortqualitäten.

Im Juni 2015 war politisch noch nicht entschieden, ob unterschiedlichen Standortqualitäten anhand des bisherigen Windreferenzertragsmodells oder mittels anderer Maßnahmen²⁵ Rechnung getragen wird. Deshalb ist es erheblich zu verstehen, ob auch die Akteursart nennenswerten Einfluss auf die Stromgestehungskosten eines neuen Windparks hat.

Für Bürgerenergie-Eigenentwicklungen (Typ A, vgl. Kategorisierung in Kapitel 3.3.1) schätzten

die Umfrageteilnehmer die relative Höhe der Stromgestehungskosten (in ct/kWh) unterschiedlich ein:

- Banken, Projektierer und Bürgerenergie-Akteure antworteten jeweils mehrheitlich, ein Projekt in Bürgerenergie-Eigenentwicklung (Typ A) habe in der Regel niedrigere Stromgestehungskosten als das eines größeren Projektierers (Typ E₂). Als Grund hierfür wurden in erster Linie deutlich günstigere Projektentwicklungskosten angegeben. Diese rührten von niedrigeren Overheadkosten aufgrund eines allgemein niedrigeren Personalstandes her sowie – nach Angaben einiger Interviewpartner – von vielen ehrenamtlichen oder nur geringvergüteten Arbeitsleistungen beteiligter Personen. Auch geringere Grundstücks-pachten begründen bei Bürgerenergie-Eigenentwicklungen niedrigere Stromgestehungskosten. Teils gingen die Befragten davon aus, dass derartige Projekte höhere Kosten bei der Beschaffung der Anlagenkomponenten und des Fremdkapitals hätten als Vorhaben größerer Projektierer; diese Mehrkosten würden den übrigen Kostenvorteil jedoch nicht aufwiegen. Vereinzelt gab es zudem Hinweise, dass kleinere Akteure bei der Direktvermarktung sowie der Wartung und Betriebsführung des Windparks tendenziell höhere Betriebskosten haben.
- Die befragten Anlagenhersteller antworteten dagegen mehrheitlich, ein Projekt in Bürgerenergie-Eigenentwicklung (A) habe regelmäßig höhere Stromgestehungskosten als das eines größeren Projektierers (E₂). Hierfür wurden insbesondere höhere Kosten für Anlagenkomponenten und teils auch für die Finanzierung angeführt.

²⁴ Zur besseren Einschätzung durch die Befragten wurde bei der Frage die hypothetische Annahme getroffen, dass die künftige Ausschreibung als materielle Präqualifikationsanforderung die immissionsschutzrechtliche Genehmigung des Projektes erfordert.

²⁵ Im ersten Quartal 2015 wurden hierzu von verschiedenen Akteuren Vorschläge vorgelegt. Es ist jedoch denkbar, dass diese Frage erst spät im Prozess der Novellierung des EEG 2016 abschließend entschieden wird.

Die Antworten auf die Frage nach dem Vergleich der Stromgestehungskosten zwischen kleineren (E_1) und größeren Projektierern (E_2) fielen weniger eindeutig aus. Die Mehrheit der Hersteller und Finanzinstitute schätzten die Kosten generell als vergleichbar mit denen größerer Projektierer ein. Generell kostendämpfend wurde hier wiederum die Projektentwicklung eingeschätzt, während dem Fremdkapital und insbesondere der Beschaffung von Anlagenkomponenten eher ein kostenerhöhender Einfluss zugeschrieben wurde. Unter den Projektierern und Intermediären ergaben die Einschätzungen kein klares Bild; aus den Reihen der Bürgerenergie-Akteure hatte lediglich einer auf die Frage geantwortet.

Auf die Fragen nach den Kostenunterschieden zwischen Windparks, deren Anlagen nach Inbetriebnahme vollständig (Typ B) oder teilweise (Typ C) an Bürgerenergie-Akteure verkauft werden oder Projekten mit Minderheitenbeteiligung für Bürgerenergie-Akteure (Typ D) einerseits und Projekten größerer Projektierer (E_2) andererseits, gingen nur wenige Antworten ein, so dass keine Auswertung hinsichtlich deren genereller Kostenunterschiede möglich war. In den Rückläufen und den Interviews wurde allerdings mehrfach darauf hingewiesen, dass aufgrund der vom Projektierer für seine Arbeiten veranschlagten Marge hier von höheren Projektentwicklungskosten als bei der Bürgerenergie-Eigenentwicklung (Typ A) auszugehen sei.

Unterschiede bei den Stromgestehungskosten von Windenergievorhaben, die Stadtwerke oder andere Energieversorgungsunternehmen (Typ F) selbst entwickeln und betreiben, und Vorhaben von größeren Projektierern (Typ E_2) wurden im Rahmen dieser Arbeit nicht abgefragt.

4.2 Unterschiede bei der Fähigkeit, Risiken zu streuen

Die Frage, ob Bürgerenergie-Gruppen (bei gleicher Standortqualität) das Risiko eines Scheiterns einzelner Windenergieprojekte des Typus A in einer Auktion, für deren Teilnahme eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung gefordert wird, schlechter streuen können als grö-

Bei den Antworten wurde häufig darauf verwiesen, dass unter der Vielzahl der realisierten Projekte große Heterogenität bei den Kosten herrsche, die nicht damit zusammenhinge, welcher Akteur die Projektentwicklung steuere und wer die Anlage(n) nach der Inbetriebnahme betreibe. Dies deckt sich mit Erhebungen der FA Wind (2015) zu den Kosten der Projektentwicklung im Allgemeinen, die ebenfalls eine hohe Streubreite ergab. In den für die vorliegende Arbeit durchgeführten Interviews wurde zudem darauf hingewiesen, dass die Errichtungskosten unabhängig vom Anlagenpreis stark variieren, je nachdem, wie hoch der Kostenaufwand für z.B. die Stromnetzanbindung, Anlagenfundamente, Infrastrukturmaßnahmen oder naturschutzfachliche Ausgleichsmaßnahmen ausfalle. Entsprechend ergaben sich zahlreiche Hinweise, dass Standortcharakteristika die Stromgestehungskosten eines Projektes deutlich stärker beeinflussen als die Art des Akteurs, der die Projektentwicklung durchführt.

Generell lässt sich aus den Ergebnissen zur Frage nach den Stromgestehungskosten schlussfolgern, dass Projekte kleiner Akteure offenbar nicht systematisch teurer sind als Projekte größerer Akteure. Für dieses Fazit erscheint sowohl der Umfang der Antworten als auch die Häufigkeit der Übereinstimmung darin ausreichend hoch. Auch wenn es reichlich Hinweise gibt, dass Projekte kleinerer Akteure günstiger sein können als Windenergievorhaben größerer Projektierer, kann dieser Schluss aus den Umfrageergebnissen nicht generell gezogen werden – sowohl aufgrund der häufig betonten Heterogenität zwischen Projekten im Allgemeinen als auch angesichts der nicht unerheblichen Anzahl von Antworten, welche die Stromgestehungskosten von Windenergieprojekten kleiner Akteure gleich hoch oder höher einschätzten verglichen mit denen größerer Akteure.

ßere Projektierer (Typ E_2), wurde von den Befragten nahezu ohne Ausnahme bejaht. Begründet wurde dies durchweg mit der Tatsache, dass die versunkenen Kosten²⁶ der bereits erfolgten Projektentwicklung aufgrund des schmalen Portfolios nicht von anderen, parallel

²⁶ Der Begriff ist dem Englischen entliehen, wo »sunk costs« Kosten beschreiben, die bereits entstanden sind und nicht (etwa durch einen Verkauf) wiedererlöst werden können.

Gebräuchlich ist in diesem Zusammenhang auch der Begriff der irreversiblen Kosten.

verfolgten Projekten aufgefangen werden könnten, die in der Auktion eine Vergütungsberechtigung erhalten haben.

Häufig wurde darauf hingewiesen, dass diese Perspektive dazu führen würde, entsprechende Projekte erst gar nicht mehr in Angriff zu nehmen, um das Risiko des Scheiterns von vorneherein auszuschließen. Lediglich ein befragter Bürgerenergie-Akteur wies in der Umfrage darauf hin, dass verlorene Kosten durch einen bereits bestehenden Anlagenpark »gepuffert« werden könnten. Andere Teilnehmer hoben dagegen hervor, dass Bürgerenergie-Akteure generell über wenig Eigenkapital verfügten, dessen Einwerben zudem erheblich schwieriger werde, wenn eine nicht unwesentliche Wahrscheinlichkeit bestehe, mit dem Projekt in der Ausschreibung mehrfach zu scheitern.

In der Umfrage wurde auch ermittelt, ob kleine Projektierer (Typ E₁) das Risiko eines Scheiterns in der Auktion gleich gut oder schlechter streuen können als größere Projektierer (Typ E₂). Auch für diese Akteure wurde mit übergroßer Mehrheit geantwortet, dass das Risiko zu scheitern, schlechter gestreut werden könne. Einzig in den Antworten eines Anlagenherstellers wurde darauf hingewiesen, dass kleinere Projektierer generell weniger risikoreiche Projekte bearbeiten und insofern ein geringeres Risiko hätten, welches sich streuen ließe; daher bestehe kein Unterschied zur Situation eines großen Projektierers. Die übrigen Antworten wurden mit Verweis auf das schmale Projektportfolio begründet, das nicht erlaube, verlorene Kosten über mehrere Projekte hinweg zu verteilen.

Unterschiede bei der Fähigkeit Risiken zu streuen zwischen einerseits Stadtwerke oder andere Energieversorgungsunternehmen, die

selbst Projekte entwickeln (Typ F) und andererseits größeren Projektierern (Typ E₂) wurden im Rahmen der Studie nicht abgefragt.

Sofern Bürgerenergie-Akteure sich erst nach Inbetriebnahme (und damit weit nach Auktionsteilnahme und Zuschlagserteilung) an Windenergieprojekten beteiligen – sei es als Käufer des gesamten Windparks (Typ B), einzelner Anlagen (Typ C) oder als Minderheiten-Eigen- oder Fremdkapitalgeber (Typ D) – besteht für diese kein wirtschaftliches Risiko, das aus dem Scheitern eines Gebots in der Auktion herrührt. Bei derartigen Vorhaben besteht die Gefahr des Scheiterns lediglich für den Projektentwickler, der die Windparkplanung durchführt und folglich auch an der Auktion teilnimmt.

Aus der Umfrage und den hierzu geführten Interviews lässt sich schlussfolgern, dass die Eigenentwicklung von Bürgerenergie-Projekten (Typ A) und kleinere Projektentwickler (Typ E₁) offenbar einen systematischen Nachteil haben, das Zuschlagsrisiko des Gebots eines individuellen Projektes in der Auktion zu tragen. Dieser liegt im schmalen Projektportfolio und der geringen Eigenkapitalausstattung dieser Akteure begründet. Offenbar stellt ein Ausschreibungssystem für diese Akteure, aufgrund der hohen Vorlaufkosten für die Windparkentwicklung, eine erhebliche Marktzugangsbarriere²⁷ dar.²⁸

Aus den Interviews sei ein Hinweis ergänzt: Das Problem der Risikostreuung ist nicht allein auf wirtschaftliche Aspekte beschränkt, sprich auf das Problem versunkener Kosten. Insbesondere bei Bürgerenergie-Eigenentwicklungen besteht ein erheblicher Anreiz zur Realisierung von Projekten im Bereich der erneuerbaren Energien darin, die Anlagen später auch selbst zu betreiben. Besteht das Risiko, dass eine Bürgerener-

²⁷ Hier wird der Begriff der Marktzugangsbarriere verwendet, um zu verdeutlichen, dass die regulatorischen Änderungen bei der Ermittlung der Vergütungshöhe den bisher im Markt für Projektentwicklung tätigen Akteuren künftig den Zugang verwehren könnten. In der volkswirtschaftlichen Literatur wird synonym mitunter auch von Markteintrittsbarriere gesprochen, vgl. etwa Audretsch, D. B. (1996): Industrieökonomik, in: von Hagen, J. (Hrsg.) Handbuch der Volkswirtschaftslehre, Band 1, Grundlagen, Springer. Berlin.

