

# Marktrealität von Bürgerenergie und mögliche Auswirkungen von regulatorischen Eingriffen.

Eine Studie für das Bündnis Bürgerenergie e.V. (BBEn) und  
dem Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. (BUND)

durchgeführt durch die Leuphana Universität Lüneburg und  
Dipl. Ing. Uwe Nestle



Studie im Auftrag des Bündnisses Bürgerenergie e. V. (BBEn) und des Bundes für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND)

Durchgeführt durch die Leuphana Universität Lüneburg, Professur für Finanzierung und Finanzwirtschaft, sowie Dipl.-Ing. Uwe Nestle.

**Stand:** 1. Auflage, April 2014 (korr. Fassung)

Bearbeitungszeit: 20.01.2014-03.04.2014

### ***Anschrift***

Leuphana Universität Lüneburg  
Institut für Bank-, Finanz- und Rechnungswesen  
Professur für Finanzierung und Finanzwirtschaft  
Scharnhorststraße 1  
21335 Lüneburg  
Projektleitung: Prof. Dr. Heinrich Degenhart, degenhart@uni.leuphana.de

Dipl.-Ing. Uwe Nestle  
Selbständiger Berater für Energie- und Klimapolitik  
Reventlouallee 28  
24105 Kiel  
Uwe.Nestle@EnCliP.de

*Die Studie einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwendung außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne schriftliche Zustimmung der Auftraggeber unzulässig und strafbar. Dieses gilt insbesondere für die Reproduktion oder Vervielfältigung in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikroskopie oder andere Verfahren), die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen sowie für Übersetzungen.*

*Die Daten und Informationen für und in der Studie wurden mit größtmöglicher Sorgfalt und Aktualität ermittelt, aufbereitet und dargestellt. Trotz dieser Vorkehrungen können weder die Leuphana Universität Lüneburg als Einrichtung noch einzelne Autor\_innen die Vollständigkeit und Richtigkeit der Inhalte der Studie garantieren.*

## Zusammenfassung

Die Koalition aus Christlich Demokratischer Union Deutschland (CDU), Christlich-Sozialer Union in Bayern (CSU) und Sozialdemokratischer Partei Deutschlands (SPD) hat sich im Koalitionsvertrag vom November 2013 auf Eckpunkte für die Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) festgelegt. So sollen auf der einen Seite die „mit dem EEG bestehende Vielfalt der Akteure“ erhalten und eine „breite Bürgerbeteiligung“ ermöglicht werden. Auf der anderen Seite werden als Eckpunkte für die EEG-Novelle eine verpflichtende Direktvermarktung in Verbindung mit der Abschaffung der festen Einspeisevergütung sowie die Umstellung auf ein Ausschreibungssystem notiert. Inzwischen liegt ein Referentenentwurf für das neue EEG vor, basierend auf dem Eckpunktepapier von Minister Sigmar Gabriel (SPD), das sich die Koalition mit Beschluss vom 22.01.2014 zueigen gemacht hatte. In diesem Zusammenhang sind Diskussionen um die einzelnen Vorschläge im Detail, aber auch die angemessene Ausgestaltung der „Energiewende“ im Allgemeinen, entbrannt.

Das Ziel dieser Studie ist es, die wissenschaftliche Basis für diese Diskussionen zu verbessern, das soziale Phänomen „Bürgerenergie“ ein wenig greifbarer zu machen, und zugleich Auswirkungen von diskutierten Änderungen am EEG auf Bürgerenergievorhaben zu untersuchen. Diese beiden Fragestellungen – Charakterisierung von Bürgerenergie und Diskussion der geplanten Rechtsänderungen – bilden die beiden Teile dieser Studie. Zu Bürgerenergie werden all diejenigen Fälle gezählt, in denen Privatpersonen und/oder lokale gewerbliche oder landwirtschaftliche Einzelunternehmen bzw. juristische Personen (außer Großkonzernen) einzeln oder gemeinsam in (Erneuerbare-)Energien-Anlagen Eigenkapital investieren, sofern sie mindestens 50 % der Stimmrechte halten und aus der Region kommen, in der die Anlagen errichtet werden/wurden, bzw. dort ansässig sind.

Damit ergeben sich drei wesentliche Segmente von Bürgerenergie:

- Projekt einzelner Bürger\_innen,
- Bürgerenergiegesellschaften sowie
- Projekte (kleiner und mittlerer) landwirtschaftlicher oder anderer lokaler Unternehmen.

Ein viertes Segment ließe sich hinzufügen, wenn die Anforderungen an die Stimmrechtsquote oder die Regionalität gelockert werden (Bürgerenergie im weiteren Sinne). Ein besonderes Augenmerk wird in der Studie auf das Segment der Bürgerenergiegesellschaften gelegt und damit auf kollektive Ansätze der Gestaltung von Lösungen für die Energiewende.

### ▪ *Größe von Bürgerenergieanlagen*

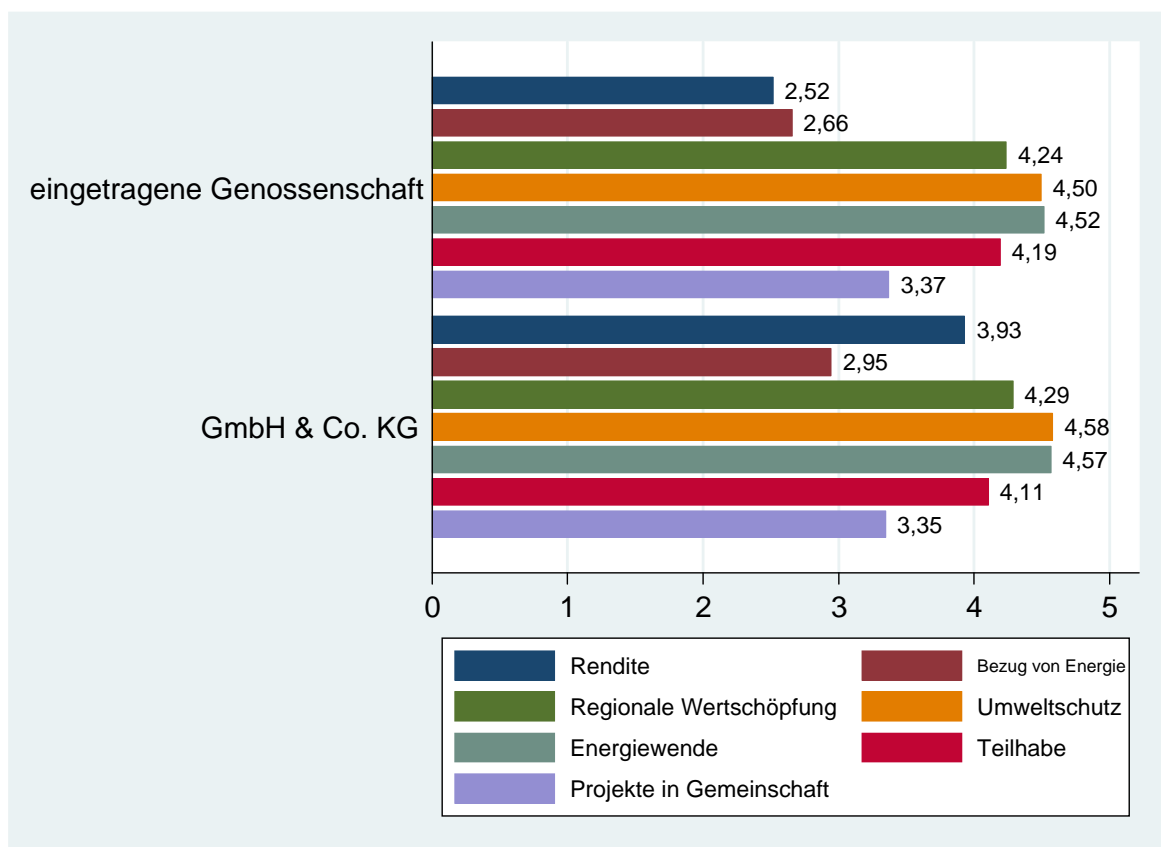
Bürgerenergieprojekte sind in Deutschland von ihrer Größenordnung her ein wesentlicher Bestandteil der Energiewende. Bürgerenergieprojekte machen mit 33 GW 46 % der gesamten installierten Leistung von Wind-Onshore-, Photovoltaik- und Biomasseanlagen aus. Bei der installierten Gesamtleistung aller Bürger\_innen halten die Einzeleigentümer\_innen den größten Anteil. Bei Betrachtung der durchschnittlichen Größe von Bürgerenergie stellt sich heraus, dass diese stark von der Energie- und Rechtsform abhängig ist. Im Bereich der Photovoltaik betreiben vor allem die Energiegenossenschaften mehrere kleine Anlagen. Diese haben laut eigenen Untersuchungen eine durchschnittliche Größe von 46 kW. Kumuliert ergeben sich für die Gesellschaften Werte von durchschnittlich 238 kW installierter Leistung. Diese Ergebnisse werden ebenso von der Studie des DGRV unterlegt, nach der 37 % der Energiegenossenschaften eine Leistung zwi-

schen 100 kW und 300 kW installiert haben. Bei der Rechtsform der GmbH & Co. KG zeigen sich im PV-Bereich erste Unterschiede. Diese Gesellschaften haben wenige, jedoch größere Anlagen in ihrem Bestand.

Im Bereich Wind gibt es bisher wenige Genossenschaften, die mehrere Windkraftanlagen betreiben. Für Projekte mit höheren Volumina wird meistens die Rechtsform der GmbH & Co. KG gewählt. Diese betreiben durchschnittlich mehrere Anlagen, die bedingt durch das Alter der Windkraftanlagen jeweils eine Leistung zwischen 1,5 MW und 2 MW haben. Somit ergeben sich Größenordnungen von bis zu 25 MW installierter Leistung in der Spitze für einzelne Bürgerenergiegesellschaften. Über alle Energiearten und Rechtsformen zeigt sich somit eine große Bandbreite installierter Leistungen von Bürgerenergieanlagen. Dieser Umstand ist bei der Diskussion der Auswirkungen von De-Minimis-Regelungen zu beachten.

#### ▪ *Motivation von Bürger\_innen*

Die Befragungen von Bürgerenergiegesellschaften ergaben, dass vielen Investor\_innen der ökologische Aspekt wichtiger erscheint als die Generierung von Rendite. Die Motivation der Bürger\_innen, sich an Erneuerbaren-Energien-Projekten zu beteiligen, kann finanziellen oder nicht-finanziellen Zielen folgen. Das regionale Anlageinteresse oder ethisch-ökologische Investitionen überwiegen bei einigen Anleger\_innen, sodass diese teilweise bereit sind, auf Rendite zu verzichten, wenn mit der Investition bestimmte soziale oder ökologische Ziele verfolgt werden. Die Hauptmotive vieler Bürger\_innen sind der Umweltschutz und das Vorantreiben der Energiewende, wobei finanzielle Motive nicht ganz vernachlässigt werden können.



**Abb. Z.1: Bewertung von Investitionsmotiven – eG vs. GmbH & Co. KG**

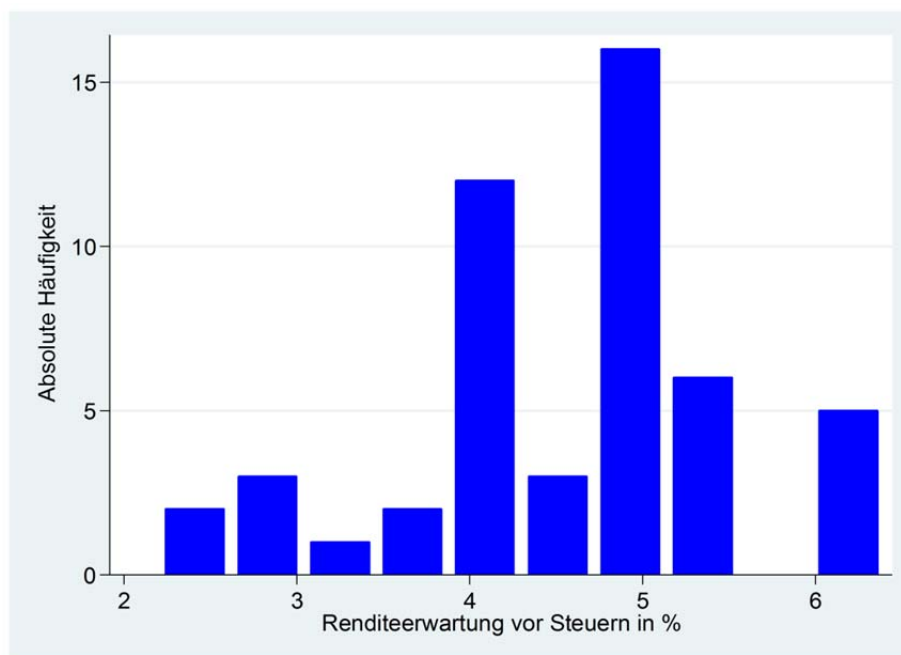
Quelle: Eigene Darstellung; Umfrage Bürgerenergie.

Diese Ergebnisse können nach bestimmten Aspekten, wie der Energie- und Rechtsform der Gesellschaft, differenziert werden. Bei einer Betrachtung der Rechtsform gibt es deutliche Unterschiede. Mitglieder von Genossenschaften bewerten das Renditeziel mit einem durchschnittlichen Wert von 2,52 (auf einer Skala von 1=unwichtig bis 5=sehr wichtig) und stufen es damit als weniger wichtig ein. Dies ist bei Genossenschaften der geringste Wert innerhalb der Befragung im Vergleich möglicher Motive. Bei GmbH & Co. KGs ergibt sich ein signifikant höherer Wert von 3,93. Der Umweltschutz und die Energiewende haben hingegen für Investor\_innen bei Bürgerenergieprojekten aller Rechts- und Energieformen die höchste Priorität mit durchschnittlichen Werten von über 4,5.

Diese Ergebnisse lassen die Schlussfolgerung zu, dass viele Bürger\_innen das Engagement in erneuerbare Energien durch den Gedanken des Umweltschutzes begründen, der Renditeaspekt jedoch nicht vollkommen nebensächlich ist. Bei unsichereren Renditeerwartungen könnten Bürger\_innen bezüglich eines finanziellen Engagements in erneuerbare Energien zurückhaltender agieren.

#### ▪ Renditeerwartungen bei erneuerbaren Energien

Erwartete Renditen im Energiebereich können stark zwischen den Energieformen, den Finanzierungsformen und den Investoren schwanken. Institutionelle Investor\_innen haben höhere Renditeerwartungen als Energieversorger oder Bürger\_innen. Ebenso lassen sich Unterschiede bei den Energieformen erkennen. Die Eigenkapitalrendite im Solarbereich liegt, bedingt durch die unterschiedlich hohen Renditen, deutlich niedriger als z. B. die der Projekte im Offshore-Windbereich.



**Abb. Z.2: Renditeerwartungen bei PV-Genossenschaften**

Quelle: Eigene Darstellung.

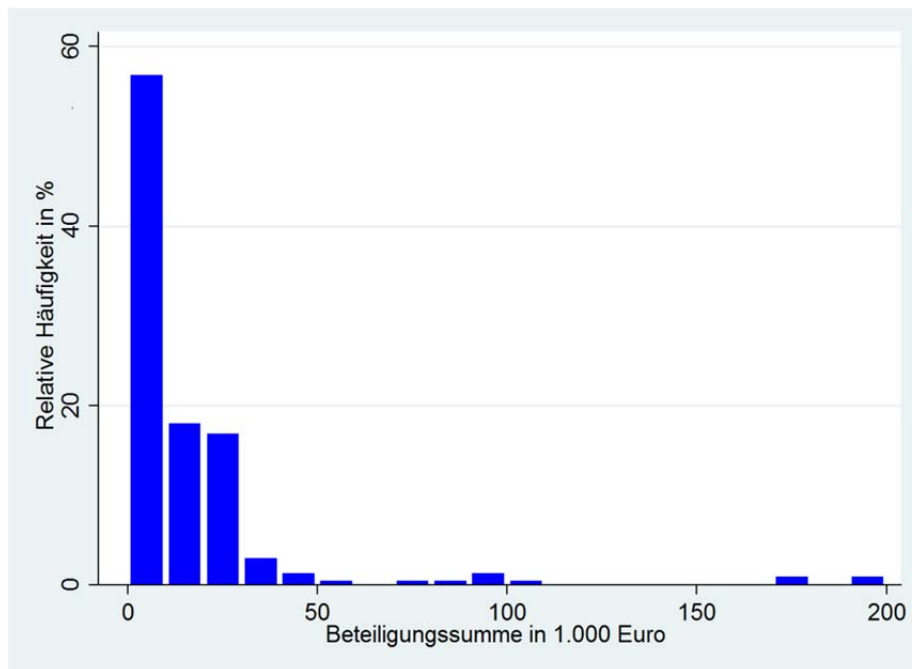
Die erwarteten Renditen bei Bürgerenergievorhaben liegen im Durchschnitt unter denen der institutionellen Investor\_innen. Bei Genossenschaften werden Renditen im PV-Bereich zwischen 2,2 % und 6,4 % vor Steuern erwartet. Ein Blick auf Nachrangdarlehen bei Energiegenossenschaften zeigt ein ähnliches Bild. Die Verzinsung dieser Darlehen

liegt bei mehreren Gesellschaften verhältnismäßig niedrig mit durchschnittlich 3,89 % über alle Laufzeiten. Die Laufzeiten betragen teilweise bis zu 20 Jahre.

Diese Ergebnisse verdeutlichen, dass sich die Bürgerenergie momentan an einer sehr niedrigen Renditegrenze bewegt. Die vorherigen Ergebnisse machen aber auch deutlich, dass Bürger\_innen die Rendite nicht unwichtig ist. Aus diesem Grund muss bei einer Neuregelung der Vergütung darauf geachtet werden, dass Bürgerenergieprojekte noch rentabel wirtschaften können und Bürger\_innen ihr Engagement weiterführen, wenn die Akteursvielfalt erhalten bleiben soll.

#### ▪ Finanzierung von Bürgerenergievorhaben

Die Beschaffung von Kapital stellt für viele Projekte eine Herausforderung dar. Auf der einen Seite stellen Bürger\_innen den Gesellschaften Eigenkapital zur Verfügung, welches jedoch relativ niedrige Volumina pro Person aufweist. Die meisten Bürger\_innen beteiligen sich in einem Bereich zwischen 1.000 Euro und 10.000 Euro (siehe Abb. 7.3). Nur wenige haben deutlich höhere finanzielle Beteiligungen von bis zu 200.000 Euro, die vor allem über KG-Modelle im Windbereich möglich sind.



**Abb. Z.3: Beteiligungssummen bei Bürgerenergiegesellschaften (N=245)**

Quelle: Eigene Darstellung; Umfrage Bürgerenergie.

Kleinere PV-Projekte können sich durch das Eigenkapital finanzieren, bei größeren finanziellen Vorhaben, wie der Stromproduktion durch Windenergie, stößt eine reine Eigenkapitalfinanzierung schnell an ihre Grenzen. In diesem Fall benötigen Bürgerenergievorhaben zusätzliches Fremdkapital.

#### ▪ Das geltende EEG

Derzeit ist das sichere System der festen Einspeisevergütung Grundlage für Investitionsentscheidungen in Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Dies betrifft sowohl die Kreditvergabe von Banken und anderen Geldgebern als auch die Bereitstellung von Eigenkapital durch Bürger\_innen. Diese Finanzierungssystematik ist für Bürger\_innen als potenzielle Investoren gut verständlich, auch wenn sie keine Finanz-

oder Energieexpert\_innen sind. Das hat dazu geführt, dass viele Bürger\_innen in die Geldanlage Bürgerenergiepark Vertrauen gefasst und sich selbst finanziell beteiligt haben. Dies wiederum ist ein zentraler Grund dafür, dass etwa die Hälfte des Stroms aus erneuerbaren Energien heute aus Bürgerhand kommt und der Anteil der Erneuerbaren an der Stromversorgung in Deutschland in wenigen Jahren von unter 5 % auf über 25 % gestiegen ist. Mit der optionalen Einführung der gleitenden Marktprämie hat sich das nicht geändert, da die Option der festen Einspeisevergütung nach wie vor offen stand.

▪ *Die Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung*

Obwohl bereits heute fast alle neuen Windenergie- und Biomasseanlagen und die meisten großen Photovoltaik-Anlagen die optionale gleitende Marktprämie nutzen, möchte die Bundesregierung die Option der festen Einspeisevergütung abschaffen und durch eine verpflichtende Direktvermarktung ersetzen. Da diese dann als Grundlage der Investitionsentscheidungen herangezogen werden muss, werden Kredite knapper, teurer und kurzfristiger. Dies liegt insbesondere an dem Risiko eines Zahlungsausfalls bei den Direktvermarktern und an den Risiken der Vermarktungskosten, die dann nicht mehr zu umgehen sind. Dies kann gerade für Bürgerenergieprojekte problematisch sein, da sie Risiken nicht oder nur sehr begrenzt streuen können und bei Problemen in einem Projekt somit viel schneller in Zahlungsschwierigkeiten geraten als größere Unternehmen oder Konzerne. Auch für die Bürger\_innen selbst, die sich meist noch nie mit Energiemärkten beschäftigt haben, wird die Situation deutlich schwerer einschätzbar.

Die in dieser Studie diskutierten Optionen zur Umsetzung der verpflichtenden Direktvermarktung sind grundsätzlich in der Lage, das mit ihr einhergehende zusätzliche Risiko für Bürgerenergieprojekte teilweise spürbar zu senken. Dies gilt grundsätzlich für den Ausfallvermarkter und für die Bürgerschafts- und Versicherungslösung, die dann greifen, wenn der gewählte Direktvermarkter in Zahlungsschwierigkeiten gerät. Allerdings kann der Ausfallvermarkter in seiner im EEG-Entwurf vorgesehenen Ausgestaltung für betroffene Betreiber zu schmerzhaften Gewinneinbrüchen führen.

Würden für Bürgerenergie Ausnahmeregelungen geschaffen, entstünde für diese Projekte kein neues Risiko, da hier weiterhin die Option der festen Einspeisevergütung genutzt werden kann. Bei einer spartenspezifischen De-Minimis-Grenze ist dies für entsprechend kleine Bürgerenergieprojekte ebenso. All diese Optionen können damit bei angemessener Ausgestaltung die Chancen für Bürgerenergie auch zukünftig erhalten.

Die Marktregulierung im Bereich der Direktvermarkter mit dem Ziel, eine Oligopol- bzw. Monopolsituation zu verhindern, kann zwar die mögliche Entstehung und Ausübung von Marktmacht deutlich verhindern. Sie kann aber nicht die grundsätzlichen zusätzlichen Risiken einer verpflichtenden Direktvermarktung reduzieren. Für Banken und andere Geldgeber ist dies daher keine adäquate Sicherheit, um weiterhin niedrige Finanzierungskosten zu gewährleisten.

Mit der Direktversorgung durch erneuerbare Energien aus Bürgerhand besteht ein alternatives Modell zur Vermarktung von Erneuerbare-Energien-Strom. Mit ihr wird ein relativ neues Geschäftsfeld erweitert, das in den letzten Monaten und Jahren von manchen Bürgerenergiegesellschaften betreten wurde. Ob und in welchem Maße die Direktvermarktung tatsächlich eine umfassende Option für Bürgerenergie werden könnte und was für Auswirkungen das auf das restliche Energiesystem, den Energiemarkt und die EEG-Umlage hätte, ist bislang noch nicht ausreichend untersucht.

Alle Optionen, mit Ausnahme der Direktversorgung, haben den Nachteil, dass ein mehr oder weniger großer Anteil der Anlagen den Preissignalen des Strommarktes zumindest zeitweise nicht mehr ausgesetzt wäre. Damit würde ein aus Sicht der Befürworter der

verpflichtenden Direktvermarktung wichtiger Effekt nicht mehr erreicht. Für diese Anlagen wäre kein finanzieller Anreiz mehr gegeben, ihre Stromproduktion so weit wie möglich an den Bedarf anzupassen.

Eine sowohl für Bürgerenergie als auch für das Stromsystem bessere Option für einen Umstieg auf die verpflichtende Direktvermarktung könnte der „Ausnahmevermarkter“ sein, der in dieser Studie in Grundzügen entwickelt wird. Er unterscheidet sich vom Ausfallvermarkter in zwei Punkten: Erstens wird mit ihm auch das kurzfristige Preissignal der Strombörse an den Erneuerbare-Energien-Anlagenbetreiber weitergeleitet. Damit erhält er weiterhin den Anreiz, seine Anlagen bedarfsgerecht auszulegen und zu betreiben. Zweitens ist der Malus gegenüber der Direktvermarktung gerechter ausgestaltet. Es bleibt der Anreiz für die Direktvermarktung erhalten, dennoch kann bei Nutzung des Ausnahmevermarkters für eine begrenzte Zeit eine Anlage betrieben werden, ohne dabei insgesamt Defizite machen zu müssen. Ferner werden unterschiedlich teure Anlagen nicht ungerechtfertigt ungleich behandelt.

Bei entsprechender Ausgestaltung könnte das System des Ausnahmevermarkters es ermöglichen, allen neuen Erneuerbare-Energien-Anlagen, auch den kleinen, einen finanziellen Anreiz zu geben, ihre Anlagen bedarfsgerecht auszulegen und zu betreiben. Dafür müssen auch die kleinen Anlagen insbesondere eine zeitabhängige Einspeisemessung vornehmen und die entsprechende Infrastruktur installieren, was zu relativ geringen Kosten möglich sein sollte.

#### ▪ *Die Umstellung auf ein Ausschreibungssystem*

Im Vergleich zur Abschaffung der festen Einspeisevergütung zu Gunsten der verpflichtenden Direktvermarktung auf Basis der gleitenden Marktprämie stellt eine Umstellung auf ein Ausschreibungssystem das deutlich größere und ein möglicherweise existenzielles Risiko für die Bürgerenergie dar. Dies gilt auch deshalb, weil keine der hier untersuchten Ausgestaltungsoptionen für die Bürgerenergie eine wirklich überzeugende Lösung darstellt.

Grundsätzlich werden durch die Einführung eines Ausschreibungssystems neue Risiken geschaffen, die gerade für Bürgerenergieprojekte schwer zu schultern sind. So ist während der Planungsphase in einem Ausschreibungssystem keinerlei Berechenbarkeit der Gewinnsituation gegeben. Diese kann mehrere Jahre dauern, in denen schon erhebliche Kosten in gut sechsstelliger Höhe anfallen können. Bürger, die sich in einem einzelnen Projekt in ihrer Region engagieren, haben keine Möglichkeiten der Risikostreuung, wie sie bei größeren Unternehmen existieren. Sie sind von diesem Risiko also besonders hart getroffen.

Das durch die Ausschreibung verursachte Risiko hat dabei eine andere Dimension als die bisherigen Risiken im Genehmigungsprozess. Denn für Bieter\_innen, die am Ende des Ausschreibungsprozesses keinen Zuschlag erhalten, sind die getätigten Investitionen vollständig verloren. Derzeit scheitern die meisten Projektplanungen zu einem relativ frühen Zeitraum, zu dem noch keine großen Investitionen getätigt worden sind. Ferner kann in vielen Fällen flexibel reagiert werden, wenn sich beispielsweise herausstellt, dass die bisherigen Baupläne so nicht genehmigungsfähig sind. Durch eine geänderte Planung kann oft noch ein Teil des Projektes realisiert werden, sodass es sich nicht um einen Totalausfall handelt. Darüber hinaus ist eine solche Situation für die ortskundigen Bürger\_innen sehr viel besser einschätzbar als die Chancen eines Ausschreibungsprozesses.

Eine breite finanzielle Beteiligung von Bürger\_innen kann aber nur erreicht werden, wenn auch Laien auf dem Gebiet der Energiemärkte genügend Vertrauen in das Projekt



setzen können. Dies wird in einem Ausschreibungssystem nur noch bei deutlich weniger Bürger\_innen gelingen, weswegen die Zahl von Bürgerprojekten spürbar zurückgehen dürfte. Wenn aber bei Anrainern die finanzielle Beteiligung zurückgeht, kann die Akzeptanz vor Ort einbrechen. Damit wird es wahrscheinlich, dass an vielen potenziellen Bürgerenergiestandorten beispielsweise kein Windpark, keine größere Solaranlage oder kein Bioenergieprojekt gebaut werden kann – weder von Bürger\_innen noch von anderen Investoren.

Die mit einem Ausschreibungssystem neu entstehenden Risiken hängen stark davon ab, welches Vergütungssystem verwendet werden soll. Das kleinste – und dennoch relativ große – zusätzliche Risiko entstünde, wenn ein Anlagenbetreiber nach dem Zuschlag eine feste Einspeisevergütung erhielte. Etwas größer wäre das Risiko, wenn er eine gleitende Marktprämie erhielte, die an die bestehende gleitende Marktprämie angelehnt ist. Deutlich höher wäre das Risiko, wenn der Vergütungsmechanismus eine fixe Marktprämie oder gar eine fixe Kapazitätsprämie vorsähe. Dann würde das zusätzliche Risiko auch in die gesamte Betriebsphase ausgeweitet. In dieser Reihenfolge wird es immer unwahrscheinlicher, dass sich kleine und junge Akteur\_innen bzw. Bürgerenergie erfolgreich an einer Ausschreibung beteiligen könnten. Genauso wird der Preis, den Bieter\_innen anbieten, in dieser Reihenfolge steigen. Denn mit höherem Risiko steigen die Kosten für Kredite und die Renditeanforderungen. Dies hat eine steigernde Wirkung auf die EEG-Umlage.

**Tab. Z.1: Wirkung der Ausgestaltungsoptionen eines Ausschreibungssystems**

Ausgestaltungsoptionen	Pönalen	Freie Ausschreibung	Vorentwickelte Standorte	Finanzielle Unterstützung im Bewerbungsprozess	Ausschreibungslinie Bürgerenergie
<b>Herausforderungen für Bürgerenergie</b>					
Skalenvorteile für große Akteure	n	n	n	n	+
Akquise von Risikokapital	-	-	+	+	+/-
Vorentwicklungs- und Teilnahmekosten	-	-	+	+	n
Teilnahmevoraussetzungen	n	n	n	n	+
Administrativer Aufwand für die Ausschreibung	n	-	+	n	n
<b>Andere Kriterien</b>					
Zielerreichung	+	n	-	+	+/-
Kosten für den Staat	n	n	-	-/n	
Kosten für Stromverbraucher	-	n	n	n	-

Anmerkungen: Die Tabelle stellt die Wirkungen von Ausgestaltungsoptionen auf die Herausforderungen eines Ausschreibungssystems auf die Bürgerenergie und die Wirkungen auf andere Kriterien dar:

- nachteilige Auswirkungen;
- + vorteilhafte Auswirkungen
- n neutral.

Quelle: Eigene Darstellung

Nicht nur das Vergütungssystem, auch die untersuchten Ausgestaltungsoptionen zur Umsetzung der Ausschreibung haben unterschiedliche Auswirkungen auf Bürgerenergie. Jede der untersuchten Optionen ist nur in der Lage, einzelne Herausforderungen für die Bürgerenergie zu entschärfen (*siehe Tab. Z.1*). Alle Optionen führen aber zu jeweils unterschiedlichen Nachteilen, wie beispielsweise hohen Kosten für den Staat (Ausschreibung vorentwickelter Standorte, finanzielle Unterstützung von Bieter\_innen) oder höhere Preise für den Erneuerbare-Energien-Ausbau (besondere Ausschreibungslinie für Bürgerenergie, ggf. Pönalen).

Da bezüglich der untersuchten Ausgestaltungsoptionen zur Umsetzung der Ausschreibung keine wirklich überzeugen konnte, wird vorgeschlagen, das Mittel der Ausschreibung nur zu nutzen, um die Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien für den Staat transparenter zu machen. So kann der Staat auf den Dächern seiner Gebäude die Installation und den Betrieb von PV-Anlagen ausschreiben und in seinen staatseigenen Flächen Wind- und Solarparks. Die gewonnenen Daten und Erfahrungen könnten in einer Bundesbehörde gesammelt und analysiert werden. Eine solche „Staatliche Institution zur Ermittlung der Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien“ (SIESEE) könnte auch aus anderen Quellen Daten zu den Kosten der erneuerbaren Energien sammeln und so eine deutlich bessere Grundlage für eine staatliche Festlegung von Einspeisevergütungen schaffen. Am Prinzip der Festlegung der Vergütungen durch den Gesetzgeber sollte jedoch grundsätzlich festgehalten werden.

## Inhaltsverzeichnis

<b>ZUSAMMENFASSUNG .....</b>	<b>III</b>
<b>ABBILDUNGS- UND TABELLENVERZEICHNIS.....</b>	<b>XV</b>
Abbildungen.....	xv
Tabellen.....	xvi
Boxen .....	xvii
<b>ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS .....</b>	<b>XVIII</b>
<b>1 EINLEITUNG .....</b>	<b>1</b>
1.1 Akteursvielfalt und EEG-Novelle .....	1
1.2 Zielsetzung der Studie, Fragestellungen und Methodik.....	2
1.3 Aufbau der Studie.....	4
<b>2 STRUKTURMERKMALE UND HERAUSFORDERUNGEN VON BÜRGERENERGIE....</b>	<b>7</b>
2.1 Überblick.....	7
2.2 Größe der Bürgerenergieprojekte .....	7
2.2.1 Installierte Leistung .....	7
2.2.2 Investitionen.....	13
2.2.3 Fazit.....	19
2.3 Investitionsmotive der Bürger_innen.....	20
2.3.1 Finanzielle und nicht-finanzielle Zielsetzungen .....	20
2.3.1.1 <i>Finanzwirtschaftliche Grundüberlegungen .....</i>	<i>20</i>
2.3.1.2 <i>Überblick über empirische Befunde zu Anlagemotiven von Bürger_innen.....</i>	<i>21</i>
2.3.1.3 <i>Ergebnisse eigener Datenerhebungen.....</i>	<i>23</i>
2.3.2 Risikoadjustierte Rendite als finanzielle Zielsetzung.....	26
2.3.2.1 <i>Überblick bzgl. erwarteter und erzielter Renditen .....</i>	<i>26</i>
2.3.2.2 <i>Vergleichsgrößen.....</i>	<i>27</i>
2.3.2.3 <i>Erwartete Renditen bei Photovoltaikgenossenschaften .....</i>	<i>28</i>
2.3.2.4 <i>Tatsächliche Ausschüttungen von Energiegenossenschaften und Bürgerwindparks .....</i>	<i>29</i>
2.3.2.5 <i>Konditionen von Nachrangdarlehen.....</i>	<i>30</i>
2.3.3 Fazit.....	32
2.4 Entwicklung von Geschäftsmodellen.....	33
2.4.1 Geschäftsmodelle und Geschäftsmodellinnovation.....	33
2.4.2 Historischer Hintergrund .....	34
2.4.3 Überblick über Entwicklungen bei den Geschäftsmodellen.....	34
2.4.4 Empirische Ergebnisse zur Geschäftsmodellentwicklung.....	35
2.4.5 Fazit.....	36
2.5 Projektverlauf und Herausforderungen .....	37
2.5.1 Projektphasen und Zeitfenster .....	37
2.5.2 Risiko von „stranded investments“ .....	38

2.5.3	Herausforderungen bei der Realisierung von Bürgerenergieprojekten.....	39
2.6	Fazit.....	40
<b>3</b>	<b>FINANZIERUNGSBEDINGUNGEN VON BÜRGERENERGIEVORHABEN.....</b>	<b>41</b>
3.1	Rechtliche Grundlagen im Status quo: Wahlmöglichkeiten zwischen fester Einspeisevergütung und gleitender Marktprämie.....	41
3.1.1	Feste Einspeisevergütung.....	41
3.1.2	Optionale gleitende Marktprämie.....	41
3.1.3	Bedeutung für Bürgerenergie.....	43
3.1.4	Andere Auswirkungen.....	44
3.1.5	Fazit.....	45
3.2	Finanzierungsbedingungen und -usancen.....	45
3.2.1	Finanzierungsformen.....	45
3.2.2	Finanzierung von Bürgerenergieprojekten.....	46
3.2.3	Bankability.....	50
3.2.4	Finanzierungskonditionen.....	54
3.2.5	Finanzierungsaufbau.....	55
3.3	Einbindung von mezzaninen Finanzierungsformen, insbesondere Nachrang- darlehen.....	56
3.3.1	Art und Umfang der Einbindung.....	56
3.3.2	Anmerkungen zur Motivation der Einbindung von Nachrangdarlehen.....	56
3.4	Fazit.....	58
<b>4</b>	<b>VON DER FESTEN EINSPEISEVERGÜTUNG ZUR VERPFLICHTENDEN DIREKTVERMARKTUNG.....</b>	<b>59</b>
4.1	Hintergrund.....	59
4.2	Risiken für Bürgerenergieprojekte.....	60
4.2.1	Überblick.....	60
4.2.2	Zahlungsunregelmäßigkeiten beim Direktvermarkter.....	62
4.2.3	Das Problem der Oligopolisierung bei den Direktvermarktern.....	63
4.2.4	Rentabilität für kleinere Anlagen.....	64
4.2.5	Höhere Eigenkapitalanforderungen und veränderte andere Finanzierungs- parameter.....	64
4.3	Optionen zur Abfederung der Risiken.....	67
4.3.1	Kurzfristige Absicherung durch einen „Ausfallvermarkter“.....	68
4.3.1.1	<i>Funktionsweise eines „Ausfallvermarkters“.....</i>	<i>68</i>
4.3.1.2	<i>Bedeutung für Bürgerenergie.....</i>	<i>69</i>
4.3.1.3	<i>Andere Auswirkungen.....</i>	<i>69</i>
4.3.2	Regulierung der Direktvermarkter/Monopolaufsicht.....	70
4.3.2.1	<i>Problemstellung.....</i>	<i>70</i>
4.3.2.2	<i>Regulierungsansätze.....</i>	<i>71</i>
4.3.2.3	<i>Bedeutung für Bürgerenergie.....</i>	<i>72</i>
4.3.2.4	<i>Andere Auswirkungen.....</i>	<i>72</i>

4.3.3	Warenkreditversicherungen und Bürgschaften .....	72
4.3.3.1	<i>Funktionsweise von Warenkreditversicherungen und Bürgschaften</i> .....	72
4.3.3.2	<i>Bedeutung für Bürgerenergie</i> .....	73
4.3.3.3	<i>Andere Auswirkungen</i> .....	74
4.3.4	Spartenspezifische De-Minimis-Grenze.....	75
4.3.4.1	<i>Funktionsweise einer De-Minimis-Grenze</i> .....	75
4.3.4.2	<i>Bedeutung für Bürgerenergie</i> .....	76
4.3.4.3	<i>Andere Auswirkungen</i> .....	76
4.3.5	Ausnahmeregelung für Bürgerenergieprojekte.....	76
4.3.5.1	<i>Funktionsweise von Ausnahmeregelungen</i> .....	76
4.3.5.2	<i>Bedeutung für Bürgerenergie</i> .....	77
4.3.5.3	<i>Andere Auswirkungen</i> .....	78
4.3.6	Direktversorgung mit erneuerbaren Energien aus Bürgerhand .....	78
4.3.6.1	<i>Funktionsweise der Direktversorgung</i> .....	78
4.3.6.2	<i>Auswirkungen auf Bürgerenergie</i> .....	79
4.3.6.3	<i>Andere Auswirkungen</i> .....	80
4.4	Schlussfolgerungen zur verpflichtenden Direktvermarktung und alternativen Vermarktungswegen.....	80
<b>5</b>	<b>UMSTELLUNG AUF EIN AUSSCHREIBUNGSSYSTEM.....</b>	<b>83</b>
5.1	Überblick.....	83
5.1.1	Grundsätzliche Risiken .....	84
5.1.2	Spezifische Herausforderungen für Bürgerenergie im Ausschreibungssystem....	85
5.1.3	Zentrale Ebenen eines Ausschreibungsdesigns .....	87
5.1.4	Grundsätzliche Anforderungen an das Ausschreibungsdesign aus Sicht der Bürgerenergie .....	88
5.2	Gestaltung des Vergütungsmechanismus .....	89
5.2.1	Überblick.....	89
5.2.2	Ausschreibung einer festen Einspeisevergütung für die Strommenge.....	89
5.2.3	Ausschreibung einer gleitenden Marktprämie für die Strommenge .....	90
5.2.4	Ausschreibung einer fixen Marktprämie für die Strommenge.....	91
5.2.5	Ausschreibung einer fixen Kapazitätsprämie .....	91
5.2.6	Vergleich der Auswirkungen auf Bürgerenergiegesellschaften.....	92
5.2.7	Vergleich anderer Auswirkungen .....	93
5.3	Art der Ausschreibung .....	95
5.3.1	Pönalen bei Nichterfüllung eines Zuschlages.....	95
5.3.1.1	<i>Die Funktionsweise von Pönalen</i> .....	95
5.3.1.2	<i>Auswirkungen auf Bürgerenergie</i> .....	96
5.3.1.3	<i>Andere Auswirkungen</i> ,.....	97
5.3.2	Freie Ausschreibung von Strommenge oder Leistung.....	97
5.3.2.1	<i>Die Funktionsweise einer freien Ausschreibung</i> .....	97
5.3.2.2	<i>Auswirkungen auf Bürgerenergie</i> .....	98

5.3.2.3	<i>Andere Auswirkungen</i> .....	99
5.3.3	Ausschreibung vorentwickelter Standorte .....	99
5.3.3.1	<i>Die Funktionsweise der Ausschreibung vorentwickelter Standorte</i> .....	99
5.3.3.2	<i>Auswirkungen auf Bürgerenergie</i> .....	100
5.3.3.3	<i>Andere Auswirkungen, insbesondere auf den Staat und die Netzbetreiber</i> ..	100
5.3.4	Staatliche finanzielle Unterstützung von Bieter_innen.....	101
5.3.4.1	<i>Die Funktionsweise der staatlichen Unterstützung von Bieter_innen</i> .....	101
5.3.4.2	<i>Auswirkungen auf Bürgerenergie</i> .....	102
5.3.4.3	<i>Andere Auswirkungen, insbesondere auf den Staat und die Netzbetreiber</i> ..	102
5.3.5	Besondere Ausschreibungslinie für Bürgerenergie .....	103
5.3.5.1	<i>Die Funktionsweise einer besonderen Ausschreibungslinie</i> .....	103
5.3.5.2	<i>Auswirkungen auf Bürgerenergie</i> .....	103
5.3.5.3	<i>Andere Auswirkungen, insbesondere auf den Staat und die Netzbetreiber</i> ..	104
5.4	Schlussfolgerungen zu Ausschreibungssystemen.....	104
<b>6</b>	<b>MIT BÜRGERENERGIE VERTRÄGLICHE OPTIONEN ZUR VERPFLICHTENDEN DIREKTVERMARKTUNG UND ZUR FESTLEGUNG DER VERGÜTUNGSHÖHE....</b>	<b>107</b>
6.1	Ein Ausnahmevermarkter als besserer Ausfallvermarkter .....	107
6.2	Statt Ausschreibungssystem den Staat schlauer machen .....	110
<b>7</b>	<b>SCHLUSSFOLGERUNGEN</b> .....	<b>113</b>
7.1	Ergebnisse der Untersuchungen.....	113
7.2	Offene Fragen .....	117
	<b>LITERATUR</b> .....	<b>119</b>
	<b>ANHANG</b> .....	<b>127</b>
A.1	Überblick über Datenquellen .....	127
A.2	Methodische Anmerkungen bzgl. der Umfrage zu Investitionsmotiven (Vor- gehen, Rücklaufquoten).....	128
A.3	Rechenbeispiel zu den Auswirkungen der verpflichtenden Direktvermarktung (Windkraftanlage).....	132

## Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

### Abbildungen

Abb. Z.1:	Bewertung von Investitionsmotiven – eG vs. GmbH & Co. KG .....	iv
Abb. Z.2:	Renditeerwartungen bei PV-Genossenschaften .....	v
Abb. Z.3:	Beteiligungssummen bei Bürgerenergiegesellschaften (N=245).....	vi
Abb. 1:	Installierte Leistung aus erneuerbaren Energien nach Eigentümergruppen .....	8
Abb. 2:	Anzahl der Energiegenossenschaften mit Bürgerbeteiligung nach Stromerzeugungsquellen aus erneuerbaren Energien, Stand 31.12.2013.....	9
Abb. 3:	Installierte Leistung Photovoltaik nach Eigentümergruppen.....	10
Abb. 4:	Installierte Leistung Onshore-Wind nach Eigentümergruppen .....	10
Abb. 5:	Installierte Leistung Bioenergie nach Eigentümergruppen.....	11
Abb. 6:	Stromerzeugung aus einzelnen erneuerbaren Energien.....	12
Abb. 7:	Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach Eigentümergruppen.....	13
Abb. 8:	Investitionen in erneuerbaren Energien .....	13
Abb. 9:	Investitionen in erneuerbare Energien nach Eigentümergruppe .....	14
Abb. 10:	Investitionen in Windenergieanlagen.....	15
Abb. 11:	Investitionen in Onshore-Windenergie nach Eigentümern im Jahr 2012 .....	16
Abb. 12:	Investitionen in Photovoltaik nach Eigentümern im Jahr 2012 .....	17
Abb. 13:	Investitionen in Bioenergie nach Eigentümern im Jahre 2012.....	18
Abb. 14:	Nettoinvestitionen in erneuerbare Energien zur Stromerzeugung durch Landwirte in Deutschland, 2009-2012 .....	18
Abb. 15:	Investitionsspektrum – Von traditionellem Geschäft bis Wohltätigkeit .....	21
Abb. 16:	Aufteilung der Energiegenossenschaften nach strategischer Ausrichtung (Stand: Ende 2010) .....	22
Abb. 17:	Bewertung von Investitionsmotiven – eG vs. GmbH & Co. KG .....	24
Abb. 18:	Eigenkapitalrenditeerwartungen nach Steuern für einzelne Assetklassen ....	28
Abb. 19:	Box-Whisker-Plots für Renditeerwartungen nach Region und Gründungsjahr .....	29
Abb. 20:	Verhältnis von Laufzeit und Zinssatz (Zinsstruktur).....	31
Abb. 21:	Zinsstrukturkurven für die Nachrangdarlehen von Energiegenossenschaften (Gruppen I & II).....	32
Abb. 22:	Projektphasen bei einem Windenergieprojekt.....	37
Abb. 23:	„Projekt-Trichter“ bei Windenergievorhaben.....	39
Abb. 24:	Das Prinzip der optionalen gleitenden Marktprämie im Vergleich zur Festvergütung .....	42
Abb. 25:	Eigenkapitalquoten von Energiegenossenschaften für das Jahr 2011, n = 179.....	47
Abb. 26:	Durchschnittliche Beteiligungssumme bei Mitgliedern von eG und GmbH & Co. KG.....	48
Abb. 27:	Box-Whisker-Plots für die Beteiligungssummen bei Mitgliedern von eG und GmbH & Co. KG .....	49

Abb. 28:	Verteilung der Beteiligungssummen in der Stichprobe, n = 245 .....	49
Abb. 29:	Verteilung der Beteiligungssummen in der Stichprobe – Unterschiede zwischen Nord- und Süddeutschland .....	50
Abb. 30:	Zusammenhang zwischen Risiko und Partizipationsgrad bei unterschiedlichen Formen der Bürgerbeteiligung im weiteren Sinne .....	57
Abb. 31:	Mögliche Veränderungen beim Eigenkapitaleinsatz am Beispiel einer 3-MW-Windenergieanlage .....	65
Abb. 32:	Mögliche Veränderungen bei der Eigenkapitalquote am Beispiel einer 3-MW-Windenergieanlage .....	66
Abb. 33:	Mögliche Veränderungen der Eigenkapitalrendite (vor Steuern) am Beispiel einer 3-MW-Windenergieanlage .....	67
Abb. 34:	Zentrale Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Ausschreibungsdesigns für erneuerbare Energien für den Strombereich .....	87
Abb. 35:	Wirkung einer fixen Marktprämie auf die Erlöse eines Erneuerbare-Energien-Anlagenbetreibers am Beispiel der Windenergie an Land .....	95
Abb. A.1:	Anzahl an Umfragerückläufern nach Kategorien bezogen auf die Bürgerenergiegesellschaften (N = 61) .....	131

### **Tabellen**

Tab. Z.1:	Wirkung der Ausgestaltungsoptionen eines Ausschreibungssystems .....	ix
Tab. 1:	Bewertung unterschiedlicher Motive .....	23
Tab. 2:	Bewertung des Renditemotivs nach Gesellschaftsform .....	25
Tab. 3:	Bewertung des Renditemotivs nach Energieform .....	25
Tab. 4:	Bewertung des Renditemotivs nach Region .....	25
Tab. 5:	Verteilung der Antworten auf Amsträger_innen und Nicht-Amtsträger_innen .....	26
Tab. 6:	Unterschiede zwischen Amsträger_innen und Nicht-Amtsträger_innen bei der Bewertung des Renditemotivs .....	26
Tab. 7:	Renditeziele vor Steuern von Investoren nach Anlageform .....	27
Tab. 8:	Renditeziele von Photovoltaikgenossenschaften, Stand: 2010 .....	29
Tab. 9:	Überblick über Nachrangdarlehen von Energiegenossenschaften nach Emissionsjahr .....	30
Tab. 10:	Überblick über Nachrangdarlehen von Energiegenossenschaften nach Laufzeit .....	31
Tab. 11:	Zinskonditionen von Nachrangdarlehen bei Energiegenossenschaften .....	32
Tab. 12:	Geschäftsmodellentwicklung ausgewählter Energiegenossenschaften .....	36
Tab. 13:	Wirkung der Ausgestaltungsoptionen eines Ausschreibungssystems .....	105
Tab. 14:	Nachteile für Anlagenbetreiber, wenn sie nicht auf Basis der gleitenden Marktprämie vergütet werden – Vergleich von geltendem EEG, EEG-Entwurf und Ausnahmevermarkter .....	108
Tab. A.1:	Datenquellen nach Themengebieten .....	127
Tab. A.2:	Kalkulationsschema .....	132



**Boxen**

Box 1:	Beschlüsse zur Transformation des Energiesystems.....	2
Box 2:	Zeitplan zur EEG-Novelle 2014.....	2
Box 3:	Definition „Bürgerenergie“ .....	3
Box 4:	Schuldendienstdeckungsgrad, <i>White Lists</i> und <i>Track Record</i> .....	53

## Abkürzungsverzeichnis

AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
AG	Aktiengesellschaft
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.
AGEE-Stat	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik
AnlRegV	Anlagenregisterverordnung
AusglMechV	Ausgleichsmechanismusverordnung
BBEEn	Bündnis Bürgerenergie e.V.
BBH	Becker Büttner Held
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BEE	Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.
BET	Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH
BGB	Bürgerliches Gesetzbuch
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft (und Energie)
BNetzA	Bundesnetzagentur
CDU	Christlich Demokratische Union Deutschlands
CIERP	Center for International Environment & Resource Policy
CSU	Christlich-Soziale Union in Bayern
DGRV	Deutscher Genossenschafts- und Raiffeisenverband e.V.
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.
DSCR	Debt Service Coverage Ratio [ <i>dt.: Schuldendienstdeckungsgrad</i> ]
EDF	Électricité de France
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
EEX	European Energy Exchange
eG	eingetragene Genossenschaft
EnergieStG	Energiesteuergesetz
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPEX	European Power Exchange
e. V.	eingetragener Verein
EVPA	European Venture Philanthropy Association
GbR	Gesellschaft bürgerlichen Rechts
GenG	Genossenschaftsgesetz
GmbH & Co. KG	Gesellschaft mit beschränkter Haftung und Compagnie Kommanditgesellschaft
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
gGmbH	gemeinnützige Gesellschaft mit beschränkter Haftung
IAEW	Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
IKEM	Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V.
IWES	(Fraunhofer) Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
IZES	Institut für ZukunftsEnergieSysteme gGmbH
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KG	Kommanditgesellschaft
KMU	kleine und mittlere Unternehmen
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MaPrV	Marktprämienverordnung

---

MVV	Mannheimer Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft mbH
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz
NKS	Nationale Kontaktstelle
PV	Photovoltaik
SIESEE	Staatliche Institution zur Ermittlung der Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien
SPD	Sozialdemokratische Partei Deutschlands
SPV	Special Purpose Vehicle
StrEG	Stromeinspeisungsgesetz
UG & Co. KG	Unternehmergesellschaft und Compagnie Kommanditgesellschaft
UG	Unternehmergesellschaft
VDMA	Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V.
VKU	Verband Kommunaler Unternehmen e.V.
WBGU	Wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen
WWF	World Wide Fund for Nature
ZSW	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung e.V.



# 1 Einleitung

## 1.1 Akteursvielfalt und EEG-Novelle

Nach Vorlage des Eckpunktepapiers von Minister Sigmar Gabriel und des Referentenentwurfs für eine Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) wird um die Gestaltung der Stromversorgung in Deutschland erneut intensiv gerungen. Dabei wird deutlich, dass die Transformation des Energiesystems, für die sich der Begriff der Energiewende etabliert hat, keine rein technische Herausforderung ist (Grunwald und Schippl 2013). Vielmehr findet zugleich eine Reihe von organisatorisch-institutionellen Veränderungen statt. Der Wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU) spricht auch von einer „Großen Transformation“ (WBGU 2011).<sup>1</sup> Die Akteursstruktur, insbesondere auf den Strommärkten, wandelt sich. Die Dezentralisierung der Versorgungsstruktur ging bislang mit einer Zunahme der relevanten Akteure einher. Ob dies so bleibt, hängt wesentlich von der Ausgestaltung der rechtlichen Rahmenbedingungen ab.

Eine besondere Rolle bei der Umsetzung der Energiewende spielen Bürger\_innen, die einzeln oder gemeinsam in Erneuerbare-Energien-Anlagen investieren. Im Rahmen der ersten Bürgerenergiestudie hat das Marktforschungsinstitut trend:research GmbH den Anteil an der installierten Leistung einzelner erneuerbare Energien mit 46,6 % beziffert. Die derzeit bestehende Akteursvielfalt ist wesentlich auf das EEG und sein Vorgänger, das Stromeinspeisungsgesetz (StrEG)<sup>2</sup>, zurückzuführen. StrEG und insbesondere EEG zeichnen auch verantwortlich dafür, dass der Anteil erneuerbarer Energien an der Elektrizitätsversorgung stetig in starkem Maße gestiegen ist. Während bis vor wenigen Jahren der Anteil relativ gering war, brechen nun mit steigender Bedeutung der Einspeisung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen zugleich in stärkerem Maße Konflikte zwischen zentralistisch organisiertem Verbundsystem und dezentralen Ansätzen auf. Um die genaue Ausgestaltung der Energiemärkte wird politisch gerungen. In diesem Kontext findet die derzeitige Novellierung des EEG statt.

Die Koalition aus Christlich Demokratischer Union Deutschland (CDU), Christlich-Sozialer Union in Bayern (CSU) und Sozialdemokratischer Partei Deutschlands (SPD) hat sich im Koalitionsvertrag vom 27. November 2013 unter der Überschrift „Die Energiewende zum Erfolg führen“ auf Eckpunkte für die Reform des EEG festgelegt (CDU et al. 2013). So sollen auf der einen Seite die „mit dem EEG bestehende Vielfalt der Akteure erhalten“ (S. 40) werden und eine „breite Bürgerbeteiligung möglich bleib[en]“ (S. 41). Auf der anderen Seite werden als Eckpunkte für die EEG-Novelle eine verpflichtende Marktprämie, die Umstellung auf ein Ausschreibungssystem sowie Veränderungen hinsichtlich der Eigenverbrauchs- bzw. Eigenvermarktungsregelungen notiert. Am 4. März 2014 hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) den Referentenentwurf zur EEG-Novelle<sup>3</sup> und der Anlagenregisterverordnung<sup>4</sup> vorgelegt und um Stel-

---

<sup>1</sup> Die Autor\_innen des Berichts beziehen sich damit auf die Arbeiten des Wirtschaftssoziologen Karl Polanyi zum Wandel der Gesellschaftsordnung im globalen Norden durch die industrielle Revolution Polanyi 1944; Polanyi 1957; Dale 2010.

<sup>2</sup> Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Stromnetz (Stromeinspeisungsgesetz - StrEG) vom 07.12.1990 (BGBl. I 1990, 2633), zuletzt geändert durch Gesetz vom 24.04.1998 (BGBl. I 1998, 730).

<sup>3</sup> Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften des Energiewirtschaftsrechts vom 04.03.2014, BMWi – E I 7.

lungnahmen von Ländern und Verbänden gebeten.<sup>5</sup> Gemäß Zeitplan soll bis Juli der Gesetzgebungsprozess abgeschlossen sein, sodass das neue EEG Anfang August 2014 in Kraft treten kann (*siehe Box 2*).

### Box 1: Beschlüsse zur Transformation des Energiesystems

1990	Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) Novellen: 1994, 1998
1998	Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG)
2000	Atomausstieg („Atomkonsens“) Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) (BGBl. 2000 I S. 305)
2004	EEG-Novelle („EEG 2004“) (BGBl. I S. 1918)
2009	EEG-Novelle („EEG 2009“) (BGBl. I S. 2074) Erneuerbare-Energien-WärmeGesetz (EEWärmeG) (BGBl. I S. 1658) Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) (BGBl. I S. 2870) Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) (BGBl. I S. 2101)
2010	Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke
2011	Atom-Moratorium nach Reaktorkatastrophe in Fukushima (erneuter) Atomausstieg Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG) (BGBl. I S. 1690)
2012	EEG-Novelle („EEG 2012“) (BGBl. I S. 1634) PV-Novelle, Juni 2012 (BGBl. 2012 I S. 1754)
2014	EEG-Novelle => <i>siehe Box 2</i>

Quellen: Clearingstelle EEG (2014)

### Box 2: Zeitplan zur EEG-Novelle 2014

09.04.2014	Beschluss des Bundeskabinetts
23.05.2014	Erste Beratung im Bundesrat
Mai/Juni 2014	Beratung im Bundestag
26./27.06.2014	Beschluss des Bundestags
11.07.2014	Beschluss des Bundesrats
01.08.2014	Inkrafttreten der Novelle

Quelle: BMWi (2014a)

## 1.2 Zielsetzung der Studie, Fragestellungen und Methodik

Vor diesem Hintergrund zielt die Studie darauf, die wissenschaftliche Basis für Diskussionen um die organisatorische Seite der Energiewende zu verbessern, das soziale Phänomen „Bürgerenergie“ ein wenig greifbarer zu machen und zugleich Auswirkungen der diskutierten Änderungen am EEG auf Bürgerenergievorhaben zu untersuchen. Diese

<sup>4</sup> Entwurf einer Verordnung über ein Register für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas (Anlagenregisterverordnung – AnlRegV) vom 04.03.2014, BMWi – E I 7.

<sup>5</sup> Bis zum Stichtag 12. März 2014 sind insgesamt 153 Stellungnahmen von Verbänden eingegangen. Diese sind auf den Internetseiten des BMWi unter <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/EEG-Reform/stellungnahmen.html> einsehbar.

zwei Fragestellungen – Charakterisierung von Bürgerenergie und Diskussion der Rechtsänderungen – bilden die beiden Teile dieser Studie. Aufbauend auf die Untersuchung von trend:research GmbH und Leuphana Universität Lüneburg (2013) wird Bürgerenergie begrifflich von anderen Organisationsformen abgegrenzt (*siehe Box 3*), insbesondere von strategischen und Finanzinvestoren sowie Investitionen durch Energieversorgungsunternehmen. Ein besonderes Augenmerk wird in der Studie auf das Segment der Bürgerenergiegesellschaften gelegt und damit auf kollektive Ansätze der Gestaltung von Lösungen für die Energiewende.

### Box 3: Definition „Bürgerenergie“

Zu Bürgerenergie werden all diejenigen Fälle gezählt, in denen Privatpersonen und/oder lokale gewerbliche oder landwirtschaftliche Einzelunternehmen bzw. juristische Personen (außer Großkonzernen) einzeln oder gemeinsam in (Erneuerbare-)Energien-Anlagen Eigenkapital investieren, sofern sie mindestens 50 % der Stimmrechte halten und aus einer Region kommen bzw. dort ansässig sind.

Damit ergeben sich drei wesentliche Segmente von Bürgerenergie:

- Projekte einzelner Bürger\_innen,
- Bürgerenergiegesellschaften und
- Projekte (kleiner und mittlerer) landwirtschaftlicher oder anderer lokaler Unternehmen.

Im weiteren Sinne könnte man zu Bürgerenergie auch solche Vorhaben zählen, bei denen die Investoren aus unterschiedlichen Regionen kommen („Interessengemeinschaften“) oder weniger als 50 % der Stimmrechte bei den Bürger\_innen liegen („Minderheitsbeteiligungen“).

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

In der Studie wird die Zielsetzung, die Akteursvielfalt zu erhalten – insbesondere mit Blick auf Bürgerenergieanlagen –, als Prämisse gesetzt. Rechtliche Änderungen werden vor diesem Hintergrund bewertet. Man kann für einen solchen Standpunkt insbesondere zwei Gründe anfügen:

- Energieversorgung ist Teil der Daseinsvorsorge.<sup>6</sup> An einer nachhaltigen Versorgung mit Strom und Wärme besteht ein öffentliches Interesse. Aus diesem Sachverhalt leiten sich Forderungen nach Transparenz und Partizipation ab.
- Empirische Untersuchungen legen nahe, dass es einen Zusammenhang zwischen finanzieller Beteiligung und Akzeptanz gibt (Wunderlich 2012; Schweizer-Ries et al. 2010; Warren und McFadyen 2010). Zwar ist unklar, ob sich diese Akzeptanzwirkungen nach Finanzierungsform unterscheiden. Gleichwohl kommt es bei der Umsetzung der Energiewende auch darauf an, eine möglichst hohe Akzeptanz der Maßnahmen zu erzielen – die Förderung von Bürgerenergieprojekten stellt eine mögliche Maßnahme dar.

In der Studie kommt, nicht zuletzt aufgrund der unterschiedlichen Teilfragestellungen, die untersucht werden, ein Methodenmix (Edmonds und Kennedy 2013; Tashakkori und Teddlie 2010) zur Anwendung. Für den Marktüberblick wird auf verschiedene Studien anderer Autor\_innen und eigene Arbeiten zurückgegriffen (*siehe den Überblick in Anhang A.1*). Ergänzend bzw. zum Vergleich werden Informationen eigener Datenbanken

<sup>6</sup> Der Begriff des Daseinsvorsorge wurde vom Staatsrechtler Ernst Forsthoff im Anschluss an Karl Jaspers entwickelt und eingeführt. Art. 14 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) kennt „Dienste von allgemeinem wirtschaftlichen Interesse“. Ein vergleichbares Konzept sind die „services publics“ in Frankreich und der Schweiz.

zu Energiegenossenschaften und Bürgerenergiegesellschaften, die sich im Aufbau befinden, herangezogen. Für die vorliegende Studie wurden die folgenden Datenerhebungen durchgeführt:

- eine Umfrage bei Mitgliedern von Bürgerenergiegesellschaften mit dem Fokus auf Investitionsmotive;<sup>7</sup>
- Leitfaden-gestützte Interviews mit Kreditinstituten zur Finanzierungssituation;
- Gespräche mit Direktvermarktern zur Praxis und zur Zusammenarbeit mit kleineren Marktakteuren sowie mit Projektentwicklern zu Risiken in der Entwicklungsphase von Windparks.

Die Bewertung der Optionen zur Änderung des EEG basiert im Wesentlichen auf theoretischen Überlegungen verbunden mit Interviews mit Praktikern. Dabei wird neben der Literatur und Erfahrungen aus anderen Ländern auch auf die Ergebnisse aus dem Marktüberblick zurückgegriffen. Zur Illustration möglicher finanzwirtschaftlicher Implikationen der Veränderungen wird auf ein Beispielprojekt – in diesem Fall eine 3-MW-Windenergieanlage – zurückgegriffen (*für Details zu den Annahmen siehe Anhang A.3*).

### **1.3 Aufbau der Studie**

Der Hauptteil der Studie gliedert sich insgesamt in fünf Kapitel. Zunächst werden einige Strukturmerkmale von Bürgerenergie, insbesondere finanzwirtschaftlich bedeutsame Charakteristika, dargestellt (*Kap. 0*). Im Einzelnen wird auf installierte Leistungen, Investitionsvolumina, Anlagemotive sowie Projektverlauf und -herausforderungen eingegangen. Bei den Anlagemotiven wird besonders die Bedeutung des Renditeziels und die Höhe desselbigen untersucht. Auf dieser Basis werden sodann die derzeitigen Finanzierungsbedingungen beschrieben, die von der festen Einspeisevergütung und dem Einspeisevorrang – selbst bei Nutzung der optionalen Direktvermarktung – geprägt sind (*Kap. 3*). Daraus erklären sich wesentliche Besonderheiten der Erneuerbare-Energien-Finanzierung, bei der Projektfinanzierungen als Standardinstrument schon für kleine Finanzierungsvolumina verfügbar sind. Damit sind die wesentlichen Eckdaten des Status quo umschrieben.

Im zweiten Teil geht es um die Änderungen im Zuge der anstehenden EEG-Novelle. Während mit dem Entwurf des BMWi für ein neues EEG eine Vielzahl von oft kleineren Änderungen durchgeführt werden sollen, werden in dieser Studie zwei der wichtigsten, grundlegenden Änderungen diskutiert. Zunächst wird die geplante Abschaffung der festen Einspeisevergütung zugunsten einer verpflichtenden Direktvermarktung aufgegriffen (*Kap. 4*). Dabei wird ein Überblick gegeben über die grundsätzlichen Risiken. Anschließend werden Optionen diskutiert, mit denen diese Risiken abgedeckt werden können, im Einzelnen die Einrichtung eines Ausfallvermarkters, die Regulierung der Direktvermarkter, Bürgschaften, eine spartenspezifische De-Minimis-Grenze, Ausnahmen für Bürgerenergie sowie die Direktversorgung mit erneuerbaren Energien aus Bürgerhand. Für alle diskutierten Optionen werden deren grundsätzliche Funktionsweise, die Auswirkungen auf Bürgerenergie und andere relevante Auswirkungen dargestellt.

Als weitere grundsätzliche Änderung soll die Finanzierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien im Strombereich bis spätestens 2017 auf ein Ausschreibungssystem umgestellt werden. Damit soll einerseits die Ausbaugeschwindigkeit der erneuerbaren Ener-

---

<sup>7</sup> Zum Zeitpunkt des Verfassens des Berichtes läuft die Umfrage noch. Umfassendere Ergebnisse der Untersuchung werden zu gegebener Zeit in geeigneten Medien publiziert. In dieser Studie finden sich vorläufige Ergebnisse der Befragung.

Für Details zur Methodik siehe *Anhang A.2*.



gien kontrolliert und andererseits die staatliche durch eine wettbewerbliche Festsetzung des Preises ersetzt werden. Dies ist mit grundsätzlichen Risiken und spezifischen Herausforderungen für Bürgerenergie verbunden, die zunächst beschrieben und begründet werden. Darauf aufbauend werden zunächst die in einem Ausschreibungssystem möglichen Vergütungsmechanismen wie eine gleitende Marktprämie auf die Strommenge oder eine fixe Prämie auf die installierte Kapazität dargestellt und deren Auswirkungen auf Bürgerenergie und andere Aspekte untersucht. Anschließend werden unterschiedliche Optionen dargestellt und untersucht, wie eine Ausschreibung ausgestaltet werden kann. Dabei werden die Wirkungen beispielsweise von Pönalen für den Fall von Verzögerungen im Projektverlauf oder der Vorentwicklung von Standorten durch den Staat diskutiert.

Abschließend wird die Option eines „Ausnahmevermarkters“ vorgeschlagen und diskutiert (*Abschn. 6.1*). Als praktische Weiterentwicklung des vom BMWi vorgesehenen Ausfallvermarkters bietet sie sowohl für die Bürgerenergie als auch für das Stromsystem und die Systemintegration Vorteile. Als eine Alternative zur Umstellung auf ein Ausschreibungssystem wird vorgeschlagen, gezielte Ausschreibungen zu verwenden, um für den Staat wirtschaftliche Informationen offen zu legen. Mit diesen und weiteren ökonomischen Informationen kann er Vergütungen für Erneuerbare-Energien-Strom deutlich treffsicherer festlegen, sodass eine Überförderung verhindert werden kann. Gleichzeitig wird das Risiko sowohl für die Bürgerenergie als auch für den Ausbau der erneuerbaren Energien allgemein vermieden, das mit einer Umstellung auf ein Ausschreibungssystem verbunden wäre (*Abschn. 6.2*).

Die Studie schließt mit einer Zusammenfassung der Untersuchungsergebnisse und einer Darlegung der offenen Fragen, die im Rahmen weiterer Analysen zu klären sind (*Kap. 7*).



## 2 Strukturmerkmale und Herausforderungen von Bürgerenergie

### 2.1 Überblick

Im Folgenden wird ein Überblick über Größen von Bürgerenergieprojekten (*Abschn. 2.2*), Investitionsmotiven von Bürger\_innen (*Abschn. 2.3*) und Herausforderungen für Bürgerenergievorhaben (*Abschn. 2.5*) gegeben. Zusammen mit den Ausführungen zum Status quo der Finanzierung bildet dies die Basis für eine Diskussion der in der Gesetzesnovelle angedachten Veränderungen im EEG hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf Bürgerenergie (*Kap. 4-6*). Im Rahmen dieses Marktüberblicks wird an verschiedenen Stellen näher auf Bürgerenergiegesellschaften als einem Segment von Bürgerenergie eingegangen.

Bei Datenrecherchen zu Bürgerenergiegesellschaften fällt auf, dass es eine Reihe von Lücken gibt, die in der vorliegenden Studie nicht bzw. nur partiell und vorläufig geschlossen werden können. So liegen zwar einige Arbeiten zu Energiegenossenschaften vor, aus denen Ergebnisse hier zusammengefasst werden. Eine vergleichbare Datenbasis gibt es nach Kenntnis der Autor\_innen für andere Gesellschaftsformen nicht – nicht für Bürgerwindparks in der Rechtsform der GmbH & Co. KG, schon gar nicht für die zahlreichen PV-Bürgergesellschaften, die als Gesellschaften bürgerlichen Rechts organisiert sind. Auch zu Einzelinvestor\_innen, die ihre Anlagen in klassischer Weise über ihre Hausbank finanzieren, liegen wenige Daten vor. Da hier auf keine eigene Datenbasis zurückgegriffen werden kann und damit kein Vergleichspunkt besteht, wird der Fokus stärker auf das Segment der Bürgerenergiegesellschaften gerichtet.

### 2.2 Größe der Bürgerenergieprojekte

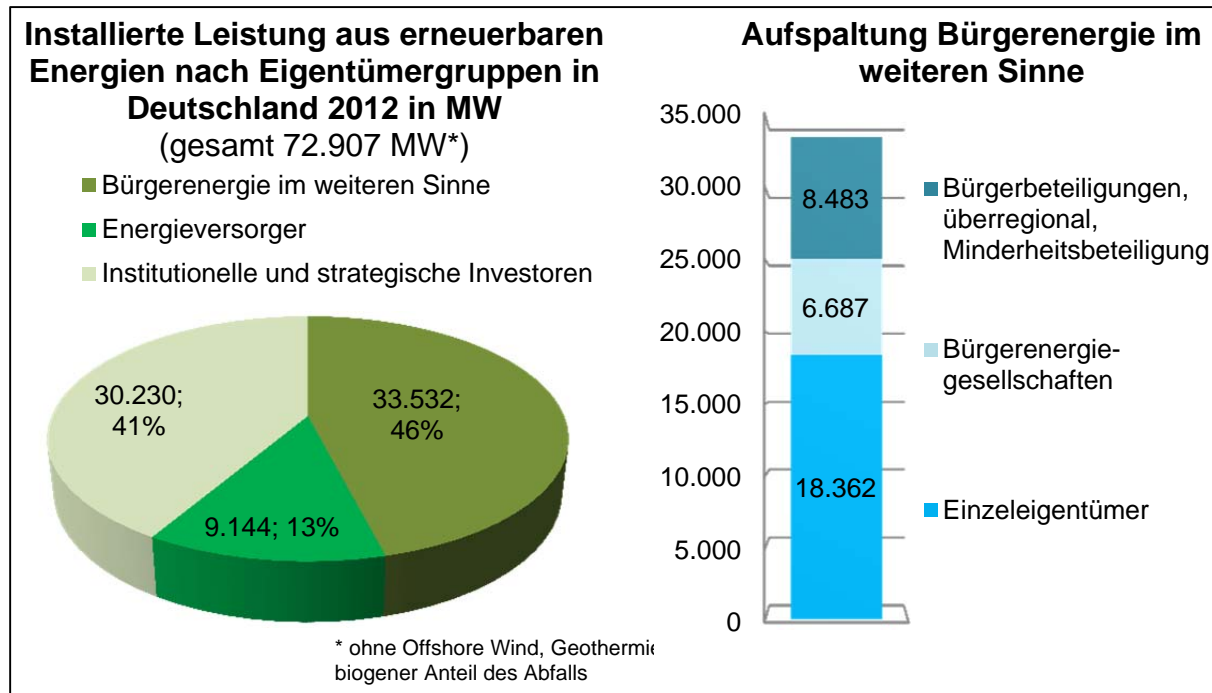
#### 2.2.1 Installierte Leistung

Im Folgenden wird ein Überblick über die Größe von Bürgerenergieanlagen gegeben, die anhand von installierter Leistung und Investitionssumme bestimmt wird. Bürgerenergieanlagen grenzen sich oftmals von ihrer Größe her zu institutionell betriebenen Anlagen oder Anlagen von Energieversorgern ab. Es existieren viele kleine Projekte in Deutschland, die durch private Bürger\_innen oder Bürgervereinigungen betrieben werden. Die privaten Anlagen von Bürger\_innen ergeben über die Anzahl aller Anlagen eine hohe kumulierte Gesamtgröße (trend:research GmbH und Leuphana Universität Lüneburg 2013, S. 42).

Bei der Analyse in trend:research GmbH und Leuphana Universität Lüneburg (2013) werden bestimmte Energiearten nicht betrachtet, da sie bisher nicht durch Bürger\_innen in Deutschland betrieben werden. Dazu zählen vor allem Offshore-Windparks, Tiefengeothermieprojekte oder die Verwertung von Abfall zur Generierung von Bioenergie. Des Weiteren wird der Fokus auf die Stromerzeugung gelegt, nicht auf die Wärmeproduktion.

Die installierte Leistung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen in Deutschland beträgt 2012 insgesamt 76.000 GW (trend:research GmbH und Leuphana Universität Lüneburg 2013, S. 39). Bei den folgenden Analysen werden nur PV-Anlagen, Onshore-Windanlagen sowie Anlagen zu Herstellung von Bioenergie ohne die Verwertung von Abfall erfasst. Innerhalb dieser Energieformen ergibt sich somit eine etwas geringere installierte Leistung von 72.907 MW (trend:research GmbH und Leuphana Universität Lüneburg 2013, S. 42). Der Anteil von Bioenergie, mit 4.946 MW im Vergleich zu PV und Wind mit jeweils über 30.000 MW, liegt deutlich niedriger, wobei sich die Bioenergie sehr gleich-

mäßig unter den drei übergeordneten Akteursgruppen – Bürger\_innen, Energieversorger sowie institutionelle und strategische Investoren – verteilt.

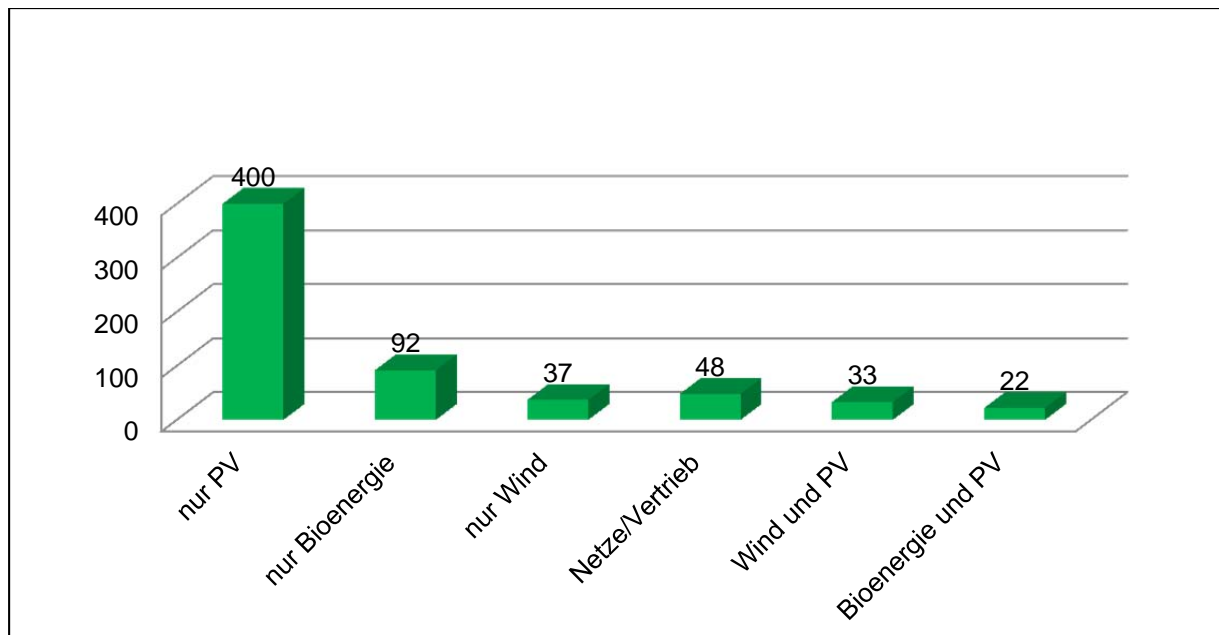


**Abb. 1: Installierte Leistung aus erneuerbaren Energien nach Eigentümergruppen**

Quelle: trend:research GmbH und Leuphana Universität Lüneburg (2013, S. 42)

Auffallend bei der installierten Leistung ist, dass von den Bürgerenergieanlagen im weiteren Sinne insgesamt 18.362 MW auf Einzelpersonen entfallen. Bürgergesellschaften oder Beteiligungen über andere Formen bilden weniger als die Hälfte der Bürgerenergie anhand der installierten Leistung ab.

Der Bereich der Energiegenossenschaften fällt in die Gruppe der Bürgerenergiegesellschaften und macht dort von der installierten Leistung eine eher geringere Größe aus. Nach einer Umfrage des Deutscher Genossenschafts- und Raiffeisenverband e.V. (DGRV) unter seinen Mitgliedern ergibt sich bei einer linearen Hochrechnung der Umfrageergebnisse ein Wert von rund 417 MW installierter Leistung aller Genossenschaften (DGRV 2013, S. 15). Im Vergleich zu den 251 MW der Bürgergesellschaften im PV-Bereich (siehe Abb. 3) lässt sich vermuten, dass die Umfrageergebnisse vor allem die PV-Anlagenbetreiber widerspiegeln, jedoch auch Wind und Bioenergiegenossenschaften befragt wurden. Die PV-Genossenschaften bilden mit 400 Stück die Größte Teilmenge, jedoch sind auch die Erzeugung von Bioenergie und der Windbereich von Interesse (siehe Abb. 2). Auch die Kombination der beiden Energieerzeugungsmöglichkeiten mit PV ist relativ beliebt.

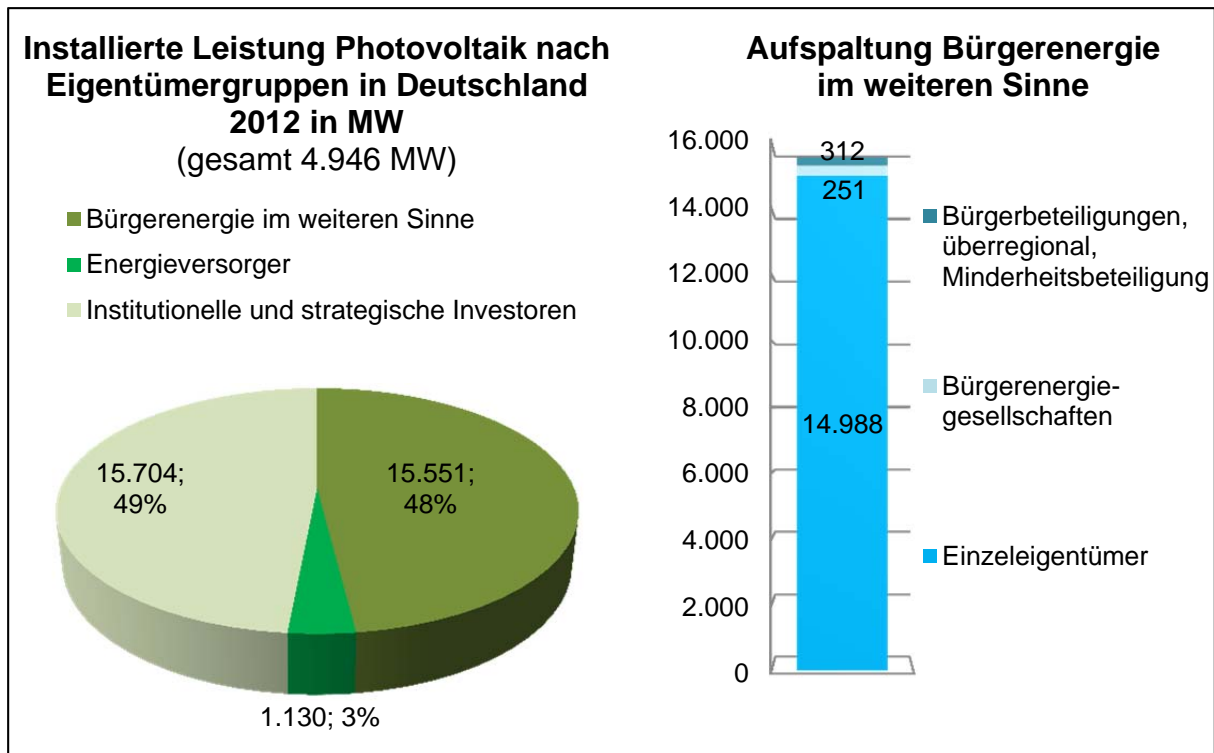


**Abb. 2: Anzahl der Energiegenossenschaften mit Bürgerbeteiligung nach Stromerzeugungsquellen aus erneuerbaren Energien, Stand 31.12.2013**

Quelle: Degenhart et al. 2014

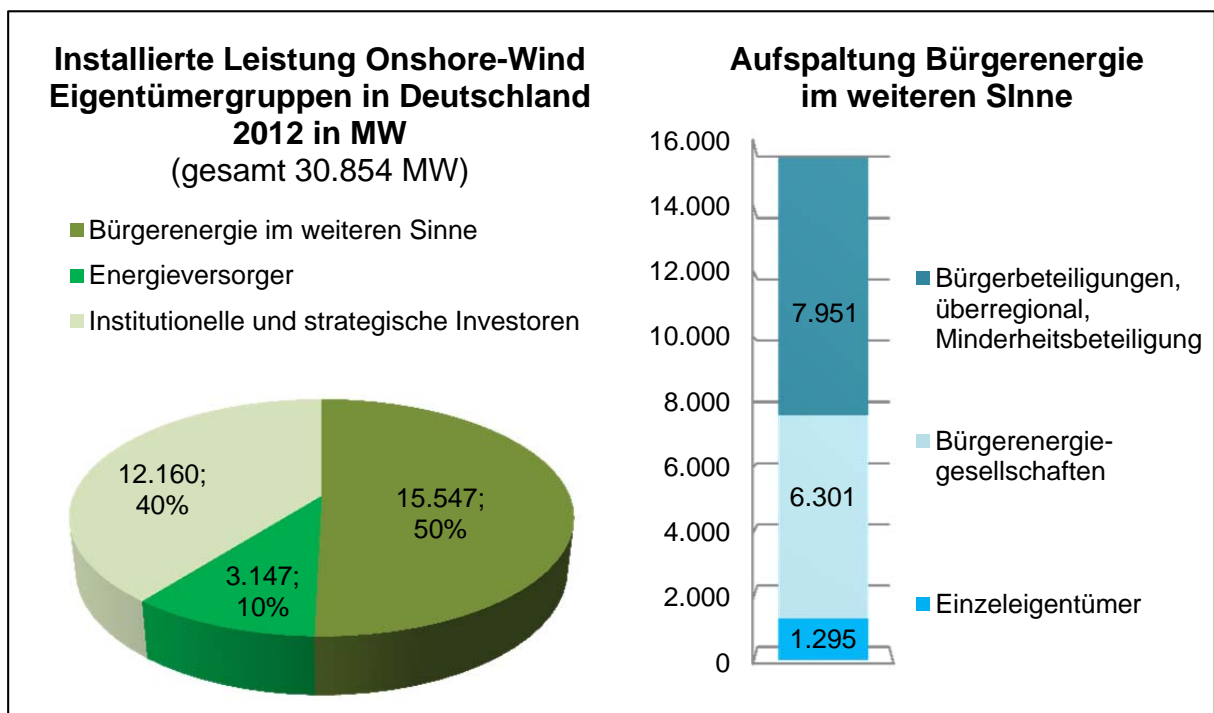
Die Umfrage vom DGRV könnte durch eine gemischte Rücklaufquote von PV, Bioenergie und Wind-Genossenschaften die unterschiedlichen Ergebnisse in der installierten Leistung hervorbringen. Durch die Abweichungen der installierten Leistungen zeigt sich, dass eine heterogene Befragung durchgeführt wurde, die durch die Mehrzahl der PV-Genossenschaften dominiert wurde. Im Vergleich zum Vorjahr konnte in allen Bereichen ein Wachstum verzeichnet werden (DGRV 2013, S. 16).

Im PV-Bereich ist die hohe installierte Leistung von Bürgerenergie mit 48 % erkennbar. Dieser Umstand folgt aus der hohen Anzahl von PV-Einzeleigentümer\_innen, die alleine 14.988 MW der Leistung halten. Bürgergesellschaften sowie Bürgerbeteiligungen im weiteren Sinne gibt es hingegen im PV-Bereich sehr wenige mit insgesamt 563 MW installierter Leistung, vor allem im Vergleich zu institutionellen Investoren, die ungefähr die andere Hälfte der gesamten installierten PV-Leistung stellen mit 49 %. Die Energieversorger sind in diesem Bereich abgeschlagen mit nur 3 % der gesamten installierten Leistung vertreten, die 1.130 MW ausmacht.



**Abb. 3: Installierte Leistung Photovoltaik nach Eigentümergruppen**

Quelle: trend:research GmbH und Leuphana Universität Lüneburg (2013, S. 44)



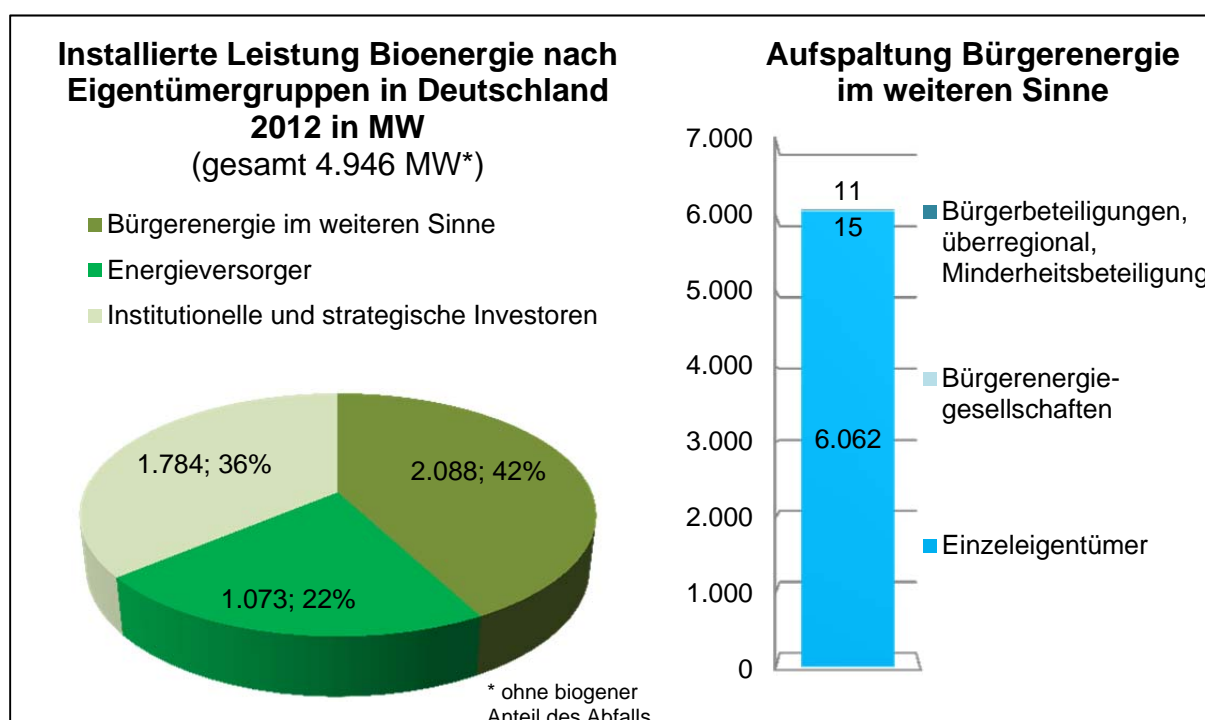
**Abb. 4: Installierte Leistung Onshore-Wind nach Eigentümergruppen**

Quelle: trend:research GmbH und Leuphana Universität Lüneburg (2013, S. 45)

Hinsichtlich der Verteilung der gesamten installierten Leistung im Wind-Bereich ist auffällig, dass die Bürgerenergie über 50 % an dieser hält mit 15.547 MW. Bei einer Aufgliederung dieser Position ist eine gegenläufige Verteilung zum PV-Bereich zu erkennen.

Vor allem Bürgerenergiegesellschaften oder überregionale Beteiligungen sind bei der Bürgerenergie in diesem Bereich aktiv mit 14.252 MW Leistung. Einzeleigentümer\_innen sind mit 1.295 MW Leistung in diesem Bereich weniger vertreten. Neben der Bürgerenergie halten vor allem institutionelle Investoren eine große installierte Leistung, die mit 12.160 MW 40 % der Gesamtheit ausmacht. Die Energieversorger sind auch im Onshore-Windbereich verhältnismäßig wenig aktiv mit nur 10 % bzw. 3.147 MW installierter Leistung.

Der oben genannte Punkt bezüglich der installierten Leistung von Energiegenossenschaften spiegelt sich hier nochmals wider. Die installierte Leistung von 251 MW der Bürgergesellschaften im PV-Bereich kann durch den Bereich Windenergie ergänzt werden. So wird die angegebene Leistung von 417 MW erreicht. Die übrigen Bürgergesellschaften im Onshore-Windbereich sind vor allem in der Form einer Gesellschaft mit beschränkter Haftung und Compagnie Kommanditgesellschaft (GmbH & Co. KG) vertreten.<sup>8</sup>



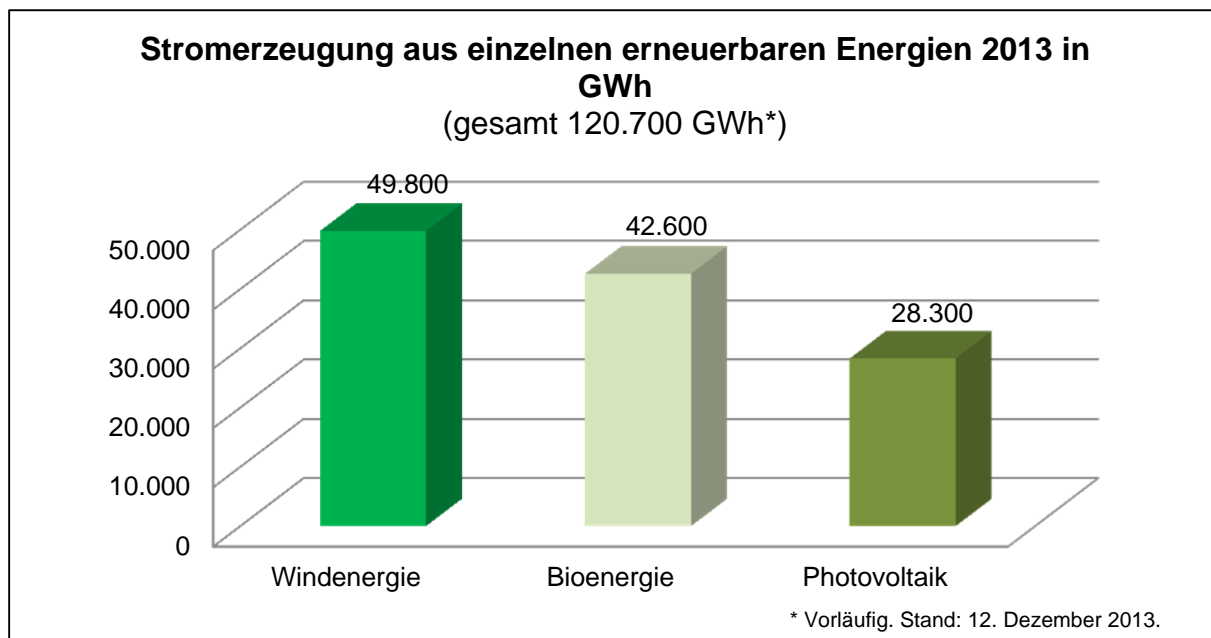
**Abb. 5: Installierte Leistung Bioenergie nach Eigentümergruppen**

Quelle: trend:research GmbH und Leuphana Universität Lüneburg (2013, S. 44)

Bei der installierten Leistung von Bioenergie wird ersichtlich, dass die Gesamtleistung deutlich geringer ist als im PV-oder Windbereich. Daneben ist die Akteursstruktur sehr heterogen. Institutionelle Investoren halten 36 % der installierten Leistung, die Bürgerenergie nur unwesentlich mehr mit 42 %. Die Energieversorger sind auch an dieser Stelle wieder unterdurchschnittlich vertreten mit 22 %. Bei einer genaueren Betrachtung der Bürgerenergieseite wird deutlich, dass diese fast zu 100 % aus Einzeleigentümer\_innen besteht. Nur wenig der installierten Bürgerenergie-Leistung wird über Gesellschaften gehalten.

<sup>8</sup> Ergebnisse aus universitätseigener Datenbank: siehe Abschn. 2.1.

Zusätzlich zur installierten Leistung kann die erzeugte Strommenge betrachtet werden. Die folgende Abbildung bezieht sich auf vorläufige Daten aus 2013. Es ist zu erkennen, dass die Stromerzeugung aus Windenergie die höchste Strommenge mit 49.800 GWh liefert. Die geringste Stromerzeugung liefern die PV-Anlagen mit 28.300 GWh.



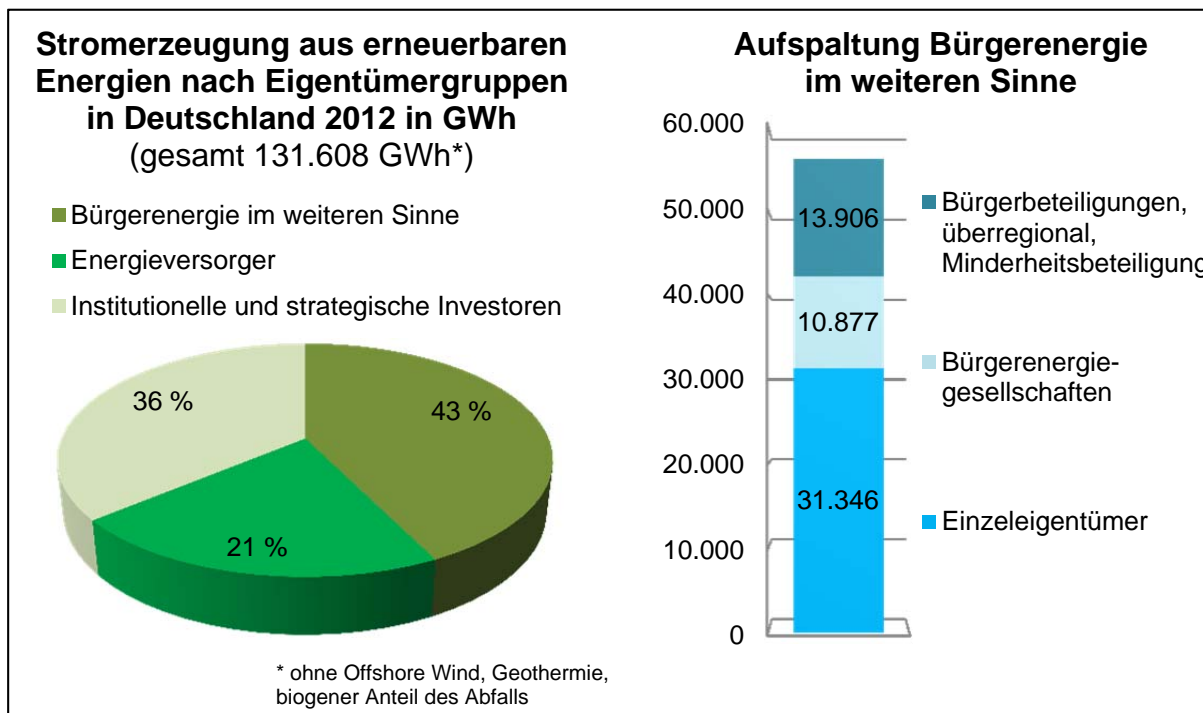
**Abb. 6: Stromerzeugung aus einzelnen erneuerbaren Energien**

Quelle: AGEB 2013

Die Daten aus 2013 beinhalten alle Wind- und Bioenergieanlagen in Deutschland für rund elf Monate des Kalenderjahres. Wird das Jahr 2012 betrachtet mit den vorher genannten Ausschlüssen von Offshore-Anlagen und Abfallverwertung, ergeben sich für 2012 ähnliche Werte.

Zu sehen ist, dass der Anteil von Bürgerenergie und der institutionellen Investoren an der Stromerzeugung im Vergleich zur installierten Leistung abnimmt und sich zu den Energieversorgern verschiebt. Die Verteilung innerhalb der Bürgerenergie bleibt im Vergleich zur installierten Leistung nahezu identisch.