²⁸ In Interviews, die im Rahmen der Studie von Grashof et al. (im Erscheinen) geführt wurden, wurde deutlich, dass auch die Alternative (Durchführung der Auktion lange vor dem Erhalt der Genehmigung) gerade für kleine Akteure nachteilig ist. Dies liegt darin begründet, dass eine derartige Ausschreibung und Zuschlagserteilung zur Sicherung der allgemeinen Zielerreichung mit beträchtlichen Strafzahlungen für

den Fall von Projektausfällen oder verspäteten Inbetriebnahmen verknüpft würden. Insbesondere das zu diesem Zeitpunkt noch hohe Genehmigungsrisiko führt dazu, dass auch für realisierungswillige Akteure kaum sicher abschätzbar ist, ob die Pönale fällig werden könnte. Eine Konsequenz für kleine Akteure mit schmalen Portfolio und geringer Eigenkapitalausstattung ist, dass sie nicht nur (wie bereits heute und im Fall eines Ausschreibungssystems mit »später« Auktion) Risikokapital für die Projektentwicklung aufbringen müssen, sondern zusätzlich noch erhebliche Beträge für die nach dem Zuschlag zu hinterlegenden Sicherheiten, welche die Zahlung eventueller Strafen absichern. Ein System der »frühen« Auktion könnte für kleine Akteure weitere Marktzugangsbarriere schaffen, die in der o.g. Studie ausführlich diskutiert werden.

gie-Gruppe ein von ihr durch das Genehmigungsverfahren gebrachtes Projekt anschließend an Dritte verkauft werden muss, weil dieses in den Ausschreibungen keinen Zuschlag erhält, der den eigenständigen Bau und Betrieb

des Windparks rentabel macht, kann dies ebenfalls eine abschreckende Wirkung entfalten, ein neues Projekt zu beginnen.

4.3 Weitere potentielle Vor- und Nachteile kleiner Akteure in künftigen Ausschreibungen

Die Aspekte der Stromgestehungskosten und der Risikostreuung, wurden bereits zu Beginn dieser Arbeit als potentielle Nachteile gegenüber größeren Akteuren identifiziert. Daher konnte hiernach in der Umfrage und den Interviews gezielt gefragt werden. Um jedoch keine anderen, wesentlichen Umstände außer Acht zu lassen, welche die Chancen kleiner Akteure im reinen Preiswettbewerb künftiger Auktionen prägen könnten, wurden zudem mit einer offenen Frage weitere Vor- und Nachteile kleinerer Akteure erkundet. Bei den Antworten ergaben sich teils Überschneidungen zu den Ursachen für die in den beiden vorangehenden Kapiteln angeführten Aspekte. Zudem gilt nicht jede Antwort gleichermaßen für kleine Projektierer und für Bürgerenergie-Akteure.

Als **Vorteile** kleiner Akteure wurden in der Umfrage und den Interviews angeführt:

- Viel ehrenamtliche Arbeit, welche niedrige Projektentwicklungskosten ermögliche, u. a. durch einen geringen Stamm fester Mitarbeiter, der durchweg zu finanzieren sei,
- Eine bessere Vernetzung vor Ort, die den Zugang zu Flächen erleichtere und teils auch das immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren positiv beeinflusse,
- Eine lokal höhere Akzeptanz reduziere das Klagerisiko gegen die erteilten Genehmigungen,
- Es bestehe eine niedrigere Renditeerwartung für die Phase der Projektentwicklung.

Als **Nachteile** wurden angegeben:

- Die allgemeine Abschreckungswirkung eines (zu Projektbeginn) noch weit in der Zukunft liegenden Preiswettbewerbs. So wurde hervorgehoben, dass es für kleine Akteure schwer abschätzbar sei, welche Gebotsstrategien größere Akteure verfolgen, wie sich Angebotsschwankungen durch Veränderungen der Flächenverfügbarkeit auf die Auktionsergebnisse auswirken und ob auch mit Veränderungen der

Nachfrage, d.h. des Auktionsvolumens zu rechnen sei.

- Der erschwerte Zugang zu Risikokapital für die Projektentwicklung. Gerade bei Bürgerenergie-Eigenentwicklungen seien Privatanleger, die kaum Kenntnisse über die Funktionsweise von Ausschreibungen hätten, zu überzeugen, Risikokapital zur Verfügung zu stellen.
- Geringere Finanzkraft, um sich bei starker Flächenkonkurrenz durchzusetzen. Dies betrifft insbesondere öffentliche Ausschreibungen für Flächen, die für ein Windenergieprojekt benötigt werden. Größere Projektierer könnten hier im Einzelfall höhere Angebote machen und sich diese Flächen sichern.
- Aufwändigere Anlegerverwaltung. Relativ zur Projektgröße fielen bei Bürgerenergie-Projekten mit zahlreichen Eigentümern bei der Verwaltung der vielen Anleger verhältnismäßig hohe Verwaltungskosten an, etwa für die Durchführung von Gesellschafterversammlungen, aufwändigere Jahresabschluss- und Steuerberatungskosten etc.

Der teilweise genannte Nachteil, dass keine Skaleneffekte genutzt werden könnten, indem Kosten auf größere Windparks verteilt werden, hat sich in den durchgeführten Interviews nicht bestätigt. Dies liegt einerseits daran, dass kleinere Akteure offenbar nicht systematisch nur kleine Projekte verfolgen (vgl. Kapitel 3.3.4). Zum anderen wurde des Häufigeren angegeben, dass größere Projekte durchaus auch Kostenbestandteile aufwiesen, die überproportional zur Anlagenzahl steigen können, etwa für den Anschluss an das öffentliche Stromnetz.

Eine in der öffentlichen Diskussion häufig geäußerte Befürchtung wurde in der empirischen Erhebung nur ausnahmsweise wiedergegeben: Die vermeintlich geringere Professionalität kleiner Akteure. Die Interviewpartner führten dies darauf zurück, dass bei kleinen Projektentwicklern zumindest eine Person ausreichend sachkundig und zugleich häufig auch der Initiator der Projektidee sei. Während Bürgerenergie-

Gruppen in früheren Jahren Projektentwicklungen vollständig in Eigenregie durchführen konnten, ist heute die Komplexität, insbesondere des Genehmigungsverfahrens, der Windenergieprojektierung so hoch, dass Bürgerenergie-Akteure oftmals externe Projektentwickler und / oder andere Dienstleister für spezielle Teilaufgaben hinzuziehen. Dies ist heute bei kleinen und großen Projektentwicklern gängige Praxis und ermöglicht Bürgerenergie-Akteuren auch angesichts steigender Komplexität, weiterhin Windenergieprojekte in Eigenregie zu entwickeln.

Die genannten Vor- und Nachteile sind aufgrund ihrer Heterogenität in ihrem Zusammen-

wirken nicht quantifizierbar. Einzelne oder mehrere von ihnen können jedoch bei einzelnen Projekten eine erhebliche Rolle spielen, mit bedeutenden Folgen etwa für die Stromgestehungskosten, welche wiederum Auswirkungen auf die Zuschlagswahrscheinlichkeit haben können. Daher kann aus den speziell mit dieser Frage erlangten Informationen nicht auf einen generellen Vor- oder Nachteil kleiner Akteure in einem künftigen Preiswettbewerb geschlossen werden. Die Heterogenität der Einflussfaktoren erschwert die Bewertung der Chancen des einzelnen Aktionsgebots umso mehr, je weniger Marktüberblick ein Akteur hat. Auch dies kann zu einer Marktzugangsbarriere führen.

4.4 Zwischenfazit zu den Chancen kleiner Akteure

Aus den für diese Studie durchgeführten Umfragen und Interviews lässt sich schlussfolgern, dass erstens die Projekte kleiner Akteure offenbar nicht systematisch eine höhere Vergütung benötigen als Projekte größerer Akteure. Zweitens hat sich gezeigt, dass kleine Akteure aufgrund ihres schmalen Projektportfolios und ihrer geringen Eigenkapitalausstattung offenbar einen systematischen Nachteil hinsichtlich ihrer Fähigkeit haben, das Risiko des Scheiterns eines individuellen Gebots in der Auktion zu tragen. Die hohe Streubreite der Kosten einzelner Projekte und weitere Faktoren führen drittens dazu, dass für einen kleinen Akteur, der nicht über einen breiten Marktüberblick verfügt, vorab schwer einschätzbar ist, ob das eigene Projekt in der Ausschreibung einen Zuschlag erhalten wird.

Im Ergebnis besteht für kleine Akteure ein erheblicher selektiver Abschreckungseffekt, überhaupt Projekte zu entwickeln, deren Vergütung(-shöhe) sich erst zu einem sehr späten Zeitpunkt über eine erfolgreiche Teilnahme an wettbewerblichen Ausschreibungen entscheidet. In den Interviews bestätigte sich, dass von kleineren Akteuren derzeit nur noch Projekte

verfolgt würden, die vor Ende der Übergangsfrist zwischen dem bisherigen System und den Ausschreibungen in Betrieb gehen können. Einige größere Projektierer berichteten davon, dass derzeit häufiger erst teilweise entwickelte Projekte zum Verkauf angeboten würden, da sich die bisherigen Eigentümer eine Fortsetzung des Projektes nicht mehr zutrauten, aus Sorge, in den anstehenden Ausschreibungen zu scheitern.

Zusammengefasst resultiert die Einführung von Ausschreibungen mit reinem Preiswettbewerb bei kleinen Akteuren offenbar in einer selektiven Marktzugangsbarriere, die für größere Akteure so nicht besteht. Die wesentlichen Gründe dafür sind, dass erstens – anders als im heutigen System – keine Sicherheit besteht, für ein individuelles Projekt überhaupt eine Förderzusage (= Zuschlag) zu erhalten und dass diese Vergütung zweitens erst nach der Auktion, also nach dem Erlangen der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung²⁹ feststeht. Damit können kleine Akteure mit schmalen Portfolio, geringer Eigenkapitalausstattung und weniger breitem Marktüberblick offenbar deutlich schlechter umgehen als größere Akteure im Bereich der Windenergieprojektierung.

²⁹ Zur Alternative, die Ausschreibung bereits deutlich früher im Projektentwicklungsverlauf durchzuführen, vgl. Fußnote 28.

5. Identifizierungskriterien zur Eingrenzung von Akteuren für einen möglichen Nachteilsausgleich

Der Erhalt der Akteursvielfalt beim Ausbau der erneuerbaren Energien ist eines der zentralen Ziele des im Jahr 2014 novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetzes bei der Umstellung auf Ausschreibungen (vgl. § 2 Abs. 5 EEG 2014). Die im vorherigen Abschnitt erarbeiteten Erkenntnisse bzgl. der Chancen kleiner Akteure in einem künftigen Ausschreibungssystem zeigen, dass diese bei einem reinen Preiswettbewerb benachteiligt sein können. Es erscheint daher sinnvoll, für kleine Akteure einen Ausgleich zu schaffen, um keine unüberwindbaren Marktzugangsbarrieren für diese Akteursgruppen, die heute einen wesentlichen Teil der Vielfalt und Vielzahl in der Windenergiebranche ausmachen, zu schaffen. Aufbauend auf den Erkenntnissen über die einzelnen Akteursarten sowie die Ursachen der herausgearbeiteten, spezifischen Nachteile, kommen folgende Akteure für einen Nachteilsausgleich in Betracht:

- Windenergie-Projektierer mit sehr kleinem Portfolio an Projekten pro Jahr, die zudem an mittleren bis schwachen Windstandorten liegen,
- Bürgerenergie-Akteure, die selbst Projekte entwickeln, mit sehr kleinem Projektportfolio pro Jahr, deren Vorhaben an mittleren bis schwachen Windstandorten geplant werden.