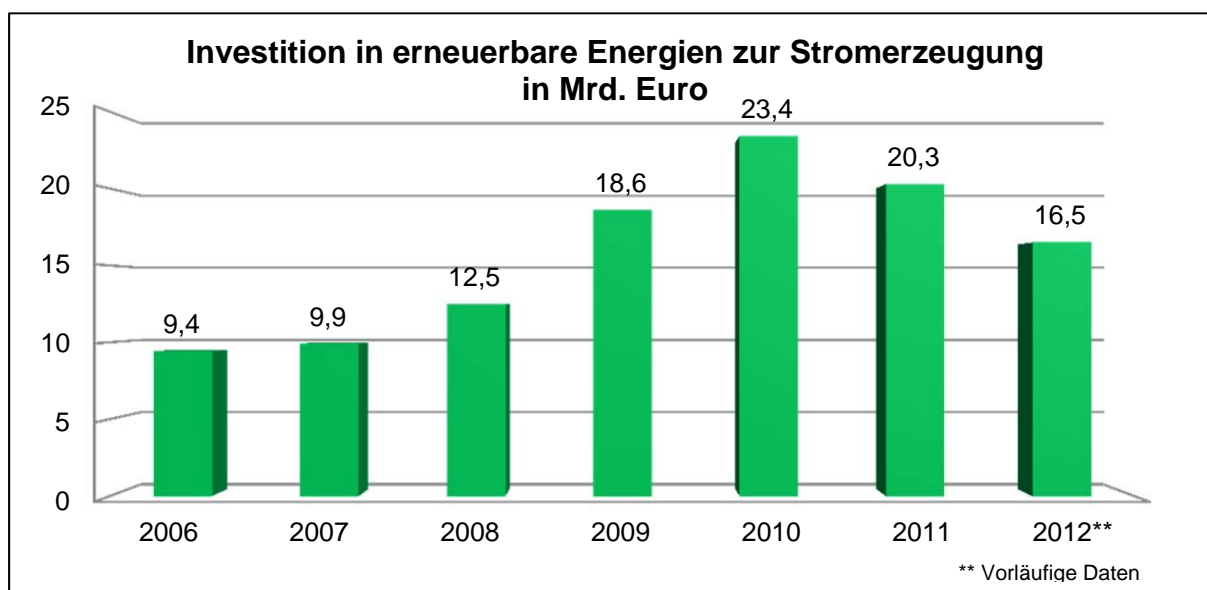


**Abb. 7: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach Eigentümergruppen**

Quelle: trend:research GmbH und Leuphana Universität Lüneburg (2013, S. 46)

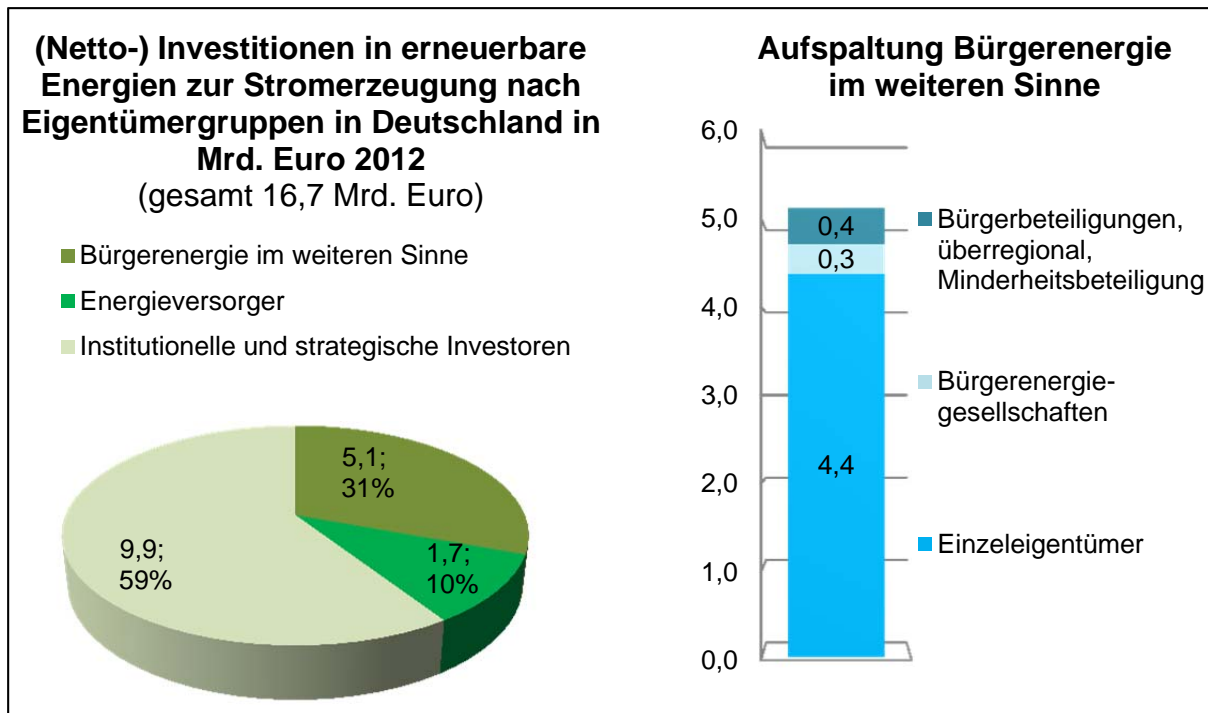
2.2.2 Investitionen

Die Höhe der Investitionen kann ebenfalls dazu beitragen, die Größe von Bürgerenergieanlagen zu definieren. Hierzu ist es sinnvoll, die Entwicklung von Investitionen in erneuerbare Energien zu betrachten. Abb. 8 zeigt die historische Entwicklung von Investitionen zur regenerativen Stromerzeugung. Das Maximum der letzten Jahre ist 2010 zu erkennen. Seit diesem Zeitpunkt sind die Gesamtinvestitionen rückläufig. Für die Daten in 2012 kann eine Unterteilung in Akteursgruppen erfolgen. Diese spiegelt wiederum ein deutliches Bild wider.



**Abb. 8: Investitionen in erneuerbaren Energien**

Quelle: BMU (2013)



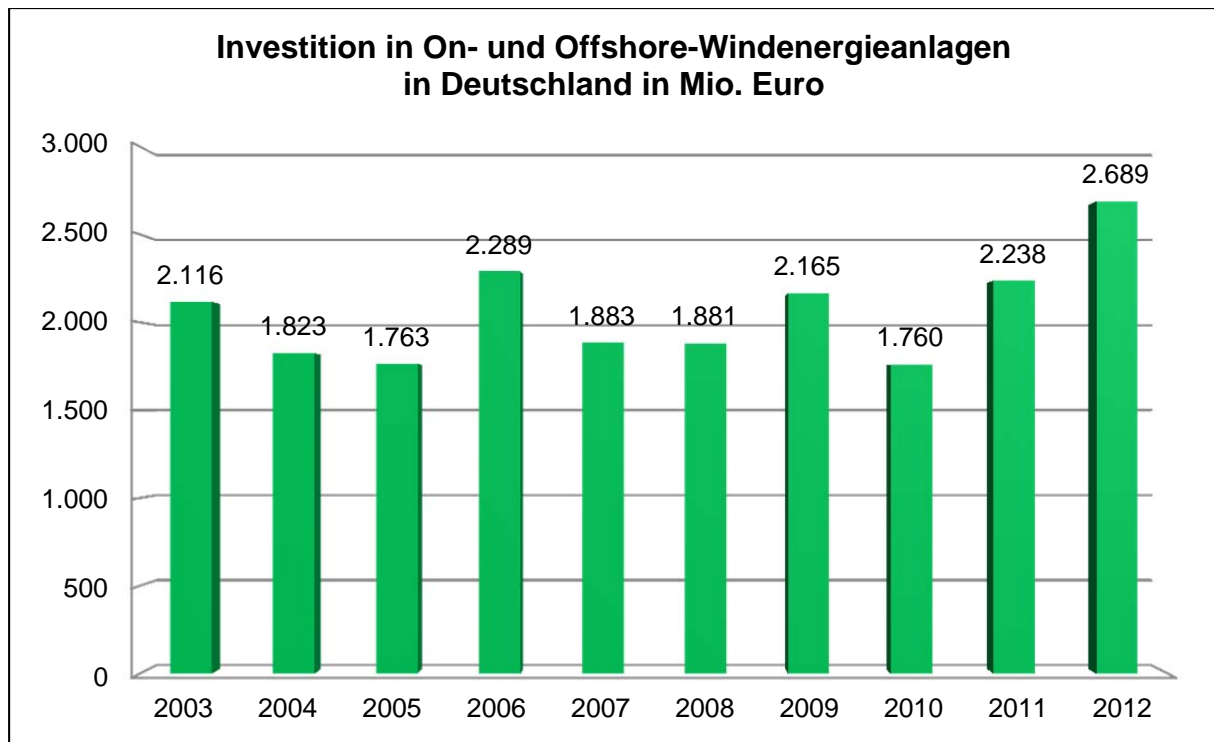
**Abb. 9: Investitionen in erneuerbare Energien nach Eigentümergruppe**

Quelle: trend:research GmbH und Leuphana Universität Lüneburg (2013, S. 47)

Die Investitionen der institutionellen und strategischen Investoren sind mit 9,9 Mrd. Euro am höchsten und machen somit 59 % der gesamten Investitionshöhe 2012 aus. Bürgerenergieprojekte haben mit 5,1 Mrd. Euro ebenfalls relativ hohe Investitionen getätigt. Energieversorger hingegen fallen mit nur 10 % der Gesamtinvestitionen wiederum ab. Dieser Umstand lässt für die Zukunft nur einen geringen Anstieg der Marktpräsenz der Energieversorger im Bereich der erneuerbare Energien vermuten. Beachtenswert ist, dass bei der Aufspaltung der Bürgerenergie die meisten Investitionen durch Einzeleigentümer\_innen getätigt werden, obwohl ein klarer Anstieg an Bürgergesellschaften in den letzten Jahren zu erkennen ist (eigene Datenerhebung). Ihr Investitionsvolumen ist mit 0,3 Mrd. Euro jedoch verhältnismäßig gering. Diese Gesellschaften planen Folgeinvestitionen zur Erzeugung von erneuerbarer Energie vor allem durch PV und Wind (DGRV 2013, S. 16). Aus diesem Grund kann durch den Ausbau von Bürgergesellschaften für die Zukunft ein Anstieg der Investitionen vermutet werden.

Das bisherige Investitionsverhalten von Bürgerenergiegenossenschaften zeigt, dass die meisten Genossenschaften (93 %) Investitionen zwischen 80.000 Euro und 5 Mio. Euro tätigen (DGRV 2012, S. 9). Hier ist das Ergebnis auf die hohe Anzahl von PV-Projekten zurückzuführen, die einen geringeren Investitionsbetrag benötigen als z. B. Windprojekte. Genossenschaften im Windbereich betreiben oftmals nur eine Windkraftanlage bzw. sind an Anlagen, die in einem Windpark stehen, beteiligt (eigene Datenerhebung). Die Investitionssumme von 300 Mio. Euro durch Bürgergesellschaften in 2012 beinhaltet somit weitere Gesellschaftsformen wie die GmbH & Co. KG.

Im Windbereich lässt sich bei den GmbH & Co. KGs eine Tendenz zu mehr Anlagen feststellen. Durch die Möglichkeit höherer Eigenkapitalaufbringung in dieser Gesellschaftsform im Vergleich zu Genossenschaften können tendenziell größere Vorhaben verwirklicht werden und kleine Windparks entstehen (eigene Datenerhebung).

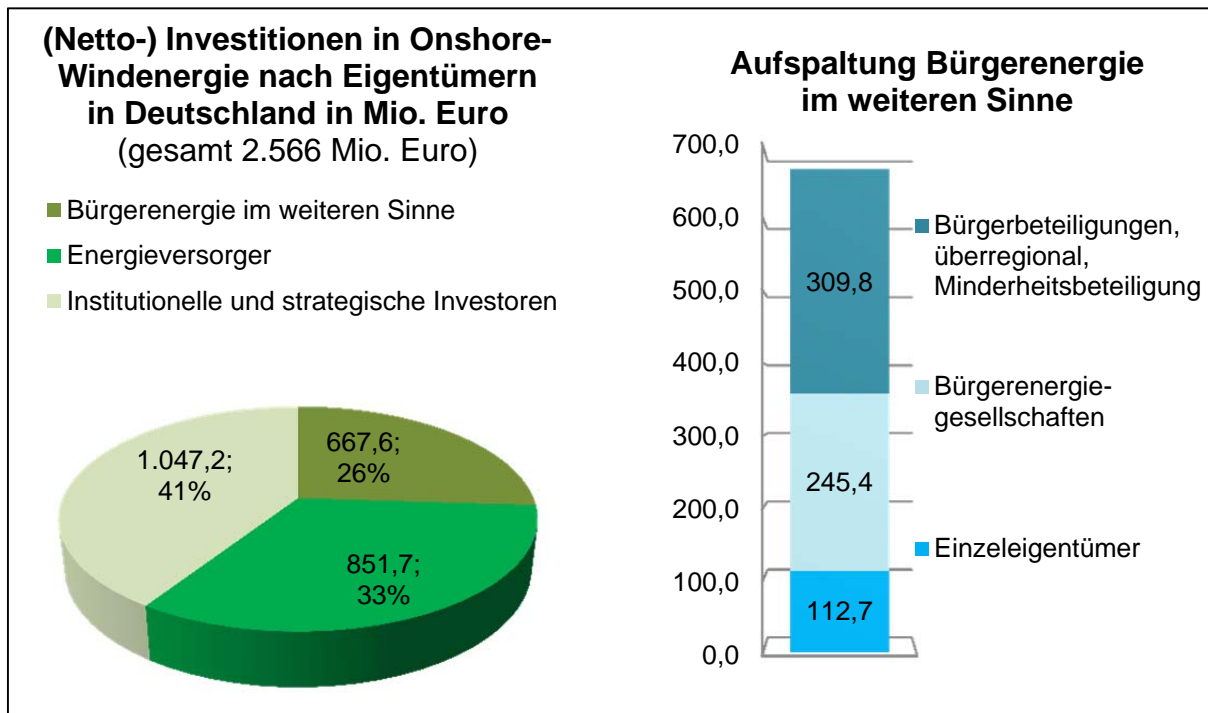


**Abb. 10: Investitionen in Windenergieanlagen**

Quelle: VDMA (2013)

Die Investitionssumme der einzelnen Energiebereiche weiter zu unterteilen, ist sinnvoll, um die Position von Bürgerinvestitionen weiter herauszuarbeiten. Im gesamten Windbereich ist auffällig, dass die Investitionssummen zwischen den Jahren variieren. Es ist an dieser Stelle kein klarer Trend zu erkennen. Die Investitionssummen bewegen sich meistens um die 2 Mrd. Euro im Jahr, wobei in 2012 der Spitzenwert mit 2,689 Mrd. erreicht wurde.<sup>9</sup> Im Vergleich zu den Daten für 2012 im Onshore-Bereich lässt sich keine große Differenz erkennen, was auf eine unterschiedliche Datenerfassung oder wenig Investitionen im Offshore-Bereich in 2012 schließen lässt.

<sup>9</sup> Die Daten beruhen auf aktuellen Herstellerbefragungen der Deutschen WindGuard.

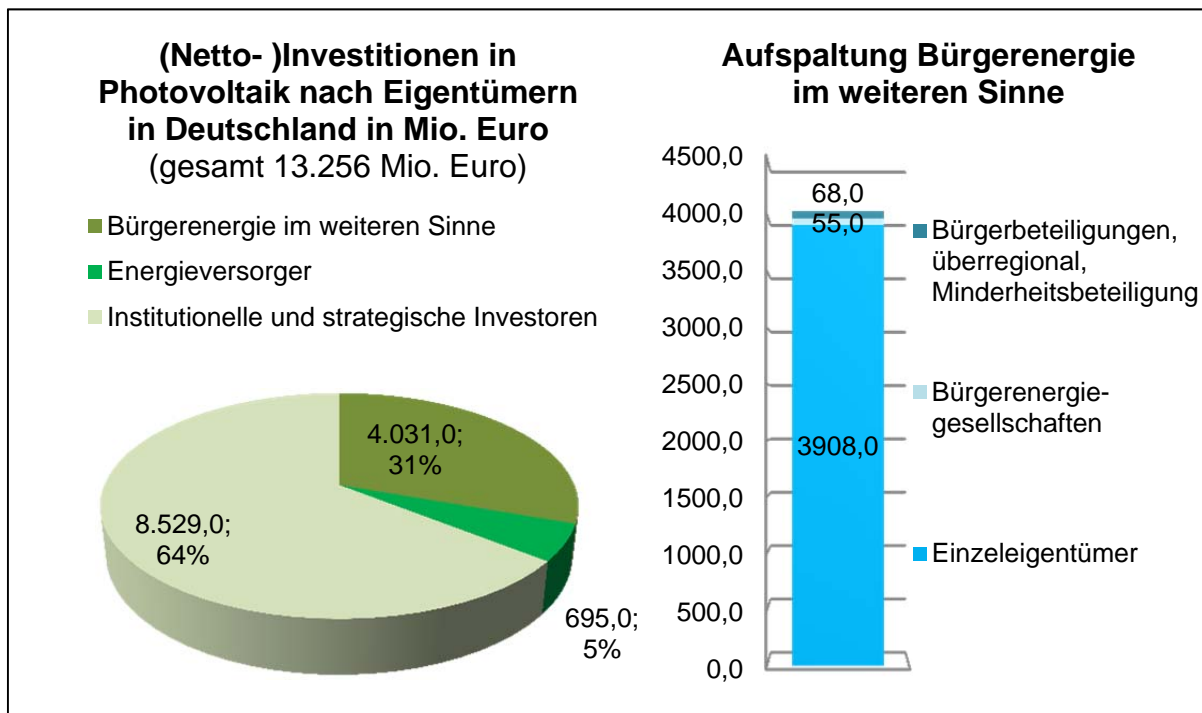


**Abb. 11: Investitionen in Onshore-Windenergie nach Eigentümern im Jahr 2012**

Quelle: trend:research GmbH und Leuphana Universität Lüneburg (2013, S. 50)

Bei der Aufgliederung der Daten aus 2012 für die Onshore-Windinvestitionen wird deutlich, dass die Energieversorger 33 % der Investitionen im Windbereich tätigen. Institutionelle Investoren investieren mit 1.047,2 Mio. Euro das höchste Volumen in die Onshore-Windenergie. Bürgerenergieinvestitionen bilden mit 26 % die kleinste Gruppe. Wie auch bei der installierten Leistung ist das Investitionsverhalten bei Einzeleigentümer\_innen im Windbereich gering. Vor allem Bürgergesellschaften oder überregionale Beteiligungen sind im Windbereich häufig mit insgesamt 564,2 Mio. Euro vertreten.

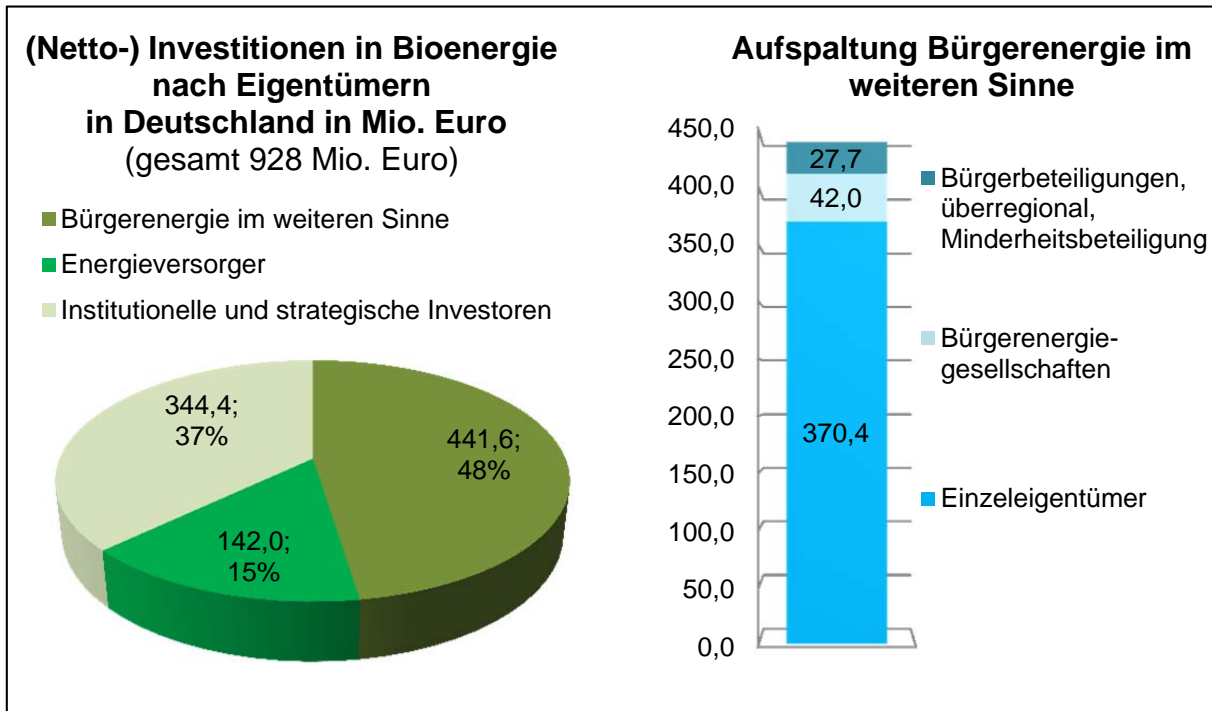
Durch die Betrachtung der PV-Investitionen wird deutlich, dass die Energiearten voneinander abgegrenzt betrachtet werden sollten. Im Gegensatz zur Onshore-Windenergie ergibt sich beim Investitionsverhalten ein deutlich anderes Bild.



**Abb. 12: Investitionen in Photovoltaik nach Eigentümern im Jahr 2012**

Quelle: trend:research GmbH und Leuphana Universität Lüneburg (2013, S. 49)

Die institutionellen und strategischen Investoren steuern 64 % der Gesamtsumme bei, was 8.529 Mio. Euro entspricht. Die Energieversorger sind an dieser Stelle mit nur 5 % der Gesamtinvestitionen abgeschlagen. Die Bürgerenergieprojekte finanzieren rund ein Drittel der Gesamtinvestitionssumme. Bei einer Unterteilung dieser Position wird noch einmal deutlich, dass vor allem Einzeleigentümer\_innen im PV-Bereich aktiv sind. Es gibt, wie bei der installierten Leistung, nur geringe Investitionen von Bürgerenergiegesellschaften sowie weiteren Bürgerbeteiligungen. An dieser Stelle können Energiegenossenschaften im PV-Bereich nochmals gesondert betrachtet werden. Die Investitionsvolumina von Genossenschaften haben relativ hohe Spannweiten zwischen 20.000 Euro bis hin zu 7,5 Mio. Euro pro Gesellschaft. Das arithmetische Mittel liegt bei ungefähr 1,27 Mio. Euro, der Median bei 585.000 Euro (Degenhart et al. 2014, S. 15). Betrachtet man die 55 Mio. Euro aus 2012, die von Bürgerenergiegesellschaften investiert wurden, müssen neben den PV-Genossenschaften, die in den Anfangsjahren eher geringere Investitionen aufweisen (Degenhart et al. 2014, S. 15), weitere Rechtsformen einbezogen werden.

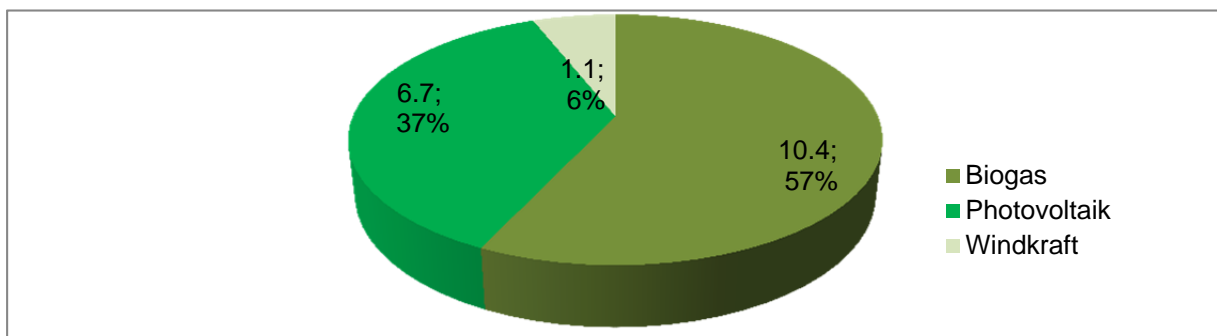


**Abb. 13: Investitionen in Bioenergie nach Eigentümern im Jahre 2012**

Quelle: trend:research GmbH und Leuphana Universität Lüneburg (2013, S. 48)

Im Jahr 2012 war das Investitionsverhalten in Bioenergie mit 928 Mio. Euro verhältnismäßig niedrig. Deutlich wird an dieser Stelle, dass die Bioenergie ein Bereich ist, bei dem die Bürgerenergie eine wesentliche Rolle spielt. Nicht nur die installierte Leistung, sondern auch das anteilige Investitionsvermögen lässt darauf schließen. Mit 48 % der Gesamtinvestition ist die Bürgerenergie die größte Investorin in Bioenergie. Institutionelle nehmen ebenfalls von der Investitionshöhe einen großen Platz ein. Die Energieversorger sind mit 15 % beteiligt und bilden auch im Bioenergiebereich die kleinste Gruppe.

Bei der Unterteilung der Bürgerenergie ist auffällig, dass Einzeleigentümer\_innen 2012 rund 370 Mio. in Bioenergie investiert haben. Betrachtet man die Gesamtinvestitionen von Landwirten in erneuerbare Energien zwischen 2009 und 2012, wird eine wesentlich höhere Größenordnung deutlich. Landwirte haben in diesem Zeitraum rund 18,2 Mrd. Euro in erneuerbare Energien investiert, davon einen Großteil in PV- und Bioenergieanlagen. Die geringen Investitionen in Bioenergie und PV 2012 lassen vermuten, dass das Investitionsverhalten von Landwirten in erneuerbare Energien rückläufig ist.



**Abb. 14: Nettoinvestitionen in erneuerbare Energien zur Stromerzeugung durch Landwirte in Deutschland, 2009-2012**

Quelle: Agentur für Erneuerbare Energien (2013)

Eine Analyse, bei der jeweils die durchschnittliche Größe von Anlagen einzelner Bürgergesellschaften anhand von Stichproben<sup>10</sup> betrachtet wurde, ergibt nach Rechtsform und Energieform deutliche Unterschiede. PV-Genossenschaften betreiben mehrere kleinere PV-Anlagen mit einer durchschnittlichen Leistung von 46 kW. Kumuliert man die Anlagen der Genossenschaften, ergibt sich im Durchschnitt ein Wert von 238 kW pro Gesellschaft, wobei hier die Werte zwischen 30 kW und 607 kW stark schwanken. Dies hängt vor allem von der Anzahl der Anlagen ab, die die Genossenschaften betreiben. Der DGRV kommt zu ähnlichen Ergebnissen: Bei rund 37 % der Genossenschaften liegt die installierte Leistung pro Gesellschaft zwischen 101 und 300 kW (DGRV 2013, S. 13). Bei älteren Gesellschaften sind in der Stichprobe deutlich mehr Anlagen zu erkennen, da oftmals Folgeinvestitionen im PV-Bereich getätigt werden. Deutliche Abweichungen gibt es bei GmbH & Co. KG, die PV-Anlagen errichtet haben. Es ist zu erkennen, dass die Gesellschaften im Durchschnitt weniger Anlagen betreiben, diese jedoch eine größere Leistung mit 159 kW im Schnitt haben. Insgesamt sind diese Gesellschaften von ihrer kumulierten installierten Leistung her durch die geringere Anzahl an Anlagen kleiner als Genossenschaften (eigene Datenerhebung).

Im Wind-Bereich ist ein gegenläufiges Bild zu erkennen. Die Genossenschaften betreiben meistens nur eine Windkraftanlage mit einer Leistung um die 2 MW, da die Anlagen bedingt durch das geringe Alter der Genossenschaften erst in den letzten Jahren erbaut wurden. Bei den GmbH & Co. KGs ist dies anders: Diese Gesellschaften sind im Durchschnitt älter und betreiben somit auch ältere Anlagen, die eine geringere Leistung von durchschnittlich 1,5 MW besitzen. Durch die kumulierte Anzahl an Anlagen der GmbH & Co. KGs ergeben sich sehr heterogene Gesamtleistungen der Gesellschaften. In der Stichprobe besitzen diese Gesellschaften 1 bis hin zu 18 Windkraftanlagen, die einem Windpark zugeordnet sind. Die Gesamtleistungen liegen damit zwischen 1,5 MW und 27,5 MW pro Gesellschaft. Bei mehreren Windparks einer Komplementärgesellschaft läuft der Betrieb über verschiedene GmbH & Co. KGs (eigene Datenerhebung).

### 2.2.3 Fazit

Durch die Betrachtung von installierter Leistung und Investitionssummen wird deutlich, dass die Bürgerenergie eine tragende Rolle bei der Erzeugung von erneuerbarer Energie spielt. Wenn die Größe von Bürgerenergieprojekten nach installierter Leistung betrachtet wird, ist ersichtlich, dass fast die Hälfte der Erneuerbaren-Energien-Projekte auf Bürgervorhaben zurückgeht. Diese teilen sich stark abhängig von der Energieform auf Einzelpersonen oder Bürgergesellschaften auf. Durch kleinere Investitionsmöglichkeiten im PV-Bereich gibt es bei dieser Erzeugungsform eine Häufung von Einzeleigentümer\_innen, wohingegen Windkraftanlagen fast ausschließlich über Bürgergesellschaften finanziert werden. Bei der Größenbetrachtung durch die installierte Leistung wird deutlich, dass Energieversorger bisher nur einen geringen Einfluss auf den Ausbau der erneuerbaren Energien hatten. Die wesentlichen Mitbewerber\_innen von Bürgerenergievorhaben sind institutionelle und strategische Investoren. Diese Größenordnung setzt sich bei der Betrachtung der produzierten Strommenge aus erneuerbaren Energien fort. Auch hier haben Bürgerenergieprojekte eine deutliche Größe am Markt und steuern 43 % der insgesamt 131.608 GWh bei.

Das Investitionsverhalten in erneuerbare Energien zeigt ähnliche Ergebnisse. Hier stellen institutionelle Investoren mit 9,9 Mrd. Euro das größte Vermögen zur Verfügung,

---

<sup>10</sup> Stichprobengröße: 102 Projekte in 48 Gesellschaften, davon 24 im PV-Bereich, 24 im Windenergiebereich, 24 in der Gesellschaftsform der eG und 24 in der Gesellschaftsform der GmbH & Co. KG.

was 59 % der Gesamtinvestitionen entspricht. Bürgerenergie ist jedoch mit einem Investitionsvolumen in 2012 von 5,1 Mrd. ebenfalls stark vertreten. Erstaunlich ist, dass davon 4,4 Mrd. Euro auf Einzeleigentümer\_innen entfallen. Bürgergesellschaften investieren zusammen deutlich weniger Kapital. Dies liegt vor allem daran, dass Einzeleigentümer\_innen viele PV- oder Bioenergieanlagen installieren und über deren Kumulation eine hohe Investitionssumme zustande kommt. Die Investitionen im Windbereich sind bei Bürger\_innen eher über Bürgergesellschaften verbreitet, was auf hohe Anfangsinvestitionen in diesem Bereich zurückgeführt werden kann. Energieversorger sind beim Investitionsverhalten deutlich weniger aktiv als Bürger\_innen. Sie halten nur 1,70 Mrd. Euro und damit nur ca. 10 % der Gesamtinvestitionen.

Insgesamt zeigt sich, dass Bürgerenergie eine Größe in Deutschland erreicht hat, ohne die die Produktion von erneuerbaren Energien kaum möglich wäre. Ohne das Investment von Bürger\_innen in die Energiewende würde die Stromerzeugung durch erneuerbare Energien deutlich geringer ausfallen.

### 2.3 *Investitionsmotive der Bürger\_innen*

#### 2.3.1 Finanzielle und nicht-finanzielle Zielsetzungen

##### 2.3.1.1 *Finanzwirtschaftliche Grundüberlegungen*

Investor\_innen verfolgen bei ihren Investitionen unterschiedliche finanzielle und nicht-finanzielle Zielsetzungen. Die **finanziellen Anlagekriterien** lassen sich auf ein einziges Ziel reduzieren: „das Streben nach einem möglichst hohen Nutzen des Konsumstroms“ (Schmidt und Terberger 1997, S. 47). Dieser Konsumstrom weist drei Dimensionen auf: (1) Breite bzw. Höhe/Größe, (2) zeitliche Struktur sowie (3) (Un-)Sicherheitsgrad. Mittels Zinssatz werden die Nutzenströme üblicherweise auf einen Zeitpunkt auf- bzw. abdiskontiert. Daher werden in theoretischen Modellen und empirischen Untersuchungen gemeinhin zwei Dimensionen betrachtet: die erwartete Rendite als Anhaltspunkt für die Breite/Höhe des Konsumstroms sowie die Unsicherheit bzw. das Risiko, das mit dem Investment verbunden ist. Bei einem Vergleich von Renditeerwartungen, wie er im Folgenden vorgenommen wird, sind daher immer auch der Zeitpunkt der Aussage und die Höhe der Risiken der betrachteten Anlage zu berücksichtigen. Bei Vorhandensein von Transaktionskosten, insbesondere Kosten der Informationsbeschaffung, sowie von Unsicherheiten spielen auch strategische Optionen eine Rolle. So kann es sein, dass ein Energieversorger sich das Feld erneuerbarer Energien erschließt und daher bei ersten Projekten höhere Anfangsverluste oder insgesamt geringere Renditen akzeptiert.

Daneben verfolgen die meisten Investor\_innen auch **nicht-finanzielle Ziele**. Dazu zählen (Schmidt und Terberger 1997, S. 46–47):

- das Streben nach Macht und Prestige,
- das Bestreben, sich sozial verantwortlich zu verhalten,
- das Streben nach Unabhängigkeit,
- das Streben nach Erholung und Muße oder
- der Wunsch nach Selbstverwirklichung bzw. Daseinserfüllung.

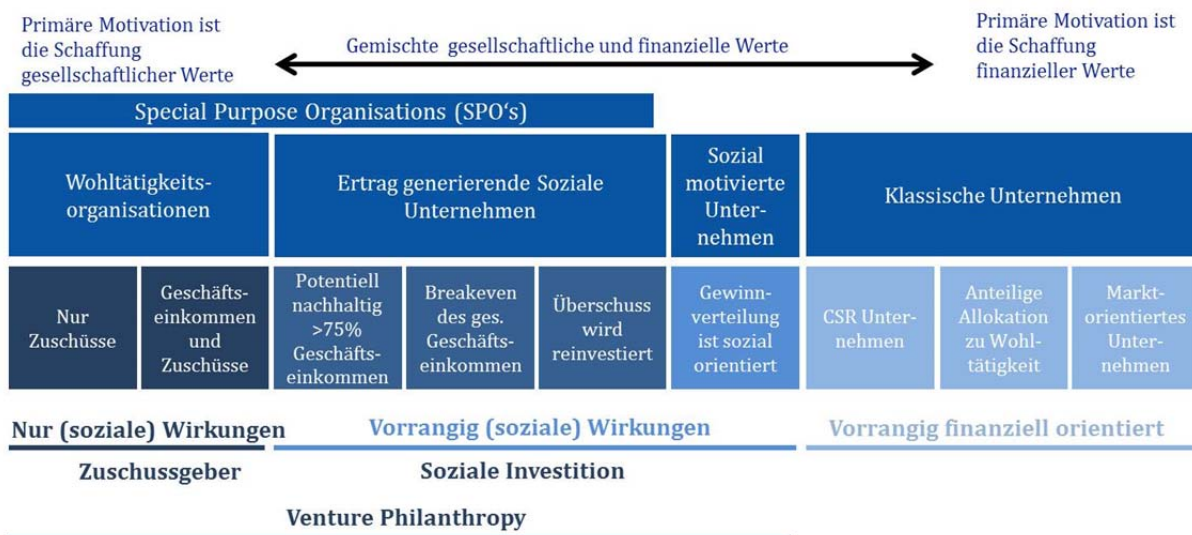
Zum zweiten Ziel kann man regionale Anlageinteressen oder ethisch-ökologische Investitionen rechnen. Einige Anleger\_innen sind bereit, teilweise oder vollständig auf Rendite zu verzichten, wenn mit der Investition bestimmte soziale oder ökologische Ziele verfolgt werden. Damit lassen sich insgesamt drei Bereiche unterscheiden (*siehe Abb. 15*):

- traditionelles Geschäft (orientiert an Risiko und Rendite);
- *social investment* (Priorität auf soziale Wirkung) sowie



- Philanthropie (komplett fokussiert auf soziale Wirkung).

Bei einer insgesamt unternehmerischen Ausrichtung und Vorgehensweise ließen sich die beiden letztgenannten Segmente zum *venture philanthropy* zusammenfassen. Prinzipiell könnten Bürgerenergiegesellschaften allen drei Segmenten zugeordnet sein.



**Abb. 15: Investitionsspektrum – Von traditionellem Geschäft bis Wohltätigkeit**

Quelle: EVPA (2014), eigene Übersetzung.

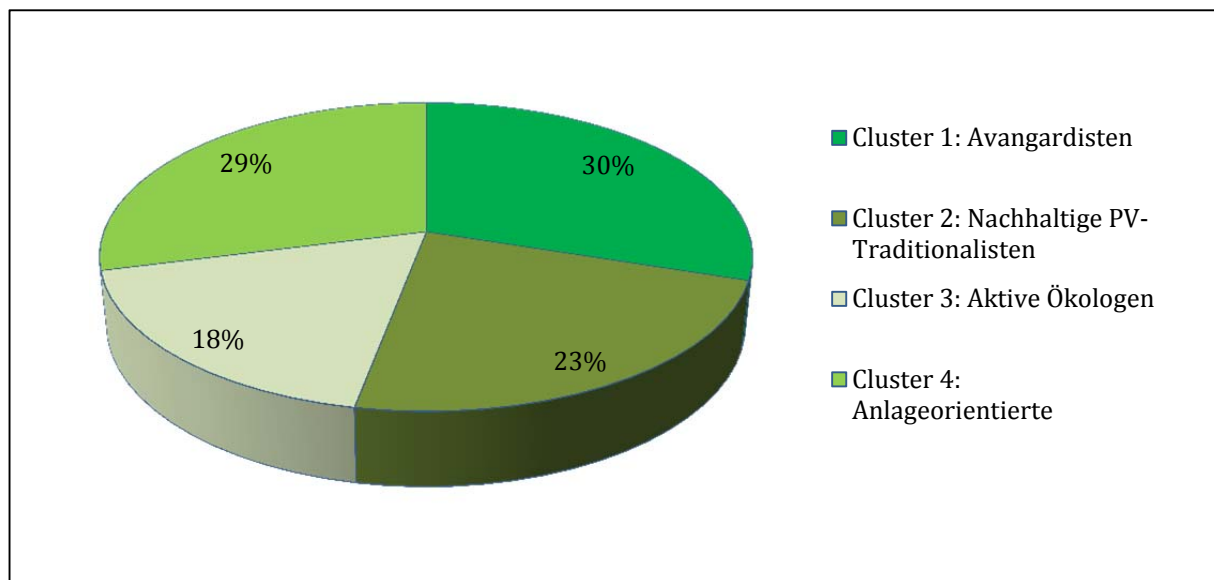
Flieger unterscheidet für die Energiegenossenschaften in Deutschland nach strategischer Ausrichtung drei verschiedene Typen: (1) bürgerschaftliche, (2) sozialökologische und (3) organisatorisch-institutionelle Genossenschaften (Flieger 2010). Bei den bürgerschaftlichen Energiegesellschaften geht es darum, regionale Wertschöpfung zu erzeugen. Die sozialökologischen Genossenschaften investieren einen Teil ihrer Gewinne in soziale Projekte. Es gibt einzelne Gesellschaften, die in ihrer Satzung Grenzen für die Dividendenausschüttungen festgelegt haben, oberhalb derer die Gewinne abgeschöpft und für soziale Zwecke verwendet werden. Den organisatorisch-institutionellen Typus charakterisiert Flieger als zur Replikation an anderen Orten entwickeltes Modell. Eine teilweise deckungsgleiche Typologie für Genossenschaften allgemein hat (Engelhardt 1994) vorgelegt. Diese Überlegungen zeigen, dass es sich um eine sehr heterogene Gruppe von Gesellschaften handelt. Nicht-finanzielle Motive spielen bei der finanziellen Teilhabe von Bürger\_innen an der Energiewende in vielen Fällen eine große Rolle. Daher haben Holstenkamp & Degenhart diesen Aspekt zu einem konstitutiven Merkmal für Bürgerbeteiligungen erhoben (Holstenkamp und Degenhart 2013).

### 2.3.1.2 Überblick über empirische Befunde zu Anlagemotiven von Bürger\_innen

Zu Anlagemotiven im Bereich von Bürgerenergiegesellschaften liegen einzelne empirische Untersuchungen vor, deren Ergebnisse im Folgenden kurz skizziert werden: Volz hat 2010 die Vorstände von 122 Energiegenossenschaften befragt. In einer Clusteranalyse hat er nach Investitionsmotiven vier verschiedene Typen identifiziert. Auch der DGRV hat in seiner Umfrage aus dem Jahr 2012 nach der Gründungsmotivation gefragt. In beiden Fällen lassen die Ergebnisse nur begrenzt Rückschlüsse auf die Motive der Gesellschafter\_innen zu. Demgegenüber hat Radtke die Mitglieder von insgesamt 80 Energiegenossenschaften und GmbH & Co. KGs direkt befragt.

In seiner Untersuchung kommt Volz zum Schluss, dass dem Motiv einer „guten Dividendenzahlung“ (Rang 12 von 18 Variablen) im Verhältnis zu den Zielsetzungen „erneuerbare Energieerzeugung“ oder „Beitrag gegen den Klimawandel“ (Rang 1 und 2) eine nachrangige Bedeutung zukommt. Rein ökonomische Motive spielen also im Durchschnitt für alle Energiegenossenschaften eine untergeordnete Rolle (Volz 2011). Bei der Clusteranalyse betrachtet Volz die Faktoren „Energieversorgung in Eigenregie“, „Solidarisches Handeln“, „Ökologische Nachhaltigkeit“ und „Ökologische Kapitalanlage“. Je nach Gewichtung ordnet er die Gesellschaften einem von vier Clustern zu (Volz 2011; 2012, S. 146–148):

- In Cluster 1 („Avantgardisten“) sind die ersten drei Faktoren überdurchschnittlich repräsentiert, was auf eine Priorität der Energieversorgung schließen lässt. Dieses Cluster repräsentiert ca. 30 % der Energiegenossenschaften.
- In Cluster 2 („nachhaltige PV-Traditionalisten“) befinden sich die 23 % der Energiegenossenschaften, für welche die Faktoren „Solidarisches Handeln“, „Ökologische Nachhaltigkeit“ und „Ökologische Kapitalanlage“ überrepräsentiert sind. Einen Nachhaltigkeitsbeitrag zu leisten und der langfristige Erhalt der Lebensgrundlage sind die vordergründigen Ziele dieser Genossenschaften.
- Die Angehörigen des dritten Clusters („aktive Ökologen“) zeichnen sich durch die Zielsetzung aus, einen Beitrag zum Klimawandel leisten zu wollen. In diesem Cluster sind der Faktor „Energieversorgung in Eigenregie“ und besonders der Faktor „Ökologische Nachhaltigkeit“ überrepräsentiert. Auch im Querschnitt über alle Cluster ist „Ökologische Nachhaltigkeit“ am stärksten repräsentiert. 18 % der Energiegenossenschaften gehören diesem Cluster an.
- Im vierten Cluster („Anlageorientierte“) ist ausschließlich der Faktor „Ökologische Kapitalanlage“ überrepräsentiert. Hauptmotiv der 29 % der Energiegenossenschaften, welche diesem Cluster zugeteilt sind, ist es, eine hohe Eigenkapitalrendite zu erzielen.



**Abb. 16: Aufteilung der Energiegenossenschaften nach strategischer Ausrichtung (Stand: Ende 2010)**

Quelle: (Volz 2011)

Es ist nicht auszuschließen, dass bei der Befragung der Anteil des vierten Clusters aufgrund sozial erwünschten Antwortverhaltens (Stocké 2004; Diekmann 2010, S. 447–451) und/oder der indirekten Befragung über die Vorstände unterschätzt wurde. Zugleich zeigen die Befragungsergebnisse größere Unterschiede zwischen PV- und Nahwärme-Genossenschaften: Dividendenzahlungen spielen bei PV-Genossenschaften ( $\bar{x} = 3,93$ ) eine größere Rolle als im Nahwärmebereich ( $\bar{x} = 2,43$ ) (Volz 2012, S. 129). Zusammenfassend lässt sich aus der Analyse schließen, dass Energieversorgung sowie Nachhaltigkeits- und Umweltbeiträge in der Zielhierarchie eine weitaus wichtigere Rolle spielen als Dividendenzahlungen.

Eine ähnliche Frage wie bei Volz hat auch der DGRV in seine Umfrage aus dem Jahr 2012 aufgenommen. In der jüngeren Befragung ist das Item offenbar nicht mehr enthalten. Anstelle der 5er-Likert-Skala erfolgt die Bewertung in der DGRV-Umfrage mit vier Merkmalsausprägungen von 0 = keine Motivation bis 3 = sehr starke Motivation. Mit Werten von im Mittel 2,4 bzw. 2,3 sind Umweltschutz und Förderung der regionalen Wertschöpfung die wesentlichen Gründungsmotive. Zusammen mit der Sicherung der regionalen Energieversorgung folgt die Dividendenzahlung an dritter Stelle mit einer mittleren Ausprägung (DGRV 2012, S. 14).

Zu einem ähnlichen Ergebnis kommt Radtke in seiner Befragung: 80 % bzw. 90 % notierten, dass ökologische Aspekte und die „Energie in Bürgerhand“-Idee Motivation ihrer Mitgliedschaft seien. Die Zielsetzung einer Renditeerwartung gaben im Verhältnis weniger (55 %) Mitglieder an (Radtke 2014).

### 2.3.1.3 Ergebnisse eigener Datenerhebungen

Im Rahmen der Studie wurde ebenfalls eine Erhebung zu den Anlagemotiven der Mitglieder durchgeführt.<sup>11</sup> Dabei wurde mit einer 5er-Likert-Skala die Bedeutung von sieben verschiedenen möglichen Motiven abgefragt: (1) des Renditemotivs, (2) des günstigen Bezugs von Energie, (3) des Beitrags zur regionalen Wertschöpfung, (4) des Umweltschutzes, (5) des Ziels, die Energiewende voranzubringen, (6) der Teilnahme an der Gestaltung der Energiewende sowie (7) der gemeinschaftlichen Umsetzung von Projekten. Im Ergebnis zeigt sich, in Übereinstimmung mit den im vorherigen Abschnitt zitierten Quellen, dass Umweltschutz, Beitrag zur Energiewende, regionale Wertschöpfung und Teilhabe höher bewertet werden als das Renditemotiv.

**Tab. 1: Bewertung unterschiedlicher Motive**

	n	arithm. Mittel	Std.abw.	Median
<b>Rendite</b>	261	3,26	1,38	3
<b>Energiebezug</b>	237	2,78	1,47	3
<b>Regionale Wertschöpfung</b>	259	4,26	0,92	5
<b>Umweltschutz</b>	261	4,54	0,83	5
<b>Energiewende voranbringen</b>	265	4,54	0,83	5
<b>Partizipation</b>	251	4,16	1,11	5
<b>Umsetzung in Gemeinschaft</b>	254	3,37	1,30	3

Abkürzungen: arithm. = arithmetisches; Std.abw. = Standardabweichung.

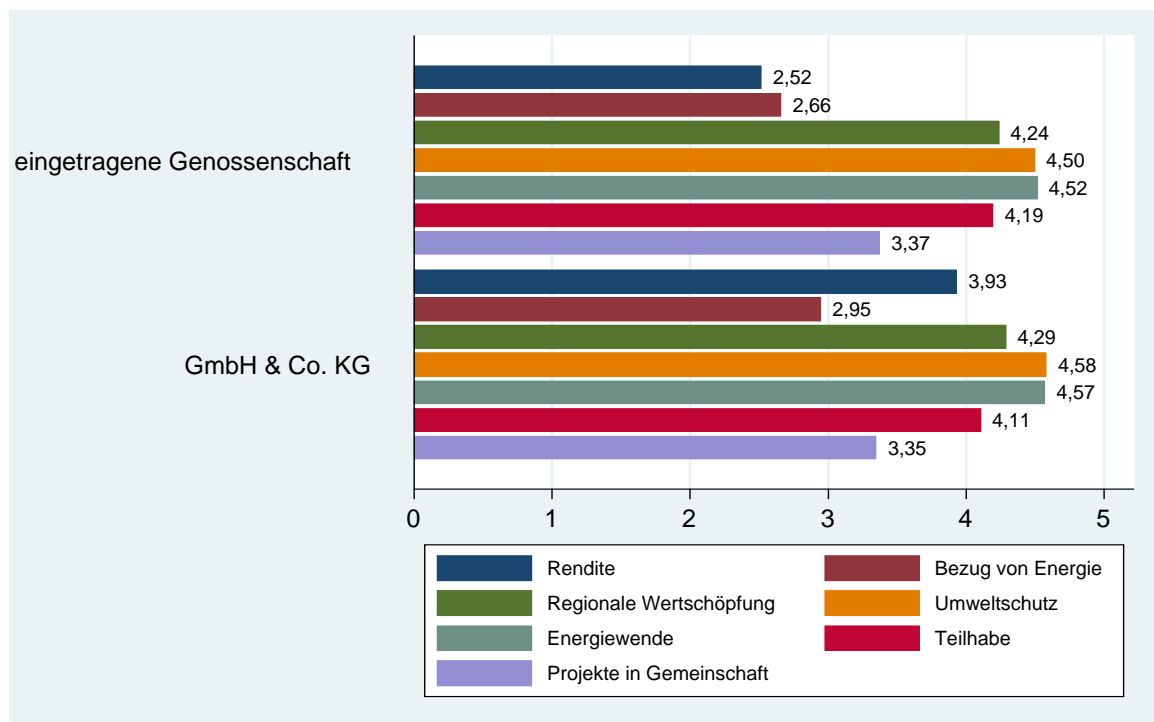
Skala: Von 1 = unbedeutend bis 5 = sehr wichtig

Quelle: Eigene Darstellung; Umfrage Bürgerenergie

<sup>11</sup> Weitere Informationen zur Methodik, zu einzelnen Ergebnissen und zum Fragebogen finden sich im Anhang unter A.2.