Die Einschränkung auf Projekte an mittleren bis schwachen Windstandorten gilt, sofern das Windreferenzertragsmodell unverändert in das künftige Ausschreibungsdesign übernommen wird (vgl. hierzu die Ausführungen in Kapitel 4.1). Zahlreichen für diese Studie geführten Interviews zufolge dürfte ein Ausschreibungssystem für Projekte kleiner Akteure an guten bis sehr guten Windstandorten keine Marktzugangsbarriere darstellen, da ein Auktionszuschlag hier sehr wahrscheinlich sein dürfte. An derartigen Windstandorten erscheint das Risiko des Scheiterns dann nicht zu bestehen, wenn die betroffenen Akteure bereits vorab sicher einschätzen können, dass das Auktionsvolumen ausreichend groß und die Konkurrenz vergleichbarer oder besserer Standorte ausreichend klein ist. Für diese Standorte erscheint ein gesonderter Nachteilsausgleichs verzichtbar.

Gegebenenfalls sollten auch kleine energiewirtschaftliche Akteure (z.B. kleine Stadtwerke) in den Kreis der potentiell Berechtigten eines

Nachteilsausgleiches aufgenommen werden, wenn diese aufgrund ihres schmalen Portfolios verlorene Projektentwicklungskosten ebenfalls nicht streuen können. Deren potentielle Betroffenheit war zwar nicht Gegenstand der vertieften Analyse in Kapitel 4. Die dort ermittelten Nachteile kleiner Akteure könnten aus systematischen Gründen jedoch auch auf kleine energiewirtschaftliche Akteure zutreffen.

Die Anlagenzahl innerhalb eines Projekts erscheint für die Frage der Risikostreuung nicht maßgeblich: auch ein größeres Windenergieprojekt, das in der Auktion scheitert und dessen verlorene Kosten für den Akteur mit einem kleinen Portfolio nicht auf andere Projekte verteilbar sind, kann dazu führen, dass der kleine Akteur im reinen Preiswettbewerb nicht dauerhaft besteht. Dieser Befund ergibt sich aus den Ergebnissen der durchgeführten Umfrage sowie der Interviews, aus denen sich keine Anhaltspunkte dafür ergaben, dass kleine Windenergieprojekte in Ausschreibungen systematische Nachteile (etwa aufgrund höherer Stromgestehungskosten) gegenüber größeren Projekten hätten.

Hieraus wurden für die vorliegende Studie die nachfolgenden Abgrenzungskriterien erarbeitet, mit denen sich diejenigen Akteure trennscharf identifiziert lassen, die für einen Nachteilsausgleich in Frage kommen. Dieser Nachteilsausgleich soll ermöglichen, dass diese Akteure weiterhin Teil des pluralistischen Windenergiemarktes in Deutschland bleiben.

Die vorgeschlagenen Abgrenzungskriterien sollen die zu adressierende Zielgruppe eindeutig und möglichst umfassend eingrenzen, und damit diese von den Akteuren unterscheiden, die keine Marktzugangsbarriere zu befürchten haben. Dies geschieht in mehreren Stufen, die unten im Einzelnen erläutert werden. Die Kriterien sind kumulativ zu verstehen; erst die Einhaltung aller Kriterien definiert die ausgleichsberechtigte Zielgruppe treffsicher.

Die vorliegende Studie hat nicht zum Gegenstand, konkrete Modelle herauszuarbeiten, wie ein Nachteilsausgleich aussehen könnte. Kapitel 6 enthält eine Übersicht der grundsätzlich diskutierten Modellvorschläge, ohne diese im Rahmen dieser Arbeit zu vertiefen.

Der vorgeschlagene Kriterienkatalog soll so konkret entwickelt sein, dass er sich auf die in Rede

stehenden Modellalternativen für einen Nachteilsausgleich anwenden lässt. Der Zeitpunkt, zu dem die Kriterien (kumulativ) erfüllt sein müssen, sollte sich eng am Ausschreibungsverfahren orientieren. Nach aktuellem Diskussionsstand soll eine Auktionsteilnahme an das Vorliegen der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung

geknüpft werden. Entsprechend wird vorgeschlagen, dass kleine Akteure, die mit einem Projekt nicht an der regulären Ausschreibung teilnehmen möchten, ebenfalls den Genehmigungsbescheid gegenüber der ausschreibenden Stelle nachweisen müssen.

5.1 Abgrenzungskriterium 1: Unternehmensgröße

Da ein wesentliches Charakteristikum der als potentiell benachteiligt identifizierten Akteure deren geringe Verfügbarkeit an Eigenkapital darstellt, sind in einem ersten Schritt größere Unternehmen, denen im Allgemeinen eine größere Finanzkraft unterstellt werden kann, von kleinen Akteuren auszuschließen.³⁰

Um die Regelung in der Praxis leicht anwendbar zu halten, wurde auf die bereits lange eingeführte Definition kleiner und mittlerer Unternehmen (KMU) der Europäischen Kommission zurückgegriffen (EU-Kommission 2003).³¹ Die Abgrenzungskriterien sind in Tabelle 7 vereinfacht dargestellt und nachfolgend erläutert.

Tabelle 7 Schwellenwerte der Unternehmenskategorien gemäß der KMU-Definition der Europäischen Kommission

Kategorie	Beschäftigtenzahl		Jahresumsatz		Jahresbilanzsumme
Kleinstunternehmen	< 10	und entweder	≤ 2 Mio. Euro	oder	≤ 2 Mio. Euro
Kleine Unternehmen	< 50	und entweder	≤ 10 Mio. Euro	oder	≤ 10 Mio. Euro
Mittlere Unternehmen	< 250	und entweder	≤ 50 Mio. Euro	oder	≤ 43 Mio. Euro

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von EU-Kommission (2003).

Ist ein Unternehmen eigenständig (d.h. es bestehen lediglich Minderheitsbeteiligungen unter jeweils 25 Prozent als Anteilseigner, Anteilsgeber oder in Form von Stimmrechten an anderen Unternehmen), sind nur die Daten des Unternehmens selbst einzubeziehen. Handelt es sich um ein Partnerunternehmen (Anteilseigner-, Anteilsgeber- oder Stimmrechtsbeziehungen zu anderen Unternehmen von 25 Prozent bis einschließlich 50 Prozent), sind die jeweiligen Werte des Partnerunternehmens proportional anzurechnen. Bei verbundenen Unternehmen (Anteilseigner-, Anteilsgeber- oder Stimmrechtsbeziehungen zu anderen Unternehmen mit mehr als 50 Prozent)

sind die Werte des verbundenen Unternehmens vollständig einzubeziehen. Im Fall der verbundenen Unternehmen gelten weitere Regelungen, um auch indirekte Formen von Verbindungen zwischen Unternehmen zu berücksichtigen, z.B. durch vertragliche Regelungen, die einen beherrschenden Einfluss auf das in Rede stehende Unternehmen ermöglichen.³²

Unter der Prämisse, dass der Anspruch auf einen Nachteilsausgleich erst mit der Anlagengenehmigung geltend gemacht werden kann, erstreckt sich die Prüfung des KMU-Status im Regelfall nicht auf noch zu errichtende Windenergieanlagen.

³⁰ Hier kann nicht allein auf die Größe des Portfolios parallel verfolgter Projekte abgestellt werden (siehe Kapitel 5.2), da ansonsten Unternehmen, die bereits eine erhebliche Größe aufweisen und im Windenergiesektor neu tätig werden, ebenfalls unter die Definition fielen.

³¹ Die Definition gilt seit 2003 inhaltlich unverändert, vgl. auch Anhang I der Verordnung (EU) Nr. 651/2014 der EU-Kommission vom 17.06.2014 zur Feststellung der Vereinbarkeit bestimmter Gruppen von Beihilfen mit dem Binnenmarkt in Anwendung der Artikel 107 und 108 des Vertrags

über die Arbeitsweise der Europäischen Union EU-Vertrag (allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung – AGVO), ABl. der EU Nr. L 187/1 vom 26.06.2014.

³² Für eine anschauliche Erläuterung der Abgrenzungskriterien siehe Europäische Gemeinschaften (2006): Die neue KMU-Definition – Benutzerhandbuch und Mustererklärung; http://ec.europa.eu/enterprise/policies/sme/files/sme_definition/sme_user_guide_de.pdf [zuletzt abgerufen am 30.06.2015].

gieanlagen (für die der Nachteilsausgleich beantragt werden soll), sondern auf entwickelte, verkaufte oder selbst betriebene Anlagen. Der Nachweis des Kleinakteur-Status könnte z.B. durch eine eidesstattliche Versicherung nachgewiesen werden, in der erklärt wird, dass der KMU-Status am letztvergangenen Bilanzstichtag eingehalten wurde.

Um zu ermitteln, wie treffsicher das KMU-Kriterium hinsichtlich der adressierten Zielgruppe der kleinen Projektierer sowie der Bürgerenergie-Eigenentwicklungen ist, wurde geprüft, welche Anzahl von Windenergieanlagen jeweils zulässig wäre, ohne dabei die jeweiligen Schwellenwerte zu überschreiten.

Die Werte für die Schwellen der Mitarbeiterzahl wurden nicht überprüft. Hierzu liegen keine auswertbaren Informationen aus der Umfrage vor. In den durchgeführten Interviews ergab sich jedoch, dass es sehr wahrscheinlich ist, dass bei den fokussierten Akteursgruppen die Umsatz- und Bilanzsummen-Schwellen überschritten würden, noch bevor die zulässige Mitarbeiterzahl erreicht würde. Mithin kann sich die Analyse auf die Abschätzung der Umsätze und Bilanzsummen konzentrieren.

In den Tabellen 8 bis 10 wird dargestellt, wie hoch die Anlagenzahl in den unterschiedlichen Unternehmenskonstellationen sein darf, so dass der jeweils gültige Schwellenwert der KMU-Definition der Europäischen Kommission noch unterschritten wird. Um die Größenordnungen abschätzen zu können, wird zwischen folgenden, praxisrelevanten Projektkonstellationen (schematisch vereinfacht) unterschieden:

- **Fall 1 - Anlagenentwicklung bis Genehmigung:** Ein Windenergie projektierendes Unternehmen verkauft nur bis zur BImSchG-Genehmigung entwickelte Projekte, ohne die Windturbinen selbst zu errichten bzw. zu betreiben.
- **Fall 2 - Verkauf schlüsselfertiger Anlagen (Share-Deal):** Ein Projektierer verkauft

schlüsselfertige Windparks nach deren Inbetriebnahme, betreibt jedoch selbst keine Anlagen. Der Verkauf erfolgt als so genannter Share-Deal, d.h. es werden die Anteile der entsprechenden Windparkgesellschaft verkauft. Der Wert der Anteile bemisst sich dabei (vereinfacht) anhand des Kostenanteils, der nicht fremdfinanziert ist.³³

- **Fall 3 - Verkauf schlüsselfertiger Anlagen (Asset-Deal):** Wie unter Fall 2 verkauft ein Projektierer schlüsselfertige Windparks nach deren Inbetriebnahme, ohne dabei selbst Anlagen zu betreiben. Der Windparkverkauf erfolgt hier jedoch als so genannter Asset-Deal, d.h. die Anlagen werden als einzelne (unbelastete) Vermögensgegenstände verkauft. Der Wert der Anlagen bemisst sich (vereinfacht) anhand der gesamten Anschaffungs- und Herstellungskosten.³⁴
- **Fall 4 - Eigenbetrieb der Anlagen:** Ein projektierendes Unternehmen oder ein Bürgerenergie-Akteur entwickelt, errichtet und betreibt die Windenergieanlage(n) selbst, ohne sie zu veräußern.