Die Daten erlauben ferner einige Rückschlüsse auf Unterschiede nach Unternehmensform, Energieform und Region, wobei diese Variablen aufgrund regionaler und projektbezogener Präferenzen für bestimmte Modelle eine hohe Korrelation aufweisen: Gesellschaften bürgerlichen Rechts (GbR; auch: BGB-Gesellschaft) werden – zum Teil in Verbindung mit einem eingetragenen Verein (e. V.) – vorwiegend für die Umsetzung kleinerer Photovoltaikprojekte genutzt. Die GmbH & Co. KG hat sich als Standard für Bürgerwindparks in Norddeutschland etabliert. Dagegen werden Bürgerwindprojekte im Süden tendenziell eher in Form der eingetragenen Genossenschaft (eG) umgesetzt, die sich ansonsten primär für mehrere kleine und mittlere oder größere PV-Projekte als wohl bedeutendste Unternehmensform für Bürgerenergievorhaben herausgebildet hat. Gesellschaften mit beschränkter Haftung (GmbH) bzw. Unternehmergesellschaften (UG) (haftungsbeschränkt) kommen seltener vor.

Betrachtet man die Daten für die Bewertung der Motive nach Unternehmensform (siehe Abb. 17), so zeigen sich beim Renditemotiv – anders als bei den anderen Motiven – signifikante Unterschiede zwischen GbR und eG auf der einen Seite sowie GmbH & Co. KG Unternehmergesellschaft und Compagnie Kommanditgesellschaft (UG & Co. KG) inklusive GmbH und Unternehmergesellschaft (UG) (haftungsbeschränkt) auf der anderen Seite (siehe Tab. 2).<sup>12</sup> Da nur für wenige GbR, GmbH und UG (haftungsbeschränkt) Daten vorliegen, wurden in Tab. 2 die GbR den Genossenschaften und die anderen Rechtsformen den KG-Modellen zugeordnet. Im Mittel wird der Rendite bei der GmbH- und KG-Gruppe eine höhere Bedeutung beigemessen als bei GbR und eG.



**Abb. 17: Bewertung von Investitionsmotiven – eG vs. GmbH & Co. KG**

Skala: Von 1 = unbedeutend bis 5 = sehr wichtig

Quelle: Eigene Darstellung; Umfrage Bürgerenergie

<sup>12</sup> Da ordinalskalierte Werte vorliegen, wurde im vorliegenden Fall ein Wilcoxon-U-Test (auch: Wilcoxon-Rangsummentest oder Wilcoxon-Mann-Whitney-Test) durchgeführt.

**Tab. 2: Bewertung des Renditemotivs nach Gesellschaftsform**

	n	arithm. Mittel	Std.f.	95 %-Konfidenzintervall	
				uG	oG
<b>GbR oder eG</b>	124	2,54	0,1136	2,3155	2,7652
<b>GmbH, UG, GmbH &amp; Co. KG oder UG &amp; Co. KG</b>	136	3,92	0,0974	3,7265	4,1117

Abkürzungen: arithm. = arithmetisches; eG = eingetragene Genossenschaft; GbR = Gesellschaft bürgerlichen Rechts; GmbH = Gesellschaft mit beschränkter Haftung; GmbH & Co. KG = GmbH und Compagnie Kommanditgesellschaft; oG = obere Grenze; Std.f. = Standardfehler; UG = Unternehmergeellschaft; UG & Co. KG = Unternehmergeellschaft und Compagnie Kommanditgesellschaft; uG = untere Grenze

Skala: Von 1 = unbedeutend bis 5 = sehr wichtig

Quelle: Eigene Darstellung; Umfrage Bürgerenergie

Ähnliche Ergebnisse zeigen sich bei Betrachtung nach Energieform bzw. Investitionsobjekt (*siehe Tab. 3*) sowie nach Region (*siehe Tab. 4*). Erwartungsgemäß spielt die Rendite bei Bioenergievorhaben – zumeist durch Biomasse befeuerte Nahwärmenetze – die geringste Rolle. Hier kommt es weniger auf hohe Ausschüttungen denn auf den günstigen Bezug von Wärme an. Auffällig ist, dass die Bedeutung der Rendite als Anlagemotiv bei Investor\_innen in Windenergieanlagen signifikant höher ist als bei PV-Projekten. Einen Unterschied scheint es auch zwischen Norden (arithmetisches Mittel: 3,9) und Süden (2,43) zu geben.

**Tab. 3: Bewertung des Renditemotivs nach Energieform**

	n	arithm. Mittel	Std.f.	95 %-Konfidenzintervall	
				uG	oG
<b>Bioenergie</b>	26	1,58	0,1486	1,2710	1,8829
<b>Photovoltaik</b>	87	2,89	0,1352	2,6162	3,1539
<b>Wind</b>	145	3,81	0,1004	3,6084	4,0054

Abkürzungen: arithm. = arithmetisches; oG = obere Grenze; Std.f. = Standardfehler; uG = untere Grenze

Skala: Von 1 = unbedeutend bis 5 = sehr wichtig

Quelle: Eigene Darstellung; Umfrage Bürgerenergie

**Tab. 4: Bewertung des Renditemotivs nach Region**

	N	arithm. Mittel	Std.f.	95 %-Konfidenzintervall	
				uG	oG
<b>Nord</b>	145	3,90	0,1006	3,6976	4,0955
<b>Ost</b>	7	3,00	0,5345	1,6921	4,3079
<b>Süd</b>	109	2,43	0,1078	2,2176	2,6448

Abkürzungen: arithm. = arithmetisches; oG = obere Grenze; Std.f. = Standardfehler; uG = untere Grenze

Skala: Von 1 = unbedeutend bis 5 = sehr wichtig

Quelle: Eigene Darstellung; Umfrage Bürgerenergie

**Tab. 5: Verteilung der Antworten auf Amsträger\_innen und Nicht-Amtsträger\_innen**

	n	%
Kein_e Amtsträger_in	190	71,70
Amtsträger_in	75	28,30
<b>Gesamt</b>	<b>265</b>	<b>100,00</b>

Skala: Von 1 = unbedeutend bis 5 = sehr wichtig

Quelle: Eigene Darstellung; Umfrage Bürgerenergie

In der Umfrage haben bislang zu einem nicht unerheblichen Teil Mitglieder aus Vorstand bzw. Aufsichtsrat oder Geschäftsführung der Gesellschaften geantwortet (rund 28 %; siehe Tab. 5). Es ist davon auszugehen, dass insgesamt in den Gesellschaften das Verhältnis deutlich höher zugunsten der „Nicht-Amträger\_innen“ ausfällt. Zu prüfen ist daher, ob Amtsträger\_innen in den Gesellschaften systematisch anders antworten als Personen, die kein Amt innehaben. Dies gilt beispielsweise für die Bedeutung des Renditemotivs. Es könnte sein, dass bei Gremienvertreter\_innen, die sich oft ehrenamtlich engagieren, andere Motive dominieren als bei „reinen Kapitalgeber\_innen“.

Anhand der laufenden Umfrage lässt sich (vorläufig) ein Test bezüglich dieser Hypothese durchführen. Ein Vergleich der Mittelwerte (siehe Tab. 6) macht deutlich, dass eine solche Hypothese naheliegt: Die Mittelwerte sind bei Nicht-Amtsträger\_innen tatsächlich höher als bei Personen mit Amt. Ein Mann-Whitney-U-Test zeigt, dass die Unterschiede signifikant sind. Im weiteren Verlauf wäre zu prüfen, ob es diesbezüglich Unterschiede nach Gesellschaftsform oder Projekttyp gibt. Dafür muss allerdings ein etwas höherer Rücklauf der Umfrage abgewartet werden.

**Tab. 6: Unterschiede zwischen Amsträger\_innen und Nicht-Amtsträger\_innen bei der Bewertung des Renditemotivs**

	n	arithm. Mittel	Median	Std.abw.
Kein_e Amtsträger_in	183	3,44	4	1,33
Amtsträger_in	71	2,77	3	1,35
<b>Gesamt</b>	<b>254</b>	<b>3,25</b>	<b>3</b>	<b>1,37</b>

Abkürzungen: arithm. = arithmetisches; Std.abw. = Standardabweichung.

Skala: Von 1 = unbedeutend bis 5 = sehr wichtig

Quelle: Eigene Darstellung; Umfrage Bürgerenergie

## 2.3.2 Risikoadjustierte Rendite als finanzielle Zielsetzung

### 2.3.2.1 Überblick bzgl. erwarteter und erzielter Renditen

Im Folgenden wird detaillierter auf die Renditeziele von Bürgerenergiegesellschaften eingegangen. Berücksichtigt man die obigen Ausführungen zur Bedeutung des Renditeziels, so ist grundsätzlich davon auszugehen, dass die Erwartungen hinsichtlich der Rendite eher geringer ausfallen werden als bei anderen Investorengruppen. Diese Hypothese gilt es näher zu untersuchen.

Die erwarteten und erzielten Renditen können in unterschiedlicher Weise angegeben werden. Hier wird insbesondere nach Vorsteuer- und Nachsteuerrendite unterschieden.

Im Einzelnen kann auf folgende Quellen zurückgegriffen werden:

- **Lindlein & Mostert** geben einen allgemeinen Überblick über Renditeziele nach Reifegrad des Investitionsprojektes.
- **Deloitte & Touche GmbH und Norton Rose LLP** haben gemeinsam eine Umfrage zu Renditeerwartungen unterschiedlicher Investorengruppen im Segment erneuerbarer Energien durchgeführt.
- Die Bundesnetzagentur (**BNetzA**) erhebt Daten zu Renditen im Netzbereich.
- Es liegen Eigenkapitalrenditen der großen Energieversorgungsunternehmen, hier **E.ON** und **RWE**, vor.
- **Holstenkamp & Ulbrich** haben die Renditeziele von Photovoltaikgenossenschaften untersucht.
- Der **DGRV** erhebt in seiner jährlichen Umfrage die tatsächlich gezahlten Dividenden (vor Steuern).
- Eine Untersuchung zur Ausschüttung bei älteren Windparks – Bürgerbeteiligungen und Investorenmodellen – hat **Daldorf** vorgelegt.

Die ersten vier Quellen liefern Vergleichsgrößen; die folgenden dienen der Abschätzung, inwieweit die Hypothese der geringeren Renditeerwartungen von Bürgerenergiegesellschaften und damit verbunden des anderen finanzwirtschaftlichen Charakters dieser Vorhaben zutreffend ist.

### 2.3.2.2 Vergleichsgrößen

Lindlein und Mostert haben für das Jahr 2005 Vor-Steuer-Renditeziele, abgestuft nach Reifegrad des Projektes, zusammengetragen (*siehe Tab. 7*). Die Werte reichen von 2 % bis 6 % bei Unternehmens- und Staatsanleihen bis mehr als 40 % bei Risikokapital in Frühphasen. Zu beachten ist, dass sich die Renditeziele mit der Finanzkrise ab 2007/8 verändert haben. Gleichwohl mögen die Größenordnungen als erster Anhaltspunkt für kommerzielle Renditeerwartungen in verschiedenen Phasen eines einzelnen Projektes bzw. Entwicklungsstadien einer Technologie dienen. Darüber hinaus deuten die Zahlen darauf hin, wie stark die Renditeanforderungen von Eigenkapitalgebern steigen, wenn das Risiko eines Investments zunimmt.

**Tab. 7: Renditeziele vor Steuern von Investoren nach Anlageform**

Vermögensklasse	Zielrendite (% p.a.)
Frühphasen-venture capital	40 – 50
Ausgewogenes venture capital	30 – 50
Buyout	24 – 30
Infrastruktur	14 – 26
Immobilien	10 – 20
Mezzaninkapital	14 – 20
Aktien	6 – 8
Unternehmensanleihen	4 – 6
Staatsanleihen	2 – 6

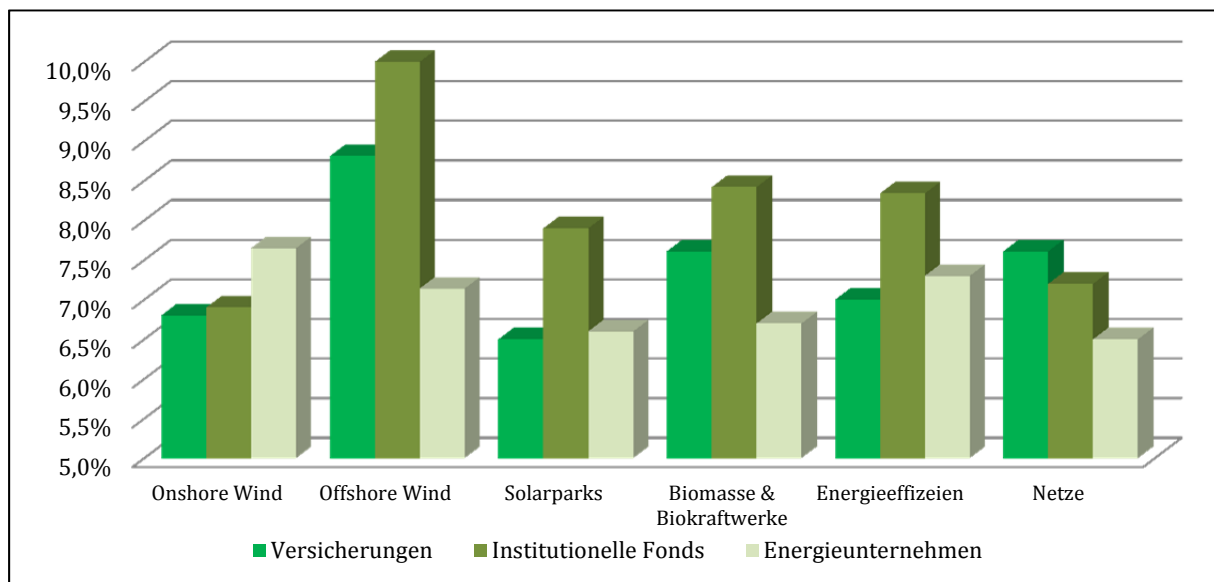
Quelle: Lindlein und Mostert (2005, S. 15)

Die Eigenkapitalrenditeerwartungen nach Steuern der Anleger in Erneuerbare-Energien-Projekte differieren nach Anlegergruppe und einzelnen Assetklassen. Aus Abb. 17 ist ersichtlich, dass die Renditeerwartungen von institutionellen Fonds erheblich über denen der Versicherungen und Energieunternehmen liegen. Diese höheren Erwartungen der institutionellen Fonds sind darauf zurückzuführen, dass sie als reine Finanzinvestoren strategische Motive außer Acht lassen. Zudem ist der angestrebte Fremdkapitalhebel (*leverage*) höher als bei den anderen Anlegergruppen, was die Ei-

genkapitalrendite maßgeblich beeinflusst (Deloitte & Touche GmbH und Norton Rose LLP 2013, S. 17–18).

Nach Kalkulationen der BNetzA betragen Eigenkapitalrenditen von Energienetzen für Neuanlagen 7,39 % nach Steuern (9,05 % vor Steuern). Für Altanlagen sind es 7,14 % vor Steuern und 5,83 % nach Steuern. Die durchschnittlichen Renditeerwartungen für Anlagen in Netze liegen, abhängig von der jeweiligen Anlegergruppe, zwischen 6,5 % und 7,8 % und somit knapp über der kalkulierten erwarteten Eigenkapitalrendite der BNetzA (Deloitte & Touche GmbH und Norton Rose LLP 2013, S. 17–18).

Die kalkulierten Eigenkapitalrenditen nach Steuern der großen Energieversorger liegen mit 8,11 % bei E.ON und für RWE bei 8,9 % über den durchschnittlichen Eigenkapitalrenditeerwartungen von Energieunternehmen (siehe Abb. 18). Ein denkbarer Erklärungsansatz für diese Diskrepanz ist, dass in den Kalkulationen von E.ON und RWE auch die Renditeerwartungen energienaher Dienstleistungen enthalten sind (Deloitte & Touche GmbH und Norton Rose LLP 2013, S. 17–18).



**Abb. 18: Eigenkapitalrenditeerwartungen nach Steuern für einzelne Assetklassen**

Quelle: Deloitte & Touche GmbH und Norton Rose LLP (2013)

### 2.3.2.3 Erwartete Renditen bei Photovoltaikgenossenschaften

Im Jahr 2010 haben Holstenkamp & Ulbrich die Renditeerwartungen von Photovoltaikgenossenschaften untersucht. Auf Basis von Angaben in Präsentationen und der Informationen auf den Internetseiten der jeweiligen Bürgerenergiegenossenschaft wurden für N = 50 eGn Daten zu erwarteten Renditen ermittelt.

Die Erwartungen lagen im Mittel bei jährlich 4,5 bis 5 % vor Steuern. Die Spannweite reicht von geringen Erwartungen um 2,2 % p. a. bis zu 6,4 % p. a., was angesichts der oben angegebenen Referenzwerte immer noch gering ist, sich aber den Daten geschlossener Publikumsfonds annähert.



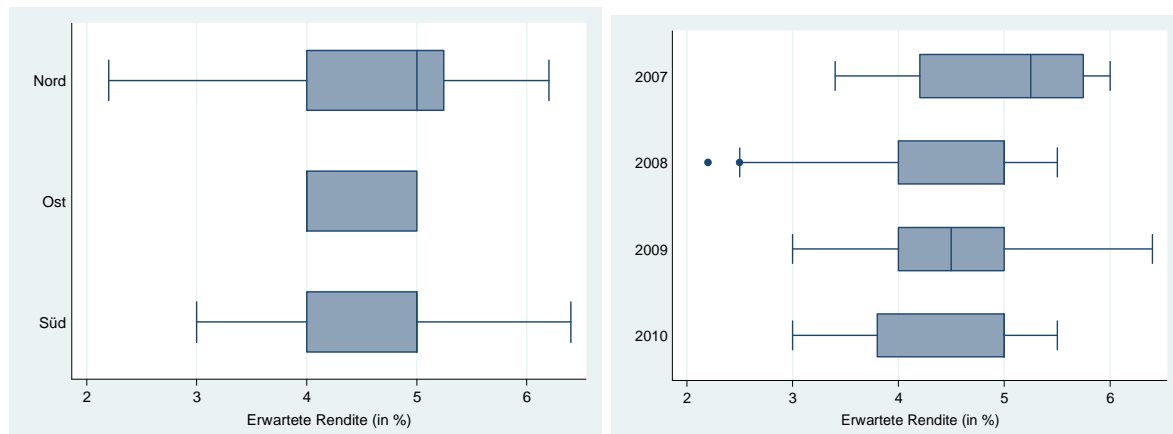
**Tab. 8: Renditeziele von Photovoltaikgenossenschaften, Stand: 2010**

	N	arithm. Mittel	Min.	Max.	Median
Renditeziel [% p.a.]	50	4,59	2,2	6,4	5,0

Abkürzungen: arithm. = arithmetisches; Max. = Maximum; Min. = Minimum; p.a. = per annum

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus Holstenkamp und Ulbrich (2010)

Dabei sind signifikante Unterschiede zwischen den Regionen Nord, Ost und Süd genauso wenig zu erkennen wie hinsichtlich des Gründungsjahres der Gesellschaft und damit der ersten Projekte und der Dokumente zur Mitgliedergewinnung, die als Datenquelle fungieren. Zugleich wird aus den Abb. 19a und b ersichtlich, dass die Unterschiede innerhalb der Photovoltaikgenossenschaften nicht unerheblich sind. Man kann daher von verschiedenen Typen auch hinsichtlich der Höhe der Renditeerwartung ausgehen.



**(a) Renditeerwartungen nach Region**

**(b) Renditeerwartungen nach Gründungsjahr**

**Abb. 19: Box-Whisker-Plots für Renditeerwartungen nach Region und Gründungsjahr**

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus Holstenkamp und Ulbrich (2010)

**2.3.2.4 Tatsächliche Ausschüttungen von Energiegenossenschaften und Bürgerwindparks**

In seinen Umfragen ermittelt der DGRV auch die Höhe der Ausschüttungen. Dass im Jahr 2012 rund 60 % der Genossenschaften keine Dividende ausbezahlt haben, lässt sich allein schon mit dem jungen Alter der Gesellschaften erklären. Darüber hinaus zielen Biomasse-Nahwärme-Genossenschaften, die 20 % der Stichprobe ausmachen, nicht auf die Auszahlung einer Dividende, sondern nutzen im Allgemeinen die Möglichkeit der (steuerfreien) genossenschaftlichen Rückvergütung, sofern Überschüsse erzielt werden.

Die Höhe der durchschnittlich ausbezahlten Dividende lag in 2011 und 2012 bei ca. 4 % (DGRV 2013, S. 15). Für 2012 weist der DGRV eine Spannweite von 0,8 % bis 7,0 % aus (DGRV 2013, S. 14). Sowohl die arithmetischen Mittel als auch die Spannweiten scheinen sich auf diejenigen Genossenschaften zu beziehen, die überhaupt eine Dividende ausge-

schüttet haben. Eine Differenzierung nach Genossenschaftstyp liegt nicht vor. Gleiches gilt für Aussagen, ob das Renditeziel erreicht wurde.

Dieser letztgenannten Frage widmet sich die Untersuchung von (Daldorf 2013). Auf Basis von 1.150 Jahresabschlüssen von 127 Windparks ermittelt er durchschnittliche Ausschüttungen von 2,5 % p. a. für den Zeitraum 2002-2011. Ein wesentlicher Grund für die geringen Renditen im Vergleich zum Renditeversprechen in den Prospekten sind die niedrigen Winderträge. Dadurch wurden im Mittel lediglich 86 % der prospektierten Umsätze realiter erreicht. Daldorf weist darauf hin, dass die Probleme grundsätzlich auch Bürgerwindparks treffen. Gleichwohl seien die Herstellungskosten geringer und die Eigenkapitalquoten höher, weshalb er von größeren Chancen einer (geringen) Rendite ausgeht.<sup>13</sup> Zugleich geht er von einer höheren Zufriedenheit aus, weil es den Bürger\_innen um eine Mitgestaltung von Projekten im lokalen/regionalen Umfeld gehe.

### 2.3.2.5 Konditionen von Nachrangdarlehen

In einigen Fällen werden bei Energiegenossenschaften Nachrangdarlehen bei Mitgliedern, teilweise auch Nicht-Mitgliedern, eingeworben (*siehe Kap. 3*). Aus den Konditionen dieser Nachrangdarlehen lassen sich ebenfalls Schlussfolgerungen für die Renditeerwartungen ziehen: Da mit Eigenkapital ein höheres Risiko verbunden ist, müssten die Zinssätze für Nachdarlehen geringer sein als die erwartete Eigenkapitalverzinsung. Andernfalls hätte man einen negativen Hebeleffekt durch die Nachrangdarlehen. Insofern markieren die Zinssätze eine untere Grenze für die Renditeerwartungen dieser Energiegenossenschaften.

Erfasst wurden Nachrangdarlehen von 44 Energiegenossenschaften. Für sieben Genossenschaften liegen keine Daten zum Emissionsjahr vor, in neun Fällen keine zu den Konditionen. Sind Nachrangdarlehen in mehreren Tranchen bzw. für mehrere Projekte begeben worden, so wurde das neueste Jahr, zu dem Informationen vorlagen, gewählt. Die Verteilung über die Jahre ist in Tab. 9 wiedergegeben.

**Tab. 9: Überblick über Nachrangdarlehen von Energiegenossenschaften nach Emissionsjahr**

<b>Jahr</b>	<b>Anzahl</b>	<b>Anteil (in %)</b>
2008	5	13,51
2009	2	5,41
2010	1	2,70
2011	5	13,51
2012	6	16,22
2013	16	43,24
2014	2	5,41
<b>Gesamt</b>	<b>37</b>	<b>100,00</b>

Quelle: Eigene Darstellung; Degenhart et al. (2014)

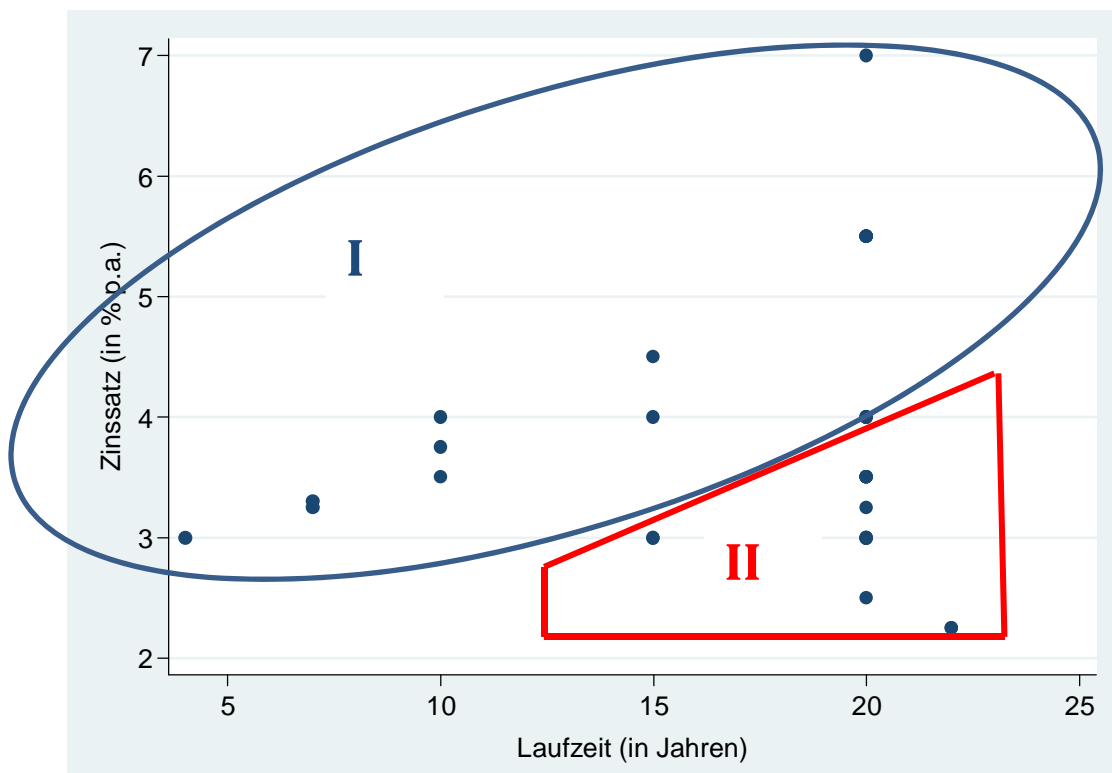
<sup>13</sup> Diese Annahme ist insofern plausibel, als dass die Werte für Windparks insgesamt nahelegen, dass sich bei vielen der betrachteten Windparks der Fremdkapitalhebel (*leverage*) negativ auswirkt. Dies ist immer dann der Fall, wenn die interne Rendite des Projektes niedriger ist als der Fremdkapitalzins (Perridon et al. 2012, S. 490).

Die meisten Nachrangdarlehen haben eine Laufzeit von (mindestens) 20 Jahren, also über den gesamten erwarteten Projektzeitraum (siehe Tab. 9). Nur in sechs von 36 Fällen, zu den Daten hierfür vorliegen, beträgt die Laufzeit der Nachrangdarlehen weniger als 15 Jahre, sodass hier ggf. ein Refinanzierungsrisiko besteht – sollte weiterhin Mezzaninkapital benötigt werden, müsste neues eingeworben werden, um die alten Nachrangdarlehen abzulösen.

**Tab. 10: Überblick über Nachrangdarlehen von Energiegenossenschaften nach Laufzeit**

Laufzeit (in Jahren)	Anzahl	Anteil (in %)
4	1	2,78
7	2	5,56
10	3	8,33
15	4	11,11
20	24	66,67
22	2	5,56
<b>Gesamt</b>	<b>36</b>	<b>100,00</b>

Quelle: Eigene Darstellung; Degenhart et al. (2014)



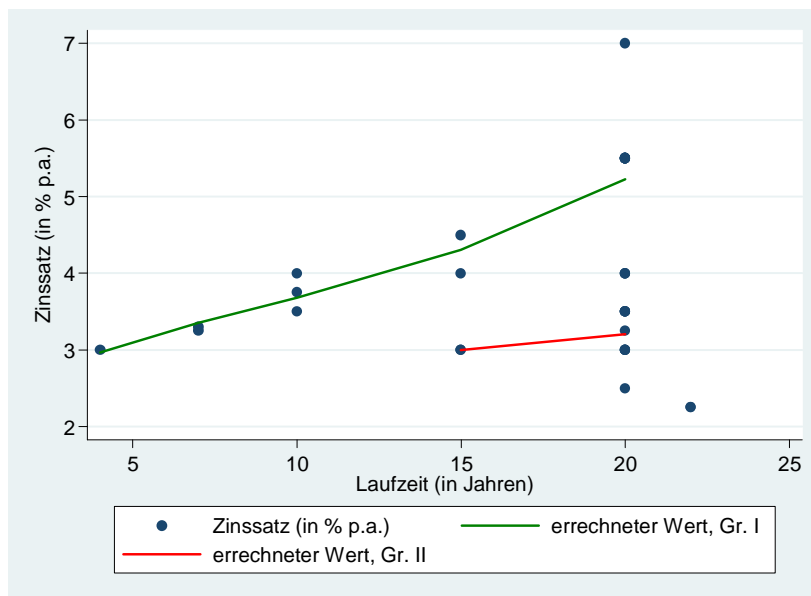
**Abb. 20: Verhältnis von Laufzeit und Zinssatz (Zinsstruktur)**

Quelle: Eigene Darstellung; Degenhart et al. (2014)

Mit zunehmender Laufzeit der Nachrangdarlehen müssten sich steigende Zinssätze zeigen. Trägt man Laufzeit und Zinssatz gegeneinander auf (siehe Abb. 20), so fällt auf, dass die Energiegenossenschaften in wenigstens zwei Gruppen zerfallen (Gruppe I und II).

Auch dies ist ein Indiz dafür, dass es hinsichtlich der Investitionsmotive unterschiedliche Typen von Bürgerenergiegesellschaften gibt.

Abb. 21 liefert erste Hinweis, wie die Zinsstrukturkurven der beiden Gruppen aussehen könnten. Ausgenommen sind die beiden Ausreißer mit einer Laufzeit von 22 Jahren und sehr niedrigen Zinssätzen. Weiter zu beachten wäre bei einer detaillierteren Analyse, inwieweit es Unterschiede nach Projekttypen gibt, z. B. für kleine und mittelgroße PV-Anlagen, für große Aufdach- oder Freiflächen-PV-Anlagen oder für die Finanzierung von Windenergieanlagen.



**Abb. 21: Zinsstrukturkurven für die Nachrangdarlehen von Energiegenossenschaften (Gruppen I & II)**

Anm.: Regression mittels gebrochen-rationalen Funktionen für Gruppen I und II (außer Laufzeit = 22 Jahre)

Quelle: Eigene Darstellung; Degenhart et al. (2014)

**Tab. 11: Zinskonditionen von Nachrangdarlehen bei Energiegenossenschaften**

	n	arithm. Mittel	Std.abw.	Min.	Max.	Median
Zinssatz (in % p.a.)	35	3,89	1,13	2,25	7,00	3,50

Abkürzungen: arithm. = arithmetisches; Max. = Maximum; Min. = Minimum; p.a. = per annum; Std.abw. = Standardabweichung

Quelle: Eigene Darstellung; Degenhart et al. (2014)

Abstrahiert man von den Unterschieden in der Laufzeit (*siehe Tab. 11*), ergibt sich bei der Verzinsung ein Mittelwert von 3,89 % (arithmetisches Mittel) bzw. 3,5 % (Median).

### 2.3.3 Fazit

Mitglieder von Bürgerenergiegesellschaften verfolgen mit ihren Investitionen in großem Maße strategische, soziale und ökologische Ziele. Das Renditemotiv spielt im Allgemei-

nen eine nicht unwichtige, aber weniger bedeutende Rolle. In dieser Hinsicht ist allerdings nach Typ der Bürgerenergiegesellschaft zu differenzieren: Bei Bürgerwindparks in der Rechtsform der GmbH & Co. KG aus Norddeutschland spielt Rendite eine signifikant größere Rolle als bei PV-Genossenschaften aus dem Süden.

Eine weitere Differenzierung und Analyse der Hintergründe bzw. Identifikation entsprechender Cluster steht noch aus. Damit wäre es möglich, die bei Volz (2011) angelegte Unterscheidung, die sich in großen Teilen mit typologischen Überlegungen an anderer Stelle deckt (Flieger 2010; Engelhardt 1994), weiter auszudifferenzieren und Hypothesen hinsichtlich der Begründungszusammenhänge zu testen.

Bei genauerer Untersuchung der Eigenkapitalrendite von verschiedenen Investoren im Bereich der erneuerbaren Energien ergeben sich projektabhängige Erwartungen. Institutionelle Fonds werden als reine Finanzanlage gesehen und haben somit höhere Erwartungen. Bei Betrachtung der verschiedenen Assetklassen im Erneuerbare-Energien-Bereich zeigt sich, dass andere Marktteilnehmer, wie Energieversorger und Versicherungen, deutlich geringere Renditeerwartungen haben. Insgesamt ergibt sich das Bild, dass die höchsten Renditen im Offshore-Bereich, die geringsten im Solarbereich erwartet werden.

Bei Bürgerenergieprojekten ergeben sich bei den Renditeerwartungen deutlich geringere Werte. Bei PV-Genossenschaften liegen diese im Mittel nur bei 5 % und bei keiner Befragung über 6,4 %. Dividenden bei Genossenschaften sind in den letzten Jahren nur bei 40 % der Gesellschaften bezahlt worden, bedingt durch das junge Alter der Genossenschaften und die Nutzung der genossenschaftlichen Rückvergütung. Auch langfristige Nachrangdarlehen haben eine relativ niedrige Verzinsung. Insgesamt lässt sich die Tendenz festhalten, dass Bürger\_innen das Engagement in erneuerbare Energien wichtiger erscheint als ein hohes Renditeziel.

## **2.4 Entwicklung von Geschäftsmodellen**

### **2.4.1 Geschäftsmodelle und Geschäftsmodellinnovation**

Bürger\_innen setzen nicht nur einzelne Projekte um. Sie sind in Teilen auch in die Entwicklung, Erprobung und Innovation von Geschäftsmodellen involviert. Der Begriff des Geschäftsmodells wird in der Literatur nicht einheitlich verwendet (Zott et al. 2011). Es bestehen aber vielfach weitgehend deckungsgleiche Listen an Komponenten, die ein Geschäftsmodell ausmachen (Schaltegger et al. 2012):

- das Wertversprechen (*value proposition*);
- die Kundenbeziehungen (*customer relationships*);
- die Geschäftsinfrastruktur (*business infrastructure*) und
- finanzielle Aspekte, v. a. Kosten- und Erlösstrukturen (*financial aspects*).

Die einzelnen Komponenten hängen dabei zusammen: So richtet sich ein bestimmtes Wertversprechen an bestimmte Kund\_innen, zu denen entsprechende Beziehungen aufgebaut werden. Aus den Eigenschaften der leistungswirtschaftlichen Komponenten lassen sich Rückschlüsse für mögliche Finanzierungsinstrumente ziehen (Spremann und Frick 2011).

In der Literatur wird die Bedeutung des Geschäftsmodells und von Geschäftsmodellinnovationen für die Performance von Unternehmen – und damit auch den Erfolg der Lösungen, die die Unternehmen den Kunden anbieten – hervorgehoben (Chesbrough 2010; Demil und Lecocq 2010; Zott et al. 2011; Ireland et al. 2001; Johnson et al. 2008). Dies gilt unabhängig von der Art und Größe der Unternehmen. Im Energiesektor ist hier ein Wandel auch bei den etablierten Versorgern – überregionalen, regionalen und lokalen –

zu erkennen (Richter 2012). Hier wird ein Spannungsfeld zwischen neuen Akteuren auf den Energiemärkten, zu denen die meisten Bürgerenergiegesellschaften zählen, und den Etablierten ersichtlich; zugleich zeigen sich aber auch Räume für Kooperationen.

#### 2.4.2 Historischer Hintergrund

Bürgerbeteiligungsansätze im Energiesektor sind nicht neu. Zu Beginn des 20. Jahrhunderts gründeten Bürger\_innen eine Vielzahl von Elektrizitätsgenossenschaften, um den ländlichen Raum mit elektrischer Energie zu versorgen. Zunächst wurde zumeist Strom aus Wasserkraft produziert. Sehr schnell gingen die Gesellschaften dann dazu über, sich auf den Netzausbau und -betrieb zu konzentrieren (Holstenkamp 2012; Faust 1977). Der Zentralisierung des Strommarktes und veränderten politischen Rahmenbedingungen sind viele dieser Gesellschaften zum Opfer gefallen: Von den ehemals über 6.000 alten Elektrizitätsgenossenschaften existieren heute noch ungefähr 40. Die Zentralisierung des Energiemarktes führte zu einer Dominanz einiger großer Versorgungsunternehmen. Eine Einbindung der Bürger\_innen fand lediglich indirekt über die Kommunen mittels Stadtwerken statt. Erst Ende der 80er/Anfang der 90er Jahre erlebte der Bau von Gemeinschaftsenergieanlagen eine Renaissance. Die ersten Bürgerwindparks entstanden im Norden Deutschlands. Im Landkreis Nordfriesland ist heute eine Leistung von ca. 900 MW installiert; 90 % der Windparks werden als Bürgerwindpark betrieben (windcomm schleswig-holstein 2012, S. 8).

Mit dem Inkrafttreten des EEG im Jahr 2000 wurde die Vergütung dieses Stroms bundesweit gesichert und damit das Fundament für den weiteren Ausbau von Produktionsanlagen durch Bürger\_innen gesetzt. Bürgerenergieanlagen entwickeln sich seitdem zu einem relevanten Element der Energiewende. Das Geschäftsmodell unterscheidet sich insofern von demjenigen der alten Elektrizitätsgenossenschaften, als dass hier nun die reine Stromerzeugung im Mittelpunkt steht. Der Absatz erfolgt an das Netz der allgemeinen Versorgung, wie es das EEG ursprünglich allein vorsah.

Im PV-Sektor dominierten Gemeinschaftsanlagen einzelner Personen aus der Ökologiebewegung. Ziel war es, so viel Elektrizität zu erzeugen, wie in den jeweiligen Haushalten tatsächlich in Summe genutzt wurde (Mautz et al. 2008).

Die ersten Initiativen dienten vor allem dazu, die Technik zu erproben und weiterzuentwickeln. Zugleich wurden dabei Organisations- und Finanzierungsmodelle einem Praxistest unterzogen.

#### 2.4.3 Überblick über Entwicklungen bei den Geschäftsmodellen

Der DGRV gliedert die Geschäftsmodelle der Energiegenossenschaften in vier Segmente: die Photovoltaikgenossenschaften, die Windenergiegenossenschaften, die genossenschaftlichen Nahwärmenetze und Bioenergiedörfer und die genossenschaftlichen Energieversorgungsunternehmen. Ähnliche Einteilungen können für andere Gesellschaftsformen vorgenommen werden.

Das Hauptgeschäftsfeld im Bereich der Bürgerbeteiligung bei erneuerbaren Energien ist der Betrieb von Erzeugungsanlagen. Die Mehrheit der Gesellschaften ist hier tätig. Einen weiteren Schwerpunkt bilden die Bioenergiedörfer mit dem Betrieb von Nahwärmenetzen. Hier unterscheiden sich die Projekte zwischen Vorhaben, bei denen die Eigenerzeugung integriert ist, von solchen, die lediglich das Netz errichten und betreiben und die benötigte Wärme weitgehend von bestehenden Biogasanlagen beziehen. An dieser Stelle kommt es vielfach zu unterschiedlichen Kooperationen von Bürgerbeteiligungsgesellschaften, Landwirten und kommunalen Akteuren.

Mit der Novelle des EEG, die Anfang 2012 in Kraft getreten ist, wurde der Eigenverbrauchsbonus abgeschafft (§ 33 Abs. 2 EEG 2009). Dieser wurde seit 2009 für Strom aus Solarenergie gezahlt, den der Betreiber selbst verbraucht oder an Nachbarn abgibt. An die Stelle der Regelungen zum Eigenverbrauch von Solarstrom ist in der neuen EEG-Fassung das Marktintegrationsmodell getreten. Diese Modell sieht vor, dass nur noch 90 % des Stromes eines Kalenderjahres, welche von Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 10 kW bis einschließlich einer installierten Leistung von 1 MW produziert wird, förderungswürdig im Sinne des EEG ist. Für die übrigen 10 % besteht kein Anspruch auf EEG-Vergütung oder die Marktprämie. Mit dieser Regelung wollte der Gesetzgeber einen Anreiz schaffen, Strom auch selbst zu verbrauchen oder frei am Markt zu verkaufen. Zugleich solle das neue Instrument dazu führen, dass sich die Errichtung von Solaranlagen künftig sowohl räumlich als auch in ihrer Dimensionierung stärker am Bedarf orientiert. Als Konsequenz aus dieser Regelung hat sich ein Modell des Eigenverbrauchs entwickelt. Demnach wird der produzierte Strom direkt vor Ort genutzt und nicht in das Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist. Zusammen mit der PV-Novelle im Laufe des Jahres 2012 hatten diese rechtlichen Änderungen zur Folge, dass ein wirtschaftlicher Betrieb oftmals nur noch bei einem möglichst hohen Eigenverbrauchsanteil darstellbar ist. Insofern haben einige Bürgerenergiegesellschaften, die nicht in ihrer Entwicklung stagnieren bzw. keine abwartende Position einnehmen wollen, begonnen, neue Geschäftsansätze und -modelle zu entwickeln.

Bei der Mehrzahl der KG-Gesellschaften im Windenergiebereich steht die Energieproduktion weiterhin im Vordergrund. Über die optionale Direktvermarktung, die von vielen Gesellschaften genutzt wird, entwickelt sich zugleich ein Know-how und Interesse an Stromhandel bzw. Direktvertrieb an Kund\_innen. Beide Entwicklungen im PV- und Windenergiebereich könnten dazu führen, dass sich Bürgerenergiegesellschaften – oftmals in Kooperation mit Stadt- und Gemeindewerken oder privaten Ökostromanbieter\_innen bzw. -dienstleistern – zu Bürgerenergieversorgungsunternehmen weiterentwickeln.

Auch in Zukunft ist eine Weiterentwicklung der Geschäftsmodelle erforderlich, um auf Veränderungen bei den rechtlichen und technischen Rahmenbedingungen reagieren zu können. Damit wandeln sich nicht nur das Wertversprechen (Produktion von grünem Strom, Wärmeversorgung), sondern zugleich auch die anderen drei Geschäftsmodellkomponenten (Kundenbeziehungen, Geschäftsinfrastruktur und Finanzierung). Es ist zu erwarten, dass die Finanzierungsmodelle an die veränderten Geschäftsansätze angepasst werden. Damit ist ein Wandel von der Projektfinanzierung vergleichsweise kleiner Projekte hin zu stärker an der Unternehmensfinanzierung orientierten, evtl. auch kooperativen Finanzierungslösungen wahrscheinlich. Hinsichtlich der Veränderungen in den Organisations- und Finanzierungsmodellen, die derzeit bereits entwickelt werden, besteht allerdings noch Forschungsbedarf. Den Autor\_innen der Studie sind diesbezüglich keine Arbeiten bekannt.

#### 2.4.4 Empirische Ergebnisse zur Geschäftsmodellentwicklung

Eine Auswertung von 18 Experteninterviews unter Energiegenossenschaften aus zwei Masterarbeiten (Boontje 2013; Rückheim 2014) zur weiteren Entwicklung der Gesellschaften ergab, dass die Hälfte der befragten Gesellschaften sich langfristig eine Rolle als regionaler Energieversorger vorstellen können. Der Betrieb von Anlagen war für alle befragten Gesellschaften das Ausgangsmodell. Darauf aufbauend können sich die Gesellschaften ebenfalls vorstellen, eine Nahwärmeversorgung oder ein Wärme-Contracting für die Stadt zu übernehmen. Eine der Gesellschaften strebt an, ihr Geschäftsfeld über

die Energieversorgung hinaus weiterzuentwickeln. Ziel ist die Schaffung eines regionalen Infrastrukturanbieters in genossenschaftlicher Form.

**Tab. 12: Geschäftsmodellentwicklung ausgewählter Energiegenossenschaften**

	aktuell	in der Entwicklung	langfristig geplant
<b>Anlagenbetrieb</b>	17	1	
<b>Energiehandel (EVU)</b>	1	1	9
<b>Nahwärmeversorgung</b>		3	1
<b>Wärme-Contracting</b>		1	3
<b>Immobilienentwicklung (Regionalentwicklung)</b>		1	
<b>Netzbetrieb</b>			1

Quelle: Eigene Abbildung; Daten aus Boontje (2013) und Rückheim (2014)

Die Interviews zeigen, dass sich viele Genossenschaften mit diesen Themen beschäftigen und Geschäftsansätze entwickeln. Die Ergebnisse könnten zugleich jedoch ein Indikator dafür sein, dass in vielen Fällen neue Modelle noch in einem frühen Planungsstadium sind. Darauf deuten auch die Umfragedaten des DGRV hin, auf die im Folgenden kurz eingegangen wird. Während bei den zitierten Expertengesprächen die vertiefte Analyse einzelner Fälle im Vordergrund stand, zielt die Umfrage des DGRV auf eine Erfassung allgemeiner Entwicklungen. Die empirische Basis ist in diesem Bereich insgesamt jedoch noch von geringem Umfang.

In der Befragung von Energiegenossenschaften seiner Mitgliedsverbände aus dem Jahr 2013 hat der DGRV Items zur Entwicklung der Geschäftsfelder aufgenommen (DGRV 2013, S. 16–20). Bei den geplanten Investitionen in den nächsten zwölf Monaten geben 8 % der Befragten an, Investitionsaktivitäten im Handelsbereich tätigen zu wollen. 11 % geben den Bereich Beratung an. Damit ist noch nichts über die Höhe der geplanten Investitionen gesagt. Zugleich wird daraus deutlich, dass ein kleiner Teil der Energiegenossenschaften im laufenden Jahr in dieses Segment tatsächlich investiert. Dies spiegelt sich auch in der Frage zur Bedeutung gesetzlicher Rahmenbedingungen wider, wo im Durchschnitt aller Befragten ein mittlerer Wert bei „Erleichterungen bei der (regionalen) Direktvermarktung von Energie“ (DGRV 2013, S. 17) angegeben wird (3,8 auf einer Skala von 0 bis 5). Regionale Direktvermarktung wird gemäß DGRV-Umfrage bereits von 10 % der Gesellschaften praktiziert. Weitere 52 % äußern ein Interesse an Aktivitäten in diesem Bereich (DGRV 2013, S. 18). Gesetzliche Hürden und Mangel an Know-how in der Gesellschaft werden als größte Hürden bei der Entwicklung dieses Geschäftsfeldes gesehen (DGRV 2013, S. 19).

Zu anderen Gesellschaftsformen sind den Verfasser\_innen der Studie keine Untersuchungen bekannt. Es ist allerdings davon auszugehen, dass es hier ähnliche Entwicklungen gibt. Die Bürgerwindparks in Schleswig-Holstein haben sich beispielsweise mit der Arge Netz GmbH & Co. KG eine Dachstruktur geschaffen. Die Arge Netz GmbH & Co. KG hat gemeinsam mit der Clean Energy Power GmbH ein regionales Stromprodukt entwickelt. Die Arge Netz GmbH & Co. KG vereint mehr als 250 Mitgliedsgesellschaften, überwiegend Bürgerwindparks, im nördlichsten Bundesland.

#### 2.4.5 Fazit

Das ursprüngliche Modell der klassischen Bürgerenergiegesellschaft, der Bau und Betrieb von Erzeugungsanlagen, ist weiterhin das Hauptgeschäftsfeld dieser Unternehmen. Investitionen werden bislang vorwiegend in diesem Bereich getätigt. Nicht zuletzt auf-



grund der geänderten rechtlichen Rahmenbedingungen, z. T. aber auch aus sozial-ökologischen Motiven heraus, befinden sich die Geschäftsmodelle eines Teils der Bürgerenergiegesellschaften in einem Prozess des Wandels. Legt man die Zahlen des DGRV zugrunde, könnte man von einem Viertel bis zu einem Drittel der Energiegenossenschaften ausgehen, die sich mittelfristig das Geschäftsfeld „Direktvertrieb“ erschließen wollen. Dies geschieht in allen Fällen kooperativ in regionalen Zusammenschlüssen von Bürgerenergiegesellschaften und/oder mit externen Partnern.

## 2.5 Projektverlauf und Herausforderungen

### 2.5.1 Projektphasen und Zeitfenster

Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien können grob in die Phasen Planung, Bau und Betrieb der Anlagen unterteilt werden. In jeder Phase sind immer sowohl technische als auch genehmigungsrechtliche und wirtschaftliche Aspekte zu beachten. Der genaue Ablauf, dargestellt für Windenergie, wird in Abb. 22 beschrieben.