Für die Berechnungen der in den nachfolgenden Tabellen ausgewiesenen Ergebnisse wurden folgende Annahmen³⁵ getroffen:

- Elektrische Leistung der Anlage: 3 MW
- Referenzertrag: 80 Prozent
- Gesamtinvestitionskosten je Anlage: 5 Mio. Euro
- Marge je verkaufte Anlage: 1 Mio. Euro
- Projektentwicklungskosten je Anlage: 240.000 Euro
- Projektentwicklungsmarge bei Verkauf nach Vorliegen der Immissionsschutzgenehmigung je Anlage: 100.000 Euro
- Durchschnittlicher jährlicher Stromverkaufserlös (Anfangswert der Förderung nach EEG 2014 für das Inbetriebnahmejahr 2015) je Anlage: 650.000 Euro
- Verhältnis Eigen- zu Fremdkapital: 20:80

³³ Es wird das Windparkunternehmen inklusive aller Verbindlichkeiten verkauft. Das Unternehmen selbst bleibt bestehen, nur die Gesellschafter ändern sich. Dabei wird unterstellt, dass die Fremdfinanzierung über Rechte an den Windenergieanlagen abgesichert ist.

³⁴ Im Gegensatz zu Fall 2 wird hier unterstellt, dass die gesamten Kosten vorfinanziert wurden, ohne den zu veräußernden Windpark rechtlich zu belasten und somit im Wert zu mindern.

³⁵ Die Annahme der Gesamtinvestitionskosten orientiert sich an Angaben von Deutsche WindGuard (2013) und wurde von Branchenakteuren im Zuge der Interviews bestätigt. Die Projektentwicklungskosten orientieren sich an Analysen der FA Wind (2015). Die Margenhöhen beruhen auf im Zuge der Interviews eingeholten Brancheninformationen. Bei den Kosten und Margen zeigt sich ein sehr heterogenes Bild innerhalb der Branche, weshalb die hier getroffenen Annahmen nicht als repräsentativ für die gesamte Branche angesehen werden können, wohl aber als plausible Fallannahmen.

Die Plausibilität der o.g. Annahmen wird von Branchenvertretern bestätigt. Die Berechnungen berücksichtigen allein Umsätze und Bilanzposten aus der direkten Geschäftstätigkeit der Projektentwicklung, des Verkaufs von Projekten und dem Betrieb von Windenergieanlagen.

Die **Umsätze** für die vier Projektkonstellationen wurden wie folgt ermittelt:

- Fall 1 (Anlagenentwicklung bis Genehmigung): Zulässige Umsatzschwelle der KMU-Regel dividiert durch die Summe aus Kosten und Verkäufermarge der Projektentwicklung,
- Fall 2 (Verkauf schlüsselfertiger Anlagen, Share-Deal): Zulässige Umsatzschwelle der KMU-Regel dividiert durch den (Eigentums-) Anteil des Projektierers an der Summe aus Investitionskosten und Marge aus dem Verkauf der Windenergieanlage,
- Fall 3 (Verkauf schlüsselfertiger Anlagen, Asset-Deal): Zulässige Umsatzschwelle der KMU-Regel dividiert durch die Summe aus Investitionskosten und der Marge aus dem Verkauf der Windenergieanlage,

- Fall 4 (Eigenbetrieb der Anlagen): Zulässige Umsatzschwelle der KMU-Regel dividiert durch die Erlöse aus dem Stromverkauf.

Die **Bilanzsummen**werte wurden für die vier Fälle folgendermaßen abgeschätzt:

- Fall 1 (Anlagenentwicklung bis Genehmigung): Zulässige Bilanzsummenschwelle der KMU-Regel dividiert durch die Kosten der Projektentwicklung,
- Fall 2 (Verkauf schlüsselfertiger Anlagen, Share-Deal): Zulässige Bilanzsummenschwelle der KMU-Regel dividiert durch den (Eigentums-)Anteil des Projektierers an der Summe aus Investitionskosten und Marge aus dem Verkauf der Windenergieanlage,
- Fall 3 (Verkauf schlüsselfertiger Anlagen, Asset-Deal): Zulässige Bilanzsummenschwelle der KMU-Regel dividiert durch die Summe aus Investitionskosten und der Marge aus dem Verkauf der Windenergieanlage,
- Fall 4 (Eigenbetrieb der Anlagen): Zulässige Bilanzsummenschwelle der KMU-Regel dividiert durch die Investitionskosten der Windenergieanlage.

Tabelle 8 Maximale Anlagenzahl bei Einhaltung der Schwellenwerte eines mittleren Unternehmens der Unternehmenskategorien gemäß KMU-Definition der Europäischen Kommission

	Jahresumsatz	Jahresbilanzsumme
Mittlere Unternehmen	max. Anlagenzahl pro Jahr, die KMU-Schwelle für Umsatz noch unterschreitet	max. Anlagenzahl, die KMU-Schwelle für Bilanzsumme noch unterschreitet
Fall 1 (Anlagenentwicklung bis Genehmigung)	147	179
Fall 2 (Verkauf schlüsselfertiger Anlagen, Share-Deal)	41	35
Fall 3 (Verkauf schlüsselfertiger Anlagen, Asset-Deal)	8	7
Fall 4 (Eigenbetrieb der Anlagen)	76	8

Quelle: Eigene Berechnungen.

Anmerkung: Es sei hervorgehoben, dass den KMU-Regeln zufolge entweder die Umsatz- oder die Bilanzsummenschwelle überschritten werden darf, nicht jedoch beide.

Tabelle 9 Maximale Anlagenzahl bei Einhaltung der Schwellenwerte eines Kleinunternehmens der Unternehmenskategorien gemäß KMU-Definition der Europäischen Kommission

	Jahresumsatz	Jahresbilanzsumme
Kleinunternehmen	max. Anlagenzahl pro Jahr, die KMU-Schwelle für Umsatz noch unterschreitet	max. Anlagenzahl, die KMU-Schwelle für Bilanzsumme noch unterschreitet
Fall 1 (Anlagenentwicklung bis Genehmigung)	29	41
Fall 2 (Verkauf schlüsselfertiger Anlagen, Share-Deal)	8	8
Fall 3 (Verkauf schlüsselfertiger Anlagen, Asset-Deal)	1	1
Fall 4 (Eigenbetrieb der Anlagen)	15	2

Quelle: Eigene Berechnungen.

Anmerkung: Es sei hervorgehoben, dass den KMU-Regeln zufolge entweder die Umsatz- oder die Bilanzsummenschwelle überschritten werden darf, nicht jedoch beide.

Tabelle 10 Maximale Anlagenzahl bei Einhaltung der Schwellenwerte eines Kleinstunternehmens der Unternehmenskategorien gemäß KMU-Definition der Europäischen Kommission

	Jahresumsatz	Jahresbilanzsumme
Kleinstunternehmen	max. Anlagenzahl pro Jahr, die KMU-Schwelle für Umsatz noch unterschreitet	max. Anlagenzahl, die KMU-Schwelle für Bilanzsumme noch unterschreitet
Fall 1 (Anlagenentwicklung bis Genehmigung)	5	8
Fall 2 (Verkauf schlüsselfertiger Anlagen, Share-Deal)	1	1
Fall 3 (Verkauf schlüsselfertiger Anlagen, Asset-Deal)	0	0
Fall 4 (Eigenbetrieb der Anlagen)	3	2

Quelle: Eigene Berechnungen.

Anmerkung: Es sei hervorgehoben, dass den KMU-Regeln zufolge entweder die Umsatz- oder die Bilanzsummenschwelle überschritten werden darf, nicht jedoch beide.

Aus der Analyse wird deutlich, dass das Kleinstunternehmen als Abgrenzungskriterium für kleine Akteure in der Windbranche ausscheidet: Um dieses zu erfüllen, müssten kleine Projektierer grundsätzlich nach der immissionsschutzrechtlichen Anlagenzulassung ihre Vorhaben verkaufen, wobei der Tätigkeitsumfang auf acht Windturbinen pro Jahr beschränkt wäre. In den anderen Fallkonstellationen umfasst der gerade noch zulässige Projektumfang sogar nur 1 bis 3 Anlagen pro Jahr; ein Asset-Deal wäre ausgeschlossen.

Geht man davon aus, dass der Share-Deal üblicherweise für den Verkauf schlüsselfertiger Windparks angewandt wird, bietet sich das Kleinunternehmen als erstes Abgrenzungskriterium für den Kleinakteur-Status an: Bürgerenergie-Akteure und Projektierer dürften danach bis zu 15 Windenergieanlagen im Bestand halten; sofern die Anlagen nur mehr die Grundvergütung nach dem EEG 2014 erhalten, können es

auch entsprechend mehr Anlagen sein.³⁶ Ein Projektentwickler, dessen Geschäftsmodell im Verkauf schlüsselfertiger Windparks besteht, dürfte im Vorjahr – in Form eines Share-Deals – acht Windenergieanlagen veräußert haben. Bei der Veräußerung der bloßen Anlagengenehmigung wäre dem Projektierer die Entwicklung von Genehmigungen für bis zu 41 Anlagen pro Jahr gestattet, um das Kleinunternehmen-Kriterium noch zu erfüllen. Anhand des letzten Falls wird deutlich, dass einem Kleinunternehmen bereits ein erheblicher Tätigkeitsumfang gestattet wäre, was die Frage nach zusätzlichen Abgrenzungskriterien aufwirft, um bei Projektentwicklern nicht einzelne Geschäftsmodelle selektiv zu bevorteilen.

Nach den für diese Studie durchgeführten Recherchen werden viele Windenergieprojekte in der Form eines Share-Deals veräußert. Die befragten Gesprächspartner konnten jedoch nicht abschließend beantworten, ob dies als Regelfall beim Verkauf schlüsselfertiger Windparks gesehen werden kann. Hierzu wären weitere Erhebungen erforderlich. Stellt dagegen der so genannte Asset-Deal (auch) ein gängiges Verkaufsmodell bei Projektierern dar, erscheint die

5.2 Abgrenzungskriterium 2: Portfolioumfang

In Kapitel 4 wurde dargestellt, dass kleine Akteure aufgrund ihres schmalen Portfolios das Risiko des Scheiterns eines einzelnen Projektes nicht oder kaum streuen können, was letztlich eine erhebliche Marktzugangsbarriere für diese Akteure darstellt. Entsprechend sollte auch bei der Eingrenzung der Akteure, die Anspruch auf einen Nachteilsausgleich erhalten können, darauf geachtet werden, dass diese nur ein schmales Projektportfolio besitzen. Dies impliziert die vorangehende Abgrenzung der Unternehmensgröße nicht unbedingt, wie die beispielhaften Größenvergleiche gezeigt haben. Daher sollte ein weiteres Abgrenzungskriterium sicherzustellen, dass nur Akteuren mit einem schmalen Portfolio Zugang zu einem Nachteilsausgleich gewährt wird.

Es wird vorgeschlagen, dass ein Unternehmen, das seinen Kleinakteur-Status darlegen möchte, eidesstattlich versichert, im Vorjahr nicht mehr

Kategorie des mittleren Unternehmens als sinnvolles Abgrenzungskriterium. Andernfalls können Projektierer, deren Geschäftsmodell im Verkauf schlüsselfertiger Windenergieanlagen besteht, im Jahr vor dem Nachweis des Kleinakteur-Status lediglich eine einzige Anlage (vgl. Fall 3, Tabelle 9) verkaufen, da diese beim Asset-Deal durch die Bücher des Projektierers läuft und dort die Umsatz- / Bilanzhürden für Kleinunternehmen nur knapp unterschreitet.

Die Prüfung, ob ein kleiner Akteur den KMU-Status erfüllt, sollte zum Zeitpunkt erfolgen, zu dem der Akteur für ein konkretes Projekt einen Nachteilsausgleich begehrt. Da die Akteursdefinition ausdrücklich auch Unternehmen umfassen soll, deren Geschäftsmodell im Verkauf selbst entwickelter Projekte besteht, ist es nicht erforderlich oder sinnvoll, zu verlangen, dass ein künftiger Eigentümer dieses Projekts ebenfalls ein KMU ist. Der Projekteigentümer könnte den KMU-Status z.B. durch eine eidesstattliche Versicherung erklären. Die ausschreibende Stelle kann anhand von Stichproben die Richtigkeit der Angaben prüfen. Zudem ließe sich festlegen, dass der Vergütungsanspruch für das betreffende Projekt erlischt, sollte sich später herausstellen, dass der Projekteigentümer den KMU-Status nicht erfüllt.

als beispielsweise ein bis drei Projekte parallel entwickelt zu haben. Dies soll nachfolgend näher konkretisiert werden.

Die Restriktion des vorjährigen Projektumfangs soll nicht nur für das antragstellende Unternehmen selbst gelten. Nachdem oftmals für ein neues Windenergieprojekt eigens eine separate Projektgesellschaft gegründet wird – vorwiegend zur Haftungsbegrenzung der Anteilseigner –, ist zu erwarten, dass ein solches antragstellendes Unternehmen keine weiteren Projekte verfolgt. Relevant für die Einschätzung, ob ein Unternehmen das Risiko eines Scheiterns in der Ausschreibung tragen kann, ist vielmehr die Situation von verflochtenen Unternehmen der Projektgesellschaft, wie etwa die Muttergesellschaft. Zur Bewertung dessen, kann auf die KMU-Kriterien der Europäischen Kommission

³⁶ Entsprechend der oben dargestellten KMU-Regeln darf entweder die Umsatzerlös- oder die Bilanzsummen-Schwelle überschritten werden, nicht jedoch beide Schwellenwerte.

hinsichtlich der Beteiligungsverhältnisse zurückgegriffen werden.

Es bietet sich daher an, nicht nur von dem Unternehmen, welches seinen Kleinakteur-Status nachweisen möchte, die Zahl der im Vorjahr verfolgten Projekte abzufragen, sondern auch für alle mit der Projektgesellschaft verbundenen Unternehmen, deren Umsatz- und Bilanzzahlen bei der KMU-Bewertung einzubeziehen sind: im Falle von Partnerunternehmen könnte die Anzahl der Projekte (in Anlehnung an die Ermittlung des KMU-Status) proportional zu den Eigentumsanteilen zwischen 25 und 50 Prozent mitberechnet werden. Im Fall von verbundenen Unternehmen (etwa einer Muttergesellschaft mit weiteren fünfzig- bis hundertprozentigen Tochter-Projektgesellschaften) würde die dort projektierte Zahl von Windenergievorhabenvoll in die Projektzahl des Unternehmens, das den Kleinakteur-Status begehrt, einbezogen. Damit würde zugleich der Anreiz vermieden, dass ein Unternehmen eigens ein Tochterunternehmen gründet, um darüber den Status eines kleinen Akteurs zuerkannt zu bekommen, ohne faktisch das Abgrenzungskriterium des schmalen Projektportfolios zu erfüllen.

Des Weiteren ist zu konkretisieren, was genau unter »parallel verfolgten« Projekten zu verstehen ist. Hier wird vorgeschlagen, dass sich dies auf Projekte des Vorjahres bezieht, für die entweder eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung erteilt wurde und / oder Windenergievorhaben, deren Inbetriebnahme im Vorjahr erfolgte. Bei einer beispielsweise festgelegten Projektanzahl von drei parallelen Vorhaben, würde mit der Inbetriebnahme von zwei Projekten sowie dem Erhalt einer Anlagenzulassung nach BImSchG (für ein noch nicht im selben Jahr in Betrieb genommenes Projekt) im Vorjahr die

Schwelle von drei erreicht, aber nicht überschritten. Alternativ wäre auch denkbar, dies auf Projekte zu beziehen, die im Vorjahr eine Förderzusage durch einen Zuschlag in einer Auktion erhalten haben. Hintergrund ist, dass der Antragsteller im immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren normalerweise nicht steuern kann, ob er eine Genehmigung etwa kurz vor oder nach dem Jahreswechsel erhält; im ungünstigen Fall könnte so seine Anspruchsberechtigung als kleiner Akteur verlorengehen. Die Bewerbung um eine Förderzusage kann dagegen vom Projektierer zeitlich gesteuert werden.

Ob etwa drei parallel verfolgte Projekte eine ausreichende oder bereits zu hohe Vorhabenzahl ist, bedarf weiterer Erhebungen, die im Rahmen der vorliegenden Studie nicht durchgeführt wurden. Maßgebend dürfte hierbei sein, welcher Anlagenbestand bzw. welche Finanzmittel aus vergangenen Projekten notwendig sind, um das Scheitern eines Gebots für ein künftiges Projekt tragen zu können, ohne dass dadurch der Fortbestand des Unternehmens bedroht wird.

Schließlich ist zu klären, wie sich genau ein Projekt definiert. Im Rahmen dieser Studie wird hierunter inhaltlich ein Windpark verstanden, unabhängig davon, ob er lediglich eine Anlage umfasst oder mehrere. Wie dies für die Prüfung der Portfoliobreite operationalisiert werden kann, ist noch festzulegen. Möglicherweise kann hier ausgehend von § 32 EEG 2014 eine Regelung getroffen werden. Die Norm fasst mehrere EEG-Anlagen für die Ermittlung der Vergütung zu einer Anlage zusammen, wenn sie sich unter anderem auf demselben Grundstück oder in räumlicher Nähe³⁷ befinden und binnen 12 Monaten der Betrieb dieser Anlagen aufgenommen wurde.

5.3 Abgrenzungskriterium 3: Standortqualität des Windenergieprojekts

Sofern das Referenzertragsmodell, gemäß Anlage 2 zu § 49 EEG 2014, unverändert im künftigen Ausschreibungsdesign Anwendung findet, ist zu vermuten, dass insbesondere schwache und mittlere Standorte ein höheres Risiko haben, in der Ausschreibung zu scheitern (vgl. Kapitel 4.1). Unterhalb welcher Standortqualität dieses Risiko signifikant wird, hängt – neben der Flächenverfügbarkeit in den jeweiligen Gebieten – auch vom

Umfang des (jährlichen) Ausschreibungsvolumens ab: Bei einem relativ großen Ausschreibungsvolumen dürften zahlreiche Gebote bezuschlagt werden, nicht alleine solche mit herausragender Standortqualität. Ist das Ausschreibungsvolumen eines Jahres jedoch eher gering, ist zu erwarten, dass bereits relativ gute Standorte untereinander um die Vergütungshöhe konkurrieren, so dass

³⁷ Die Definition der räumlichen Nähe ist derzeit strittig, so empfiehlt bspw. Salje eine 500 m Grenze in Anlehnung an das frühere Immissionsschutzrecht (Salje, 2015, § 32 Rn. 6).

Andere stellen auf Indizien wie bspw. gemeinsame Einrichtungen / Leitung ab (bspw. Frenz, et al., 2010, §19 Rn. 10).

schwache Windstandorte nicht zum Zuge kommen könnten. Daher beeinflusst das Ausschreibungsvolumen (zusammen mit dem jeweiligen Flächenangebot) die Einschätzung vorab, ab welcher Standortqualität ein Zuschlag relativ sicher sein dürfte. An guten und damit zuschlagsicheren Standorten besteht auch für kleine Akteure keine diesbezügliche Marktzugangsbarriere.

Dies lässt den Schluss zu, dass die Option eines Nachteilsausgleichs auch an die Standortqualität eines Windparks geknüpft werden sollte. Lediglich Projekten, deren Referenzertrag einen bestimmten Wert unterschreitet, die somit von vornherein wirtschaftlich schlechter gestellt sind, sollte die Möglichkeit auf einen Nachteilsausgleich eingeräumt werden. Nachdem zum jetzigen Zeitpunkt das Ausschreibungsvolumen und die Auswirkungen von möglicherweise schwankenden Flächenangeboten noch nicht absehbar sind, können zur Höhe des Referenzertrags, unterhalb dessen Projekte von kleinen Akteuren einen Nachteilsausgleich erhalten können, keine Vorschläge gemacht werden.

5.4 Weitere Festlegungen

Im Rahmen der Gewährung eines Nachteilsausgleichs für kleine Akteure sollte zudem festgelegt werden, mit wie vielen Projekten ein kleiner Akteur innerhalb eines zu definierenden Zeitraums (etwa Kalenderjahr) einen Nachteilsausgleich in Anspruch nehmen darf. Hierbei bietet es sich an, sich an der in Kapitel 5.2 diskutierten Portfoliobreite zu orientieren. Darüber ließe sich Konsistenz zwischen dem Portfolioumfang, der vor dem erstmaligen Antrag auf Nachteilsausgleich maximal zulässig war und der maximalen Größe des Portfolios, für die ein Nachteilsausgleich beantragt werden kann, herstellen. Ein Gleichklang der Portfoliogrößen dient letztlich der Vereinfachung und Verständlichkeit des Regelwerks. Allerdings steht die Zahl der Projekte, mit denen ein Akteur einen Nachteilsausgleich beanspruchen darf, auch mit der Art des Nachteilsausgleiches in inhaltlichem Zusammenhang: Je stärker die Ausnahme von der Pflicht zur Teil-

Wird das Referenzertragsmodell unverändert ins Ausschreibungsdesign übernommen, böte es sich an, so genannte bankfähige Windgutachten als Nachweis der Standortqualität zu verlangen. Diese sind zwar, verglichen mit einer ex-post Betrachtung der tatsächlichen Erzeugungsmengen, ungenauer und enthalten eine gewisse Fehlerwahrscheinlichkeit bei Standorten, deren Referenzertrag in der Nähe der (festzulegenden) Abschneidegrenze liegt. Die Gutachten erscheinen dennoch als ausreichend verlässliche Grundlage zur Bestimmung des Referenzertrags, zumal sie – und das ist hier wesentlich – bereits nach der Genehmigungserteilung und damit vor Inbetriebnahme einer Anlage erstellt werden können.³⁸ Da zu diesem Zeitpunkt zu entscheiden ist, ob ein Akteur mit einem konkreten Projekt an der regulären Auktion teilnimmt oder einen Nachteilsausgleich beanspruchen kann, können lediglich Informationen herangezogen werden, die bis dahin bereits vorliegen.

nahme an den regulären Ausschreibungen ausfällt, desto mehr empfiehlt es sich, den jährlichen Anteil der hierzu berechtigten Projekte zu begrenzen. Um der Diskussion über das konkrete Design eines Nachteilsausgleichs (für eine Übersicht über denkbare Modelle vgl. Kapitel 6) nicht vorzugreifen, wird hier kein Vorschlag gemacht, für wie viele Projekte eines Akteurs ein Nachteilsausgleich zulässig sein soll.

Schließlich ist zu entscheiden, ob auch der Umfang des einzelnen Projektes, also die Zahl der Windturbinen innerhalb eines Windparks, bei der Entscheidung über den Nachteilsausgleich eine Rolle spielen soll. In der Bagatellregelung der neuen EU-Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen³⁹ heißt es in Randnummer 127:

»Für Anlagen mit einer installierten Stromerzeugungskapazität von weniger als 1 MW und Demonstrationsvorhaben,

³⁸ An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass bis Ende 2011 das EEG in § 29 Abs. 3 EEG 2009 die Vergütung für Windenergie an Land davon abhängig machte, dass der geplante Standort mindestens 60 Prozent des Referenzertrages erzielte. Der Nachweis der Ertragssituation mittels Windgutachten, im Vorfeld einer Vergütungszusage, ist folglich dem EEG nicht wesensfremd.

³⁹ Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014 - 2020, ABl. der EU Nr. C 200/1 vom 28.06.2014; <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=OJ:C:2014:200:FULL> [zuletzt abgerufen am 30.06.2015].

ausgenommen Windkraftanlagen, für die als Grenzwert eine installierte Stromerzeugungskapazität von 6 MW oder 6 Erzeugungseinheiten gilt, können Beihilfen ohne Ausschreibungen nach Randnummer (126) gewährt werden«.