Initiativphase	Recht Finanzen	Standort	Technik
Sicherungsphase	Grundstücksicherung abhängig von Wind, Baugrund und Netz		
Entwurfsphase	Planung der Finanzierung, Windpark inkl. Zuwendung	Entwurfsplanung für den Bau  Wirtschaftlichkeit	Verkabelung und Netzanschluss Anlagenauswahl
Vergabephase	Ausschreibung und Vergabe		
Genehmigungsphase	Genehmigungsplanung Antragstellung		
Ausführungsphase	Finanzierungsvertrag	Genehmigungen	Einspeisevertrag
Bauphase	Errichtung der Anlage		
Inbetriebnahmephase	Inbetriebnahme der Anlage Rückbau		

**Abb. 22: Projektphasen bei einem Windenergieprojekt**

Quelle: Eigene Darstellung nach Berg (2011) und Daten von Philipp Schild, IfE Ingenieurgesellschaft für Energieprojekte mbH & Co. KG

In der Initiativphase liefert der Kunde/die Kundin eine oder mehrere „interessante Flächen“, auf Basis derer eine Vorplanung und eine Grundlagenermittlung inklusive technischer, finanzieller und rechtlicher Aspekte durchgeführt wird. Bei der Standortanalyse wird der Bewertung der Windverhältnisse eine große Bedeutung zugemessen. Hierfür werden vorhandenen Daten von umliegenden Windparks genutzt oder durch Windmes-

sung ermittelt. Mithilfe dieser Daten werden für den geplanten Standort mittels einer Software Winderträge modelliert. Zudem muss in der Standortanalyse untersucht werden, inwiefern der Standort an sich überhaupt im Hinblick auf die Sollvorschriften der einzelnen Bundesländer in Frage kommen kann. So ist in einigen Ländern z. B. eine Abstandswahrung von rund 1.000 m von Wohngebieten vorgeschrieben. Auch der Untergrund muss auf seine Eignung für Windkraftanlagen geprüft werden. Die Beschaffenheit des Bodens kann außerdem Einfluss auf die Bauart der Anlage haben (Berg 2011, S. 155-160).

Mit Abschluss der Standortanalyse werden die Standorte herausgefiltert, welche in Bezug auf die Kriterien Windverhältnisse, Baugrund und Netz die besten Voraussetzungen haben. Während der Sicherungsphase findet die Sicherung der entsprechenden Fläche statt. Meist halten mehrere Eigentümer\_innen einzelne Flächen innerhalb des Standortes für den Windpark. Für den Prozess der Flächensicherung gibt es die Möglichkeit, dass sich die Eigentümer\_innen zu einer Eigentümergemeinschaft zusammenschließen oder dass die Eigentümer\_innen individuell mit dem Projektierer verhandeln (Berg 2011, S. 155-160).

In der nächsten Phase wird ein Entwurf des Windparks erstellt. Ziel dieser Phase ist es, unter Beachtung möglicher Restriktionen wie Mindestabständen oder Umweltvorschriften, den höchstmöglichen Energieertrag zu erreichen. Diesbezüglich wird analysiert, wo im Windpark die Windverhältnisse am besten sind und inwiefern sich die Anlagen gegenseitig Windschatten bieten, um zu bestimmen, an welchen Stellen des Windparks die Anlagen genau stehen sollen. Zudem müssen Bundesgesetze, Landesgesetze und Regelwerke der Gemeinde beachtet werden, um die genehmigungsrechtliche Zulässigkeit sicherzustellen. Nach Planung der Finanzierung und des Netzzugangs wird eine Wirtschaftlichkeits- und Risikoanalyse durchgeführt (Berg 2011, S. 155-160).

Im nächsten Schritt werden die Anträge an die entsprechenden Behörden gestellt und die endgültige Baugenehmigung eingeholt. Mit dem Erhalt der Baugenehmigung enden die Planungsphasen, und das Projekt wird durchgeführt. Dieser Planungsprozess dauert in Deutschland für Windparks in der Regel länger als fünf Jahre (WindGuard 2013, S. 25).

Während der Ausführungsphase werden der Netzzugang endgültig sichergestellt und Einspeiseverträge geschlossen. Zudem werden die Finanzierungsstruktur festgelegt und entsprechende Verträge verhandelt und abgeschlossen. Anschließend wird die Anlage errichtet und in Betrieb genommen. Nach einem positiven Probetrieb, welcher zeigt, dass die Anlage einwandfrei funktioniert, wird die Anlage an den Betreiber übergeben.

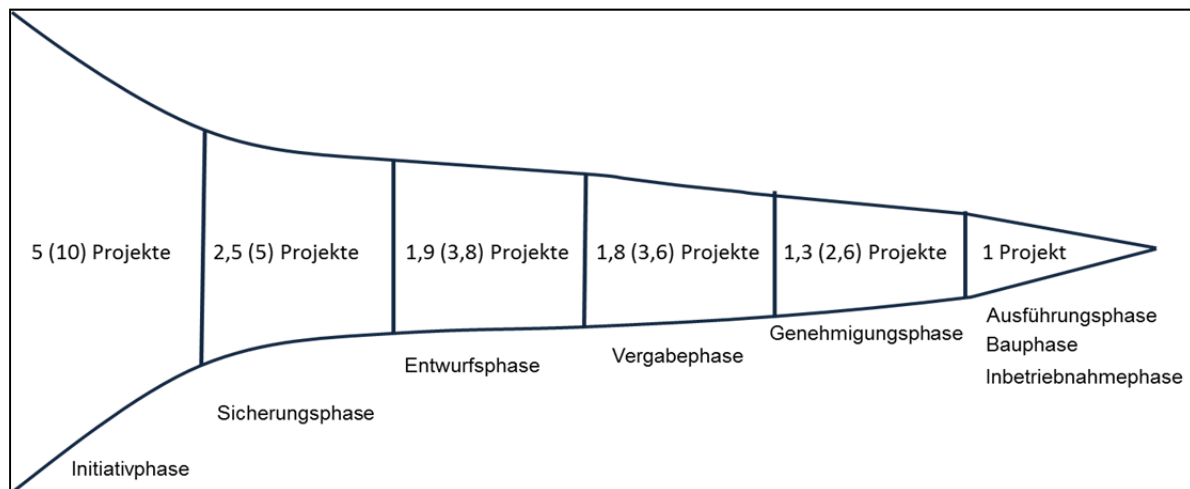
Aufgrund der technischen Entwicklung kann bereits nach zehn Jahren ein Rückbau und Ersatz der Anlage durch eine neue und leistungsstärkere Anlage sinnvoll sein. In der Regel liegt die Betriebszeit zwischen 20 und 25 Jahren (Berg 2011, S. 155-160).

### 2.5.2 Risiko von „stranded investments“

In den einzelnen Planungsphasen fallen bereits Kosten an, ohne dass Sicherheit über die tatsächliche Durchführung des Projektes besteht. Wird ein Windpark, für dessen Errichtung in der Planungsphase Investitionen getätigt werden, nicht errichtet, entstehen sogenannte gestrandete Investitionen, also solche welche sich nachträglich als unnötig herausstellen (Turner und Doty 2007, S. 639).

In einer Befragung von Projektentwicklern wurde ermittelt, wie viele Projekte in der Initiativphase analysiert werden müssen, damit am Ende des Planungsprozesses ein realisiertes Vorhaben steht. In der Mehrzahl wird von fünf Projekten zu Beginn ausgegangen, in einigen Fällen auch von (bis zu) zehn. Wie aus Abb. 23 zu entnehmen ist, fal-

len bereits nach der Initiativphase 50 % der Projekte heraus. In dieser Phase entstehen v. a. interne Kosten, wobei deren Höhe stark projektspezifisch variiert und von der Expertise des Planers abhängt.



**Abb. 23: „Projekt-Trichter“ bei Windenergievorhaben**

Quelle: Eigene Darstellung nach Daten von Philipp Schild, IfE Ingenieurgesellschaft für Energieprojekte mbH & Co. KG

Abb. 23 zeigt, dass der Trichter von der Initiativphase aus betrachtet sehr schnell eng zusammenläuft. Dies bedeutet, dass in den ersten Phasen relativ schnell viele Projekte herausgefiltert werden, welche nicht weiter analysiert werden. Dennoch verbleiben in den Phasen der Sicherung, der Entwurfserstellung und Vergabe zwei bis drei von insgesamt fünf Projekten, für die höhere *sunk costs* aufgrund von Planungskosten entstehen. Planungskosten tragen mit 25 % einen wesentlichen Anteil an den gesamten Investitionsnebenkosten. Sie belaufen sich im Mittel auf 95 Euro/kW. Die Planungskosten umfassen u. a. Aufwände für Gutachten und Baugenehmigungen (WindGuard 2013, S. 2–4). Die Planungskosten verteilen sich über die Planungsphasen nach der Initiierungsphase und fallen projektspezifisch in den einzelnen Planungsphasen an.

Eine regionale Streuung ist bei Bürgerenergievorhaben *per definitionem* nur eingeschränkt möglich. Zu Beginn des Prozesses stehen nur wenige Flächen als Alternativen zur Verfügung. Insofern kann man die Daten auch als Realisierungswahrscheinlichkeiten über die Planungsphasen hinweg interpretieren: Die Wahrscheinlichkeit, dass ein bestimmtes Windenergieprojekt umgesetzt werden kann, beträgt zu Beginn des Prozesses etwa 10-20 %. Für die Planungsphase wird daher Risikokapital benötigt.

### 2.5.3 Herausforderungen bei der Realisierung von Bürgerenergieprojekten

Die Beschaffung von Risikokapital ist eine der Herausforderungen für Bürgerenergiegesellschaften, die in empirischen Untersuchungen herausgestellt worden sind. Daneben werden weitere Problemfelder, differenziert nach Segmenten, hervorgehoben. So hat Volz in einer Befragung von 122 Energiegenossenschaften ermittelt, wie die Befragten die Relevanz künftig für die Entwicklung von Energiegenossenschaften limitierend wirkender Faktoren einschätzen. Im Ergebnis zeigt sich, dass eine Neufassung des EEG von den befragten Energiegenossenschaften als wichtigster limitierender Faktor eingeschätzt wird. Für PV-Genossenschaften stellen das Finden von Dachflächen (auch öffentliche Dächer) und der Wettbewerb um diese Dächer eine weitere bedeutende Herausforderung dar (Volz 2012, S. 131).

Holstenkamp und Degenhart stellen drei Herausforderungen für Windenergiegenossenschaften dar: die Beschaffung von Eigenkapital, insbesondere Risikokapital für die Planungsphase, die Akquise von Projekten inklusive Flächensicherung sowie das professionelle Management der Gesellschaften (Holstenkamp und Degenhart [in Vorb.]). Besonders hervorgehoben wird die Flächensicherung. Als Lösungsansätze, die in der Praxis zu erkennen sind, diskutieren sie:

- den Aufbau dach- und sekundärgenossenschaftlicher Strukturen, z. B. die Gründung gemeinsamer Projektentwicklungsgesellschaften durch mehrere Bürgerenergiegenossenschaften (und ggf. weitere lokale Akteure);
- die Wahl einer Beteiligung an einem bestehenden Windpark statt einer eigenständigen Projektentwicklung;
- den Erwerb einer Windparkgesellschaft (*share deal*) oder von errichteten Windkraftanlagen (*asset deal*) – wobei von den befragten Experten z. T. auf hohe Kaufpreise und die fehlende Expertise bei der wirtschaftlichen Bewertung der Projekte aufseiten der Energiegenossenschaften verwiesen wird;
- den Rückgriff auf strategische Partner.

## 2.6 Fazit

Bürgerenergie lässt sich an vielen Stellen nur differenziert von anderen Gesellschaften betrachten. Die Bedeutung von Bürgerenergieprojekten in Deutschland ist unumstritten, da diese einen Großteil der Erneuerbaren-Energien-Erzeugung ausmachen. Es gibt viele kleine Projekte, die teilweise installierte Leistungen von wenigen kW aufweisen, jedoch über ihre große Anzahl einen wesentlichen Beitrag zur Energiewende leisten. Ohne die Investitionen der Bürger\_innen in erneuerbare Energien wäre der Ausbau von Anlagen in Deutschland deutlich geringer.

Bei ihren Investitionen sind den Bürger\_innen die Renditeerwartungen nicht am wichtigsten; sie sollten jedoch nicht ganz vernachlässigt werden. Viele Bürger\_innen investieren eher aus Gründen wie dem Umweltschutz und dem Vorantreiben der Energiewende in erneuerbare Energien. Hierbei lässt sich erkennen, dass vor allem Genossenschaftsmitglieder diesen Motiven folgen. Eher renditeorientiert handeln die Bürgergesellschaften in der Form der GmbH & Co. KG, wobei die Erwartungen der Bürger\_innen deutlich unter dem Branchendurchschnitt liegen.

Diese Einstellung der Bürger\_innen hat sich vor allem durch die Entwicklung der Geschäftsmodelle zur Erzeugung von erneuerbarer Energie gezeigt. Hierbei standen eher Versorgungsmotive und die Ökologie im Vordergrund, nicht die Renditeabsicht. Die Entwicklung von Genossenschaften macht deutlich, dass diese Einstellungen bis heute vorhanden sind. Die Erweiterung der Bürgergesellschaften ist für viele denkbar. Vor allem der Zubau von Anlagen hat eine hohe Priorität. Darüber hinaus können sich einige Gesellschaften vorstellen, die Rolle des Versorgers zu übernehmen. Dem Ausbau und der Neugründung von Bürgergesellschaften im Bereich der erneuerbaren Energien stehen aber auch Probleme gegenüber, die vor allem in der Planungsphase oder bei der Aufbringung von Risikokapital zum Scheitern des Projektes führen können. Vor allem Windprojekte sind an dieser Stelle betroffen.

### 3 Finanzierungsbedingungen von Bürgerenergievorhaben

#### 3.1 *Rechtliche Grundlagen im Status quo: Wahlmöglichkeiten zwischen fester Einspeisevergütung und gleitender Marktprämie*

In diesem Kapitel wird der Status quo der Finanzierung der erneuerbaren Energien im Strombereich dargestellt. Genannt werden dabei die für die Investitionsmöglichkeiten von Bürgerenergie wichtigsten Aspekte. Wie bei den anschließend diskutierten Optionsmöglichkeiten für die Umsetzung des Koalitionsvertrages wird ausgeführt, was das für die Bürgerenergie und andere Akteure, insbesondere den Staat, bedeutet. Durch diese Darstellung des Status quo wird es ermöglicht, die Chancen der Bürgerenergie bei den darauffolgend diskutierten Optionen mit den derzeitigen Möglichkeiten für Bürgerenergie zu vergleichen.

##### 3.1.1 Feste Einspeisevergütung

Im EEG ist festgelegt, dass Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom mit erneuerbaren Energien vom Netzbetreiber eine Mindestvergütung erhalten. Sie ist in ihrer Höhe abhängig von der Art der Anlage, ihrer Größe, im Fall der Windenergie vom Standort der Anlage und im Fall der Biomasse abhängig von der Art der Biomasse, die zum Einsatz kommt. Es gilt der Vorrang für den Anschluss der Anlage an das Stromnetz, für die Einspeisung und die Durchleitung des Stroms. Um einen Anspruch auf eine Vergütung durch den Netzbetreiber zu erhalten muss ein Erneuerbare-Energien-Anlagenbetreiber eine Anlage errichten, die den Anforderungen des EEG entspricht, sie an das Stromnetz anschließen und betreiben. Damit erfüllt er die Voraussetzungen des EEG auf eine Einspeisevergütung und erhält für die Dauer von 20 Jahren für jede eingespeiste Kilowattstunde Strom die im EEG festgelegte Einspeisevergütung.

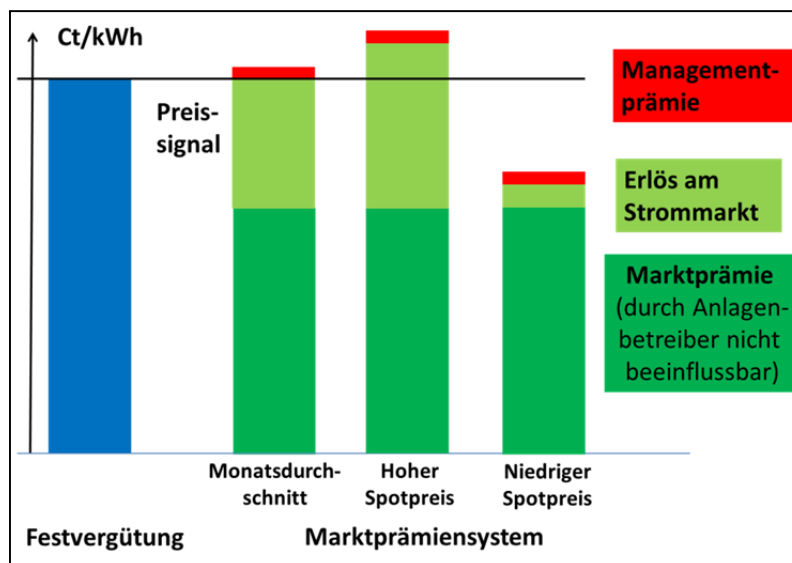
Die Anlagenbetreiber müssen dabei seitens des Gesetzes keinen Vertrag mit dem Netzbetreiber abschließen. Auch ohne einen solchen Vertrag besteht die Vergütungsverpflichtung. Dennoch ist es insbesondere bei größeren Anlagen sinnvoll, die Anschlusskonditionen vorher zu klären. Betreiber von Photovoltaikanlagen müssen die Inbetriebnahme ihrer Anlage der BNetzA melden, Betreiber von Biomasseanlagen müssen nachweisen, welche Art von Biomasse sie verwendet haben. Darüber hinaus müssen Anlagenbetreiber selbstverständliche alle rechtlichen Pflichten beispielsweise des Bundesnaturschutzgesetzes oder des Bundesimmissionsschutzgesetzes einhalten.

Von der Pflicht zur Aufnahme von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen und dessen Vergütung kann der Netzbetreiber nur abweichen, wenn die Netzsituation dies erfordert. Im Falle einer Abregelung erhalten die Anlagenbetreiber aber eine Entschädigung in Höhe von mindestens 95 % der Vergütung.

##### 3.1.2 Optionale gleitende Marktprämie

Nutzen Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen das System der „gleitenden Marktprämie“, müssen sie – anders als bei der festen Einspeisevergütung – ihren Strom selbst am Markt verkaufen oder damit einen Direktvermarkter beauftragen. Sie sind damit dem kurzzeitig schwankenden Strompreis im Großhandel ausgesetzt. Dies soll den Anreiz geben, Erneuerbare-Energien-Anlagen so auszulegen und so zu betreiben, dass sie stärker entsprechend dem Strombedarf Strom in das Netz einspeisen. Im geltenden Gesetz können die Anlagenbetreiber frei wählen, ob sie das Marktprämiensystem nutzen oder lieber im System der festen Einspeisevergütung verbleiben wollen.

Da die Erlöse am Strommarkt nicht ausreichen, um eine Erneuerbare-Energien-Anlage wirtschaftlich zu betreiben, erhält der Anlagenbetreiber zusätzlich zum Erlös am Strommarkt eine gleitende Marktprämie. Diese basiert auf der festen Einspeisevergütung und wird monatlich an den aktuellen Strompreis angepasst. Sie wird ermittelt aus der Differenz zwischen der festen Einspeisevergütung und dem spezifischen durchschnittlichen Marktpreis für Strom an der Strombörse European Power Exchange (EPEX) mit Sitz in Paris.<sup>14</sup> Dieser Marktpreis ist definiert als der durchschnittliche Erlös beim Verkauf einer Kilowattstunde Strom einer spezifischen Erneuerbare-Energien-Sparte (Wind an Land, Offshore Wind, Photovoltaik, Biomasse, Wasserkraft und Geothermie) an der EPEX. Die Marktprämie wird monatlich und nachträglich ermittelt, sodass bei ihrer Ermittlung für beispielsweise Windenergie an Land für einen bestimmten Kalendermonat genau der Erlös zugrunde gelegt werden kann, den Windenergieanlagen an Land in diesem Monat durchschnittlich erzielen. Da der Strompreis und damit der durchschnittliche Erlös an der Börse ständig schwanken, schwankt bzw. „gleitet“ die Höhe der Prämie ebenfalls monatlich. Durch diese Berechnungsmethodik ist sichergestellt, dass eine Erneuerbare-Energien-Anlage, die genauso Strom einspeist wie der Durchschnitt der entsprechenden Erneuerbare-Energien-Sparte, aus den Verkäufen am Markt und der gleitenden Marktprämie die gleichen Erlöse wie sie im System der festen Einspeisevergütung an Vergütungen erhielte. Speist eine Anlage zu Zeiten ein, in denen der Strompreis überdurchschnittlich ist, dann werden höhere Einnahmen erzielt (siehe Abb. 24).



**Abb. 24: Das Prinzip der optionalen gleitenden Marktprämie im Vergleich zur Festvergütung**

Quelle: Eigene Darstellung

Zusätzlich zur gleitenden Marktprämie und zum Erlös am Strommarkt erhalten Anlagenbetreiber eine Managementprämie. Diese soll die Vermarktungskosten abdecken, die bei der festen Einspeisevergütung nicht anfallen. Dazu gehören beispielsweise die Kosten zur Vorhaltung von Ausgleichsenergie für den Fall, dass die Wetterbedingungen am Liefertag nicht der Vortags-Prognose entsprechen und damit mehr oder weniger Strom

<sup>14</sup> Strombörse für Frankreich, Deutschland, die Schweiz und Österreich. Die EPEX hat wichtige Aufgaben der European Energy Exchange (EEX) in Leipzig übernommen.

als prognostiziert erzeugt werden kann. Ferner werden diejenigen Anlagen, die am Marktprämienmodell teilnehmen, in der Regel mit einer Fernsteuerung ausgestattet. Denn nur so können sie beispielsweise bei zu stark negativen Preisen kurzfristig abgeschaltet werden. Die Managementprämie erhöht somit den Anreiz für den Wechsel aus dem sehr sicheren Festvergütungsmodell in das etwas risikoreichere und aufwendigere Marktprämienmodell.

In der Managementprämienverordnung (MaPrV) sind die Höhen der Prämie für Wind an Land und solarer Strahlungsenergie geregelt. Demnach beträgt die Managementprämie für den erzeugten Strom 0,45 Ct/kWh im Jahr 2014. Für das Jahr 2015 werden 0,3 Ct/kWh gezahlt. Anlagen, welche mit einer Fernsteuerung ausgestattet sind, erhalten 0,6 Ct/kWh in 2014 und 0,5 Ct/kWh in 2015 (BMJ 2013, S. 1). Aufgrund der Managementprämie führt das Modell der gleitenden Marktprämie zu einer etwas höheren EEG-Umlage. Im Jahr 2014 liegt diese Erhöhung bei gut 0,1 Ct/kWh bzw. rund 2 % der EEG-Umlage (Amprion GmbH et al. 2013, S. 14).

Bezüglich der Annahme durch die Erneuerbare-Energien-Anlagenbetreiber ist die gleitende Marktprämie sehr erfolgreich. Ende 2013 wurden insgesamt bereits 35 GW installierte Erneuerbare-Energien-Leistung auf Basis der gleitenden Marktprämie direkt vermarktet – bei steigender Tendenz. Für die einzelnen Technologien lässt sich die nachfolgende Aufteilung angeben:

- neue Windenergieanlagen fast vollständig,
- neue Biomasseanlagen fast vollständig,
- 87,5 % aller Windenergieanlagen (Bestand und Neuanlagen),
- 45,2 % aller Biomasseanlagen (Bestand und Neuanlagen),
- 11,4 % aller Photovoltaikanlagen (Bestand und Neuanlagen),
- über 50 % der gesamten Erneuerbare-Energien-Leistung (Bestand und Neuanlagen) (Rostankowski et al. 2013, S. 4–5).

Insgesamt dürften nach Angaben von Amprion et al. (2013) im Jahr 2014 rund 60 % des EEG-vergütungsfähigen Stroms nach dem Marktprämienmodell vergütet werden, nur etwas mehr als ein Drittel des gesamten Erneuerbare-Energien-vergütungsfähigen Stroms wird nach der festen Einspeisevergütung finanziert. Dies ist insofern bemerkenswert, als bislang weder Neu- noch Bestandsanlagen in die Direktvermarktung wechseln müssen, sondern weiterhin die feste Einspeisevergütung nutzen können. Ausgenommen sind lediglich neue große Biomasseanlagen (§ 27 Abs. 3 EEG). Es wird deutlich, dass insbesondere kleine Photovoltaikanlagen überwiegend die Festvergütung nutzen, da die Transaktionskosten im Verhältnis zu den Zusatzeinnahmen zu hoch sind (Rostankowski et al. 2013, S. 4–5).

### 3.1.3 Bedeutung für Bürgerenergie

Das EEG führt in seiner derzeitigen Form dazu, dass Erneuerbare-Energien-Anlagenbetreiber eine höchstmögliche, aber keine absolute Investitionssicherheit genießen. Im Falle der festen Einspeisevergütung, die nach geltendem EEG mit Ausnahme von neuen großen Biomasseanlagen von jeder alten und neuen Erneuerbare-Energien-Anlage genutzt werden kann, sind die Erlöse vollständig unabhängig und bei der gleitenden Marktprämie nur geringfügig abhängig von der schwer zu prognostizierenden Entwicklung des Strompreises an der Börse und am Großhandel. Damit entsteht kein bzw. nur ein sehr geringes Risiko bezüglich der Höhe des Preises für eine produzierte und eingespeiste Kilowattstunde Strom. Da die Vergütungen für 20 Jahre gezahlt werden müssen und ein Vorrang für die Einleitung und Durchleitung des Stroms gilt, besteht für diesen Zeitraum bei der festen Einspeisevergütung kein Absatzrisiko. Bei der optionalen

Marktprämie ist das Risiko wegen des kurzfristigen Rückkehrrechts in die Einspeisevergütung sehr gering. Im Fall der gleitenden Marktprämie entstehen ein Vermarktungsrisiko bezüglich der Höhe der Vermarktungskosten und das Risiko, dass die entsprechende Anlage ein schlechteres zeitliches Einspeiseprofil aufweist als der Durchschnitt. Insbesondere sind damit Risiken ausgeschlossen, auf die ein Erneuerbare-Energien-Anlagenbetreiber keinen Einfluss hat und die nur schwer abschätzbar sind, wie der Höhe des Strompreises am Markt über einen langen Zeitraum.

Während damit viele Risiken aufgrund der Finanzierungssystematik sowohl beim System der festen Einspeisevergütung als auch bei der optionalen gleitenden Marktprämie sehr gering sind, verbleiben Risiken bei der Durchführung eines Vorhabens (*siehe auch Abschn. 2.5*). Schon im Zeitraum der Vorentwicklung eines Standortes bestehen auch unter dem Regime des derzeitigen EEG große Investitionsrisiken, so dass Risikokapital notwendig ist. Denn bei Standorten insbesondere für Windparks stellt sich erst nach aufwendiger Untersuchung heraus, ob sie wirklich geeignet sind. Eine Nichteignung kann viele Ursachen haben, beispielsweise dass die Windverhältnisse nicht gut genug sind oder dass die Voraussetzungen für eine Genehmigung nicht gegeben sind, weil schützenswerte Tiere in der Umgebung leben. Dies kann auch relativ spät festgestellt werden, sodass bereits hohe Planungskosten angefallen sind. Die bis zu der Erkenntnis, dass ein Standort nicht geeignet ist, investierten Mittel sind dann zumindest teilweise verloren. In der Regel sind sie aber nicht vollständig verloren, da ein Projekt oft in anderer Form, ggf. kleiner oder an einem etwas anderen Standort, umgesetzt werden kann. So können im Genehmigungsprozess Änderungen verlangt werden, die sich auf die Kosten und/oder die Erlöse auswirken. Daher ist insbesondere zu Beginn eines Vorhabens Risikokapital notwendig.

Beim Bau und Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen kommen Risiken hinzu; beispielsweise können Wind-, Sonnen- und Bodengutachten fehlerhaft sein, sodass weniger Wind oder Sonne am Standort herrscht als angenommen und entsprechend geringere Einnahmen erzielt werden können. Der Boden, auf dem beispielsweise die geplanten Windenergieanlagen stehen sollen, kann entgegen der durchgeführten Bodengutachten keine ausreichende Festigkeit aufweisen, sodass Anlagen nicht dauerhaft betrieben werden können oder ein größeres und teureres Fundament erfordern. Ferner besteht das Risiko, dass die vom Anlagenhersteller versprochene Qualität einer Anlage nicht eingehalten werden kann, da beispielsweise die Rotorblätter eine unzureichende Form oder PV-Anlagen einen unzureichenden Wirkungsgrad haben. In diesen Fällen wären die Einnahmen aus der Stromproduktion geringer als geplant. Investitionen in Erneuerbare-Energien-Projekte sind damit trotz der Investor-freundlichen Ausgestaltung des noch geltenden EEG nicht risikofrei. Eine Reihe von potenziell möglichen, insbesondere von Investor\_innen nicht beeinflussbaren Risiken ist jedoch ausgeschlossen.

#### 3.1.4 Andere Auswirkungen

Sowohl bei der festen Einspeisevergütung als auch der gleitenden Marktprämie hat der Staat nach der Festlegung der Regeln und der Vergütungshöhen die Umsetzung des Gesetzes in private Hände gelegt. Insbesondere hat er den Netzbetreibern Pflichten auferlegt und den Erneuerbare-Energien-Anlagenbetreibern Rechte eingeräumt. Beim Staat verbleiben damit nur noch relativ wenige Aufgaben bei der konkreten Umsetzung des Gesetzes. Der Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen findet praktisch auch ohne weiteres Zutun des Staates statt.

Der Netzbetreiber muss dagegen die Auszahlung der Vergütungen für Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen vornehmen und ggf. prüfen, ob Ansprüche berechtigt sind. Die



Übertragungsnetzbetreiber müssen im Falle der festen Einspeisevergütung den vergüteten Strom an der EPEX verkaufen. Da die Erlöse an der Börse nicht ausreichen, um die Kosten zu decken, ermitteln die Übertragungsnetzbetreiber die Differenzkosten und berechnen daraus die EEG-Umlage, die den Stromkunden in Rechnung gestellt wird (§ 3 Abs. 2 AusglMechV).

Im Falle der gleitenden Marktprämie müssen die Übertragungsnetzbetreiber den vergüteten Strom nicht an der Börse verkaufen, da die Anlagenbetreiber den Strom selber am Markt absetzen. Damit verbleiben die gesamten vergüteten Marktprämien und die Managementprämien an Kosten, die die Übertragungsnetzbetreiber in Form der EEG-Umlage an die Stromkunden weiterleiten. Die Höhe der EEG-Umlage wird von den Übertragungsnetzbetreibern nach gesetzlichen Vorgaben ermittelt. Die ordnungsgemäße Ermittlung wird von der BNetzA überwacht.

### 3.1.5 Fazit

EEG und StrEG haben bislang eine hohe Investitionssicherheit hergestellt. Die beiden Gesetze haben es ermöglicht, dass heute knapp die Hälfte des Erneuerbare-Energien-Stroms aus Bürgerhand stammt. Insgesamt sind die Bedingungen beim derzeitigen EEG so, dass auch kleine und junge Akteure wie die Bürgerenergie Risikokapital akquirieren können und ihnen Bankkredite zur Verfügung gestellt werden. Das bedeutet aber nicht, dass solche Projekte risikofrei wären. Auch unter dem Regime des EEG war und ist Risikokapital notwendig, scheiterten und scheitern Projekte und wurden und werden Gewinnziele nicht erreicht. Eine Absenkung der Investitionssicherheit kann damit grundsätzlich für kleinere und neue Akteure dazu führen, dass sie in diesem Geschäftsfeld nicht mehr aktiv sein können oder wollen. Dies hängt maßgeblich von den Renditezielen, aber auch der Risikotragfähigkeit der Akteure ab (*siehe Abschn. 2.3.2*).

## 3.2 **Finanzierungsbedingungen und -usancen**

### 3.2.1 Finanzierungsformen

Energieerzeugungsanlagen können grundsätzlich als Teil der Unternehmensfinanzierung über die Bilanz der Energieversorgungsunternehmen oder über separate, ausschließlich für diesen Zweck gegründete Energiegesellschaften (Projektgesellschaften oder *Special Purpose Vehicles, SPV*) finanziert werden. Bei der sogenannten Projektfinanzierung wird für die Beurteilung der Kapitaldienstfähigkeit ausschließlich auf den Zahlungsstrom aus dem Projekt abgestellt (*cash-flow related lending*). Große Energiekonzerne und Stadtwerke finanzieren ihre Kraftwerke in der Regel über ihre Bilanz als Unternehmensfinanzierung. Auch ein großer Anteil der landwirtschaftlichen Biogasanlagen werden über landwirtschaftliche Unternehmensfinanzierung abgewickelt. Bürgerkraftwerke sind im Regelfall als Projektfinanzierungen gestaltet. Neben Unternehmens- und Projektfinanzierungen spielen Haushaltskredite als Finanzierungsform für Privatpersonen eine große Rolle. Bei vielen Finanzierungsvorhaben für Erneuerbare-Energien-Anlagen nehmen die Förderprodukte der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) und anderer Förderbanken eine wichtige Stellung ein.

Bei **Unternehmensfinanzierungen** wird auf die Bonität des gesamten Unternehmens abgestellt. Es findet ein Risikoausgleich zwischen verschiedenen Investitionen statt. Die Kapitalgeber überprüfen bei der Finanzierung hier nicht die Rentabilität der einzelnen Investitionen, sondern die wirtschaftliche Lage und Perspektive des gesamten Unternehmens. Große Unternehmen verfügen außerdem über verschiedene Möglichkeiten zur Geldbeschaffung; insbesondere können sie mit Aktienemissionen und Anleihen auch

den Kapitalmarkt in Anspruch nehmen. Kleinere Unternehmen und Projektgesellschaften sind demgegenüber allein auf die private Kapitalbeschaffung und Bankkredite angewiesen. Allerdings stoßen auch die großen Energieunternehmen bei hohen Investitionen in Kraftwerke an finanzielle Grenzen und weichen dann auf Projektfinanzierungen aus (Gerhard 2011, S. 630–650).

Die **Projektfinanzierung** hat sich im Bereich der erneuerbaren Energien als Standard etabliert. Dies ist vor allem für größere Projekte der Fall: Aufgrund hoher Transaktionskosten findet die Projektfinanzierung üblicherweise bei Projekten ab einem Volumen von 10 Mio. Euro Anwendung. In Deutschland existieren im Bereich der erneuerbaren Energien aufgrund der Sicherheit auf der Absatzseite durch das EEG auch Projekte mit deutlich geringerem Investitionsvolumen.

Die Projektfinanzierung ist eine Finanzierungsform, welche sich vorwiegend dadurch auszeichnet, dass für die Durchführung eines Vorhabens eine Projektgesellschaft gegründet wird, welche wirtschaftlich und rechtlich unabhängig ist. Durch die rechtliche Unabhängigkeit ist es möglich, die Finanzierung aus der Sicht des Sponsors bilanzneutral zu gestalten (*off-balance sheet*).<sup>15</sup> Das Risiko eines Fehlschlages des Projektes wird auf alle Projektbeteiligten verteilt (*risk sharing*). Jeder Beteiligte haftet für die Risiken, welche er am besten einschätzen oder kontrollieren kann und deshalb übernommen hat.

Die Auszahlungen für Planung, Errichtung sowie der Betrieb der Erneuerbaren-Energien-Anlage werden den Vermögenswerten und Einzahlungsströmen gegenübergestellt. Im idealtypischen Fall werden die Zahlungsverpflichtungen aus der Fremdkapitalfinanzierung ausschließlich aus den Zahlungsströmen des Projektes bedient und ein Rückgriff auf die Eigentümer\_innen ausgeschlossen (*non-recourse*). In manchen Fällen findet ein begrenzter Rückgriff auf die Eigentümer\_innen statt (*limited recourse*). Bei PV- und Windenergievorhaben in Deutschland sind unter den noch geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen die Voraussetzungen für Non-Recourse-Projektfinanzierungen im Regelfall gegeben. Bei Biogasanlagen dagegen dürften Non-Recourse-Finanzierungen aufgrund der genehmigungsrechtlichen Anforderungen, wegen des Betreuungsaufwandes, der zu leisten ist, und infolge der Rohstoffpreisrisiken seltener anzutreffen sein (Gerhard 2011, S. 630–650).

### 3.2.2 Finanzierung von Bürgerenergieprojekten

Wenn sich Bürger\_innen zur Errichtung und zum Betrieb eines Kraftwerks zusammenschließen, müssen sie das notwendige Eigenkapital selbst aufbringen und das notwendige Fremdkapital über Bankkredite aufnehmen. Möglich, aber ungewöhnlich, ist die Beschaffung des Fremdkapitals bei Bürger\_innen; dieses kommt aus rechtlichen Gründen<sup>16</sup> nur bei so genanntem nachrangigem Kapital, partiarischen Darlehen und Genussrechtskapital, vor. Innerhalb der Fremdfinanzierung der Bürgerenergie ist der Einsatz von Förderkrediten der KfW oder der Landwirtschaftlichen Rentenbank, die über die Hausbanken ausgereicht werden, üblich. Von wenigen Fällen abgesehen haften die Eigentümer\_innen der Bürgerenergiegesellschaften weder gesellschaftsrechtlich noch vertragsrechtlich über das eingezahlte oder versprochene Eigenkapital hinaus mit ihrem privaten Einkommen und Vermögen. Im Solarenergiebereich sind auch Gesellschaften bür-

---

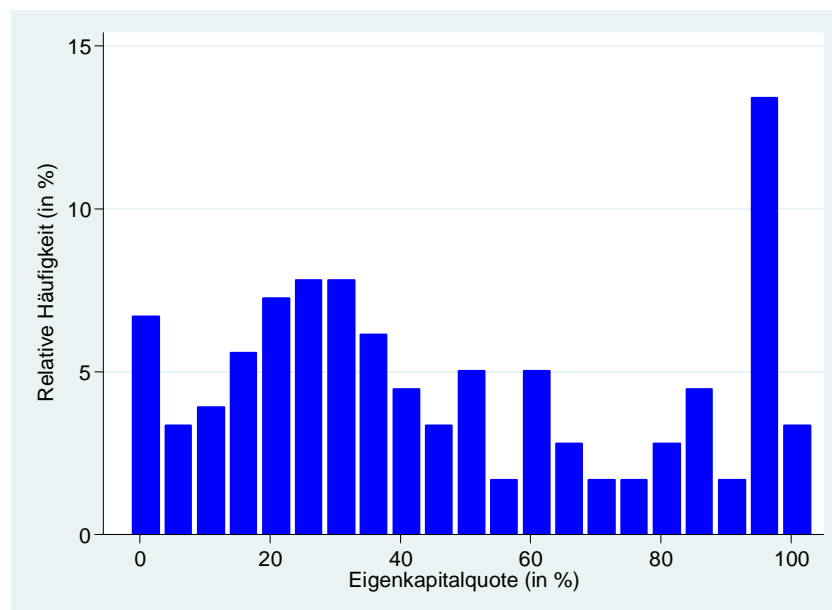
<sup>15</sup> Es ist allerdings zu beachten, dass Projektfinanzierungen evtl. doch im Anhang der Bilanz angegeben werden müssen (§ 285 Nr. 3 HGB). Darüber hinaus können bei Mehrheitsbeteiligungen bzw. weitgehenden Einflussrechten die Vorschriften zur Konzernrechnungslegung greifen (Reuter und Wecker 1999, S. 17–19).

<sup>16</sup> Die Aufnahme von einfachen, nicht nachrangigen Darlehen bei einer größeren Zahl von Privatpersonen erfordert eine Bankkonzession.

gerlichen Rechts anzutreffen. Hier liegt eine unbeschränkte Haftung der Eigentümer\_innen vor. Bürgschaften oder andere Haftungszusagen der Bürger\_innen für ihre Gesellschaften sind unüblich – und unter Anlegerschutzaspekten auch nicht sinnvoll. Wie bei allen Gesellschaften, die sich Eigenkapital nicht am Kapitalmarkt beschaffen können, ist Eigenkapital auch bei hinreichender Rentabilität

prinzipiell ein Engpassfaktor für die Finanzierung der Bürgerenergie. Daten zur Finanzierungsstruktur von Energiegenossenschaften zeigen, dass dieses Problem derzeit offenbar von einer anderen Herausforderung überlagert wird, nämlich der Projektakquise.

Der DGRV stellt fest, dass etwa ein Viertel der untersuchten Energiegenossenschaften nur mit Eigenkapital operieren. Einen Eigenkapitalanteil bis 20 % haben lediglich etwas weniger als ein Viertel der befragten Gesellschaften (DGRV 2013, S. 10). Für das Frühjahr 2012 lagen die Daten noch bei 21 % für ausschließlich Eigenkapital und 28 % für bis zu einem Fünftel Eigenkapital (DGRV 2012, S. 10). Auf Grund des geringen Alters vieler Energiegenossenschaften sind die Daten allerdings vorsichtig zu interpretieren. Zu relativ ähnlichen Verteilungen gelangt man jedoch, wenn man die Eigenkapitalquoten der Energiegenossenschaften zum Stichtag 31.12.2011, bereinigt um wenig aussagekräftige Zahlen für Rumpfgeschäftsjahre oder Energiegenossenschaften ohne umgesetzte Projekte, betrachtet (siehe Abb. 25). Rund 21 % der Gesellschaften haben mindestens 80 % Fremdkapital eingeworben. Einen sehr hohen Eigenkapitalanteil von mehr als 90 % weisen rund 18 % der Energiegenossenschaften auf. Zu ähnlichen Ergebnissen gelangt Debor (in Vorb.).



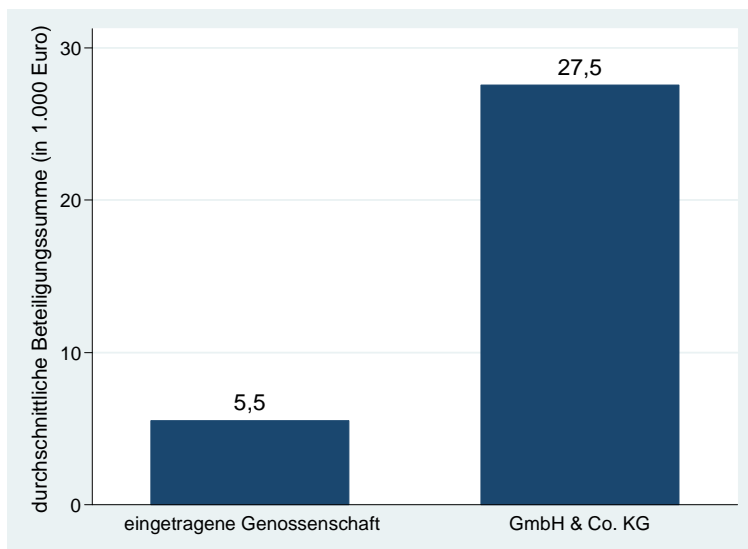
**Abb. 25: Eigenkapitalquoten von Energiegenossenschaften für das Jahr 2011, n = 179**

Quelle: Eigene Darstellung; Degenhart et al. (2014)

Das Eigenkapital stammt zumeist von einer größeren Zahl an Bürger\_innen aus der näheren Umgebung der Anlagen. Die DGRV-Studien geben die durchschnittliche Beteiligungssumme bei Energiegenossenschaften mit 3.172 Euro (DGRV 2012, S. 10) bzw.

3.125 Euro (DGRV 2013, S. 10) an.<sup>17</sup> Radtke stellt in seiner Untersuchung fest, dass mehr als die Hälfte der von ihm Befragten eine Summe von mindestens 3.000 Euro investiert habe (Radtke 2014, S. 6). Er hebt ebenda zugleich hervor, dass etwa ein Viertel der Mitglieder, primär in eingetragenen Genossenschaften organisiert, bis zu 1.000 Euro in der Gesellschaft angelegt habe.

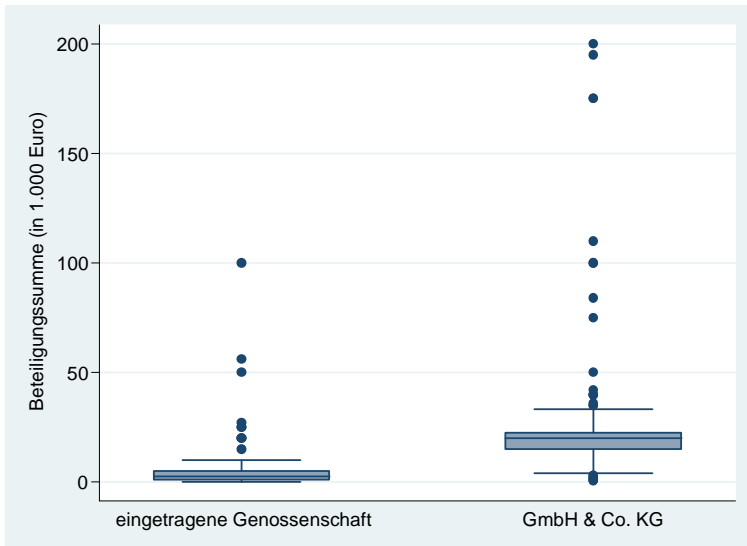
Diese Beobachtungen spiegeln sich auch in den Umfragedaten der Leuphana Universität Lüneburg bei Mitgliedern von Bürgerenergiegesellschaften wider, so vor allem das höhere durchschnittliche Investment bei GmbH & Co. KG gegenüber eGn (siehe Abb. 26), allerdings mit einer breiten Streuung und einigen Ausreißern (siehe Abb. 27). In der Mehrzahl der Fälle liegt die Beteiligungssumme unter 10.000 Euro (siehe Abb. 28), bei 16 % der Befragten unter 1.000 Euro.



**Abb. 26: Durchschnittliche Beteiligungssumme bei Mitgliedern von eG und GmbH & Co. KG**

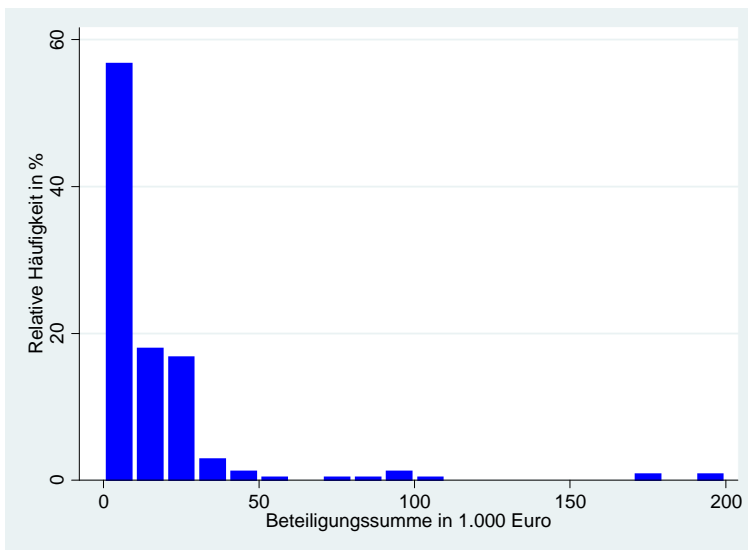
Quelle: Eigene Darstellung; Umfrage Bürgerenergie

<sup>17</sup> In der Studie wird nicht klar dargestellt, wie der Durchschnitt errechnet wurde. Es liegt nahe, dass pro Genossenschaft ein arithmetisches Mittel erfragt wurde. Die zitierten Durchschnittswerte dürften dann wiederum arithmetische Mittel über alle Gesellschaften darstellen. Ein Gewichtungsfaktor, z. B. für die Höhe der Mitgliedszahlen, dürfte nicht zur Anwendung gelangt sein – wenigstens findet sich darauf kein Hinweis.



**Abb. 27: Box-Whisker-Plots für die Beteiligungssummen bei Mitgliedern von eG und GmbH & Co. KG**

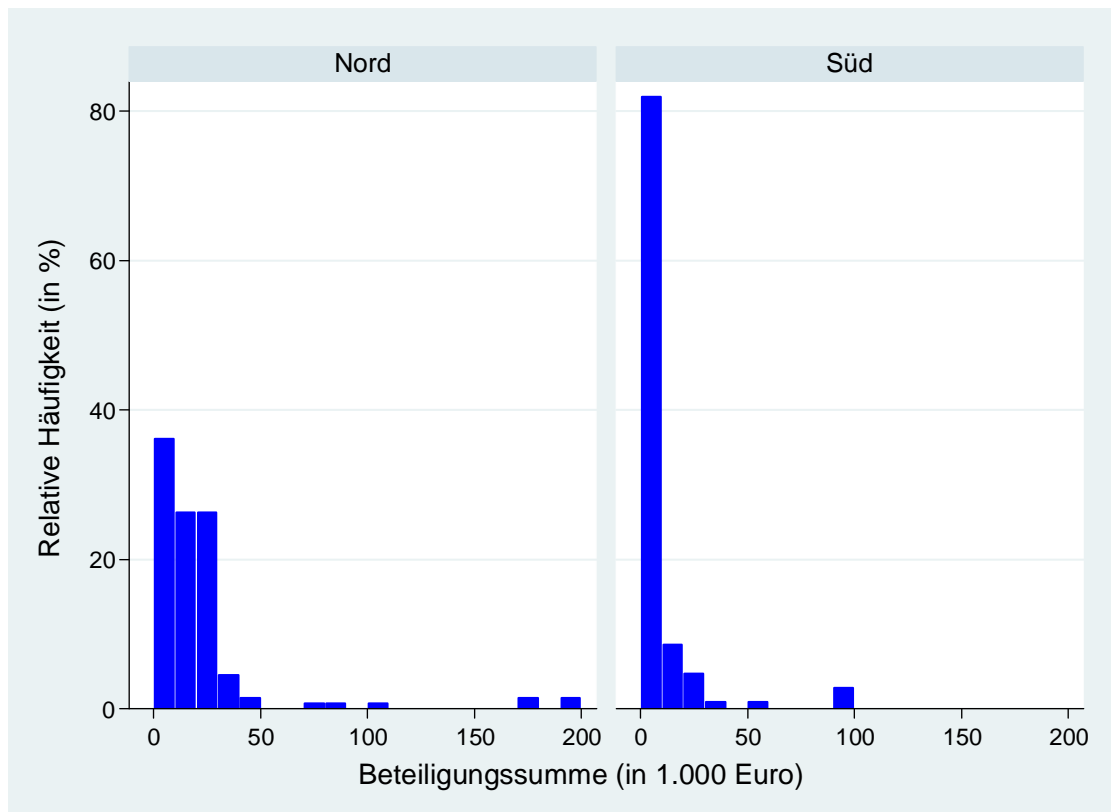
Quelle: Eigene Darstellung; Umfrage Bürgerenergie



**Abb. 28: Verteilung der Beteiligungssummen in der Stichprobe, n = 245**

Quelle: Eigene Darstellung; Umfrage Bürgerenergie

Die Unterschiede zwischen Nord- und Süddeutschland (*siehe Abb. 29*) lassen sich damit erklären, dass hier die überwiegende Zahl an Windpark-GmbH & Co KGs ihren Sitz hat. Eine detailliertere Untersuchung nach Projekttyp und Gesellschaftsform bleibt der weiteren Forschung vorbehalten. Hier könnten auch die Anlagemotive als Einflussfaktor eine Rolle spielen. Eine weitere Unterteilung der Stichprobe ist jedoch auf Grund des noch nicht hinreichenden Rücklaufs derzeit nicht sinnvoll.