Bisher ist juristisch nicht geklärt, ob die Regelung tatsächlich so auszulegen ist, dass maximal 36 MW Windenergiekapazität von Ausschreibungen ausgenommen werden können (vgl. Münchmeyer / Kahl, 2014). Für die hier diskutierte Fragestellung ist jedoch relevant, dass sich die Formulierung auf Windenergievorhaben bzw. -anlagen bezieht, während § 2 Abs. 5 Satz 3 EEG 2014 die Zielformulierung trifft, dass »*bei der Umstellung auf Ausschreibungen [...] die Akteursvielfalt bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erhalten bleiben [soll]*«. Der deutsche Gesetzgeber verspricht sich durch die Einführung von Ausschreibungen den Erhalt

der Akteursvielfalt, nicht aber zwingend eine Vielfalt an Projekten.

Die in Kapitel 4 beschriebenen, potentiellen Nachteile von Ausschreibungen für einen Teil der in der Windbranche tätigen Akteure zeigen, dass nicht bestimmte Arten von Projekten in einem Ausschreibungswettbewerb möglicherweise benachteiligt sind, sondern Projekte bestimmter Akteure. Insofern erscheint es angebracht, bei der Festlegung einer Nachteilsausgleichsregelung in erster Linie nicht auf die Projektart, sondern auf die Akteursart abzustellen. Zur Eingrenzung der potentiell ausgleichsberechtigten Akteure bieten sich die in diesem Kapitel diskutierten Abgrenzungskriterien an. Jedoch soll damit keiner tiefergehenden, juristischen Prüfung, ob ein solches Vorgehen ohne Ansehen der Projektgrößen europarechtlich zulässig wäre, vorgegriffen werden. Die rechtliche Prüfung hat an anderer Stelle zu erfolgen und war nicht Gegenstand der vorliegenden Arbeit.

6. Diskutierte Modellvorschläge zum Erhalt der Akteursvielfalt bei Ausschreibungen

In der energiepolitischen Diskussion des künftigen Ausschreibungsdesigns und möglicher Modelle eines Nachteilsausgleichs für kleine Akteure gibt es bisher keine eindeutigen Präferenzen. Es war auch nicht Teil der vorliegenden Studie, hierzu Vorschläge zu entwickeln. Wohl aber kann die in Kapitel 5 entwickelte Definition auf Basis der in Kapitel 4 dargestellten Nachteile kleiner Akteure eine wesentliche Grundlage für die Entwicklung eines Nachteilsausgleichsmodells darstellen. Im Folgenden werden hierzu

grundsätzlich denkbare Modellvorschläge in ihren Grundzügen dargestellt, worüber sich der Suchraum für potentielle Lösungen eingrenzen lässt.⁴⁰ Bislang diskutierte Modellalternativen werden in Abbildung 4 schematisch dargestellt. Daran anschließend erfolgt jeweils eine kurze Erläuterung, verbunden mit einem Hinweis, welche spezifischen Nachteile kleiner Akteure mit ihnen typischerweise adressiert werden könnten.

⁴⁰ Für eine frühere Übersicht über derartige Modellalternativen vgl. IASS / SUER (2014).

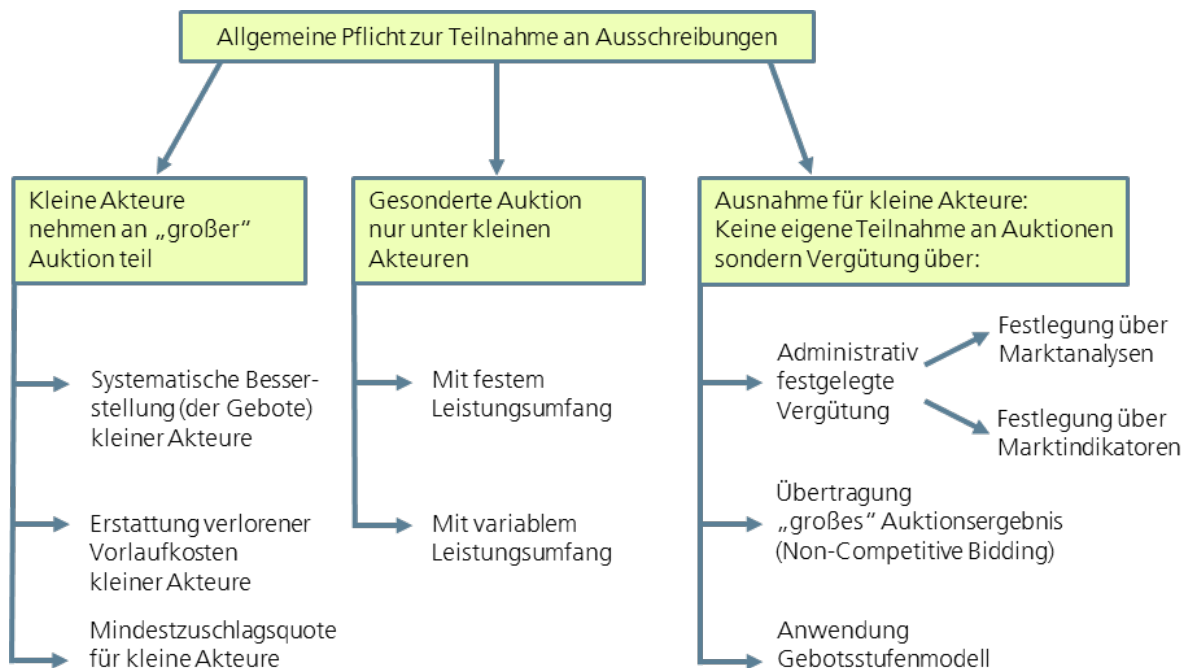


Abbildung 4: Modellalternativen eines potentiellen Nachteilsausgleichs für kleine Akteure.

Anmerkung: Grundsätzlich ist, wie in Kapitel 5 erläutert, ein Nachteilsausgleich statt für kleine Akteure auch für kleine Projekte denkbar.

6.1 Modelle, bei denen kleine Akteure an Ausschreibungen der übrigen Marktteilnehmer teilnehmen

Unter diese Varianten fallen zunächst Modelle, die kleine Akteure hinsichtlich einzelner Designelemente der regulären Ausschreibung besser stellen. Dies kann sich beziehen auf:

- reduzierte materielle Präqualifikationsanforderungen, z.B. die Zulässigkeit von Geboten für Projekte, die noch keine immissionsschutzrechtliche Genehmigung haben – dies würde die gegebenenfalls verlorenen Kosten begrenzen, ginge aber mit anderen Nachteilen einher,⁴¹
- eine geringere, bei Zuschlagserteilung zu hinterlegende, finanzielle Sicherheitsleistung – dies würde den Bedarf an zusätzlichem Risikokapital (neben dem für die Projektentwicklung) reduzieren,
- die Gewährung einer Vergütung in Höhe des letzten noch bezuschlagten Projektes, selbst wenn das Gebot des kleinen Akteurs

darunter liegt und für die größeren Akteure eine Pay-as-Bid-Preisregel gilt (vgl. BET et al. 2015, S. 89) – dies würde (insbesondere günstigeren) Windenergieprojekten kleiner Akteure einen Aufschlag auf die erforderliche Mindestvergütung einräumen.

Des Weiteren sind hierunter Modelle zu fassen, die für kleine und große Akteure identische Regeln für deren Auktionsteilnahme vorsehen, wobei sich kleine Akteure bei einem nachhaltigen Scheitern in Ausschreibungen die verlorenen Vorlaufkosten erstatten lassen können. Diese Regel adressiert das spezifische Risiko verlorener Kosten.

Schließlich wird auch diskutiert, eine Mindestzuschlagsquote für Projekte kleiner Akteure vorzusehen. Dies ließe sich – analog zu dem im Länderpositionspapier vorgeschlagenen Verfahren⁴² – etwa über die Sicherstellung einer regionalen Verteilung von Zuschlägen ausgestalten. Die

⁴¹ Diese Nachteile beziehen sich u. a. auf die mit der Abschätzbarkeit der Projektkosten sowie auf die Genehmigungswahrscheinlichkeit; vgl. Grashof et al. (im Erscheinen).

⁴² Positionspapier der Klimaschutz- und Energieminister aus Hessen, Saarland, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz, Baden-Württemberg und Thüringen: Länderpositionspapier

zum ausgewogenen Ausbau der Windenergie vom 21.05.2015; https://wirtschaft.hessen.de/sites/default/files/media/hmwvl/laenderpositionspapier_wind_20_05_2015.pdf [zuletzt abgerufen am 30.06.2015].

Mindestquote adressiert ebenfalls das Risiko verllorener Kosten derjenigen, die von der Quote erfasst werden, sowie zusätzlich das Risiko, ein

eigenentwickeltes Projekt nicht selbst umsetzen zu können.

6.2 Modelle, bei denen gesonderte Ausschreibungen unter kleinen Akteuren durchgeführt werden

Zwischen der grundsätzlichen Teilnahmepflicht an der regulären Ausschreibung und der ausnahmsweisen Befreiung steht systematisch die gesonderte Ausschreibung unter kleinen Akteuren. Sollten kleine Akteure durchweg ein höheres Preisniveau als größere Marktteilnehmer aufweisen, ließe sich über ein separates Ausschreibungsverfahren die Vergütungshöhe derartiger Projekte wettbewerblich ermitteln. Dieses Modell beinhaltet allerdings den Nachteil, dass

auch hier ein Zuschlagsrisiko besteht, das voraussetzt, dass die teilnehmenden Akteure diese Risiken im Zweifel auch streuen können. Um die Unsicherheit der Nichtbezuschlagung handhabbarer zu machen, ließe sich vorsehen, statt eines festen Leistungsvolumens ein variables Volumen auszuschreiben. Dabei wäre denkbar, jeweils z.B. nur 80 Prozent der Gebote zu bezuschlagen, unabhängig vom Umfang der eingegangenen Angebote.

6.3 Modelle, bei denen kleine Akteure nicht an Ausschreibungen teilnehmen

In diese Gruppierung lässt sich die Modellvariante der Fortführung des EEG 2014 für kleine Akteure einsortieren. Der Fortbestand des bisherigen EEG wird hierbei mit und ohne »atmen-den Deckel«, der über die Ausbaumenge die Vergütungshöhe beeinflusst, diskutiert. Die Vergütungshöhe ließe sich, wie bisher, auf der Basis umfassender Marktanalysen festlegen. Alternativ wäre denkbar, ein Set von Indikatoren zu definieren (z.B. Anlagenpreise, Zinshöhe usw.), anhand deren Änderungen sich die Vergütungshöhe automatisch anpasst. Diese Modellvariante adressiert insbesondere den Nachteil, die Vergütungshöhe zu Beginn des Projektes nicht zu einem gewissen Maße absehen zu können. Sofern hier kein eng begrenzter Deckel den Umfang der teilnahmeberechtigten Projekte deutlich limitiert, könnte dieses Modell das Risiko, gar keine Vergütung für ein entwickeltes Projekt zu erhalten, minimieren.

Soll die Vergütungshöhe nicht administrativ, sondern wettbewerblich ermittelt werden, wäre die Übertragung des (oder mehrerer) Ausschreibungsergebnisse auf Projekte kleiner Akteure eine weitere Modellvariante. Dies wird auch als Non-Competitive Bidding bezeichnet.⁴³ Sofern hier wiederum kein eng begrenzender Deckel besteht ließe sich über dieses Modell das Risiko adressieren, keinen Zuschlag zu erhalten. Eine Eins-zu-eins-Übertragung von Ausschreibungsergebnissen setzt allerdings voraus, dass die Projekte der kleineren Akteure keinen systematischen Kostennachteil gegenüber den in der Ausschreibung preissetzenden Projekten haben.