**Abb. 29: Verteilung der Beteiligungssummen in der Stichprobe – Unterschiede zwischen Nord- und Süddeutschland**

Quelle: Eigene Darstellung; Umfrage Bürgerenergie

### 3.2.3 Bankability

Im Kontext der Projektfinanzierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen, insbesondere bei PV-Vorhaben, wird vielfach der Begriff *bankability* (Bankfähigkeit) genutzt. Allerdings wird selten eine klare Definition des Begriffs gegeben. Vielmehr existieren verschiedene Listen an Kriterien, die ein Projekt erfüllen müsse, um bankfähig zu sein (PricewaterhouseCoopers 2010, S. 93–97).

*Bankability* stellt ein multidimensionales Konstrukt dar, welches sich auf die drei Säulen rechtlicher, technischer und wirtschaftlicher Prüfung (*due diligence*) stützt.

Wenn eine Bank Projekte finanziert und dabei weder auf Einkommen und Vermögen der Eigentümer\_innen noch auf Haftung und Risikoausgleich im Unternehmen abstellen kann, so stützt sich die Kreditentscheidung vor allem auf die Höhe und die Stabilität des Zahlungsstroms, der aus dem zu finanzierenden Projekt für die Bedienung des Fremdkapitals (für Zins und Tilgung) zur Verfügung steht. Bei Erneuerbare-Energien-Kraftwerken kommen die ertragswirksamen Geldzuflüsse ausschließlich aus dem Verkauf des erzeugten Stroms. Nachdem die erforderlichen Investitionen getätigt und finanziert sind, fallen die Auszahlungen für den laufenden Betrieb, Pachten und Reparaturen, Versicherungen sowie Zinsen und Tilgungen für das aufgenommene Fremdkapital an. Damit sind zugleich schon die wichtigsten Risiken aus Sicht der finanzierenden Bank offensichtlich: Auf der Einzahlungsseite bestehen Produktions-, Abnahme-, Zahlungs- und Preisrisiken für den zu erzeugenden Strom. Bei den Auszahlungen sind geeignete Vorkehrungen gegen die Errichtungs- und Herstellungsrisiken zu ergreifen, z. B. Festpreis-Generalübernehmerverträge mit erfahrenen und wirtschaftlich starken Herstellern. Betriebsrisiken können und werden bei Erneuerbaren-Energien-Anlagen durch geeignete

Wartungsverträge vermieden bzw. begrenzt. Wichtig sind bei Projektfinanzierungen daneben so genannte Managementrisiken. Bei der Bewertung der Bankfähigkeit eines Projektes wird daher auf die folgenden Kriterien geachtet:

- Finanzstärke des Vorhabens,
- langfristige und gute Projektpartner,
- Produktions- und Produkttechnologie,
- Leistungsnachweis,
- rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen.

**Finanzstärke** wird gemessen durch Kennzahlen, v. a. dem Schuldendienstdeckungsgrad (*Debt Service Coverage Ratio*, DSCR), welcher die Fähigkeit des Projektes darstellt, dem Schuldendienst nachzukommen (*siehe Box 4*). Bei Projekten von Bürgerenergiegenossenschaften rücken für die finanzierenden Banken zusätzlich andere Aspekte bezüglich der Eigentümerstruktur in den Vordergrund: Eigenkapitalgeber von Genossenschaften haben das Recht, ihre Mitgliedschaft mit einer dreimonatigen Kündigungsfrist bis zum Jahresende oder, wenn in der Satzung festgelegt, mit einer Kündigungsfrist von höchstens fünf Jahren zu kündigen. In Interviews gaben Kreditinstitute an, dass sie die Möglichkeit des Abziehens von Eigenkapital durch die Investoren als Problem sehen. Seit der Novelle des Genossenschaftsgesetzes 2006 gibt es jedoch die Möglichkeit, ein Mindestkapital festzulegen (§ 8a GenG). Die Mitglieder der Genossenschaft können, wenn die Satzung ein solches Mindestkapital vorsieht, zwar ihre Mitgliedschaft kündigen. Eigenkapital kann jedoch nur bis zu der festgelegten Grenze abgezogen werden. Würde bei Auszahlung des Auseinandersetzungsguthabens die Mindestkapitalgrenze unterschritten, wird die Auszahlung ausgesetzt (§ 8a Abs. 2 GenG).

Da der Status von Bankability durch alle **Projektpartner** beeinflusst wird, ist es von großer Bedeutung, dass diese über Erfahrung und finanzielle Stärke sowie eine gute Reputation verfügen. Sie sollten auf den *white lists* (*siehe Box 4*) der Banken vertreten sein. Zudem profitieren Projekte von einer Langfristigkeit ihrer Projektpartnerbeziehungen. Bei der Photovoltaik sind z. B. langfristige Lieferverträge vor allem in Bezug auf die Module relevant. Module sind mit 60 % Kostenanteil die wichtigsten Kostentreiber von Photovoltaikprojekten. Es ist somit von übergeordneter Bedeutung, dass Projektpartner langfristige Lieferverträge mit Modulherstellern haben, welche qualitativ gute Module erstellen.

Grundsätzlich kann ein Produktionsrisiko auftreten, sodass die erwarteten und im Finanzplan kalkulierten Strommengen nicht zum Verkauf bereitstehen. Das Produktionsrisiko realisiert sich zum einen durch zu hohe Prognosen des Windertrags und des Sonnenenergieertrags, zum anderen durch technische Störungen. Deutliche Verbesserungen der Gutachtensqualität und der Prognosen lassen dieses Risiko als überschaubar erscheinen. Risiken aus der Anlagenverfügbarkeit werden durch geeignete Serviceverträge abgedeckt. **Produktions- und Produkttechnologie** sind Haupteinflussfaktor der technischen *due diligence*. Banken achten bei der Prüfung hauptsächlich auf

- spezifische Eigenschaften der unterschiedlichen Technologien,
- Herstellerinformationen (Produktionsstätten, Größe und Ausstattung) sowie
- die Produktionsweise.

In diesem Zusammenhang gewinnen auch Zertifizierungen der Produzenten bezüglich Qualitäts- und Umweltmanagement im Produktionsprozess durch etablierte Prüfungsinstitute an Bedeutung (Lüdeke-Freund et al. 2012, S. 285–302).

Ein weiterer wichtiger Faktor ist die **Bekanntheit der Technik**. Für die Bankability ist es wichtig, dass die eingesetzte Technik bewährt ist („*proven technology*“) (Böttcher 2009, S. 152). Bewährt ist eine Technik dann, wenn sie großindustriell in einer hinrei-

chenden Stückzahl über mehrere Jahre hinweg eingesetzt worden ist und die erzielten Ergebnisse zufriedenstellend für die Beteiligten sind. Andererseits sollte die eingesetzte Technik auch nicht veraltet sein, da ansonsten die Wettbewerbsfähigkeit darunter leidet. Gerade bei vergleichsweise neuen Technologien, wie es die meisten Formen erneuerbarer Energien sind, ergibt sich hier ein gewisses Spannungsfeld, das Banken-individuell gelöst wird (für den Biogassektor: Degenhart und Holstenkamp 2011).

Ähnliches wie für die Komponenten bzw. Hersteller gilt auch für die **Leistungsfähigkeit** der Projektierer, welche Banken über ihren *track record* bewerten (Lüdeke-Freund et al. 2012, S. 285–302). Die Ansprüche an die Leistungsfähigkeit des Managements sind bei fester Einspeisevergütung, Einspeisevorrang und Abschluss geeigneter Dienstleistungsverträge relativ gering. Die Existenz zahlreicher kleiner, häufig ehrenamtlich geführter Bürgerenergiegesellschaften, die Bankkredite erhalten haben, macht deutlich, dass das Managementrisiko auch für die Bürgerenergie bei der aktuellen EEG-Rechtslage aus Sicht der finanzierenden Banken überschaubar und damit finanzierbar ist. Die Interviews mit marktführenden Kreditinstituten, die das Lüneburger Forschungsteam durchgeführt hat, zeigen, dass die Nutzung der gleitenden Marktprämie mit Rückkehrrecht zwar höhere Anforderungen an das Management der Projekte stellt – z. B. für Marktanalysen, Verhandlungen mit Direktvermarktern, Überwachung der Verträge mit den Direktvermarktern –, dass dieses Risiko aber durch das Rückkehrrecht in den Einspeisetarif begrenzt ist und bankmäßig akzeptiert wird. Höhere Anforderungen an das Management werden von finanzierenden Banken nur dann gestellt, wenn die Betreiber eine flexible Anlagenführung und einen Eintritt in den Regelenenergiemarkt beabsichtigen. Allerdings waren die meisten befragten Banken der Ansicht, dass auch diese Anforderungen vom vorhandenen Management erfüllt werden oder durch entsprechende Verträge auf die Direktvermarkter oder andere Dienstleister übertragen werden können. Aus Interviews mit Kreditinstituten geht zudem hervor, dass bei Projekten mit Bürgerenergiegesellschaften das Vertrauen in das Projekt durch den direkten Kontakt gestärkt wird. Zwischen Bank und Akteuren der Bürgerenergiegesellschaften besteht ein Vertrauensverhältnis, das sich positiv auf die *bankability* des Projektes auswirkt. Vertrauen kann hier ähnlich wirken wie ein dokumentierter *track record*.

Die **rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen** haben übergeordneten Einfluss auf die Bewertung der *bankability* der Projekte. Wichtig ist, dass das Rechtsumfeld verlässlich und prognostizierbar ist und sich Verträge durchsetzen lassen. Bei der festen Einspeisevergütung, die von einem als zahlungsfähig angesehenen Übertragungsnetzbetreiber gezahlt wird und der aufgrund des Einspeisevorrangs für erneuerbare Energien im Regelfall die Abnahme nicht verweigern kann, ist das Abnahme-, Zahlungs- und Preisrisiko aus Sicht der finanzierenden Bank für die Dauer der Gewährung dieser Vergütung nahe Null. Die Bedeutung der Einspeisevergütung zeigt sich auch daran, dass die Laufzeit der Kredite von der Dauer dieser Zahlungen abhängig gemacht wird. Ohne diese Regelung wären Projektkredite mit Laufzeiten von 16-18 Jahren bankmäßig nicht vertretbar.

Das regulatorische Umfeld in Deutschland wird bislang durch feste Einspeisetarife geprägt und stellt damit ein solides Fundament mit hoher Anreizwirkung dar. Jedoch haben in den letzten Jahren die Verlautbarungen zu Änderungen am EEG – wenigstens phasenweise – für Unsicherheit bei den Akteuren, insbesondere auch den finanzierenden Banken, gesorgt (Hampl et al. 2011, S. 12).



**Box 4: Schuldendienstdeckungsgrad, *White Lists* und *Track Record***Schuldendienstdeckungsgrad (DSCR)

Der Schuldendienstdeckungsgrad stellt das Verhältnis des für den Schuldendienst zur Verfügung stehenden Zahlungsstroms zum periodenrelevanten Schuldendienst (d. h. Zins und Tilgung) dar:

$$DSCR = \frac{\text{Zahlungsstrom für Schuldendienst}}{\text{Schuldendienst}}$$

Die Kapitaldienstfähigkeit wird jährlich, zu jedem Kapitaldiensttermin oder zur Planung des Projektes für die gesamte Kreditlaufzeit berechnet.

Für die Fremdkapitalgeber ist der DSCR eine der wichtigsten Kennzahlen, um die Robustheit der Finanzierung zu beurteilen. Die Bedeutung der Kennzahl ist auf das zentrale Charakteristikum der Projektfinanzierung zurückzuführen, dass die Finanzierung des Fremdkapitals durch den durch das Vorhaben generierten Zahlungsstrom erfolgen soll. Somit ist nachvollziehbar, dass die Zahlungsströme in Bezug auf ihre Fähigkeit, den Schuldendienst zu tragen, bewertet werden (Böttcher 2009, S. 121–130).

Zudem kann der DSCR der marktbedingten Bestimmung der Verschuldungskapazität dienen, welche die maximale Fremdkapitalaufnahme anzeigt, die praktisch möglich ist. Der Verschuldungsgrad ist eine Momentaufnahme und kann so starken Schwankungen unterliegen. Bei einer hohen Verschuldungskapazität liegt ein größerer Finanzierungsspielraum für Fremdkapital vor, was sich in Investitionsflexibilität für neue Wachstumsmöglichkeiten widerspiegelt (Hasler et al. 2013, S. 3–15).

White Lists von Banken

Banken prüfen Hersteller bzw. Komponenten und erstellen auf dieser Basis und der Erfahrungen aus vorherigen Finanzierungen Listen, sogenannte *white lists*. Die Hersteller und Komponenten auf diesen Listen entsprechen also bestimmten, von der jeweiligen Bank festgelegten Kriterien.

Banken haben solche Listen, um den Prüfungsprozess bei Finanzierungsprojekten zu beschleunigen. Auswahlkriterien sind u. a. das Vorhandensein von Zertifikaten für die Qualität von Komponenten und die finanzielle Stabilität des Herstellers (Lüdeke-Freund et al. 2012, S. 285–302).

Track Record

Der Track Record ist eine Referenzliste über die Erfolge und Misserfolge einer Person oder Organisation im Allgemeinen bzw. eines Projektierers im Spezifischen. Die Analyse des Track Records ist wichtig, da er Banken Aufschluss gibt über die Erfahrung und Qualitäten der Projektierer. Bei gründlicher Analyse kann zudem festgestellt werden, ob die Ergebnisse der Vergangenheit auf die Zukunft übertragbar sind (Tausend 2006, S. 90–100).

Bei der optionalen gleitenden Marktprämie mit Rückkehrrecht in die feste Einspeisevergütung sind die Abnahme-, Zahlungs- und Preisrisiken aus Sicht der finanzierenden Banken ebenfalls sehr überschaubar: Kalkuliert wird das Risiko der Zahlungsunfähigkeit des Direktvermarkters in Höhe des geschätzten Monatsmarktwertes für einen Zeitraum von ca. drei Monaten. Dieses Risiko wird, wenn bankseits Bedenken zur Zahlungsfähigkeit des Direktvermarkters bestehen, durch Bankbürgschaften abgedeckt. Gemäß Interviews der Leuphana mit maßgeblichen Banken hat die Einführung und Nutzung der op-

tionalen gleitenden Marktprämien mit Rückkehrrecht die Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Projekten bisher nicht erschwert.

Als Zwischenfazit ist somit festzuhalten, dass die geltenden Regelungen des EEG auch mit optionaler gleitender Marktprämie die Finanzierung von Bürgerenergieprojekten aus Bankensicht erlauben und diese Regeln die Basis für die Verbreitung von Bürgerenergiegesellschaften waren. Die Interviews mit Banken zur Direktvermarktung haben aber auch gezeigt, dass das Rückkehrrecht in die feste Einspeisevergütung ein entscheidender Punkt für die positive Finanzierungsentscheidung bei Nutzung der gleitenden Marktprämie ist.

### 3.2.4 Finanzierungskonditionen

Die wichtigsten Finanzierungskonditionen für Kredite sind Zinsen/Zinsbindungsfristen, Laufzeiten bzw. Tilgungen und Losgrößen. Kalkulatorisch setzten sich Kreditzinsen aus den Estandskosten (Refinanzierung) der kreditgebenden Bank und Risikozuschlägen zusammen. Die Zuschläge ergeben sich aus der Wahrscheinlichkeit, dass der Kreditnehmer seinen Verpflichtungen nicht nachkommt, der Höhe des zu diesem Zeitpunkt bestehenden Kredites und der Rückzahlungsrate im Insolvenzfall, z. B. aus der Verwertung von Sicherheiten. Für die Berechnung der Ausfallwahrscheinlichkeit setzten die meisten Kreditinstitute bei Projektfinanzierungen besondere statistisch gestützte so genannte interne Ratingverfahren ein. Wichtigstes Element ist dabei Höhe und die Stabilität des für Zins und Tilgung zur Verfügung stehenden Einzahlungsüberschusses. Aufgrund von fester Einspeisevergütung und Einspeisevorrang ist die Ausfallwahrscheinlichkeit bei Erneuerbaren-Energien-Projekten besonders gering. Auch die Rückzahlungsrate im Insolvenzfall ist bei Erneuerbare-Energien-Projekten aufgrund der langfristig gesicherten festen Einspeisevergütung und des Einspeisevorrangs besonders günstig: Durch die Nutzung der Restlaufzeit des Einspeiserechts kann bei einer Verwertung ein gut kalkulierbarer und relativ hoher Preis erzielt werden. Dies reduziert die erforderlichen Risikozuschläge.<sup>18</sup> Die Nutzung der optionalen gleitenden Marktprämie mit Rückkehrrecht führt gemäß Interviews mit marktführenden Kreditinstituten nicht zu einer Verschlechterung des Ratings oder des Sicherheitenwertes.

Die Estandskosten (Refinanzierungskosten) der Kreditinstitute ergeben sich für die institutseigenen Darlehensprogramme aus der Bonitätseinschätzung des Kapitalmarkts für die jeweiligen Kreditinstitute, in der Regel bestimmt durch das von den großen Ratingagenturen festgesetzte Rating der jeweiligen Bank. Diese Estandskosten können unterschiedlich ausfallen. Der größte Teil der Refinanzierung für Erneuerbare-Energien-Projekte wird jedoch in Deutschland über die Energieprogramme der öffentlichen Fördererinstitutionen, insbesondere der KfW und der Landwirtschaftlichen Rentenbank, dargestellt. Da beide Kreditinstitute über die allerbeste Kapitalmarktbeurteilung verfügen, sind die Estandssätze für alle Kreditinstitute, die diese Programme verwenden, unabhängig von ihrer eigenen Bonität gleich günstig.

Nach klassischen Finanzierungsgrundsätzen sollten Investitionen langfristig durch Eigenkapital und Fremdkapital finanziert werden. Laufzeit und Tilgung der Kredite sollten sich an der Nutzungsdauer der Objekte orientieren. Maßgeblich ist die technische und wirtschaftliche Nutzungsdauer. Die in der Regel – verglichen mit der technischen – kürzere wirtschaftliche Nutzungsdauer wird bei Erneuerbaren-Energien-Projekten durch die Dauer der Einspeisevergütung bestimmt. Innerhalb der so definierten Projektdauer

---

<sup>18</sup> Zur risikogerechten Preiskalkulation bei öffentlichen Förderkrediten, die für Erneuerbare-Energien-Projekte eingesetzt werden.

und entsprechend der Abnutzung müssen Kredite getilgt werden, wobei die Tilgungsrate vorsichtshalber etwas höher angesetzt wird als die Abschreibungen, sodass sich bei der Laufzeit ein bis zwei Jahre Reserve gegenüber der gesetzlichen Einspeisedauer ergeben. Zur Vermeidung von Zinsänderungsrisiken wird eine Zinsbindung über die gesamte Laufzeit empfohlen und von den Banken angeboten.

Förderkredite sind in der Höhe begrenzt. So fördert die KfW z. B. im Rahmen ihrer Kredite für umweltfreundliche Stromerzeugung Vorhaben mit Darlehen bis zu 25 Mio. Euro. Kapitalmarktfinanzierungen wie z. B. Anleihen erfordern dagegen meist Volumina über 25 Mio. Euro. Für Bürgerenergiegesellschaften, die einen eher kleineren Finanzbedarf haben, sind daher Kredite, insbesondere die Förderkredite, die erste Wahl.

Für Bürgerenergie-Projekte ergeben sich in den Finanzierungsbedingungen grundsätzlich keine Unterschiede gegenüber anderen Energieprojekten. Aus Banksicht entscheidend sind die Projekte und der in diesen Projekten generierte Zahlungsstrom. Management und Eigentümerstruktur spielen bei Erneuerbare-Energien-Projekten unter der geltenden EEG-Rechtslage – abweichend von normalen Projektfinanzierungen – keine bedeutende Rolle. Gelegentlich war in den Experteninterviews mit marktführenden Banken auf eine geringere Professionalität bei Finanzierungsanfragen für Bürgerprojekte hingewiesen worden. Das kann zu höheren Zinsen führen, wenn diese fehlende Professionalität eine schlechte Datenlage zum Zahlungsstrom verursacht, weil dies in den üblichen Ratingverfahren höhere Risikozuschläge ergibt.

### 3.2.5 Finanzierungsaufbau

Beim Finanzierungsaufbau von Erneuerbare-Energien-Projekten stellt sich vor allem die Frage, wieviel Eigen- und Fremdkapital im Verlauf der Projektlebensdauer eingesetzt wird. In rein rentabilitätsorientierten Projekten wird versucht, soviel relativ billiges Fremdkapital wie möglich einzusetzen. In der Regel bestimmt die kreditgebende Bank die Obergrenze des Fremdkapitaleinsatzes durch ihre Kennzahlvorgaben. Dies sind die DSCR und die Eigenkapitalquote. Für Windenergieprojekte wird nach Angaben aktuell befragter Kreditinstitute im Regelfall eine DSCR von 1,1 gefordert. Bei der Photovoltaik liegt der erwartete Wert bei 1,1-1,2 (Lüdeke-Freund et al. 2012, S. 285–302; FINANCIAL GATES GmbH 2010, S. 17–22; HypoVereinsbank AG 2007: 12, 15). Diese Vorgaben gelten auch für Bürgerenergieprojekte. Normale Projektfinanzierungen erfordern nicht unter 35 % Eigenkapital. Bei Windenergieprojekten reduzieren sich die Anforderungen nach Angaben einiger befragter Banken z. T. auf 10 %. DCSR und Eigenkapitalvorgaben sind bei Erneuerbaren-Energien-Projekten aufgrund der langfristigen festen Einspeisevergütung und des Einspeisevorrangs deutlich geringer als bei normalen Projektfinanzierungen. Mit gegebenem Eigenkapital können daher im Bereich erneuerbarer Energien deutlich mehr Projekte umgesetzt werden als für andere Vorhaben.

Bürgerenergiegesellschaften werden nach Angaben befragter Banken nicht anders behandelt als die übrigen Erneuerbare-Energien-Projekte. Die oben genannten Daten zur Finanzierungsstruktur von Energiegenossenschaften zeigen allerdings, dass diese Obergrenzen nicht immer ausgenutzt werden, weil Rentabilitätsmaximierung nicht das alleinige oder primäre Ziel der Bürgerenergieprojekte ist (*siehe auch Abschn. 2.3*).

### **3.3 Einbindung von mezzaninen Finanzierungsformen, insbesondere Nachrangdarlehen**

#### **3.3.1 Art und Umfang der Einbindung**

Bei knappem Eigenkapital kann es sein, dass die Finanzierungsbereitschaft der Kreditinstitute nicht ausreicht, um den Finanzbedarf zu decken. In diesem Fall ist es bei Projektfinanzierungen üblich, so genanntes Mezzaninkapital einzusetzen. Dies können insbesondere stille Beteiligungen, Genussrechte oder nachrangige Darlehen sein. Kreditinstitute sind unter bestimmten Bedingungen bereit, solche Finanzierungsmittel als Ersatz für eigentlich erforderliches Eigenkapital der Eigentümer\_innen zu akzeptieren. Dazu müssen die folgenden Kriterien erfüllt sein:

- Rangrücktrittsvereinbarung: Der Anspruch auf Rückzahlung im Liquidationsfall besteht erst dann, wenn die Interessen aller anderen Gläubiger befriedigt worden sind.
- Langfristige Kapitalüberlassung: Das Kapital wird über einen Zeitraum von mindestens fünf Jahren, überlassen.
- Ausschluss ordentlicher Kündigungsrechte: Weder Kapitalgeber noch Kapitalnehmer besitzen eine Kündigungsmöglichkeit während der Laufzeit.
- Erfolgsabhängige Vergütung: Bei Verschlechterung der wirtschaftlichen Lage können Zinszahlungen aufgeschoben werden oder die Verzinsung erfolgt sogar direkt gewinnabhängig.
- Keine Besicherung durch das Unternehmen: Es werden keine Sicherheiten für die Überlassung des Kapitals gestellt.

Die konkrete Einordnung bei internen Ratings der Banken hängt vom Ermessen des Kredit gebenden Instituts ab.

Bei Erneuerbare-Energien-Projekten mit fester Einspeisevergütung und Einspeisevorrang ist die Finanzierungsbereitschaft der Kreditinstitute jedoch in der Regel so hoch, dass kein Eigenkapitalengpass eintritt. Die Untersuchungen der Leuphana Universität zu den im Bundesanzeiger publizierten Jahresabschlüssen von Bürgerenergiegesellschaften haben dementsprechend gezeigt, dass nur wenige dieser Unternehmen Mezzaninkapital einsetzen.

Bezogen auf die Jahresabschlüsse von Bürgerbeteiligungen mit der Rechtsform der GmbH und GmbH & Co. KG, wird ersichtlich, dass stille Beteiligungen in Form von nachrangigen Gesellschafterdarlehen so gut wie nicht vorhanden sind bzw. nicht direkt als solche ausgewiesen werden. Lediglich eine Bürgerbeteiligung weist ein Gesellschafterdarlehen mit Eigenkapitalcharakter in ihrer Bilanz aus. Sonstige Verbindlichkeiten oder Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschaftern, die teilweise auch als Darlehen mit einer längeren Laufzeit ausgewiesen werden, lassen eine stille Beteiligung vermuten, sind aber kein eindeutiger Beweis, dass diese auch wirklich vorhanden sind. Aufgrund der wenigen Anzeichen lässt sich feststellen, dass nachrangige Darlehen und damit auch stille Beteiligungen eine Ausnahme bei Bürgerbeteiligungen in Form einer GmbH & Co. KG sind.

Bei Genossenschaften zeichnet sich ein ähnliches Bild ab. Nur 6,66 % der Bürgerenergiegenossenschaften haben nach eigenen Untersuchungen Nachrangdarlehen als Mezzaninkapital zur Verfügung (N = 661).

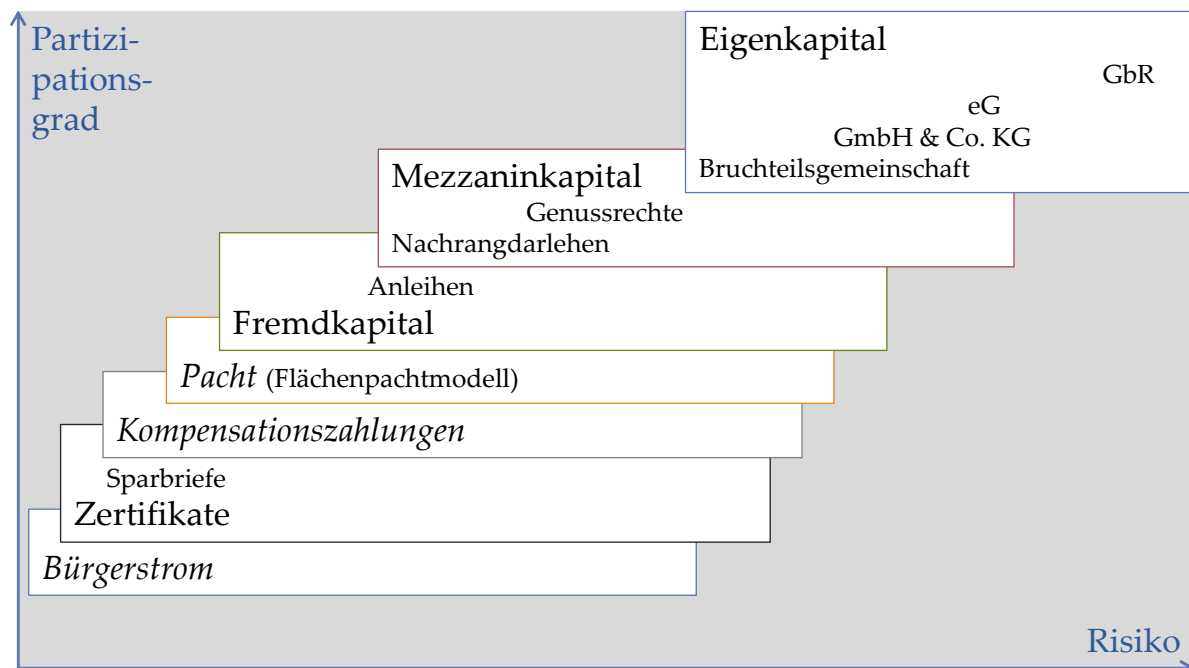
#### **3.3.2 Anmerkungen zur Motivation der Einbindung von Nachrangdarlehen**

Als Motive zur Nutzung von Mezzaninkapital werden in der Literatur (Holstenkamp und Ulbrich 2010)

- die Verbesserung des (internen und externen) Ratings des Unternehmens durch Stärkung der Eigenkapitalquote,
- die Beschaffung von Eigenkapital ohne Ausgabe von Anteilen und damit ohne Verwässerung der Anteile der Altmitglieder,
- die Optimierung der Kapitalstruktur (insbesondere unter steuerlichen Gesichtspunkten),
- eine Diversifikation des Fremdkapitals,
- ein Fremdkapitalschnitt bei Sanierungen sowie
- die Lösung von Problemen asymmetrischer Informationsverteilung

genannt. Nachrangdarlehen werden vorwiegend bei Energiegenossenschaften genutzt. Aufgrund des jungen Alters der Energiegenossenschaften kommen als Motive für die Nutzung von Nachrangdarlehen v. a. die Optimierung der Kapitalstruktur durch Nutzung steuerlicher Vorteile, eine günstigere Risiko-Rendite-Relation für die Mitglieder bzw. für die Mezzaninkapitalgeber (damit eine verbesserte Position bei der Suche nach Kapitalgebern) in Frage. Außerdem weisen Nachrangdarlehen für die Genossenschaft insofern günstigere Merkmale auf, als dass eine längere Kündigungsfrist vereinbart werden kann. Zudem besteht auf diesem Wege die Möglichkeit, Mitglieder und Nicht-Mitglieder unabhängig von der Zahl und Höhe der Geschäftsanteile an den Erneuerbare-Energien-Vorhaben der Genossenschaft direkt und Eigenkapital-ähnlich finanziell zu beteiligen.

Die unterschiedlichen Finanzierungsformen weisen zugleich verschiedene Risikograde und Höhen der (möglichen) Partizipation auf (*siehe Abb. 30*). Nachrangdarlehen ermöglichen im Vergleich zur Vergabe von Eigenkapital nur eine geringe Teilnahme und Beeinflussung der Projekte. Zugleich ist das Risiko – je nach Ausgestaltung der Konditionen – deutlich geringer. Werden die Nachrangdarlehen mit der Mitgliedschaft in der Genossenschaft verbunden, lassen sich die regelmäßigen Zahlungen an die Mitglieder für diese leichter kalkulieren. Zugleich sind die Nachrangdarlehensgeber\_innen über die Mitgliedschaft in der Genossenschaft an den Entscheidungsprozessen beteiligt.



**Abb. 30: Zusammenhang zwischen Risiko und Partizipationsgrad bei unterschiedlichen Formen der Bürgerbeteiligung im weiteren Sinne**

Quelle: Holstenkamp (2014)

### 3.4 Fazit

Das EEG führt in seiner derzeitigen Form dazu, dass Erneuerbare-Energien-Anlagenbetreiber eine höchstmögliche, aber keine absolute Investitionssicherheit genießen. Dennoch verbleiben Risiken sowohl bei der Planung als auch bei Bau und Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen eines Vorhabens (*siehe auch Abschn. 2.5*). Auf dieser Grundlage werden Erneuerbare-Energien-Projekte und insbesondere Bürgerenergieprojekte oftmals als Non-Recourse-Projekte geführt. Für diese Projekte werden somit Zahlungen für Planung, Errichtung und Betrieb dem Vermögen und den Einzahlungsströmen gegengerechnet. Daraus folgend zeigt sich die Relevanz der Zahlungsströme von Erneuerbare-Energien-Projekten. Der Zahlungsstrom setzt sich aus der erzeugten Strommenge und dessen Vergütung zusammen.

Umso wichtiger wird also die Bedienung des Schuldendienstes aus dem Zahlungsstrom, der in der DSCR erfasst wird. Aufgrund der festen Einspeisevergütung (bzw. im Falle der Inanspruchnahme der gleitenden Marktprämie und der Rückkehrmöglichkeit zur Einspeisevergütung) war der Zahlungsstrom in der Vergangenheit, bestimmte verbleibende Risiken unbeachtet, sehr stabil. Auch für Bürgerenergieprojekte ist es also leicht möglich, eine DSCR größer als 1,1 zu erreichen, bzw. die Banken geben sich mit DSCR in der Nähe von 1,1 zufrieden. Dieser Aspekt ist unter Betrachtung der *bankability* für die Finanzierung durch Banken höchst relevant. Zu prüfen ist also im Folgenden, inwieweit die Höhe und Stetigkeit des Zahlungsstroms und damit auch die DSCR durch Veränderungen im EEG beeinträchtigt werden und Problematiken in der Finanzierung von Bürgerenergieprojekten auftreten könnten.

## 4 Von der festen Einspeisevergütung zur verpflichtenden Direktvermarktung

### 4.1 Hintergrund

Die Bundesregierung möchte, dass zukünftig alle neuen Erneuerbare-Energien-Anlagen oberhalb eines De-Minimis-Wertes von 100 kW verpflichtend ihren Strom direkt vermarkten. Für diese Anlagen wird somit das System der festen Einspeisevergütung abgeschafft. Dies hat nicht nur Auswirkungen auf die Betreiber dieser Anlagen, sondern auch auf das gesamte Stromsystem und den Strommarkt. Und es kann zu Risiken für zukünftige Bürgerenergieprojekte führen. Diese Risiken werden in diesem Kapitel dargestellt.

Darüber hinaus wird seit langem kontrovers über die Vor- und Nachteile der Direktvermarktung gestritten. Dabei sind insbesondere folgende Punkte relevant, für die auf die jeweilige Literatur verwiesen sei:

- Es besteht Uneinigkeit darüber, ob die Direktvermarktung tatsächlich zu einer besseren Systemintegration insbesondere der wetterabhängigen erneuerbaren Energien führt, d.h. insbesondere eine bedarfsgerechte Einspeisung von Erneuerbare-Energien-Strom anreizt. So gibt es offenbar Direktvermarkter, die die kurzfristigen Schwankungen des Börsenpreises nicht an die Anlagenbetreiber weiterleiten, sodass bei ihnen kein finanzieller Anreiz zur bedarfsgerechten Einspeisung entsteht.<sup>19</sup> Befürworter führen an, es sei wohlfahrtsökonomisch geboten, wenn Erneuerbare-Energien-Anlagen bei negativen Strompreisen an der Börse ihre Anlagen abregeln. Kritiker führen an, dass es für die Systemtransformation vorteilhaft sei, wenn bei hohem Angebot von Wind- und Sonnenstrom negative Strompreise auftreten – auch wenn diese recht hoch sind. Denn dies leiste einen Beitrag dazu, dass bislang unflexible konventionelle Kraftwerke technisch umgerüstet würden, sodass sie flexibler werden und bei negativen Strompreisen abregeln können (IZES 2014, S. 14).
- Darüber hinaus wird kritisiert, dass bei der Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen auf die Produktion von Strom mit sehr geringen Betriebskosten und in der Regel zu vernachlässigen Treibhausgasemissionen zugunsten von Strom aus Kohle- und Gaskraftwerken verzichtet wird. Das wäre volkswirtschaftlich nicht sinnvoll (Energy Brainpool GmbH & Co. KG 2013).
- Befürworter führen an, dass die Gesamtkosten des Stromsystems durch die Direktvermarktung sinken würden. Kritiker stellen dem entgegen, dass durch die Direktvermarktung zumindest die EEG-Umlage höher sei als ohne Direktvermarktung (IZES 2014, S. 38).
- Befürworter argumentieren, aufgrund des Wettbewerbs zwischen Direktvermarktern würde sich die Qualität der Prognosen für die Einspeisung aus Wind- und Solarenergie verbessern. Kritiker stellen dem entgegen, dass dies bislang nicht beobachtet werden konnte. Vielmehr blieben die meisten Direktvermarkter sogar hinter der Prognosequalität der Übertragungsnetzbetreiber zurück (IZES 2014, S. 33; Energy Brainpool GmbH & Co. KG 2013, S. 1–10).

---

<sup>19</sup> So ein Ergebnis von Interviews des Teams der Leuphana Universität Lüneburg mit Direktvermarktern.

## 4.2 Risiken für Bürgerenergieprojekte

### 4.2.1 Überblick

Eine Abschaffung der festen Einspeisevergütung im Zusammenhang mit der Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung auf Basis der gleitenden Marktprämie kann auf mehrere Arten zu Schwierigkeiten für die Bürgerenergie führen. Sie rühren insbesondere von den Finanzierungsbedingungen der Kreditgeber für Investitionen in Erneuerbare-Energien-Anlagen. So stellen die wichtigsten Finanzierer der erneuerbaren Energien in ihrer Berliner Erklärung fest, dass „die zusätzlichen Risikokomponenten in den Finanzierungen strukturell und preislich zu berücksichtigen“ seien (BEE 2013). Auch die unter 3.2.3 dargestellte Einschätzung von Banken bestätigt diese Aussage. Eine verpflichtende Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie ohne Rückkehroption in die Einspeisevergütung führt aus finanzwirtschaftlicher Sicht zu zusätzlichen Risiken, die sich in (a) höheren Risikoprämien für Kredite, (b) höheren Eigenkapitalanforderungen und (c) einer insgesamt reduzierten Rentabilität der Projekte niederschlagen und im Extremfall durch fehlendes hinreichend langfristiges Fremdkapital Erneuerbare-Energien-Projekte verhindern können.

Im Einzelnen sind folgenden Risiken zu beachten:

- **Preisrisiko:** Ein erhöhtes Preisrisiko entsteht dann, wenn das vom Direktvermarkter bezahlte Entgelt unter der um die frühere Managementprämie bereinigte Summe aus Marktprämie und Monatsmarktwert bleibt. Andererseits können Zusatzerlöse anfallen, wenn der Direktvermarkter mehr als den Monatsmarktwert erwirtschaftet und den Betreiber an diesen Zusatzerlös beteiligt. Grundsätzlich kann ein Direktvermarkter den Monatsmarktwert durch geeignete Geschäfte an der Strombörse nachbilden. Dabei entstehen jedoch mindestens Transaktionskosten, die der Direktvermarkter nebst einem Deckungsbeitrag für seine Fixkosten und einem Gewinnanspruch beim Anlagenbetreiber durchsetzen möchte. Die Transaktionskosten des Direktvermarkters sind stück- und volumensabhängig. Bei kleineren Losgrößen, wie sie typischerweise von Bürgerbeteiligungsgesellschaften angeboten werden, ist mit höheren Stückkosten zu rechnen.
- **Marktposition:** Welche Kosten bzw. Gewinne Direktvermarkter bei den Betreibern durchsetzen können, wird im wettbewerblichen Prozess der Preisbildung entschieden. Derzeit können die Anlagenbetreiber aus der optionalen Marktprämie Vorteile ziehen, ohne größere Risiken eingehen zu müssen. Eine verpflichtende Direktvermarktung stärkt jedoch grundsätzlich die Position der Direktvermarkter, weil der Wechsel in die feste Einspeisungsvergütung und damit der Wettbewerb durch den Übertragungsnetzbetreiber entfällt.
- **Abnahmerisiko:** Unter den Prämissen zahlreicher potenzieller Anbieter\_innen und geringer Markteintrittsbarrieren ist es zwar denkbar, aber sehr unwahrscheinlich, dass sich für den erzeugten Strom kein Direktvermarkter findet. Durch den Wegfall des Rückkehrrechts in die Einspeisevergütung kann allerdings das Risiko steigen, bei Zahlungsschwierigkeiten des Direktvermarkters nicht schnell genug einen Ersatzabnehmer zu finden.
- **Forderungsausfälle:** Die Gefahr von Forderungsausfällen aus Entgelten für gelieferte aber nicht bezahlte Energie ist unabhängig vom Rückkehrrecht in den Einspeisetarif, solange der Direktvermarkter kurzfristig gewechselt werden kann und ein alternativer Direktvermarkter vorhanden ist. Ersteres ist im Gesetzesentwurf vorgesehen, letzteres ist unter den o. g. Annahmen mit Einschränkungen denkbar.
- **Produktionsrisiken:** In jedem Fall steigen bei der gleitenden Marktprämie ohne Rückkehrrecht die Produktionsrisiken. Eine erfolgreiche Direktvermarktung setzt



eine verlässliche Erzeugungsplanung voraus, Planabweichungen können zu hohen Ausgleichsenergiekosten führen, die entweder der Direktvermarkter oder der Betreiber zu tragen hat. Bei der Einspeisevergütung trägt diese Kosten dagegen der Übertragungsnetzbetreiber, der sie dann in die EEG-Umlage einrechnet.

- Laufzeiten: Üblicherweise ist für eine Projektfinanzierung ein langfristiger Abnahmevertrag für die erzeugten Güter und Dienstleistungen mit festen bzw. gut kalkulierbaren Preisen und Mengen erforderlich, um überhaupt eine langfristige Finanzierung zu erhalten. Die Laufzeit der Darlehen wird die Laufzeit der Abnahmeverträge in der Regel nicht übersteigen. Zwar wird die gleitende Marktprämie nach wie vor für einen Zeitraum von 20 Jahren gewährt. Es stellt sich aber die Frage, ob mit den Direktvermarktern entsprechend langfristige Abnahmeverträge zu kalkulierbaren Preisen abgeschlossen werden können. Laufzeiten von 20 Jahren sind im Stromhandel bisher nicht üblich, auf dem Gasmarkt dagegen durchaus zu finden. Insofern erscheint es denkbar, solche Verträge zu erhalten. Allerdings werden als Vertragspartner für solche Laufzeiten nur Parteien akzeptiert werden, die aufgrund ihrer Bonität die Vertragserfüllung auch in ferner Zukunft gewährleistet erscheinen lassen. Dies trifft weder auf kleine Stromerzeuger noch auf mittelständische Handelsunternehmen zu, sondern allenfalls auf die großen Energiekonzerne. Bei bonitätsschwächeren Abnehmer\_innen werden Banken Erfüllungsgewährleistungen verlangen, die sie selbst aber über solche Laufzeiten den bonitätsschwächeren Direktvermarktern nicht geben würden. Auf langfristige Abnahmeverträge mit bonitätsstarken Käufer\_innen zu kalkulierbaren Konditionen kann bei Projektfinanzierungen verzichtet werden, wenn die produzierten Güter alternativ jederzeit auf einem liquiden Markt zu kalkulierbaren Preisen verkauft werden können. Einspeisevorrang und Strombörse lassen eine Vermarktung der erneuerbaren Energie auch ohne langfristige Abnahmeverträge als möglich erscheinen. Allerdings sind die Erfahrungen mit dem Stromhandel noch nicht so gefestigt, dass dies aktuell schon akzeptiert wird, darauf deuten Stellungnahmen der Banken hin (BEE 2013). In jedem Fall bleibt ein Restrisiko, dass durch höhere Kreditzinsen und höhere Eigenkapitalanforderungen ausgeglichen wird.
- Managementrisiken: Eine verpflichtende Direktvermarktung stellt an das Management der Erneuerbare-Energien-Projekte deutlich höhere Anforderungen. Der Markt der Direktvermarkter ist zu analysieren, es müssen Angebote eingeholt und verglichen werden, Verträge verhandelt, abgeschlossen und überwacht werden. Je nach Art der Direktvermarktung muss sich das Management auch in die Steuerung der Energieerzeugungsanlagen stärker einschalten, z. B. Fahrpläne erstellen oder sogar Bilanzkreise administrieren. Insgesamt erfordert verpflichtende Direktvermarktung eine deutlich höhere technische und kaufmännische Kompetenz der Betreiber\_innen. Ob dies rein ehrenamtlich geführte Bürgerbeteiligungen leisten können, muss hinterfragt werden. Sind entsprechende Kompetenzen nicht vorhanden, muss entweder geeignetes Personal eingestellt oder es müssen entsprechende Dienstleistungsverträge abgeschlossen werden. Beides führt zu zusätzlichen Kosten, die vom Projekt zu tragen sind.

Im Folgenden wird auf vier Punkte näher eingegangen:

- Zahlungsunregelmäßigkeiten beim Direktvermarkter,
- Oligopolisierung bei den Direktvermarktern,
- Rentabilität für kleinere Anlagen und
- höhere Eigenkapitalanforderungen bzw. allgemein veränderte Finanzierungsparameter.

#### 4.2.2 Zahlungsunregelmäßigkeiten beim Direktvermarkter

Bisher war das Risiko von Zahlungsunregelmäßigkeiten beim Direktvermarkter aus Bankensicht begrenzt. Denn es gibt bislang auch für die Anlagenbetreiber, die die gleitende Marktprämie nutzen, die Rückfalllinie der festen Einspeisevergütung. Ohne eine lange Übergangszeit sind damit die Einnahmen für die Stromeinspeisung wieder gesichert, auch wenn der Direktvermarkter Liquiditätsprobleme hat. Entsprechend basierten die Kreditbedingungen auf dem System der festen Einspeisevergütung und nicht auf der Direktvermarktung.

Fällt diese Rückfalllinie weg, muss das Direktvermarkterrisiko über die gesamte Laufzeit betrachtet werden. Banken berücksichtigen bei der Festlegung von Kreditbedingungen dabei die Bonität nicht nur der Anlagenbetreiber selber, sondern auch der Geschäftspartner, also der Direktvermarkter. Auch wenn die feste Einspeisevergütungen nicht vom Staat sondern den Übertragungsnetzbetreibern ausgezahlt werden, sind sie vom Staat in ihrer Höhe abschließend festgelegt, verbunden mit einem Einspeise- und Durchleitungsvorrang. Die Bonität der Übertragungsnetzbetreiber wird daher von Ratingagenturen im oberen Investment-Grade-Bereich gesehen, eine Bewertung, die kein reiner Stromhändler und erst recht kein kleinerer, jüngerer Direktvermarkter erreichen kann. Banken reagieren auf die schlechtere Bonität der Stromabnehmer mit höheren DSCR- und Eigenkapitalanforderungen bei den zu finanzierenden Projekten (*siehe Abschn. 3.2.3*).

Direktvermarkter stehen im gegenseitigen Wettbewerb. In einem solchen Wettbewerb ist es normal, dass einzelne Wettbewerber nicht bestehen können. Die Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen spüren dies möglicherweise erst bei ausbleibenden Zahlungen. Schon bevor ein Direktvermarkter offiziell einen Insolvenzantrag stellen muss, kann es dazu kommen, dass er nur noch unvollständige oder gar keine Zahlungen mehr an seine Vertragspartner leisten kann oder aber die Zahlungen sich verzögern. Die Zahlungen vom Direktvermarkter stellen aber einen Haupterlösstrom der Anlagenbetreiber dar. Ein anderer Erlösstrom besteht in der Marktprämie und der Managementprämie, soweit diese direkt an den Anlagenbetreiber überwiesen werden. Gehen auch diese Gelder über den Direktvermarkter, erhält er möglicherweise ausschließlich von ihm seine Einnahmen.

Bei einer Zahlungsunfähigkeit des Direktvermarkters gehen dem Anlagenbetreiber damit wesentliche Einnahmen verloren. Dies kann bereits vor der offiziellen Anmeldung der Insolvenz der Fall sein. Da der Anlagenbetreiber die Vermarktung seines Stromes nicht von heute auf morgen selbst übernehmen kann, ist er darüber hinaus gezwungen, sehr schnell einen neuen Händler zu suchen.