Eine letzte Modellvariante ist die Ermittlung der Vergütungshöhe von Projekten kleiner Akteure mittels des so genannten Gebotsstufenmodells.⁴⁴ Dies würde – vorbehaltlich weiterer Konkretisierungen – wahrscheinlich das Risiko adressieren, überhaupt keine (kostendeckende) Vergütung zu erhalten.

⁴³ Vgl. z.B. Groß, R., Bundesgeschäftsstelle Energiegenossenschaften beim DGRV e. V: Vorstellung eines Konzeptes zum Erhalt der Akteursvielfalt. Vortrag auf der Dritten Sitzung der Unterarbeitsgruppe Akteursvielfalt / Bürgerenergie im BMWi am 16.06.2015, Berlin; http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/EEG/vorstellung-eines-konzeptes-zum-erhalt-der-aktorsvielfalt.pdf?__blob=publicationFile&v=2 [zuletzt abgerufen am 30.06.2015].

⁴⁴ Vgl. Stratmann, P., Bundesnetzagentur, 2015: SDE+ als Blueprint für ein Gebotsstufenmodell im EEG? Vortrag auf den 13. Würzburger Gesprächen zum Umweltenergierecht am 23.04.2015 in Berlin; http://www.stiftung-umweltenergierecht.de/fileadmin/pdf_aushaenge/07-150423_NL-Botschaft_Gebotsstufenmodell.pdf [zuletzt abgerufen am 30.06.2015].

7. Zusammenfassung

Die für diese Ausarbeitung erhobenen Informationen zeigen, dass die Einführung der verpflichtenden Auktion künftiger Vergütungshöhen für Windenergieanlagen an Land für einen Teil der heutigen Akteure eine möglicherweise unüberwindbare Marktzugangsbarriere bedeuten kann. Dies betrifft insbesondere kleine Akteure mit schmalen Portfolio an Windenergieprojekten; dies sind Bürgerenergie-Gruppen, die selbst Projekte entwickeln, kleine Projektierer sowie möglicherweise auch kleine Stadtwerke. Den empirischen Befragungen zufolge besteht deren Nachteil vor allem darin, das Kostenrisiko eines in der Auktion gescheiterten, individuellen Projekts nicht über andere Projekte auffangen zu können. Dieses Risiko stellt für kleine Akteure eine Marktzugangsbarriere dar, die dazu führen kann, dass diese Akteure sich aus der Projektierung (und damit der Mitgestaltung) von künftigen Windenergievorhaben zurückziehen. Diese Befürchtung bestätigt sich auch in den durchgeführten Interviews, in denen bereits heute eine starke Zurückhaltung geäußert wurde, neue Windenergieprojekte zu beginnen.

Es wurde ebenfalls untersucht, ob Projekte kleiner Akteure systematisch höhere Stromgestehungskosten haben, was in einem Preiswettbewerb in Ausschreibungen zu einem Verdrängungseffekt führen kann. Dies hat sich nicht bestätigt. Allerdings bestehen zahlreiche weitere Vor- und Nachteile. Diese erschweren es kleinen Akteuren, einzuschätzen, ob Gebote für eigene Projekte wahrscheinlich einen Zuschlag erhalten dürften. Die Analyse der Akteursbefragung liefert zahlreiche Hinweise, dass die Stromgestehungskosten von Windenergievorhaben in erster Linie von Standortcharakteristika (und hier wiederum dominierend von der Windqualität) beeinflusst werden. Die Art des Akteurs, der das Projekt realisiert, spielt demgegenüber offenbar eine deutlich geringere Rolle für die Höhe der Stromgestehungskosten. Projekte kleinerer Akteure umfassen auch nicht systematisch nur

eine oder wenige Windenergieanlagen. Im Gegenteil: In den Interviews wurde häufig darauf hingewiesen, dass im Regelfall die verfügbare Flächengröße den Projektumfang limitiert und nicht die Art des Akteurs, der das Vorhaben entwickelt oder später betreibt.

Sofern für die betroffenen Akteure ein Nachteilsausgleich gewünscht wird, sollte sich der Kreis der potentiell Berechtigten möglichst treffsicher eingrenzen lassen. In der vorliegenden Studie werden hierfür mehrstufige Abgrenzungskriterien vorgeschlagen. Diese berücksichtigen die Unternehmensgröße und den Portfolioumfang eines Akteurs sowie die Standortqualität des Windenergievorhabens, für das ein Nachteilsausgleich möglich werden kann.

- Begrenzung der Unternehmensgröße anhand der KMU-Kriterien der EU
- Begrenzung des Portfolioumfangs auf wenige Projekte innerhalb eines definierten Zeitraums
- Begrenzung auf Projekte an mittleren und schwachen Windstandorten
- Weitere Festlegungen, wie etwa Begrenzung von Anzahl und Umfang der Windenergieprojekten, für die ein Nachteilsausgleich möglich werden kann

Ein solcher Nachteilsausgleich muss nicht notwendigerweise damit einhergehen, die Vergütung administrativ statt wettbewerblich festzulegen, wie die Übersicht der derzeit diskutierten Nachteilsausgleichsmodelle am Ende der Studie zeigt. Vielmehr könnte darüber ein gezieltes Instrument in das Ausschreibungsdesign implementiert werden, das die ansonsten zu befürchtende Marktzugangsbarriere für kleine Akteure reduziert. Das im EEG 2014 formulierte Ziel, die Akteursvielfalt beim künftigen Ausbau der Windenergie an Land auch mit dem Übergang zu Ausschreibungen zu erhalten, würde so mit konkreten Maßnahmen unterlegt.

Anhang

Fragenkatalog an Akteure, die in Deutschland Windenergieprojekte planen und projektieren	Bestandteil des Fragebogens an:			
	Bürgerenergie	Projektierer	Banken	Hersteller
In welcher/n Region/en haben Sie bislang Erfahrungen mit Windenergieprojekten, insbesondere solchen aus dem Bürgerenergie-Segment, gesammelt?	X	X	X	X
Ist die Übersicht der Projektentwicklungstypen (vgl. Abb. 3) vollständig für Deutschland bzw. Ihnen bekannte/n Region/en für den Zeitraum seit 2012? Wenn nein, welche weitere Differenzierung erscheint Ihnen sinnvoll?	X	X	X	X
Wie viele Anlagen enthalten Projekte Ihres Unternehmens üblicherweise (ggf. Spannweite angeben) seit 2012?	X	X	-	-
Wie viele Projekte (Typ A bis D) wird Ihre Bürgerenergie-Gruppe in der Gesamtzeit des Bestehens voraussichtlich realisieren?	X	-	-	-
Weisen Bürgerenergie-Projekte bei gleicher Standortqualität in der Regel niedrigere/höhere Stromgestehungskosten (in ct/kWh) auf als Projekte des Typs E2 (größere Windenergieprojekte)?	X	-	-	-
... Falls es Unterschiede gibt, wie stark wirken sich die Faktoren (Kosten der Komponentenbeschaffung, der Finanzierung, der Projektentwicklung) bei Ihren Projekten auf die Kostenunterschiede verglichen mit Typ E2 aus? Bitte ergänzen Sie ggf. weitere Faktoren und erläutern Sie die Gründe für die Unterschiede.	X	-	-	-
Plant Ihr Unternehmen Windprojekte noch vor 2017 in Betrieb zu nehmen? Wenn ja, für wie viele Projekte welcher Anlagenzahl, in welcher Region? (ggf. Spannweite angeben)	X	X	-	X
Werden Sie ab 2017 an Ausschreibungen der Vergütung für Windenergie voraussichtlich teilnehmen? Wenn nein, weshalb nicht? Sofern dies o.g. Nachteile betrifft, nennen sie bitte, welcher Nachteil wie stark bewertet wird.	X	X	-	X
Gehen Sie davon aus, dass bestimmte Projekte nur durch Bürgerenergie realisiert werden können (d.h. nicht allein durch einen Projektierer für einen Investor), z.B. aufgrund ansonsten schlechterer Flächenverfügbarkeit oder Anforderungen der Kommune? Wenn ja, ist für diese Projekte mindestens einer Struktur vom Typ D, C, B oder A notwendig? Auf welche Region(en) beziehen Sie sich hierbei?	X	X	X	X
Gehen Sie davon aus, dass die in Bezug auf Ihr/e Bürgerwindprojekt/e getroffenen Angaben auf Projekte in der betrachteten Region oder ggf. auch Regionen übergreifend übertragbar sind? Wie gut schätzen Sie Ihre Branchenkenntnis (in Bezug auf die Struktur weiterer regionaler und überregionaler Projekte) zur Beantwortung der nachfolgenden Fragen ein?	X	-	-	-
Welchen Anteil haben Projekte des Typs A bis E2 an der Gesamtzahl jährlicher Inbetriebnahmen in der Ihnen bekannten Region seit 2012?	X	X	X	X
Wie viele Anlagen enthalten die Ihnen bekannten Projekte der Modelle A bis E2 typischerweise (ggf. Spannweite angeben) in der Ihnen bekannten Region seit 2012?	X	X	X	X
Wie viele Projekte entwickeln Bürgerenergie-Gruppen (Typ A), kleine Projektierer (Typ B1, E1) sowie größere Projektierer (Typ B2, E2) typischerweise in der Ihnen bekannten Region parallel (Angaben in Inbetriebnahmen pro Jahr)?	X	X	X	X
Wie viele Projekte (der Typen A bis D) realisieren Bürgerenergiegruppen in der Gesamtzeit ihres Bestehens Ihrer Kenntnis nach?	X	X	X	X
Weisen Bürgerenergie-Projekte des Typs A bei gleicher Standortqualität aktuell in der Regel niedrigere/höhere Stromgestehungskosten (in ct/kWh) auf als Projekte der Typen E2?	X	X	X	X
... Falls es Unterschiede gibt, wie stark wirken sich die Faktoren (Kosten der Komponentenbeschaffung, der Finanzierung, der Projektentwicklung) bei Projekten des Typs A auf die Kostenunterschiede verglichen mit Typ E2 aus? Bitte ergänzen Sie ggf. weitere Faktoren und erläutern Sie die Gründe für die Unterschiede.	X	X	X	X
Weisen Bürgerenergie-Projekte des Typs B bei gleicher Standortqualität aktuell in der Regel niedrigere/höhere Stromgestehungskosten (in ct/kWh) auf als Projekte der Typen E2?	X	X	X	X
... Falls es Unterschiede gibt, wie stark wirken sich die Faktoren (Kosten der Komponentenbeschaffung, der Finanzierung, der Projektentwicklung) bei Projekten des Typs B auf die Kostenunterschiede verglichen mit Typ E2 aus? Bitte ergänzen Sie ggf. weitere Faktoren und erläutern Sie die Gründe für die Unterschiede.	X	X	X	X
Weisen Projekte des Typs E1 bei gleicher Standortqualität aktuell in der Regel niedrigere/höhere Stromgestehungskosten (in ct/kWh) auf als Projekte der Typen E2?	X	X	X	X
... Falls es Unterschiede gibt, wie stark wirken sich die Faktoren (Kosten der Komponentenbeschaffung, der Finanzierung, der Projektentwicklung) bei Projekten des Typs E1 auf die Kostenunterschiede verglichen mit Typ E2 aus? Bitte ergänzen Sie ggf. weitere Faktoren und erläutern Sie die Gründe für die Unterschiede.	X	X	X	X
Bestehen Ihrer Einschätzung nach bei den Modellen C und D aktuell niedrigere/höhere Stromgestehungskosten (in ct/kWh) verglichen mit Modell E2? Wenn ja, aufgrund welcher Faktoren?	X	X	X	X
Können Bürgerenergie-Gruppen bei gleicher Standortqualität das Risiko eines Scheiterns eines Einzelprojektes des Typs A in einer (bei Vorliegen der BImSchG-Genehmigung durchgeführten) Auktion schlechter streuen als größere Projektierer?	X	X	X	X
Können kleine Projektierer (1-3 Projekt-Inbetriebnahmen pro Jahr) bei gleicher Standortqualität das Risiko eines Scheiterns eines Einzelprojektes des Typs E1 in einer (bei Vorliegen der BImSchG-Genehmigung durchgeführten) Auktion schlechter streuen als größere Projektierer?	X	X	X	X
Sehen Sie für einzelne Modelle vom Typ A bis E1 neben schlechter Risikostreuung bzw. niedrigeren/höheren Stromgestehungskosten weitere Vor- oder Nachteile, die zu niedrigeren/höheren Stromgestehungskosten führen und wenn ja, welche sind dies konkret?	X	X	X	X
Welche Standortqualitäten (in Prozent des Referenzertrags) haben Standorte in der/n Region/en, auf die Sie sich in den o.g. Fragen beziehen? Bitte geben Sie eine Spannweite an.	-	X	X	X
Wie viele Projekt-Inbetriebnahmen realisiert ein kleiner, lokal orientierter Projektentwickler in der Ihnen bekannten Region typischerweise pro Jahr?	X	X	-	X

Abbildung 5: Nach Akteursgruppen differenzierter Fragenkatalog, der im Rahmen der Akteursbefragung für diese Studie eingesetzt wurde.