Zwar ist davon auszugehen, dass sich dauerhaft Direktvermarkter auf dem Markt anbieten und ein Wechsel zu einem neuen Partner möglich ist, was das Risiko faktisch begrenzt. Die Suche nach einem neuen Direktvermarkter kann aber durchaus drei bis vier Monate beanspruchen, da Angebote eingeholt und verglichen werden müssen und die Vertragsausgestaltung verhandelt werden muss. Gegebenenfalls benötigen Bürgerenergieparks mehr Zeit für die Suche nach einem neuen Direktvermarkter, da es aufgrund ihrer Strukturen vergleichsweise langfristige Entscheidungsprozesse gibt. In der Zeit für die Suche nach einem neuen Direktvermarkter gehen Einnahmen verloren. Und auch ein Vertrag mit einem neuen Direktvermarkter birgt jedes Mal neue Risiken. Eine solche Situation kann während der 20 Jahre Laufzeit mehr als einmal auftreten.

Dieses Risiko muss von den Banken bei der Kreditvergabe berücksichtigt werden, was die Beschaffung von Krediten teurer und schwieriger machen dürfte. Wird dieses Risiko

minimiert, können der zusätzliche Bedarf an Eigenkapital und die zusätzliche Zinshöhe reduziert werden.

Neben den möglichen Liquiditätsproblemen von Direktvermarktern bestehen für die Anlagenbetreiber theoretisch Risiken in den schwankenden und nur sehr begrenzt vorhersehbaren Strompreisen. Solange die Direktvermarktung aber auf Grundlage der gleitenden Marktprämie durchgeführt wird und die Prämienhöhe nachträglich an den tatsächlichen Strompreis angepasst wird, ist dieses Risiko sehr gering (*siehe Abschn. 3.2*).

#### 4.2.3 Das Problem der Oligopolisierung bei den Direktvermarktern

Im Falle einer verpflichtenden Direktvermarktung sind Erneuerbare-Energien-Anlagenbetreiber den Direktvermarktern und einer möglichen Ausnutzung von Marktmacht stärker ausgeliefert, da eine Rückfalloption in die Festvergütung versperert wird. Wenn Direktvermarkter große Macht haben, können sie insbesondere gegenüber kleinen Akteuren mit schlechten Vertragsbedingungen für geringe Renditen bei den Bürgerenergieparks sorgen. Werden in der Planungsphase schlechte Bedingungen geboten, kann ein Vorhaben ggf. nicht durchgeführt werden. Muss der Betreiber einer bereits in Betrieb genommenen Erneuerbare-Energien-Anlage beispielsweise aufgrund von Zahlungsunregelmäßigkeiten einen neuen Direktvermarkter suchen, kann dies bei zu schlechten Bedingungen des neuen Direktvermarkters dazu führen, dass Kredite nicht wie geplant bedient werden können. Diese Aspekte müssen von Kreditinstituten berücksichtigt werden, wenn die Eigenkapitalhöhe und die Zinshöhe für Kredite festgelegt werden. Eine Oligopolbildung, die den wenigen übrig gebliebenen Direktvermarktern eine große Macht verleiht, stellt daher ein Risiko für Bürgerenergievorhaben dar (BEE 2013; Energy Brainpool GmbH & Co. KG 2013; DLR 2013; IZES 2013). Unklar ist in einem solchen Fall, ob und inwieweit die Oligopolisten ihre Marktmacht tatsächlich ausnutzen.

Bereits heute ist eine zunehmende Konzentration bei den Direktvermarktern für EEG-geförderten Strom zu erkennen. Schon vor über einem Jahr war die Konzentration der Direktvermarkter für Windenergie an Land so hoch, dass sie die Kriterien erfüllte, die im Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen für eine Marktmachtvermutung formuliert sind. Bereits damals hatten die drei größten Anbieter\_innen zusammen einen Marktanteil von 50 % (IZES 2014). Ob allerdings dieses Segment des Marktes der Direktvermarktung rechtlich relevant ist, kann hier nicht beurteilt werden. Ohne Gegenmaßnahmen ist eine weitere Marktkonzentration zu erwarten, da sich große Portfolien durch Skaleneffekte beim Stromhandel und eine breite räumliche Verteilung der Erneuerbare-Energien-Anlagen positiv auf die Kosten auswirkt. Daher haben große Direktvermarkter vergleichsweise geringe Vermarktungskosten und können kleinere Anbieter\_innen vom Markt verdrängen. Hinzu kommt, dass etablierte Energieversorger mit ihren ohnehin bestehenden Handelsabteilungen und den eigenen Anlagen beträchtliche Wettbewerbsvorteile gegenüber kleinen und neuen Direktvermarktern nutzen können (Energy Brainpool GmbH & Co. KG 2013; IZES 2013; DLR 2013).

Ferner werden Finanzinstitute bei einer flächendeckenden und ausnahmslosen Direktvermarktung für Neuinvestitionen bei den Verhandlungen zur Finanzierung von Energieparks als Basis die Direktvermarktung heranziehen, während sie derzeit das System der festen Einspeisevergütung zugrunde legen. Sie werden dabei entweder nur bonitätsmäßig sehr gute Händler akzeptieren oder Bankbürgschaften des Händlers für die Erfüllung der Zahlungsverpflichtungen verlangen. Auch dies begünstigt tendenziell eine Marktkonzentration, da größere Händler diese Anforderungen zumeist deutlich besser erfüllen können als kleinere (BEE 2013, S. 1-2). Andererseits bestehen insgesamt relativ

geringe Marktbarrieren, und neben den bestehenden Direktvermarktern und den großen Energieversorgern dürften auch viele mittlere und größere Stadtwerke in der Lage sein, als Direktvermarkter zu agieren. Daher ist die Gefahr einer längerfristigen Oligopol-situation verbunden mit einer Ausübung der Marktmacht eher gering.

Solange ein funktionierender Markt mit einer großen Anzahl von Direktvermarktern vorliegt, könnten die unter 4.2.1 genannten Probleme beherrschbar sein. Wenn allerdings die erwartete Oligopolisierung der Direktvermarkter tatsächlich eintritt, einzelne Direktvermarkter eine hohe Marktmacht erlangen und diese nutzen, würden die Risiken für Bürgerenergieprojekte mit der Zeit ansteigen (*siehe Abschn. 4.2.3*).

#### 4.2.4 Rentabilität für kleinere Anlagen

Die steigenden Anforderungen an das Management führen zu zusätzlichen Kosten, die von den Projekten zu tragen sind. Diese Kosten sind bei verpflichtender Direktvermarktung für die gesamte Projektlaufzeit zu kalkulieren.

Zwar wählen bereits heute viele Bürgerenergieparks die Option der gleitenden Marktprämie. Dennoch stellt sich die Frage, ob die Akteure der Bürgerenergie insbesondere bei Photovoltaikanlagen den organisatorischen Zusatzaufwand für eine Direktvermarktung bewältigen bzw. bezahlen können. Daher haben bislang nur wenige der PV-Anlagen die gleitende Marktprämie genutzt (Frauenhofer ISI 2013, S. 7). Die zusätzlichen zeit- und kostenrelevanten notwendigen Tätigkeiten sind insbesondere Marktbeobachtung bei den Direktvermarktern, Vertragsverhandlung, Vertragsüberwachung und Vertragsabwicklung. Energieversorgungsunternehmen, die sich gewerblich mit der Erzeugung, Verteilung und Vertrieb von Strom befassen, verfügen in der Regel über die notwendigen Kompetenzen und Mittel. Bei ihnen entstehen keine oder geringe Zusatzkosten. Bei sehr großen Erneuerbaren-Energien-Projekten, wie zum Beispiel großen Windparks, verteilen sich die Kosten auf ein großes Finanzierungsvolumen, sodass sie möglicherweise noch tragbar sind. Insbesondere bei kleinen und nicht hauptamtlich professionell geführten Projekten kann die Wirtschaftlichkeit der geplanten Vorhaben so stark beeinträchtigt werden, dass sie auch bei geringeren Rentabilitätsanforderungen nicht mehr durchführbar sind.

#### 4.2.5 Höhere Eigenkapitalanforderungen und veränderte andere Finanzierungsparameter

In einem Workshop hat das Institut für ZukunftsEnergieSysteme gGmbH (IZES) im Auftrag von Greenpeace mit Experten über die Auswirkungen einer Abschaffung der festen Einspeisevergütung zugunsten der Direktvermarktung auf Basis der gleitenden Marktprämie diskutiert. Während bei Windenergie an Land die Eigenkapitalquote derzeit im Bereich von 20 % und bei PV-Freiflächenanlagen bei 25 % liege, könne sie bei der verpflichtenden Direktvermarktung um 10 Prozentpunkte auf 30 bzw. 35 % steigen (IZES 2014).

Die in den vorherigen Abschnitten beschriebenen Wirkungen einer verpflichtenden Direktvermarktung können Veränderungen in den Finanzierungsparametern allgemein hervorrufen. Für eine 3-MW-Windenergieanlage wurde eine Beispielrechnung durchgeführt, um die Auswirkungen auf Eigenkapitalrendite und Eigenkapitalquote zu bestimmen.<sup>20</sup> Die Eigenkapitalrendite wird hier vor Unternehmens- und Einkommenssteuern ausgewiesen. Die folgenden Parameterveränderungen wurden betrachtet:

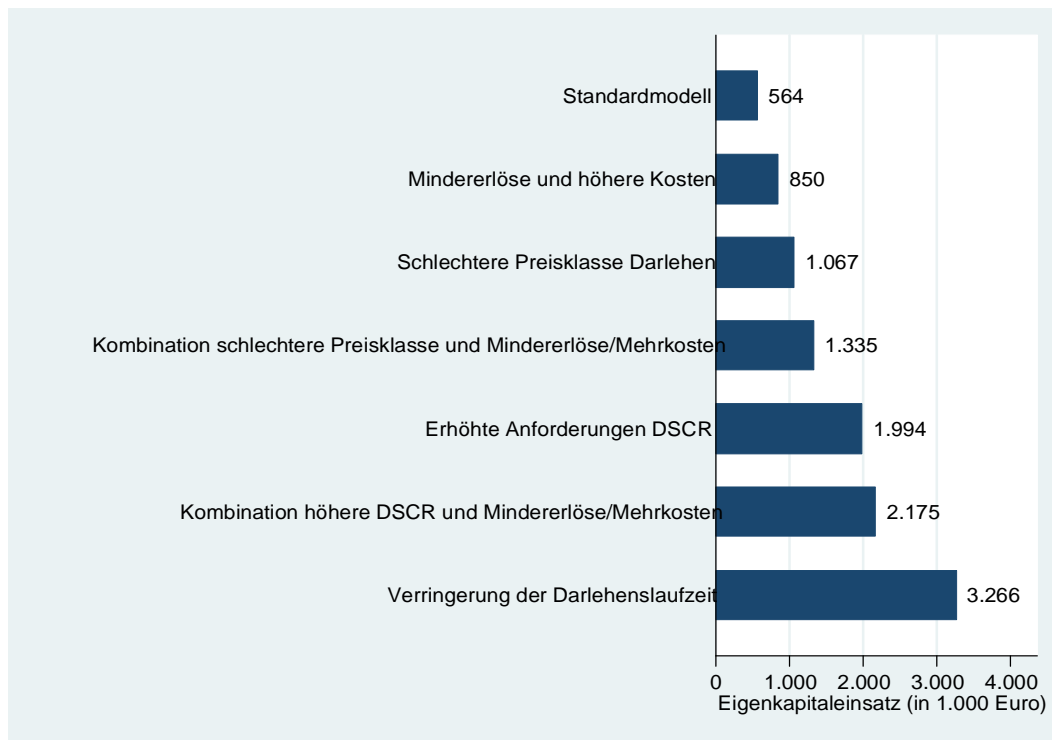
- (1) der Standardfall mit heutigen Konditionen,

---

<sup>20</sup> Für die Annahmen der Kalkulation siehe Anhang A.3.

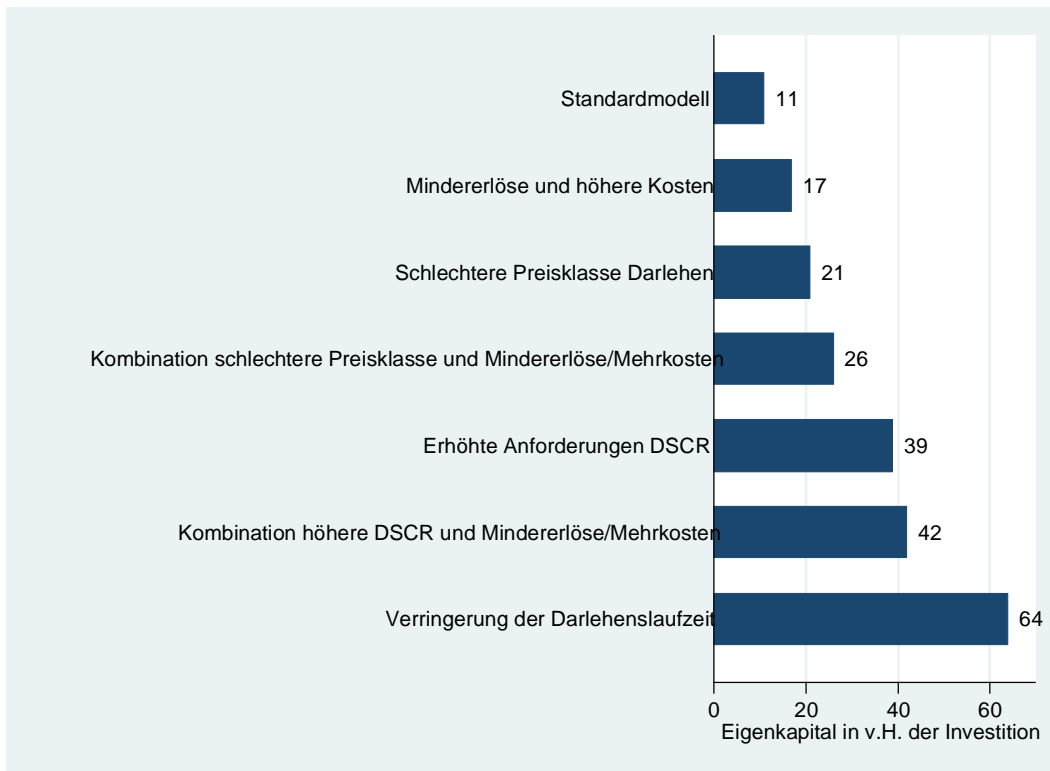
- (2) erhöhte Anforderungen an die DSCR (Erhöhung von 1,1 auf 1,6),
- (3) schlechtere Preisklasse bei Darlehen (Preisklasse E statt B),
- (4) Verringerung der Darlehenslaufzeit (5 statt 17 Jahre),
- (5) Mindererlöse und höhere Kosten (0,2 Ct/kWh für die Direktvermarkter, 20.000 Euro p.a. zusätzlich für Geschäftsführung),
- (6) eine Kombination von (2) und (5),
- (7) eine Kombination von (3) und (5).

Die Ergebnisse sind in den Abb. 31-33 dargestellt.



**Abb. 31: Mögliche Veränderungen beim Eigenkapitaleinsatz am Beispiel einer 3-MW-Windenergieanlage**

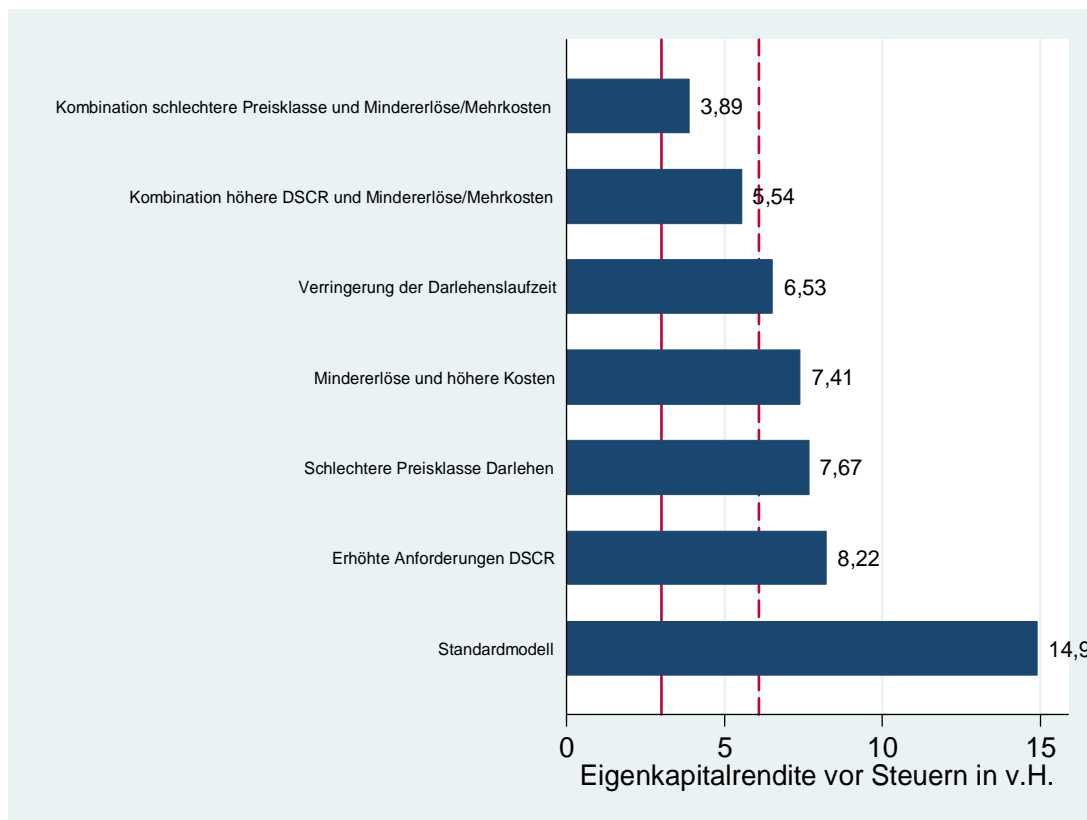
Quelle: Eigene Darstellung



**Abb. 32: Mögliche Veränderungen bei der Eigenkapitalquote am Beispiel einer 3-MW-Windenergieanlage**

Quelle: Eigene Darstellung

Deutlich wird, dass je nach Fallkonstellation die Eigenkapitalanforderungen erheblich steigen. Im *worst case* muss das 5,8-Fache des Eigenkapitals im Standardmodell aufgebracht werden. Die vom IZES angegebenen Steigerungen bei der Eigenkapitalquote erscheinen vor dem Hintergrund dieser Beispielrechnung plausibel. Es ist unter bestimmten Umständen sogar denkbar, dass die Anforderungen diesbezüglich noch deutlich höher ausfallen.



**Abb. 33: Mögliche Veränderungen der Eigenkapitalrendite (vor Steuern) am Beispiel einer 3-MW-Windenergieanlage**

Quelle: Eigene Darstellung

Die Eigenkapitalrendite liegt im Standardmodell bei 14,91 %. Davon sind Unternehmenssteuern abzuziehen. Zudem müssen von den Investor\_innen darauf Einkommensteuern entrichtet werden. Legt man vergleichsweise niedrige Renditeerwartungen zugrunde, wie sie bei PV-Genossenschaften anzutreffen sind, wird in den meisten Fällen der erwartete Wert gerade noch erreicht. Zu berücksichtigen ist aber, dass das Risiko bei Windenergieprojekten, zumal unter geänderten rechtlichen Rahmenbedingungen, erheblich höher ist – und damit tendenziell auch die Renditeanforderungen.

### 4.3 Optionen zur Abfederung der Risiken

Nachdem im vorigen Kapitel Risiken einer Abschaffung der festen Einspeisevergütung zu Gunsten einer verpflichtenden Direktvermarktung dargestellt wurden, werden in diesem Kapitel sechs Optionen von theoretisch möglichen Maßnahmen zur Reduzierung dieser Risiken beschrieben und diskutiert. Zunächst werden Maßnahmen zur Abfederung der Risiken durch Zahlungsunregelmäßigkeiten des Direktvermarkters beschrieben. Anschließend werden Maßnahmen zur Vermeidung einer möglichen Oligopolisierung diskutiert. Ferner wird die alternative Vermarktungsoption der Direktversorgung diskutiert, die vom Bündnis Bürgerenergie (BBEn) vorgeschlagen wurde (Bündnis Bürgerenergie e.V 2014). Dabei wird zunächst die Funktionsweise der jeweiligen Option dargestellt. Anschließend werden die Auswirkungen auf Bürgerenergieparks und andere Akteure wie den Staat oder den Netzbetreibern dargestellt

#### 4.3.1 Kurzfristige Absicherung durch einen „Ausfallvermarkter“

##### 4.3.1.1 *Funktionsweise eines „Ausfallvermarkters“*

Treten Zahlungsprobleme beim Direktvermarkter auf, würden die Einnahmeverluste des Anlagenbetreibers reduziert, wenn sehr schnell eine Alternative für den bestehenden Direktvermarkter gefunden werden könnte. Dies könnte ein Ausfallvermarkter sein, der grundsätzlich die Aufgaben eines Direktvermarkters übernehmen kann. Er müsste auch verpflichtet sein, als Vermarkter einzuspringen, wenn bestimmte Bedingungen erfüllt sind. Wenn dieser Ausfallvermarkter in der Lage ist, ohne oder mit einem nur sehr kurzen Übergang den Strom des betroffenen Anlagenbetreibers aufzunehmen und zu vermarkten, können dessen potenzielle Verluste im Falle von Zahlungsunregelmäßigkeiten deutlich minimiert werden. Der Ausfallvermarkter muss dabei nicht nur rechtlich dazu berechtigt sein, sondern auch administrativ und personell in der Lage sein, eine solche Aufgabe sehr kurzfristig zu übernehmen.

Soll der Ausfallvermarkter die Ausnahme sein, darf er den Strom einer Anlage nicht dauerhaft vermarkten. Um dies zu gewährleisten kann der Zeitraum, in dem eine Ausfallvermarkter für eine Anlage aktiv sein darf, auf beispielsweise drei Monate begrenzt werden. In dieser Zeit ist dann ein neuer Direktvermarkter zu finden, ansonsten könnten nach diesem Zeitraum die Strommengen nicht vermarktet und die entsprechenden Erlöse nicht eingenommen werden. Eine andere Möglichkeit besteht darin, dass der Ausfallvermarkter nicht die vollständigen Einnahmen aus der Vermarktung an den Anlagenbetreiber weiterreicht oder in einem solchen Falle die Höhe der Marktprämie reduziert wird. Damit bestünde ein ökonomischer Anreiz, möglichst schnell einen neuen Direktvermarkter zu finden, der zumindest einen größeren Anteil der Erlöse weiterreicht. Diese Variante sorgt ferner automatisch dafür, dass der Ausfallvermarkter nur in Notsituationen einspringt und der Regelfall die Vermarktung des Erneuerbare-Energien-Stroms durch einen im Wettbewerb befindlichen Direktvermarkter bleibt. Die Nutzung eines Ausfallvermarkters muss damit nicht an eine tatsächliche Insolvenz oder andere zu definierende Situationen geknüpft sein.

Als Ausfallvermarkter bieten sich die Übertragungsnetzbetreiber an. Sie nehmen bereits dauerhaft Strom von Bestands-Erneuerbare-Energien-Anlagen auf, die nicht das System der für sie optionalen gleitenden Marktprämie nutzen und verkaufen diesen an der Börse EPEX. Da Bestandsanlagen aus Gründen des Bestandsschutzes nicht gezwungen werden können, in die Direktvermarktung zu wechseln, wird es vermutlich noch für rund 20 Jahre Erneuerbare-Energien-Anlagen geben, die die feste Einspeisevergütung nutzen werden. Darüber hinaus werden die Netzbetreiber aufgrund der vorgesehenen De-Minimis-Regel, nach der kleine Erneuerbare-Energien-Anlagen nach wie vor die feste Einspeisevergütung nutzen können, auch für diese Erneuerbare-Energien-Anlagen diese Aufgabe wie bisher übernehmen. Damit liegt das dafür notwendige Know-how bei den Netzbetreibern bereits vor, bei ihnen sind die entsprechenden Prozeduren grundsätzlich eingespielt. Nicht zuletzt stehen die Netzbetreiber nicht im Wettbewerb mit anderen Direktvermarktern, da sie die Vermarktung von Erneuerbare-Energien-Strom nur in definierten Situationen übernehmen und es wird ihnen durch das EEG und der AusglMechV vorgeschrieben, wo und wie sie den Strom zu vermarkten haben.

Das Eckpunktepapier des BMWi vom 21.1.2014 und der Entwurf des EEG vom 18.2.2014 sieht eine Ausfallvermarktung durch einen Ausfallvermarkter für den Fall vor, dass die Einnahmen eines Anlagenbetreibers etwa durch den Ausfall eines Direktvermarkters nicht durchgehend gesichert sind. Die Höhe der Einspeisevergütung für eine dann eingespeiste Strommenge soll danach auf 80 % des zur Ermittlung der Marktprä-



mie anzulegenden Wertes, der praktisch der früheren festen Vergütung zuzüglich der Vermarktungskosten entspricht, beschränkt werden (BMWi 2014b). Dies würde für den Zeitraum der Inanspruchnahme des Ausfallvermarkters im Falle einer Windenergieanlage an Land mit einer Vergütung von 8,9 Ct/kWh Mindereinnahmen von 1,78 Ct/kWh zur Folge haben. Im Falle einer Biogasanlage mit einer Vergütung von beispielsweise 14 Ct/kWh wären es Mindereinnahmen von 2,8 Ct/kWh. Dies ist in beiden Fällen deutlich mehr als die Vermarktungskosten, die im EEG-Entwurf mit 0,4 Ct/kWh für fluktuierende und 0,2 Ct/kWh für andere erneuerbare Energien angesetzt werden (BMWi 2014b).

Bei Biogasanlagen könnten diese Mindereinnahmen dazu führen, dass sich der Betrieb der Anlage mit einem Ausfallvermarkter nicht rentiert, da sowohl die Mindereinnahmen mit 2,84 Ct/kWh als auch die Betriebskosten, insbesondere die Kosten für die Biomasse, sehr hoch sind. Bei Windenergie- und PV-Anlagen dürfte das aufgrund der sehr geringen Betriebskosten anders sein. Insgesamt führt diese Regelung dazu, dass die Mindereinnahmen bei teureren Anlagen, beispielsweise Offshore-Windenergieanlagen oder kleinen PV-Anlagen höher sind als bei günstigeren, beispielsweise Wind-an-Land-Anlagen oder großen PV-Anlagen. Damit ist der Anreiz beispielsweise für kleine PV-Anlagen, schnell einen neuen Direktvermarkter zu suchen größer als für große PV-Anlagen.

#### *4.3.1.2 Bedeutung für Bürgerenergie*

Zunächst bedeutet die Schaffung eines Ausfallvermarkters für die Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen eine erhebliche Reduzierung der Risiken, die mit der Abschaffung der festen Einspeisevergütung einhergehen. Denn die potenziellen Verluste durch Zahlungsunfähigkeit eines Direktvermarkters werden deutlich reduziert. Damit dürfte der geforderte DSCR leichter erfüllbar werden und Anforderungen der Kreditinstitute an Eigenkapitalhöhe und Kreditzinsen sinken. Dies gilt am stärksten, wenn keine Einschränkung der Wechselmöglichkeit auf bestimmte Situationen besteht, der mögliche Zeitraum für die Nutzung eines Ausfallvermarkters lang und die Einnahmeverluste gering sind. Sollten die Einnahmeverluste in engen Grenzen gehalten werden, könnte die Institution eines Ausfallvermarkters gegenüber den Banken eine mit der festen Einspeisevergütung vergleichbare Funktion einnehmen und günstige Kreditkonditionen erlauben.

#### *4.3.1.3 Andere Auswirkungen*

Im Wesentlichen bekommt der Ausfallvermarkter, d.h. ggf. die Übertragungsnetzbetreiber, zusätzliche Aufgaben zugewiesen. Der Ausfallvermarkter muss sehr kurzfristig Strommengen aufnehmen und am Markt verkaufen und die Einnahmen zumindest teilweise an die Anlagenbetreiber weiterleiten.

Für die Übernahme dieser Aufgaben muss der Ausfallvermarkter entschädigt werden. Im Falle der Vermarktung von Erneuerbare-Energien-Strommengen durch die Übertragungsnetzbetreiber ist dieses System bereits sehr gut eingespielt, auch in Bezug auf große Strommengen. Im Jahr 2014 dürfte gut ein Drittel des gesamten EEG-vergütungsfähigen Stroms mit der Festvergütung finanziert werden. Diese Strommenge muss von den Übertragungsnetzbetreibern vermarktet werden. Die Prognose der Übertragungsnetzbetreiber zu den zu erwartenden Kosten liegt bei 169 Mio. Euro. Dies macht im Vergleich zu den Gesamtkosten der EEG-Umlage weniger als 0,8 % aus und entspricht Kosten von rund 0,3 Ct/kWh vermarkteter Strom (Amprion GmbH et al. 2013). Die Bundesnetzagentur (2012) nennt 0,16 bis 0,17 Ct/kWh Kosten der bisherigen Vermarktung von EEG-vergüteten Strom (BNetzA 2012, S. 34–35). Zwar weichen diese Zahlen deutlich

voneinander ab, sie sind aber im Vergleich zu den Vergütungen für den Erneuerbare-Energien-Strom oder die Umlagenhöhe sehr gering. Auch eine Erhöhung der durch die Übertragungsnetzbetreiber zu vermarkteten Strommenge würde damit im Vergleich zu den gesamten Umlagekosten zu geringen Kosten führen. Für die EEG-Umlage relevanter wären die Einsparungen durch die geringere Vergütung dieses Stroms aufgrund des Malus, der mit der Nutzung des Ausfallvermarkters verbunden ist. Beim Vorschlag des BMWi liegen die Mindereinnahmen und damit die Einsparungen für das EEG-Konto bei mindestens dem Vierfachen bis über dem Zehnfachen der Vermarktungskosten der Übertragungsnetzbetreiber, sodass jede Nutzung des Ausfallvermarkters zu einer Reduzierung der EEG-Umlage führt.

Nach den Vorschlägen des BMWi zum EEG vom 28.03.2014 führt die Nutzung des Ausfallvermarkters aber auch dazu, dass die Anlagenbetreiber in dieser Zeit eine feste Einspeisevergütung erhalten, sodass das Preissignal des Marktes nicht mehr bei ihnen ankommt und kein finanzieller Anreiz mehr besteht, die Anlage bedarfsgerecht zu betreiben. Damit wird in dieser Zeit ein zentrales Ziel der verpflichtenden Direktvermarktung verfehlt (*siehe Abschn. 3.1.2 und Abschn. 6.1*).

#### 4.3.2 Regulierung der Direktvermarkter/Monopolaufsicht

##### 4.3.2.1 *Problemstellung*

Wird bei Analysen zur Direktvermarktung auf die zunehmende Konzentration im Markt hingewiesen, so wird damit implizit oder explizit die These verbunden, dass eine steigende Konzentration wettbewerbspolitisch aufgrund der Nutzung von Preisspielräumen problematisch ist. Diese so genannte Marktmachtthese spielt in der Wettbewerbstheorie bei Vertreter\_innen des Struktur-Verhalten-Ergebnis-Paradigmas bzw. der Konzeption des *Workable Competition* eine bedeutende Rolle. Sie ist für unterschiedliche Märkte untersucht, aber nur in wenigen Fällen empirisch bestätigt worden (Kerber 2007, S. 380).

Im Rahmen von neoklassischer Preistheorie und theoretischer Industrieökonomik sind verschiedene Modelle zur Erklärung des Marktgeschehens im Oligopol entwickelt worden. Dabei zeigt sich, dass das Ergebnis hinsichtlich Preis und Menge stark von den getroffenen Annahmen abhängt (Kerber 2007, S. 377). Es reicht von sinkenden Preisen mit zunehmender Marktkonzentration im COURNOT<sup>21</sup>-Fall zu gleichen Preisen und Mengen wie bei polypolistischer Konkurrenz im Fall von BERTRAND<sup>22</sup>-Preiswettbewerb.<sup>23</sup>

Aufgrund der noch jungen Geschichte der Direktvermarktung im EEG dürften wenigstens für diesen Markt nur sehr wenige Daten vorliegen, was eine fundierte Analyse erschwert. In jedem Fall sind weitere Merkmale der Marktstruktur zu berücksichtigen: die Höhe von Marktzutritts- und -austrittsschranken, Nachfragerkonzentration, Markttransparenz, Produktheterogenität, Produktionsflexibilität, Größenvorteile (Skalen-/Verbundvorteile) oder personelle und finanzielle Verflechtungen (Kerber 2007, S. 379). Zwar sind die Markteintrittsbarrieren für einzelne Schritte entlang der Wertschöpfungskette bei der Direktvermarktung wohl eher gering. Dies würde im Sinne der Theorie der *contestable markets* für einen starken potenziellen Wettbewerb sprechen. Zugleich bestehen aber Größenvorteile, v. a. Vorteile eines großen, regional diversifizierten Portfolios.

---

<sup>21</sup> Antoine-Augustin Cournot (1801-1877), französischer Mathematiker und Ökonom.

<sup>22</sup> Joseph Louis François Bertrand (1822-1900), französischer Mathematiker.

<sup>23</sup> Im vorliegenden Fall besteht das Oligopol auf der Nachfrageseite. Die Ergebnisse sind jedoch identisch, mit dem Unterschied, dass hier geringere Preise gezahlt werden als im Polypol.

Kommt es zur Ausnutzung von Marktmacht, so sinkt die Wirtschaftlichkeit der Anlagen. Damit wird zugleich die Finanzierbarkeit eingeschränkt. Ein Problem besteht ferner, wenn der Kontrakt eines Anlagenbetreibers endet oder der Direktvermarkter Insolvenz anmeldet und den Markt verlassen muss. In diesem Fall dürfte mit sinkender Zahl an Direktvermarktern zeitgleich die Unsicherheit darüber steigen, ob und wann ein neuer Direktvermarkter gefunden werden kann.

#### 4.3.2.2 Regulierungsansätze

Das Problem der Oligopolbildung ist kein Problem im Energiebereich alleine und erst Recht nicht von Direktvermarktern für erneuerbaren Strom. Entsprechend bestehen allgemeine Instrumente, mit denen in verschiedenen Wirtschaftsbereichen die Bildung von marktbeherrschenden und marktstarken Stellungen und die Ausübung von Marktmacht unterbunden werden soll. Der hier relevante Sachverhalt betrifft die Missbrauchsaufsicht, die in den §§ 19-21 GWB geregelt ist.<sup>24</sup> Das Bundeskartellamt als Aufsichtsbehörde hat die Möglichkeit, in einem Verwaltungsverfahren ein bestimmtes Verhalten zu beanstanden und die Beendigung des beanstandeten Verhaltens anzuordnen. Darüber hinaus kann das Bundeskartellamt Bußgelder verhängen.

Die Rechtsordnungen der meisten Länder setzen bei der Bestimmung von Marktmacht bei Konzentrationsmaßen an. So wird gemäß § 19 Abs. 3 des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) dann eine marktbeherrschende Stellung vermutet, wenn der Marktanteil eines Unternehmens mindestens ein Drittel beträgt, von bis zu drei Unternehmen mindestens 50 % und bei bis zu fünf Unternehmen der gemeinsame Marktanteil zwei Drittel erreicht oder übersteigt. Sei  $a_i$  der Marktanteil eines Unternehmens,  $j$  die Anzahl der betrachteten Unternehmen und  $CR_j$  die Konzentrationsrate der  $j$  Unternehmen, so gilt:

$$(1) \quad CR_j = \sum_{i=1}^j a_i.$$

Marktmacht wird also gemäß GWB dann vermutet, wenn:

- $CR_1 \geq 0,333$ ,
- $CR_3 \geq 0,5$       oder
- $CR_5 \geq 0,667$ .

Darüber hinaus muss jedoch nachgewiesen werden, dass tatsächlich ein missbräuchliches Verhalten vorliegt.

Kartellrechtlich verboten ist auch die Behinderung anderer Marktteilnehmer und eine sachlich ungerechtfertigte unterschiedliche Behandlung durch marktmächtige und -starke Unternehmen (Diskriminierungsverbot gem. § 20 GWB). In § 20 Abs. 2 GWB ist ferner geregelt, dass Behinderung und sachlich nicht gerechtfertigte Ungleichbehandlung kleiner und mittlerer Unternehmen nicht gestattet ist, wenn diese Firmen vom diskriminierenden Unternehmen abhängig sind. Die Rechtsfolgen sind die gleichen des § 19 GWB.

Es wäre auch denkbar, dass *ex ante* Maßnahmen ergriffen würden, die die Entwicklung einer marktbeherrschenden oder marktstarken Stellung unterbinden: Der Staat könnte kleine und mittlere Marktakteure – hier Direktvermarkter – finanziell fördern, um so Differenzen aufgrund fehlender Größeneffekte auszugleichen und eine Verdrängung kleiner Akteure vom Markt zu verhindern (Bartling und Luzius 2012, S. 111–112). Deis-

---

<sup>24</sup> Im Europarecht relevant ist Art. 102 AEUV. Daneben bestehen für einige Märkte Regelungen einer besonderen Missbrauchsaufsicht – z. B. im Energienetzbereich die §§ 30, 31 und 65 EnWG.

senroth schlägt hierfür eine höhere Managementprämie für kleinere Direktvermarkter vor („Kompensationsprämie“), die über die Umlage finanziert würde (DLR 2013).

#### 4.3.2.3 Bedeutung für Bürgerenergie

Wenn, wie oben festgestellt wurde, Bürger\_innen prinzipiell kleinere Projekte umsetzen und deshalb grundsätzlich eine schwache Verhandlungsposition besitzen, sind Maßnahmen zur Begrenzung von Marktmacht(ausübung) von besonderer Bedeutung für Bürgerenergie. Bürger\_innen, die sich finanziell im Bereich erneuerbarer Energien engagieren, dürften daher ein besonderes Interesse an einer wirksamen Missbrauchsaufsicht haben.

Sie können sich aber auch zu Kooperationen zusammenschließen, um der Marktmacht großer Unternehmen zu begegnen. Selbst Nischenanbieter\_innen können eine disziplinierende Wirkung im Sinne von *contestable markets* haben. Wenigstens dürfte die Verhandlungsmacht von Kooperationen größer sein als die einzelner Bürger\_innen bzw. Bürgerenergiegesellschaften. Kooperationsgesellschaften können unterschiedliche Aktivitäten entlang der Wertschöpfungskette übernehmen und damit die Kosten für Bürgerenergie verringern. Es sind in diesem Fall aber immer noch höhere Transaktionskosten als ohne (verpflichtende) Direktvermarktung zu verzeichnen.

#### 4.3.2.4 Andere Auswirkungen

Die Instrumente zur Vermeidung der Oligopolbildung bei der Direktvermarktung haben Auswirkungen auf den Staat: Dieser muss im Rahmen seiner Wettbewerbspolitik Institutionen unterhalten, die den Wettbewerb auf dem jeweiligen Markt sichern. Bei neuen Märkten ist der Aufbau einer hinreichenden Expertise für die Beobachtung und Bewertung notwendig.

Werden ex ante Maßnahmen zur Verhinderung des Aufbaus von Marktmacht ergriffen, etwa über eine Kompensationsprämie, so entstehen im System höhere Kosten, die die EEG-Umlage steigen lassen.

### 4.3.3 Warenkreditversicherungen und Bürgschaften

#### 4.3.3.1 Funktionsweise von Warenkreditversicherungen und Bürgschaften

Mit Warenkreditversicherungen oder Bürgschaften können Zahlungsausfälle von Direktvermarktern gegenüber Anlagenbetreibern zumindest teilweise ausgeglichen werden. Diese Instrumente sind in anderen wirtschaftlichen Zusammenhängen üblich und könnten auf das Verhältnis zwischen Erneuerbare-Energien-Anlagenbetreibern und Direktvermarkter übertragen werden.

Die Warenkreditversicherung ist eine laufende Versicherung (§§ 53 ff Versicherungsvertragsgesetz), mit der sich ein Lieferant dagegen versichert, dass sein Abnehmer die gelieferte Ware nicht bezahlt. Sie deckt damit das Ausfallrisiko einer unbezahlt bleibenden Forderung von kurzen bis mittleren Laufzeiten ab. Dafür fallen marktübliche Entgelte an (Wagner 2010). Übertragen auf die Direktvermarktung bedeutet das, dass die Warenkreditversicherung zumindest Teile der vertraglich zugesicherten Zahlungen des Direktvermarkters gegenüber dem Anlagenbetreiber übernimmt, wenn dieser säumig wird. Für die Kosten dieser Versicherung muss der Anlagenbetreiber aufkommen. Es gibt allerdings unterschiedliche Aussagen darüber, ob Warenkreditversicherungen für das Verhältnis zwischen Erneuerbare-Energien-Anlagebetreiber und Direktvermarkter auf dem Markt überhaupt angeboten werden können. Für den Fall, dass sich keine privaten Warenkreditversicherer finden und ein hinreichend großes öffentliches Interesse an der

Risikoabsicherung besteht, könnte an eine öffentlich garantierte Kreditversicherung ähnlich den staatlichen Exportkreditgarantien (sog. Hermes-Deckung) gedacht werden. Diese Versicherung kann im Rahmen der Grenzen des EU-Beihilferechts subventioniert sein.

Staatliche Bürgschaften oder Garantien werden normalerweise als Instrument der Wirtschaftsförderung eingesetzt, in dem der Staat eine Risikoübernahme bewilligt und somit eine Kreditaufnahme trotz mangelnder Bonität ermöglicht. In der Regel handelt es sich dabei um ein schwer abschätzbares Risiko wie beispielsweise bei Geschäften im Ausland. Die Bürgschaft bezieht sich auf einen festgelegten Zeitraum, in dem eine festgelegte Transaktion erfolgt. Tritt ein Schadensfall ein, sind vertraglich geregelte Zahlungsverpflichtungen durch den Staat die Folge. Staatliche Bürgschaften können eine kostengünstige Form von Sicherungen sein, wobei allerdings die Grenzen des EU-Beihilferechts zu beachten sind. Dieses Instrument wird bereits seit vielen Jahren auch für die erneuerbaren Energien im Strombereich verwendet. So gibt es aufgrund des hohen technischen Risikos bei der Geothermie eine Bürgschaft z.B. zur Absicherung des Fündigkeitsrisikos (Bundesregierung 2009), auf Landesebene wird in Hessen für verschiedene Erneuerbare-Energien-Sparten eine Ausfallbürgschaft angeboten (Doelling 2013).

Staatliche Bürgschaften könnten für viele Direktvermarkter sehr hilfreich sein. Denn von wenigen sehr großen Energieversorgern und solide aufgestellten Stadtwerken mit öffentlich-rechtlichen Haftungshintergrund (hinreichend solventer Gemeinden) abgesehen sind Stromhandelsgesellschaften aufgrund ihres kurzfristigen und volatilen Geschäftsmodells als Schuldner für langfristige Abnahmeverpflichtungen nicht geeignet. Entsprechende langfristige Bankbürgschaften zur Absicherung des Abnahmerisikos sind für Handelsgesellschaften in der Regel nicht verfügbar. Diese aber werden von Banken oft verlangt. Staatliche Bürgschaften könnten für diese Handelsgesellschaften die fehlenden Bankbürgschaften ersetzen. Allerdings sind diese Staatsbürgschaften aus beihilferechtlichen Gründen mit marktüblichen Kosten zu belegen, die von den Handelsgesellschaften an die Betreiber im Zweifelsfall weitergereicht würden.

Auch staatliche Bürgschaften für die Kredite der Erneuerbaren-Energien-Gesellschaften könnten die Banken veranlassen, bei zunehmender Unsicherheit des Projektzahlungsstroms aufgrund einer verpflichtenden Direktvermarktung ohne Rückkehrrecht weiterhin sehr langfristige Darlehen zu günstigen Zinssätzen zu vergeben. Ähnlich könnten Haftungsfreistellungen für die Hausbanken bei den staatlichen Förderkrediten wirken, wenn die öffentlichen Haushalte den Förderbanken die dafür benötigten Mittel zur Verfügung stellen würden.

#### *4.3.3.2 Bedeutung für Bürgerenergie*

Staatliche Bürgschaften und Warenkreditversicherungen können einen Großteil der Einnahmeausfälle im Falle von Zahlungsschwierigkeiten eines Direktvermarkters ausgleichen. Ein Restrisiko dürfte verbleiben, da in beiden Fällen in der Regel nicht die gesamten Ausfälle ausgeglichen werden und der Zeitraum, der überbrückt wird, begrenzt sein dürfte. Dennoch bietet das Instrument eine hohe Sicherheit, was die Anforderungen an den Eigenkapitalanteil und die Zinshöhe reduzieren dürfte.

Soweit es sich allerdings nicht um eine subventionierte staatliche Bürgschaft bzw. Garantie handelt, fallen Kosten für die Versicherung an. Aufgrund der kaum vorliegenden Erfahrung würden diese bei einer privaten Versicherung vermutlich relativ hoch ausfallen. Die Kosten wären ferner abhängig davon, wie der Versicherer den jeweiligen Direktvermarkter einschätzt. Möglicherweise würden bestimmte Direktvermarkter durch die Preissetzung begünstigt. In jedem Fall würde sich die Markteintrittsbarriere für neue

Direktvermarkter erhöhen, weil diese mangels Erfahrung entweder nicht oder nur zu erhöhten Sätzen versichert würden. Das könnte die Oligopolbildung und das Oligopolverhalten der Direktvermarkter fördern, sodass eine Umverteilung der Wertschöpfung zu Gunsten der Direktvermarkter durch Ausübung von Marktmacht begünstigt wird. Wenn es um eine staatliche Bürgschaft für die Zahlungsverpflichtungen der Direktvermarkter oder Garantien für die Erfüllung von Abnahmeverpflichtungen geht, müssten entweder marktübliche Preise gezahlt werden. Diese Beträge würden die Kosten der Direktvermarktung erhöhen und mindestens teilweise auf die Anlagenbetreiber überwälzt werden. Oder das EU-Beihilferecht würde bei subventionierten Bürgschaftsprovisionen mindestens für größere Direktvermarkter die Höhe Bürgschaften und damit die Wirkung begrenzen. Daher können weder Versicherungen noch staatliche Bürgschaften und Garantien für Direktvermarkter die Situation für die Bürgerenergiegesellschaften bei einem Wegfall der Rückkehroption zur festen Einspeisungsvergütung wesentlich verbessern.

Günstiger sieht es bei einer Subvention von Versicherungsprämien bei einer zu gründenden staatlichen Warenkreditversicherung oder bei staatlichen Bürgschaften zu Gunsten der Anlagenbetreiber aus. Eine Subventionierung von Versicherungsprämien könnte bei den kleinen Bürgerbeteiligungsgesellschaften im Rahmen des EU-Beihilferechts durchgeführt werden und die für die Kreditaufnahme bei Banken benötigte Sicherheit der Zahlungen aus Stromverkäufen geben, ohne die Kosten der Anlagenbetreiber zu erhöhen. Insbesondere staatliche Bürgschaften für die Kredite der Energiegesellschaften selbst könnten gerade Bürgerenergiegesellschaften wegen ihrer meist kleineren Finanzierungsvolumina durchaus helfen. Das EU-Beihilferecht würde nämlich über die De-Minimis-Regelungen eine weitgehende Unterstützung der Projekte selbst bei kleineren Windparks erlauben. Denkbar wäre bei entsprechendem öffentlichen Interesse sogar die gezielte Förderung der Bürgerbeteiligungen durch Auflage von Bürgschafts- oder Kreditprogrammen für diese Zielgruppe.

#### 4.3.3.3 *Andere Auswirkungen*

Im Gegensatz zu den EEG-Umlagen belasten subventionierte Prämienzahlungen für Warenkreditversicherungen oder staatlichen Bürgschaften, die subventioniert vergeben werden, den Staatshaushalt. Diese Beträge können beträchtlich sein, wenn man die Kosten mit den üblichen Sätzen für Warenkreditversicherungen, die bei rund 1 % des Umsatzes liegen (Euler Hermes 2014) oder mit den üblichen Bürgschaftsprovisionen der öffentlich geförderten Bürgschaftsbanken, die im Standardfall 1 % p.a. (und einmalig 1,5 %) der Bürgschaftsvolumens betragen (Bürgschaftsbank Nordrhein-Westfalen o. J.), ansetzt.

Anders als bei der Option eines Ausfallvermarkters löst die Warenkreditversicherung zudem nicht das Problem, ob der Anlagenbetreiber ohne den zahlungsunfähigen Direktvermarkter seinen Strom überhaupt ins Netz einspeisen kann. Denn wenn ihm der Akteur fehlt, der einen Abnehmer findet, könnte das rein technisch ausgeschlossen sein. Das würde insbesondere bei Strom aus Wind- und Solaranlagen bedeuten, dass Strom mit sehr geringen Grenzkosten nicht produziert, eingeleitet und genutzt würde, auch wenn das Stromsystem diesen Strom gerade aufnehmen könnte. Andere Stromerzeuger mit höheren Grenzkosten müssten einspringen. Da dies in der Regel fossile Kraftwerke sein dürften, entstünden nicht nur höhere Kosten, sondern auch zusätzliche Treibhausgasemissionen.

#### 4.3.4 Spartenspezifische De-Minimis-Grenze

##### 4.3.4.1 *Funktionsweise einer De-Minimis-Grenze*

Bei der direkten Vermarktung von Strom fallen Kosten an, die teilweise unabhängig von der jeweiligen Erneuerbare-Energien-Anlage sind. Das gilt auch für Anlagenbetreiber, die einen Direktvermarkter mit der Vermarktung des Erneuerbare-Energien-Stroms beauftragen. Allein die Suche eines Direktvermarkters, die Vertragsverhandlungen und der Aufwand für die Umsetzung des Vertrages und dessen Kontrolle benötigen Zeit und damit Geld. Dieser Aufwand ist für kleine Anlagen mit einer geringen Stromproduktion relativ viel höher als bei größeren Anlagen und insgesamt vergleichsweise hoch. Daher ist eine Direktvermarktung von Strom aus solchen Anlagen weder aus Sicht der Anlagenbetreiber noch aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvoll. Dies ist der Hintergrund, weshalb die Bundesregierung eine De-Minimis-Regel für Anlagen unter 100 kW einführen möchte. Sie ist dabei nicht nach einzelnen Erneuerbare-Energien-Sparten differenziert (BMWi 2014b). Agora Energiewende (2013) hat eine Grenze von 1 MW, ebenfalls für alle Erneuerbare-Energien-Sparten, vorgeschlagen. Anlagen unter dieser installierten Kapazität können dementsprechend weiterhin die feste Einspeisevergütung erhalten und müssen ihren Strom nicht direkt vermarkten.