Literatur

AG Energiebilanzen (2015): Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2014 Deutschland insgesamt, Stand: 27.02.2015.

[URL: <http://www.ag-energiebilanzen.de/4-0-Arbeitsgemeinschaft.html>, zuletzt abgerufen am 30.06.2015]

BET Aachen / Bofinger, Peter / Ludwigs, Markus (2015): EEG 3.0: Ausgestaltungsvorschlag für ein Ausschreibungsmodell für Wind an Land. Wissenschaftliches Begleitgutachten im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. Aachen / Würzburg.

[URL: http://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Energie-wende/EEG/20150618_Gutachten_EEG_3.0.pdf, zuletzt abgerufen am 30.06.2015]

BMWi (2015): Marktanalyse Windenergie an Land. Berlin.

[URL: http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/marktanalysen-photovoltaik-windenergie-an-land.pdf, zuletzt abgerufen am 30.06.2015]

BNetzA (2015): Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunde für Photovoltaik (PV) - Freiflächenanlagen vom 15. April 2015. Hintergrundpapier. Bonn, 17.06.2015.

[URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/PV-Freiflaechenanlagen/Gebots-termin_15_04_2015/Hintergrundpapier_PV-FA_Runde1.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt abgerufen am 30.06.2015]

Deutsche WindGuard (2015): Akteursstrukturen von Windenergieprojekten in Deutschland, Studie im Auftrag des Bundesverband Wind-Energie e.V. Varel.

[URL: https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/aktorsstrukturen-von-windenergieprojekten-deutschland/20150218_studie_aktorsvielfalt_final.pdf, zuletzt abgerufen am 30.06.2015]

Deutsche WindGuard (2013): Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland; Studie im Auftrag von Bundesverband WindEnergie e.V. und Verband Deutscher Maschinen- und

Anlagenbau e.V. Varel.

[URL: https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/kostensituation-der-windenergie-land-deutschland/20140730_kostensituation_windenergie_land.pdf zuletzt abgerufen am 30.06.2015]

DIW (2014): Die ökonomische Bedeutung der Windenergiebranche – Windenergie an Land in Deutschland und in Nordrhein-Westfalen. Berlin.

[URL: https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/die-oekonomische-bedeutung-der-windenergiebranche-nordrhein-westfalen/20140628_diw_econ_oekonomische_bedeutung_windenergie_d_und_nrw.pdf, zuletzt abgerufen am 30.06.2015]

EU-Kommission (2003): Empfehlung der Kommission vom 6. Mai 2003 betreffend die Definition der Kleinstunternehmen sowie der kleinen und mittleren Unternehmen. (2003/361/EG).

[URL: http://europa.eu/legislation_summaries/enterprise/business_environment/n26026_de.htm, zuletzt abgerufen am 30.06.2015]

Fachagentur Windenergie an Land (2015):

Dauer und Kosten des Planungs- und Genehmigungsprozesses von Windenergieanlagen an Land. Berlin.

[URL: <http://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/dauer-kosten-wea-projektierung.pdf>, zuletzt abgerufen am 30.06.2015]

Frenz, Walter / Müggenborg, Hans-Jürgen / Ekardt, Felix (2010): Kommentar zum EEG. Erich Schmidt Verlag, Berlin.

Grashof, Katherina (2014): Ausgestaltung von Ausschreibungen auf der Grundlage des EEG 2014 in: Energierecht, Oktober 2014, Seite 28 - 33.

Grashof, Katherina / Horst, Juri / Zipp, Alexander (im Erscheinen): Vorschläge zum Design von Wind Onshore-Ausschreibungen in Deutschland (Arbeitstitel). Studie im Auftrag des Bundesverband WindEnergie e.V.

Hauser, Eva / Hildebrand Jan / Dröschel, Barbara / Klann, Uwe / Hoffmann, Patrick / Grashof, Katherina / Becker, Ann-Kathrin / Feldhäuser, Lisa (im Erscheinen): Nutzeffekte von Bürgerenergie (Arbeitstitel). Studie im Auftrag von Greenpeace Energy eG.

Hauser, Eva / Weber, Andreas / Zipp, Alexander / Leprich, Uwe (2014): Bewertung von Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell für Anlagen erneuerbarer Energienutzung. Kurzstudie für den Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. Saarbrücken / Berlin.
[URL: http://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/IZES20140627IZESBEE_EE-Ausschreibungen.pdf, zuletzt abgerufen am 30.06.2015]

Hauser, Eva / Kochems, Johannes (2014): Ausschreibungsmodelle für Wind Onshore: Erfahrungen im Ausland. Kurzstudie für den Bundesverband WindEnergie e.V. Saarbrücken / Berlin.
[URL: https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/ausschreibungsmodelle-fuer-wind-onshore-erfahrungen-im-ausland/bwe_ausschreibungen_wind_onshore_endbericht_09-2014_final.pdf, zuletzt abgerufen am 30.06.2015]

Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS) / Stiftung Umweltenergierecht (SUER) (2014): Ausschreibungen für erneuerbare Energien in Deutschland – Ausgestaltungsoptionen für den Erhalt der Akteursvielfalt. IASS Working Paper.
[URL: http://www.iass-potsdam.de/sites/default/files/files/working_paper_ausschreibungen_final.pdf, zuletzt abgerufen am 30.06.2015]

Holstenkamp, Lars / Degenhart, Heinrich (2013): Bürgerbeteiligungsmodelle aus finanzwirtschaftlicher Sicht, Arbeitspapiere in Wirtschaft und Recht Nr. 13. Lüneburg.

Holstenkamp, Lars / Degenhart, Heinrich (2014): Problemfelder und mögliche Lösungsansätze bei genossenschaftlichen Bürgerwindparks: Ressourcenmobilisierung und Projektakquise, in: Zeitschrift für das gesamte Genossenschaftswesen, Band 64, Heft 3/2014, Seite 185ff.

Kreis Steinfurt (2014): Bürgerwindpark Leitlinien, Ausgabe 2014. Steinfurt.
[URL: https://www.kreis-stiefurt.de/kv_steinfurt/Kreisverwaltung/%C3%84mter/Amt%20f%C3%BCr%20Klimaschutz%20und%20Nachhaltigkeit/Themen%20und%20Projekte/Erneuerbare%20Energien/Windenergie%3A%20Startseite/Leitlinien%20B%C3%BCrgerwindpark%20Ansicht.pdf, zuletzt abgerufen am 30.06.2015]

Leipziger Institut für Energie - IE Leipzig (2015): Marktanalyse – Windenergie an Land, Studie im Auftrag des BMWi, Hamburg.
[URL: http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/S-T/studie-windenergie-an-land_property=pdf_bereich=bmwi2012_sprache=de_rwb=true.pdf, zuletzt abgerufen am 30.06.2015]

Lüttringhaus, Maria (2003): Voraussetzungen für Aktivierung und Partizipation; in Lüttringhaus, M. / Richers, H. (Hrsg.): Handbuch Aktivierende Befragung - Konzepte, Erfahrungen, Tipps für die Praxis, Seite 66 - 72, Bonn.

Moser, Peter (2013): Sozialwissenschaftlicher Forschungsbedarf in der Energiewende – Erfahrungen aus 100%-EE-Regionen; in Schweizer-Ries, P. / Hildebrand, J. / Rau, I. (Hrsg.): Klimaschutz und Energienachhaltigkeit: Die Energiewende als sozialwissenschaftliche Herausforderung, S. 135 - 148. Universität Saarbrücken.

Münchmeyer, Helena / Kahl, Hartmut (2014): Der Bagatellvorbehalt bei Ausschreibungen für Windenergie in den Beihilfeleitlinien der Europäischen Kommission. Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht Diskussionspapier Nr. 10, Oktober 2014.
[URL: http://www.stiftung-umweltenergierecht.de/fileadmin/pdf_aushaenge/Forschung/WueBericht_10_Bagatellvorbehalt_Ausschreibungen_Wind_final.pdf, zuletzt abgerufen am 30.06.2015]

Rau, Irina / Schweizer-Ries, Petra / Hildebrand, Jan (2012): Participation strategies – the silver bullet for public acceptance?; in: Kabisch, S. / Kunath, A. / Schweizer-Ries, P. / Steinführer, A. (Eds.). Vulnerability, Risk and Complexity: Impacts of Global Change on Human Habitats, S. 177 - 192. Hogrefe Verlag, Leipzig.

Renn, Ortwin (2014): Gesellschaftliche Akzeptanz für die bevorstehenden Phasen der Energiewende. In: FVEE Themen: Forschung für die Energiewende – Phasenübergänge aktiv gestalten; Beiträge zur FVEE-Jahrestagung 2014, S. 75 - 78.

Salje, Peter (2015): EEG 2014 Kommentar, 7. Auflage. Carl Heymanns Verlag, Köln.

trend:research / Leuphana (2013): Definition und Marktanalyse von Bürgerenergie in Deutschland, Bremen / Lüneburg.
[URL: http://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/198.trendresearch_Defini-

[tion und Marktanalyse von Buergerenergie in Deutschland okt13.pdf](#), zuletzt abgerufen am 30.06.2015]

Warren, Charles R. / McFadyen, Malcolm (2010): Does community ownership affect public attitudes to wind energy? A case study from south-west Scotland. *Journal of Land Use Policy*, 27, S. 204 - 213.
[URL: <http://www.embarc.com.au/download/attachments/2889510/Warren+-+Does+Community+Ownership+Affect+Public+++++Attitudes.pdf>, zuletzt abgerufen am 30.06.2015]

Wolsink, Maarten (2007): Planning of Renewable Schemes: Deliberative and fair decision-making

on landscape issues instead of re-powerful accusations of non-cooperation. *Energy Policy*, 35, S. 2692 – 2704.

[URL: http://www.researchgate.net/publication/223539409_Planning_of_renewables_schemes_Deliberative_and_fair_decision-making_on_landscape_issues_instead_of_reproachful_accusations_of_non-cooperation, zuletzt abgerufen am 30.06.2015]

Zoellner, Jan / Schweizer-Ries, Petra / Rau, Irina (2011): Akzeptanz Erneuerbarer Energien; in: Müller T. (Hrsg.): 20 Jahre Recht der Erneuerbaren Energien, S. 91 - 106. Nomos Verlagsgesellschaft, Baden-Baden.

Fachagentur Windenergie an Land e.V.

Fanny-Zobel-Straße 11 | 12435 Berlin
T +49 30 64 494 60-60 | F +49 30 64 494 60-61
post@fa-wind.de | www.fachagentur-windenergie.de