Im Bereich der Windenergie würden bei einem De-Minimis-Wert von 100 kW nur Kleinwindenergieanlagen unter diesen Wert fallen. Sie machen nur einen Bruchteil der Windstromproduktion in Deutschland aus. Der absolute Großteil der Windenergie – und damit nahezu alle Bürgerwindparks – wäre damit praktisch vollständig in der verpflichtenden Direktvermarktung. Dagegen waren im Jahr 2013 mit rund 121.000 neu installierten PV-Anlagen zwar die meisten PV-Anlagen unter 100 kW. Sie machen aber mit einer kumulierten Leistung von gut 1,3 GW (BNetzA 2014) nur rund 40 % der gesamten im Jahr 2013 in Deutschland installierten Leistung von rund 3,3 GW<sub>p</sub> aus (Bundesverband Solarwirtschaft e.V. 2014).

Die Betrachtung der Anlagengröße allein lässt dabei einige Aspekte unberücksichtigt. So kann eine Biogasanlage mit gleicher installierter Leistung im Vergleich zu einer PV-Anlage die sechs- bis achtfache Menge Strom erzeugen. Dadurch, und zusätzlich durch die deutlich höheren Vergütung pro eingespeister Strommenge, hat sie insgesamt deutlich höhere Erlöse. Hinzu kommt, dass eine Biogasanlage ihre Stromeinspeisung grundsätzlich steuern und dem schwankenden Strompreis an der Börse anpassen kann. Sie hat damit deutlich geringere Ausgleichskosten, die Teil der Vermarktungskosten sind. Damit sind die relativen Kosten der Direktvermarktung einer Biogasanlage deutlich geringer als bei einer gleich großen PV-Anlage, während der energie- und volkswirtschaftliche Nutzen spürbar höher sein kann.

Ebenfalls nicht berücksichtigt werden bei der Festlegung einer pauschalen einheitlichen De-Minimis-Grenze die unterschiedlichen Größenstrukturen der Erneuerbare-Energien-Sparten. Während ein großer Anteil der PV-Anlagen unter 100 kW installierter Leistung liegen, ist dies bei Windenergieanlagen nur in den relativ seltenen Kleinstwindenergieanlagen der Fall. Praktisch werden keine „Standard-Windenergieanlagen“ unter die 100 kW De-Minimis-Schwelle fallen. Damit können auch keine entsprechenden Bürgerwindparks von der Regel profitieren, während dies bei PV- und Biogasanlagen der Fall sein dürfte.

Vor diesem Hintergrund könnten spartenspezifische De-Minimis-Grenzen festgelegt werden, die insbesondere für Windparks größer sein müssten. So sind nach dem Entwurf der Europäischen Kommission für die neuen Beihilferichtlinien Installationen mit

bis zu 6 MW oder 6 Anlagen davon ausgenommen, nur über einen Ausschreibungsprozess finanziert werden zu können.<sup>25</sup>

Würde diese Grenze übernommen, könnten kleinere Bürgerwindparks davon profitieren. Die Grenze für PV-Anlagen könnte so angehoben werden, dass ihre Stromproduktion und damit die Vermarktungskosten pro kWh Stromproduktion mit der von Biogasanlagen mit einer Kapazität von 100 kW vergleichbar ist. Sie könnte dann bei rund 750 kW liegen.

#### 4.3.4.2 Bedeutung für Bürgerenergie

Eine solche Erneuerbare-Energien-spartenspezifisch angepasste De-Minimis-Grenze würde es deutlich mehr Bürgerenergieparks ermöglichen, unter dem Regime der festen Einspeisevergütung zu planen und Kredite gewährt zu bekommen. Für sie könnte die Möglichkeit offen gehalten werden, die optionale Direktvermarktung auf Basis der gleitenden Marktprämie zu nutzen.

#### 4.3.4.3 Andere Auswirkungen

Gegenüber einer spartenunspezifischen De-Minimis-Grenze bei einer Leistung von 100 kW dürfte mehr Erneuerbare-Energien-Strom mit der festen Einspeisevergütung finanziert werden. Allerdings ist es gut möglich, dass viele der Anlagen dennoch die optionale gleitende Marktprämie nutzen. Für den Erneuerbare-Energien-Strom, der durch eine Erneuerbare-Energien-spartenspezifische De-Minimis-Grenze tatsächlich nicht direkt vermarktet wird, werden die theoretisch bestehenden Vorteile der Direktvermarktung nicht wirksam. Dies kann jedoch aufgefangen werden, indem auch diesen Anlagen die kurzfristigen Preisschwankungen an der Börse weitergereicht werden (*siehe Abschn. 3.1.2 und Abschn. 6.1*).

#### 4.3.5 Ausnahmeregelung für Bürgerenergieprojekte

##### 4.3.5.1 Funktionsweise von Ausnahmeregelungen

Während grundsätzlich die feste Einspeisevergütung abgeschafft werden soll, soll es laut Entwurf des EEG vom 28.3.2014 für kleine Anlagen unter einer installierten Leistung von 100 kW eine Ausnahme geben. Entsprechend dieser De-Minimis-Grenze können Anlagen mit geringerer Leistung weiterhin wählen zwischen der Direktvermarktung z. B. auf Basis der gleitenden Marktprämie oder der festen Einspeisevergütung. Dies bedeutet, dass auch in Zukunft für manche Neuanlagen das System der festen Einspeisevergütung grundsätzlich erhalten bleiben soll.

Zentraler Grund für die Beibehaltung der festen Einspeisevergütung für kleine Anlagen dürfte sein, dass für die Vermarktung von Strom einer Erneuerbare-Energien-Anlage zum Teil Fixkosten anfallen. Diese sind bei kleinen Anlagen im Vergleich zum gesamten Umsatz und Gewinn relativ groß, sodass der energie- und volkswirtschaftliche Nutzen einer Direktvermarktung von kleinen Anlagen nicht im Verhältnis zu deren Kosten stehen würde.

Bleibt das System der festen Einspeisevergütung grundsätzlich erhalten, wäre eine Ausweitung der Ausnahmen von der verpflichtenden Direktvermarktung strukturell relativ leicht umsetzbar. Vor diesem Hintergrund könnte die Ausnahmeregel ausgeweitet wer-

---

<sup>25</sup> Paper of the Services of DG Competition containing draft Guidelines on environmental and energy aid for 2014-2020. Online verfügbar unter [http://ec.europa.eu/competition/consultations/2013\\_state\\_aid\\_environment/draft\\_guidelines\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/competition/consultations/2013_state_aid_environment/draft_guidelines_en.pdf), hier: S. 35, Rn. 120.



den, sodass nicht nur kleine Anlagen von der verpflichtenden Direktvermarktung ausgenommen sind, sondern grundsätzlich auch Bürgerenergieparks. Um dies rechtlich sicher umsetzen zu können, ist eine klare Definition von Bürgerenergie notwendig. Wäre diese erfüllt, könnte dann – unabhängig von der Größe der Anlage – auch bei Neuanlagen weiterhin die feste Einspeisevergütung genutzt werden.

Eine rechtliche Definition im EEG könnte sich grundsätzlich an der hier verwendeten Begriffsbestimmung von Bürgerenergie orientieren (*siehe Box 3, S. 4*). Sie wäre hinsichtlich der Regionalität und der Größe der Gewerbebetriebe bzw. Nutzung der Gebäude (Gewerbe dort, wo zugleich private Nutzung) zu präzisieren. Denkbar wären auch Regelungen, wie sie in Dänemark bestehen. Dort müssen Anlagenbetreiber all denjenigen Personen, die im Umkreis von 4,5 km um eine Windkraftanlage ihren Wohnsitz haben, einen bestimmten Prozentsatz der Anteile an der Projektgesellschaft anbieten.<sup>26</sup> Eine solche geografische Abgrenzung wäre nach Projekttyp zu präzisieren.

#### 4.3.5.2 Bedeutung für Bürgerenergie

Für Bürgerenergieinitiativen, die den festgelegten Kriterien entsprechen, würde quasi der Status quo des geltenden EEG erhalten bleiben. Damit würden die guten Investitionsbedingungen und die niedrigen Anforderungen an den Eigenkapitalanteil sowie vergleichsweise niedrige Kreditzinsen erhalten. Das würde es der Bürgerenergie ermöglichen, weiterhin aus nicht-ökonomischen Gründen in den Ausbau der erneuerbaren Energien zu investieren (*siehe Abschn. 2.3.1*).

Es muss allerdings im Einzelfall geprüft werden, ob eine Initiative tatsächlich den Anforderungen des Gesetzes entspricht. Eine solche Prüfung sollte durchgeführt werden, bevor größere Investitionen in die Planung eines Bürgerenergieparks getätigt werden. Damit wäre zu Beginn eines Projekts sichergestellt, unter welchen rechtlichen und ökonomischen Rahmenbedingungen investiert wird. Fände eine solche Prüfung erst statt, wenn bereits investiert wurde, könnte sich herausstellen, dass der zentrale Plan, nach einem festen Einspeisesystem zu arbeiten, nicht umgesetzt werden kann, weil die Initiative die entsprechenden Kriterien nicht erfüllt. Auch für die Kreditgeber ist es entscheidend, dass sichergestellt ist, dass eine Initiative offiziell als Bürgerenergieinitiative anerkannt ist.

Allerdings entwickeln sich Bürgerenergieorganisationen oftmals erst in den ersten technischen Planungsphasen des Projektes. Die technische Planung eines Bürgerenergieparks verläuft ferner parallel zur Sicherung der Finanzierung, z. B. durch die Suche nach Teilhabern. Entsprechend müsste die Erfüllung der Kriterien regelmäßig überprüft werden, nicht nur zu Beginn eines Vorhabens – denn sie könnten sich im Laufe der Zeit maßgeblich verändern. Dies kann grundsätzlich als Risiko gelten. Sind die Kriterien aber klar und transparent formuliert, kann die Organisation in ihrer Entwicklung sicherstellen, dass sie auch weiterhin die Kriterien erfüllt und somit die Rahmenbedingungen weiterhin gelten.

---

<sup>26</sup> Im Wortlaut der nicht-amtlichen englischen Übersetzung heißt es: „Any person over 18 years who, at the time of the offer for sale, according to the National Register of Persons, has his or her permanent residence at a distance of no more than 4.5 km from the site of installation, shall be entitled to make a purchase offer. If several turbines are erected in a group, the distance shall be calculated from the nearest turbine.” (Sec. 15(1) Promotion of Renewable Energy Act); Act no. 1392 of 27 December 2008, online verfügbar unter [http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/supply/renewable-energy/Renewable%20Energy%20Act%20\\_VE%20loven.pdf](http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/supply/renewable-energy/Renewable%20Energy%20Act%20_VE%20loven.pdf). Sec. 13(1) sieht eine Mindestbeteiligungsquote von 20 % für Anwohner\_innen vor.

Durch die Antragstellung und den laufenden Nachweis entstehen den Bürgerenergieorganisationen Kosten. Diese können im Vergleich zu den Gesamtkosten eines Projekts aber als gering eingeschätzt werden. In Abhängigkeit von den aufgestellten Kriterien könnte deren Erfüllung dazu führen, dass die Initiative in ihrer inneren Struktur eingeschränkt ist. So könnte in der Definition für Bürgerenergie verlangt sein, dass nur Bürger\_innen in der nahen Umgebung Kapital geben dürfen oder ein einzelner Kapitalgeber nur einen kleinen Prozentsatz des gesamten Kapitals geben darf. Damit könnte die Kapitalbeschaffung erschwert werden. Bei einer zielgerichteten Definition der Kriterien erscheint auch dieses Risiko eher gering.

#### 4.3.5.3 *Andere Auswirkungen*

Für diejenigen Erneuerbare-Energien-Anlagen, die aufgrund einer Ausnahmeregel für Bürgerenergie ihren Strom tatsächlich nicht direkt vermarkten, würden die theoretisch bestehenden Vorteile der Direktvermarktung auf Basis der gleitenden Marktpremie nicht wirksam. Es ist allerdings zu vermuten, dass trotz der Wahlmöglichkeit so wie bereits heute die meisten neuen Windparks und Biomasseanlagen auf Bürgerenergiebasis ihren Strom direkt vermarkten würden. Das gleiche dürfte für große PV-Anlagen gelten (*siehe Abschn. 3.2*).

Bei denjenigen Anlagen, die nicht die Option der Direktvermarktung wählen, werden deren theoretisch bestehenden Vorteile nicht wirksam. Dies kann jedoch aufgefangen werden, indem auch diesen Anlagen die kurzfristigen Preisschwankungen an der Börse weitergereicht werden (*siehe hierzu Abschn. 6.1*).

Der Staat muss neben der Aufstellung der Kriterien für Bürgerenergie die dann gestellten Anträge auf Zulassung als Bürgerenergieorganisation prüfen und bescheiden. Ferner muss bei zugelassenen Initiativen regelmäßig verifiziert werden, ob die Kriterien weiterhin erfüllt sind. Um diese Prüfung durchzuführen, sind Strukturen in Behörden zu schaffen, die eine solche Prüfung ermöglichen. Zwar müssen für die Bürgerenergieparks, die es heute gibt, keine Anträge gestellt und beschieden werden, da sie aufgrund des Bestandsschutzes weiterhin das feste Einspeisesystem nutzen können. Die Zahl von heute mehr als 1.300 bestehenden Bürgerenergiegesellschaften<sup>27</sup> gibt aber eine grobe Vorstellung davon, welcher Aufwand für den Staat entstehen würde. Hierbei ist zu beachten, dass die Anzahl der Projekte und damit zumindest teilweise auch der Bürgerenergieorganisationen von Jahr zu Jahr zunimmt. Da eine Prüfung einer Initiative über die Laufzeit regelmäßig wiederholt werden muss, nimmt also der Aufwand ständig zu. Damit erscheint neben den zusätzlichen Strukturen und Regelungen auch zusätzliches Personal in der zuständigen Behörde notwendig.

#### 4.3.6 Direktversorgung mit erneuerbaren Energien aus Bürgerhand

##### 4.3.6.1 *Funktionsweise der Direktversorgung*

Eine Direktversorgung von EEG-vergütungsfähigem Strom ist bereits im geltenden EEG geregelt. Besonders relevant sind dabei insbesondere folgende Regelungen:

---

<sup>27</sup> Eine genaue Zahl der Bürgerenergiegesellschaften gibt es nicht. In der Datenbank der Professur für Finanzierung und Finanzwirtschaft sind 622 **Bürger**energiegenossenschaften, 307 mal die GmbH/UG (haftungsbeschränkt) & Co. KG, 29 mal die GmbH/UG (haftungsbeschränkt) sowie 2 mal die AG/AG & Co. enthalten. GbRs sind bislang nicht systematisch in der Datenbank erfasst, zumal sie regelmäßig keiner Publizitätspflicht unterliegen und nicht im Handelsregister eingetragen werden, damit über den elektronischen Bundesanzeiger oder das Handelsregister nicht zu finden sind. Bei der GmbH & Co. KG dürfte etwa die Hälfte der Bürgerenergiegesellschaften diesen Typs erfasst sein.

- *Eigenstromverbrauch*

Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen können einerseits für Strom, den sie ins Netz einspeisen, eine Einspeisevergütung bzw. eine Marktprämie erhalten und andererseits den erzeugten Strom auch selbst verbrauchen. Für den selbst verbrauchten Erneuerbare-Energien-Strom muss keine EEG-Umlage bezahlt werden, wenn er in räumlichem Zusammenhang zu der Stromerzeugungsanlage verbraucht oder nicht durch ein Netz durchgeleitet wird (§ 37 Abs. 3 EEG).

- *Direktverbrauch*

Die EEG-Umlage wird um 2 Ct/kWh reduziert, wenn Strom aus PV-Anlagen nicht durch ein Netz durchgeleitet oder in einem räumlichen Zusammenhang zu der Stromerzeugungsanlage verbraucht wird – auch wenn der Strom von anderen Verbrauchern abgenommen wird (solares Grünstromprivileg, § 39 Abs. 3 EEG).

Entsprechend dem Entwurf für eine Novelle des EEG vom 28.3.2014 soll die Direktversorgung eingeschränkt werden, insbesondere durch eine Beteiligung von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen, der im Eigenverbrauch genutzt wird, an der Finanzierung der EEG-Umlage. Das Bündnis Bürgerenergie dagegen setzt sich dafür ein, diese Regelungen zu erhalten und wie folgt auszuweiten:

- Sowohl beim Eigenstromverbrauch als auch beim Direktverbrauch soll die EEG-Umlage vollständig entfallen bzw. mindestens so gering sein, dass keine wirtschaftlichen Nachteile gegenüber alten und abgeschriebenen Kraftwerken entstehen.
- Die Begünstigungen sowohl beim Eigenstromverbrauch als auch beim Direktverbrauch sollen für den gesamten „Bürgerstrom“ gelten. Dazu gehören alle Technologien der erneuerbaren Energien sowie Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen), soweit ihre Leistung 10 MW nicht überschreitet.
- Die Begünstigungen sollen ferner ausgeweitet werden auf die Direktlieferung von Erneuerbare-Energien-Strom. Dabei darf das öffentliche Netz genutzt werden. Allerdings muss der Strom in Echtzeit aus klar definierten EEG-Anlagen verbunden mit der Grünstromeigenschaft an den Verbraucher geliefert werden (Bündnis Bürgerenergie e.V 2014).

Mit diesen Regelungen bestünden neben der gleitenden Marktprämie weitere Optionen, Strom direkt zu vermarkten. In allen Fällen soll auch eine anteilige Vermarktung des Stroms in der Direktversorgung möglich sein, sodass ein anderer Anteil der eigenen Stromproduktion beispielsweise über die gleitende Marktprämie vermarktet werden könnte.

#### 4.3.6.2 Auswirkungen auf Bürgerenergie

Der Erhalt und die Ausweitung der Direktversorgung als eine Variante der Direktvermarktung erweitern für die Anlagenbetreiber die Möglichkeiten, ihren Strom direkt zu vermarkten. Sie sind damit nicht ausschließlich auf die Direktvermarkter angewiesen, die auf Basis der gleitenden Marktprämie arbeiten. Allerdings sind bislang nur sehr wenige Vermarkter im Bereich der Direktversorgung aktiv, und auch hier dürften Vermarkter mit einem großen Portfolio und guten Bonitäten im Vorteil sein gegenüber kleinen. Ferner sind die Auswirkungen einer ausgeweiteten Direktversorgung sehr stark von deren Ausgestaltung abhängig. Vor diesem Hintergrund wären die konkreten Wirkungen auf Bürgerenergie in einer eigenständigen Analyse detaillierter zu prüfen.

#### 4.3.6.3 *Andere Auswirkungen*

Grundsätzlich führt die Direktversorgung dazu, dass der entsprechende Strom sehr weitgehend in den Strommarkt integriert ist. Die Anlagenbetreiber bzw. deren Direktvermarkter müssen für ihren Erneuerbare-Energien-Strom Produktionsprognosen erstellen, Ausgleichsenergie organisieren, Stromkunden an sich binden und Strom entsprechend deren Lastkurve einspeisen. Die Direktversorgung kann daher einen wichtigen Beitrag zur Marktintegration der erneuerbaren Energien leisten.

Die Wirkungen einer ausgeweiteten Direktversorgung sind allerdings bislang kaum untersucht. Von besonderer Bedeutung ist die Wirkung auf die EEG-Umlage. Eine Direktversorgung hat dabei zwei gegenläufige Effekte. Einerseits müssen bei einer Nutzung der Direktversorgung weniger Vergütungen ausgezahlt werden, da der entsprechende Erneuerbare-Energien-Strom keine Vergütungen erhält. Andererseits muss für den Strom aus der Direktversorgung keine oder nur eine reduzierte EG-Umlage gezahlt werden. Das führt dazu, dass die Umlage auf immer weniger Strom verteilt wird – was die Umlage nach oben treibt. Welcher Effekt stärker ist hängt von verschiedenen Faktoren ab, u. a. der Vergütung der jeweiligen Erneuerbare-Energien-Anlagen, dem Börsenstrompreis und den konkreten Regelungen, insbesondere der Höhe des Anteils an der EEG-Umlage, der auch bei der Direktversorgung noch bezahlt werden muss. Daher kann hier keine generelle Aussage getroffen werden.

#### **4.4 *Schlussfolgerungen zur verpflichtenden Direktvermarktung und alternativen Vermarktungswegen***

Derzeit ist das sichere System der festen Einspeisevergütung Grundlage für die Kreditbedingungen von Banken und anderen Kapitalgebern. Wie in Abschn. 3.2.4 gezeigt wird, wären die derzeitigen Finanzierungskonditionen ohne die feste Einspeisevergütung nicht denkbar. Denn im geltenden EEG besteht die Option, immer wieder in die feste Einspeisevergütung zurückzukehren, auch wenn fast alle neuen Windenergie- und Biomasseanlagen und die meisten neuen großen PV-Anlagen die optionale gleitende Marktprämie nutzen. Entsprechend wird heute nur noch gut ein Drittel des gesamten nach EEG vergütungsfähigen Stroms mit der Festvergütung finanziert.

Wird die Option der festen Einspeisevergütung zugunsten der verpflichtenden Direktvermarktung auf Basis der gleitenden Marktprämie abgeschafft, müssen Banken dies berücksichtigen. Kredite würden teurer und knapper. Dies ist gerade für Bürgerenergieprojekte problematisch, da sie Risiken nicht oder nur sehr begrenzt streuen können und bei Problemen in einem Projekt somit viel schneller in Zahlungsschwierigkeiten geraten als größere Unternehmen oder Konzerne. Darüber hinaus sind Bürgerenergieprojekte aufgrund ihrer Eigentümerstruktur in besonders hohem Maße auf eine überschaubare und berechenbare Entwicklung ihrer Gewinnsituation angewiesen, da sich mit den lokal ansässigen Bürger\_innen Menschen ohne besondere Erfahrungen mit oder viel Zeit für Geschäftskalkulationen beteiligen sollen. Hier führt die Streichung der „Rückfalloption Festvergütung“ zu einer sehr viel komplexeren Lage, insbesondere für Menschen ohne Erfahrungen mit den Energiemärkten.

Einige der in diesem Kapitel diskutierten Optionen zur Umsetzung der verpflichtenden Direktvermarktung sind in der Lage, das mit ihr einhergehende zusätzliche Risiko für die Anlagenbetreiber spürbar zu senken. Dies gilt grundsätzlich für den Ausfallvermarkter und für die Versicherungs-/Bürgschaftslösungen. Beide Optionen helfen ferner nicht, wenn sich aufgrund einer möglichen Oligopol-situation bei den Vermarktern deren Konditionen für Verträge mit Bürgerenergieorganisation deutlich verschlechtern sollten. Im Falle von Ausnahmeregelungen für Bürgerenergie entsteht für sie kein neues Risiko, da

hier weiterhin die Option der festen Einspeisevergütung genutzt werden kann. Bei einer spartenspezifischen De-Minimis-Grenze ist dies für Bürgerenergieprojekte, die entsprechend klein sind, ebenso. All diese Optionen können damit bei angemessener Ausgestaltung die Chancen für Bürgerenergie auch zukünftig erhalten.

Eine wirkungsvolle Nutzung der Instrumente des Wettbewerbsrechts im Bereich der Direktvermarkter mit dem Ziel, eine Oligopol- bzw. Monopolsituation bzw. die Ausübung von Marktmacht zu verhindern, kann zwar hierdurch entstehende Risiken deutlich reduzieren. Tatsächlich kann die Regulierung aber nicht das grundsätzliche Risiko beseitigen, das durch die Abschaffung der festen Einspeisevergütung entsteht.

Alle Optionen, mit Ausnahme der Direktversorgung mit erneuerbaren Energien aus Bürgerhand, haben den Nachteil, dass ein mehr oder weniger großer Anteil der Anlagen den Preissignalen des Strommarktes zumindest zeitweise nicht mehr ausgesetzt wäre. Damit würde ein aus Sicht der Befürworter der verpflichtenden Direktvermarktung wichtiger Effekt nicht mehr erreicht. Für diese Anlagen würde kein finanzieller Anreiz mehr gegeben, ihre Stromproduktion so weit wie möglich an den Bedarf anzupassen. Der Ausfallvermarkter und eine staatliche Bürgschaft führen zwar zu Kosten für die Übertragungsnetzbetreiber bzw. den Staat, diese sind aber relativ gering.

Mit der Direktversorgung durch erneuerbare Energien aus Bürgerhand wird ein relativ neues Geschäftsfeld erweitert, das in den letzten Monaten und Jahren von manchen Bürgerenergiegesellschaften betreten wurde. Ob und in welchem Maße es tatsächlich eine umfassende Option für Bürgerenergie werden könnte und was für Auswirkungen das auf das restliche Energiesystem, den Energiemarkt und die EEG-Umlage hätte, ist bislang noch nicht ausreichend untersucht.



## 5 Umstellung auf ein Ausschreibungssystem

### 5.1 Überblick

Im Entwurf des BMWi für das neue EEG vom 28.03.2014 ist in § 2a „Grundsätze des Gesetzes“ die Umstellung auf ein Ausschreibungssystem „bis spätestens 2017“ aufgeführt. Dies bedeutet beispielsweise im Hinblick auf die Planungszeiten von Windenergieparks an Land von in der Regel deutlich mehr als drei Jahren eine vergleichsweise kurzfristige, sehr grundsätzliche Änderung der Finanzierungsphilosophie und hat somit potentiell deutliche Auswirkungen auf die Realisierungschancen auch und gerade von Bürgerenergieprojekten. Im Folgenden wird untersucht, was sich durch die Umstellung auf Ausschreibungen für Bürgerprojekte gegenüber heute ändert und inwiefern Bürgerenergieprojekte anders betroffen sind als die Projekte größerer Unternehmen. Insbesondere spielt das in Art und Höhe geänderte Risiko für die Investoren hier eine entscheidende Rolle.

Die Pläne zur Umstellung auf ein Ausschreibungssystem werden in der energiepolitischen Diskussion aber auch unabhängig von der Bürgerenergie kritisch betrachtet. Dies betrifft insbesondere die folgenden Punkte, für die auf die jeweilige Literatur verwiesen sei:

- Internationale Erfahrungen haben gezeigt, dass die Ausbauziele oftmals nicht erreicht werden. Das trifft in vielen Fällen auch dann zu, wenn Pönalen festgelegt wurden (*siehe Abschn. 5.3.1*) (IZES et al. 2013; arrhenius consult GmbH 2013).
- Ferner haben internationale Erfahrungen gezeigt, dass die Kosten pro erzeugter Kilowattstunde Erneuerbare-Energien-Strom mit Ausschreibungen nicht unbedingt niedriger sind als in gut ausgestalteten Einspeisevergütungssystemen wie beispielsweise im geltenden EEG (arrhenius consult GmbH 2013, S. 72; Kleßmann 2011). Gerade wenn, wie im Bereich der Windenergie an Land, ein jährliches Ausbauvolumen geplant ist, das über dem durchschnittlichen Ausbau der vergangenen Jahre liegt, besteht die Gefahr, dass – wenn das Ausbauvolumen erreicht werden soll – auch sehr teure Angebote einen Zuschlag erhalten müssen. Ferner liegen die Transaktionskosten eines Ausschreibungssystems vergleichsweise hoch. Mit ihm wird letztendlich eine Preis- durch eine Mengensteuerung ersetzt, womit sich ähnliche Problemfelder ergeben dürften, wie sie aus der Literatur zum Emissionshandelssystem (Mengensteuerung) als Alternative zur Steuer (Preissteuerung) bekannt sind.
- Erfahrungen mit Ausschreibungen im Bereich der erneuerbaren Energien, aber auch in ganz anderen Bereichen, haben gezeigt, dass große Akteure dominieren. Damit besteht die Gefahr, dass die derzeitige Akteursvielfalt – auch über die Frage der Bürgerenergie hinaus – nach einer Umstellung auf ein Ausschreibungssystem kleiner wird (IZES 2013).
- Soll bis spätestens 2017 die Höhe der finanziellen Förderung für Strom aus Erneuerbaren Energien durch Ausschreibungen ermittelt werden, liegen zwischen geplanter Verabschiedung des Gesetzes durch Bundestag und Bundesrat bis zur vollständigen Umstellung der Finanzierungssystematik nur gut zwei Jahre. Diese schnelle Umstellung auf ein System, für das international bislang keine nachgewiesenermaßen erfolgreiche Beispiele vorliegen, birgt eine große Gefahr. Für einen Übergang ohne Ausbau- und Technologiebrüche sowie Kostensteigerungen wäre eine längere Frist notwendig. In der müsste für jede Sparte in Pilotprojekten nachgewiesen werden, dass (a) ein Ausschreibungssystem die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung besser erreicht als das bestehende EEG, und (b) zwischen Festlegung der konkreten Ausschreibungsmodalitäten und tatsächlicher Umstellung auf ein Ausschreibungs-

system mindestens so viel Zeit liegen, wie die jeweilige Erneuerbare-Energien-Sparte an durchschnittlichen Planungszeiten benötigt.

### 5.1.1 Grundsätzliche Risiken

Die Planung und der Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen sind auch mit dem geltenden EEG mit Risiken sowohl in der Planungsphase als auch nach der Inbetriebnahme verbunden (*siehe Abschn. 3.1.3*).

Im Vergleich zum bestehenden Modell der festen Einspeisevergütung bzw. der gleitenden Marktprämie kommen bei einer Umstellung auf ein Ausschreibungssystem neue Risiken hinzu, die sich insbesondere auf die Planungsphase beziehen. Das wesentliche Risiko ist, dass ein\_e potenzielle\_r Investor\_in bei der Teilnahme an einer Ausschreibung nicht erfolgreich ist – obwohl ein wirtschaftlich vernünftiges Konzept ausgearbeitet wurde. Faktisch ist dies der Normalfall, denn eine Ausschreibung kann aus Sicht der ausschreibenden Institution nur dann zu einem günstigen Ergebnis führen, wenn viele AnBieter\_innen im Wettbewerb standen und keine strategischen Absprachen getroffen wurden. Nur so können die theoretisch möglichen Vorteile eines Ausschreibungssystems, insbesondere ein niedriger Preis, zum Tragen kommen. Wenn aber eine große Zahl von Bieter\_innen teilnimmt, werden es später zwangsläufig viele Bieter\_innen sein, die nicht zum Zuge kommen.

Anders herum können die Kosten für den erneuerbaren Strom sehr stark ansteigen, wenn sich zu wenige Bieter\_innen an der Ausschreibung beteiligen. Wie stark die Teilnahme an einer Ausschreibung aber sein wird ist heute kaum abzuschätzen. Beispielsweise im Bereich Windenergie an Land könnte die insgesamt angebotene Leistung oder Strommenge im Vergleich zum Ausbauziel gering sein. So liegt der vom BMWi angestrebte Zubau von 2.500 MW pro Jahr bereits über dem durchschnittlichen Ausbau der vergangenen zehn Jahre, der bei knapp 1900 MW lag (AGEE-Stat 2013). Hinzu kommt das Repowering von alten Anlagen entsprechend der Vereinbarung des Energiegipfels vom 1.4.2014.<sup>28</sup> Aufgrund der hohen Unsicherheit über das ab spätestens 2017 geltende Förderinstrument ist es eher wahrscheinlich, dass in diesem und in den kommenden Jahren weniger neue Flächen entwickelt werden als bisher. Da Investoren eine solche Situation antizipieren können, ist es nicht ausgeschlossen, dass sie mit vergleichsweise teuren Angeboten in eine Ausschreibung gehen.

Ein Ausschreibungssystem stellt vor allem wegen der relativ hohen Kosten in der Planungsphase ein Problem dar. Vorbereitungskosten, die im Rahmen der Angebotserstellung entstehen, setzen sich insbesondere aus folgenden Positionen zusammen (IZES 2013, S. 19):

- Sicherung des Grundstücks,
- Durchführung des Genehmigungsverfahrens,
- Erstellung von Gutachten über Wind- bzw. Strahlungsverhältnisse,
- Sicherung von Anlagenkomponenten,
- Erfüllung der formalen Anforderungen zur Teilnahme an der Ausschreibung,
- ggf. Vertragsabschluss mit einem Direktvermarkter bzw. eigenem Kunden,
- Abschätzung der Wartungskosten.

---

<sup>28</sup> Informationen hierzu können der Pressemitteilung der Bundesregierung entnommen werden; Bundesregierung (2014).



Im Laufe einer Ausschreibung für Windenergie an Land können diese Planungskosten mehrere Hunderttausend Euro betragen.<sup>29</sup> Bei kleineren Projekten wie einer Photovoltaikanlage sind die Planungskosten zwar geringer, dafür aber auch der spätere Umsatz und die potenzielle Rendite. Es handelt sich somit um ein durchaus relevantes Risiko, das von Seiten der Bewerber nur sehr begrenzt minimiert werden kann. Dieses Risiko kommt zu den bereits bestehenden Risiken hinzu. Ferner ist in einem Ausschreibungssystem bis zum Abschluss des Verfahrens offen, ob das Vorhaben überhaupt in irgendeiner Weise durchgeführt werden kann. Bekommt das Projekt keinen Zuschlag, handelt es sich um einen Totalausfall. Einen solchen gibt es beim geltenden EEG nur selten und wenn dann meist zu frühen Planungszeiten, wenn noch nicht sehr viel Geld investiert wurde (*siehe Abschn. 2.5*). Die derzeit bestehenden Risiken bedeuten in der Regel, dass ein Vorhaben zwar durchgeführt werden kann, aber ggf. nicht in seiner geplanten Form. So kann es zwar sein, dass ein Windpark nicht so genehmigt wird wie geplant, aber in einer anderen, vielleicht abgespeckten Form gebaut werden darf. Oder einzelne Kosten- oder Erlöspositionen verändern sich ungünstig.

Vor dem Hintergrund steigen die Eigen- und Fremdkapitalkosten für die Planungsphase bei einer Umstellung auf ein Ausschreibungssystem (DIW 2014) (*siehe Abschn. 3.4*).

Wie hoch und welcher Art die zusätzlichen Risiken sind, hängt sehr stark von der Ausgestaltung der Ausschreibung ab. So wird beispielsweise häufig verlangt, dass ein Pönale zu zahlen ist, wenn ein\_e Investor\_in nach dem Zuschlag für ein Projekt dieses nicht entsprechend seines Angebots umsetzt (*siehe Abschn. 5.3.1*). In Abschn. 5.3 werden Optionen diskutiert, mit denen die Risiken für Bürgerenergieinstitutionen bei einem Ausschreibungssystem reduziert werden können. Welche Auswirkungen in Frage kommende Vergütungsmechanismen auf die Risikostruktur vor allem in der Betriebsphase haben und die jeweiligen Implikationen werden in Abschn. 5.2 analysiert. Alle hier genannten Aspekte eines Ausschreibungssystems haben großen Einfluss auf die Erfolgchancen von Bürgerenergieprojekten unter einem Ausschreibungsregime.

Da sich die Bundesregierung bislang noch nicht festgelegt hat, wie ein Ausschreibungssystem praktisch aussehen soll, ist es lohnenswert, die verschiedenen möglichen Optionen zu diskutieren (§ 64 Entwurf des EEG) (Baake 2014; BMWi 2014b). Allerdings kann in diesem Vorhaben nur ein erster Blick auf die wichtigsten Varianten geworfen werden. Tatsächlich gibt es eine kaum überblickbare Anzahl von Designvarianten für ein Ausschreibungssystem für erneuerbare Energien.

### 5.1.2 Spezifische Herausforderungen für Bürgerenergie im Ausschreibungssystem

In Zusammenhang mit den o.g. zusätzlichen Risiken ergibt sich für Bürgerenergieparks eine Reihe von Herausforderungen. Sollen weiterhin Bürgerenergieparks realisiert werden, müssen diese Herausforderungen entweder durch das Ausschreibungsdesign reduziert oder von den Bürgerenergieakteuren gemeistert werden. Diese Herausforderungen sind insbesondere:

- In Ausschreibungssystemen haben große Akteure in der Regel größere Erfolgsaussichten als kleinere. Grund sind u. a. Größenvorteile schon bei der Planung eines Vorhabens, sodass sie die Transaktionskosten einer Ausschreibung besser minimieren können, und eine gute Verhandlungsposition gegenüber Lieferanten. Größere Akteure können ferner das zusätzliche Risiko besser streuen und damit abfedern (IZES 2014; DIW 2014).

---

<sup>29</sup> Telefongespräch mit Knudsen, Nicole zum Thema Transaktionskosten. Kiel, 14.03.2014. Telefonat mit Uwe Nestle.

- Es kann für Bürgerenergieakteure noch schwieriger werden als für andere Akteure, ausreichend Risikokapital für die Planungsphase sowohl von Bürger\_innen als auch von anderen Kapitalgebern einzuwerben (*siehe Abschn. 2.5.3*). Dies liegt einerseits daran, dass Bürgerenergieprojekte meist keine Möglichkeit der Risikostreuung haben. Andererseits ist es auch möglich, dass die Finanzierungssituation aufgrund des notwendigen Ausschreibungsprozesses zu komplex wird, um das notwendige Vertrauen von Bürger\_innen in die Geldanlage zu bilden. Sie werden dann von einem Engagement abgeschreckt, da sie kein Gefühl dafür entwickeln können, ob diese Geldanlage für sie geeignet sein könnte.

Wie unter 3.2.2 beschrieben, wiegt der häufige Engpass bei der Eigenkapitalbeschaffung für Bürgerenergieprojekte besonders schwer, da sie für Eigenkapital keinen Zugang zum Kapitalmarkt haben. Generell zeigen aber auch die Interviews mit den Banken, dass die Finanzierung derartiger Projekte unter den Bedingungen eines Ausschreibungssystems kaum noch attraktiv ist. Wie unter 3.2.3 gezeigt, hat ein verlässliches regulatorisches Umfeld mit prognostizierbaren Einnahmen eine entscheidende Bedeutung für die Bereitschaft von Banken, Bürgerenergieprojekte zu finanzieren. Dies gilt besonders für Kredite mit so langen Laufzeiten, wie bei Bürgerenergieprojekten üblich. Zwar bestehen auch bisher schon Risiken insbesondere im Genehmigungsverfahren. Diese Risiken sind aber für die Bürger\_innen deutlich greifbarer, da sie sich in ihrer eigenen Gemeinde in der Regel gut auskennen. Die Chancen und Risiken einer Erneuerbare-Energien-Ausschreibung, deren Abschluss möglicher Weise erst in einigen Jahren zu erwarten ist, sind für die Akteure vor Ort hingegen kaum greifbar.

Bürgerenergieprojekte können auch deshalb besonders betroffen sein, weil die Bürger\_innen oft nur an einem lokal verankerten Projekt beteiligt sind und somit ein Ausfall nicht durch Gewinne mit Projekten an anderen Orten ausgeglichen werden können.
- Bürgerenergieparks leben von einer breiten finanziellen Beteiligung vieler Anwohner\_innen. Diese erhöht die Akzeptanz für die Projekte (windcomm schleswig-holstein 2012). Selbst wenn das notwendige Risikokapital gefunden wird, kann das ganze Projekt an fehlender Akzeptanz vor Ort und damit möglicherweise an der fehlenden Unterstützung im Gemeinderat scheitern, wenn die Konditionen zu komplex oder zu riskant sind für eine breite Beteiligung.
- In einem Ausschreibungssystem fallen bis zum Zuschlag bzw. der Genehmigung eines Projektes höhere Transaktionskosten an, u. a. durch das zusätzliche Verfahren der Ausschreibung und der Erstellung der dafür notwendigen Dokumente und Nachweise. Entsprechendes zusätzliches Risikokapital bereitzustellen, kann für Bürgerenergieparks schwer sein (*siehe Abschn. 2.5.3*).
- In Abhängigkeit von den Teilnahmevoraussetzungen könnten Bürgerenergieakteure praktisch von vornherein ausscheiden. So könnten als Teilnahmevoraussetzungen neben dem Preis ausreichendes Eigenkapital und Bürgschaften, die eine Realisierung des Projekts gewährleisten, Bonität oder langjährige technische Erfahrung mit einer entsprechenden Referenzliste über bisherige Projekte, verlangt werden. Solche Anforderungen sind von kleinen und jungen Akteuren in der Regel nicht zu erfüllen.
- Ein Ausschreibungssystem kann bürokratische Prozesse nach sich ziehen, die für Bürgerenergieakteure aufgrund ihrer internen Struktur schlechter zu bewältigen sind als für große konventionelle Akteure. Diese haben beispielsweise häufig bereits langjährige Erfahrungen mit Ausschreibungsprozessen. Bürgerenergieakteure müssen, um innerhalb ihrer Organisation eine hohe Akzeptanz für alle Entscheidungen zu bewahren, im Vergleich zu konventionellen Akteuren umständlichere und zeit-

aufwändigere Abstimmungsprozesse durchführen. Dies kann bei kurzen Fristen im Ausschreibungsprozess zu einer Herausforderung werden.

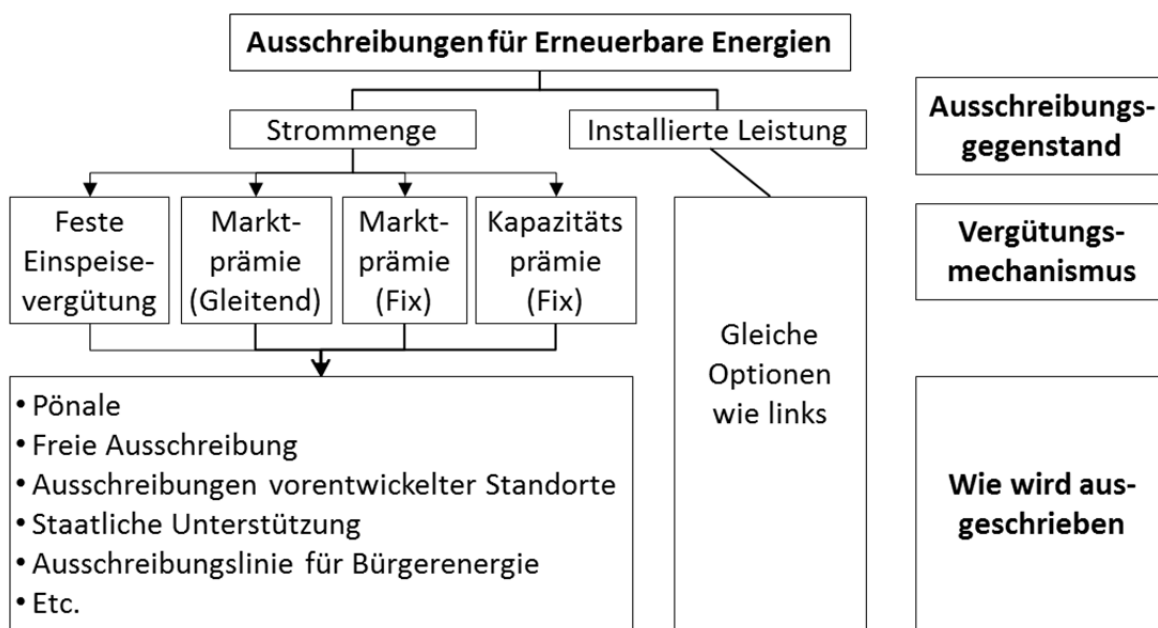
### 5.1.3 Zentrale Ebenen eines Ausschreibungsdesigns

Insbesondere auf drei Ebenen müssen grundsätzliche Festlegungen bei dem Design von Ausschreibungen getroffen werden. Diese Ebenen sind:

- *Was wird ausgeschrieben (Ausschreibungsgegenstand)*

Über eine Ausschreibung will der Staat ein bestimmtes Produkt erhalten, einen „Ausschreibungsgegenstand“. In der Diskussion um das EEG und in den meisten internationalen Beispielen ist dieses Produkt die installierte Leistung beispielsweise von PV-Freiflächenanlagen. Es ist aber genauso denkbar – und wurde teilweise bereits umgesetzt – dass das Produkt bzw. der Ausschreibungsgegenstand eine bestimmte erneuerbar erzeugte Strommenge ist. Dies erscheint insbesondere dann sinnvoll, wenn eine technologie neutrale Ausschreibung erfolgt. Denn wenn beispielsweise der Staat 20.000 MWh Strom aus erneuerbaren Energien über eine Ausschreibung in das Stromsystem integrieren will, müsste eine deutlich geringere installierte Leistung von Biogasanlagen angeboten werden als von Windenergieanlagen oder gar PV-Anlagen. Bei einer technologie neutralen Ausschreibung eine installierte Leistung auszuschreiben würde bedeuten, dass der Staat zunächst völlig ungewiss darüber sein muss, wie viel Erneuerbare-Energien-Strom er durch diese Ausschreibung geliefert bekommt.

Der Entwurf des BMWi zum EEG vom 28.03.2014 ermöglicht in seiner Verordnungsermächtigung (§ 85) zwar sowohl die Ausschreibung einer installierten Leistung als auch einer Strommenge. In der politischen Diskussion wird aber meist die Ausschreibung einer Leistung diskutiert. Ferner erscheinen aus Sicht der Bürgerenergie keine grundlegend unterschiedlichen Auswirkungen zu erwarten sein. Daher werden die beiden Varianten in dieser Studie nicht weiter diskutiert.



**Abb. 34: Zentrale Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Ausschreibungsdesigns für erneuerbare Energien für den Strombereich**

Quelle: Eigene Darstellung

- *Für was wird ein Preis angeboten (Vergütungsmechanismus)*

Unabhängig davon, wie der Ausschreibungsgegenstand definiert ist – als Leistung oder als Strommenge – muss in der Ausschreibung festgelegt werden, für was die Bieter\_innen einen Preis angeben sollen und für was sie im Falle eines Zuschlages eine Vergütung erhalten. Preis und Vergütung können sich wiederum auf die eingespeiste Strommenge beziehen oder auf die installierte Leistung, und sie können insbesondere vom Strompreis abhängen. So kann der Vergütungsmechanismus beispielsweise eine feste Einspeisevergütung oder auch eine gleitende Prämie sein (*siehe hierzu Abschn. 5.2*). Für was der Preis angeboten und später die Vergütung gezahlt wird, kann sich vom oben beschriebenen Ausschreibungsgegenstand unterscheiden.

- *Wie wird ausgeschrieben*

Aufbauend auf den Festlegungen bezüglich des Ausschreibungsgegenstandes und Vergütungsmechanismus gibt es unterschiedliche Optionen, wie eine Ausschreibung umgesetzt werden kann. Diese Optionen werden in Abschn. 5.3 diskutiert.

Darüber hinaus kann unterschieden werden, ob der Zuschlag erst bei vorliegender Genehmigung erteilt wird oder schon zu einem früheren Zeitpunkt. Zwar gibt der frühe Zuschlag zu einem früheren Zeitpunkt des Projektes Sicherheit über den erzielbaren Erlös. Gerade für Bürgerprojekte wäre er aber im Zusammenspiel mit einem Pönale sehr schwer zu handeln, weil bei einem Scheitern des Vorhabens beispielsweise aufgrund einer nicht erteilten Genehmigung die Ausfallkosten weit höher liegen können als nur in Höhe der Planungskosten. Dies gilt auch, wenn das Vorhaben zwar nicht scheitert, aber weniger Erneuerbare-Energien-Strom erzeugt werden kann als durch den Zuschlag verlangt. Auch dafür wären dann Pönalen fällig. Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass der Zuschlag an genehmigte Projekte gegeben wird. Das hat auch für den Staat den Vorteil, dass die erfolgreichen Bieter\_innen mit größerer Wahrscheinlichkeit in der Lage sind, tatsächlich entsprechend ihres Angebotes zu liefern.

#### 5.1.4 Grundsätzliche Anforderungen an das Ausschreibungsdesign aus Sicht der Bürgerenergie

Im Vergleich zur traditionellen, konventionellen Energiewirtschaft sind Bürgerenergieorganisationen kleine und junge Akteure. Viele der investierenden Bürger\_innen verfügen zumeist über keine oder nur wenig Erfahrungen mit Energiemärkten oder Projektfinanzierung. Sie kennen aber die lokalen Begebenheiten sehr gut und sind direkt von den Auswirkungen der Projekte betroffen. Auch die Projekte der Bürgerenergie sind vergleichsweise klein. Diesen Strukturen muss ein Ausschreibungsmodell entsprechen, wenn – wie im Koalitionsvertrag festgehalten – Bürgerenergieprojekte weiterhin möglich sein sollen (CDU et al. 2013).

So ist darauf zu achten, dass nicht schon für die Bieter\_innen selbst Präqualifikationsanforderungen aufgestellt werden, die Bürgerenergie praktisch ausschließen. Über die Präqualifikation werden beispielsweise die Sachkunde, die Leistungsfähigkeit und die Zuverlässigkeit der Bieter\_innen geprüft. Werden hier zwingend jahrelange Projekterfahrung oder hohe finanzielle Rücklagen verlangt, kann das Bürgerenergie ausschließen. Ferner muss darauf geachtet werden, dass auch einzelne und vergleichsweise kleine Projekte an einer Ausschreibung teilnehmen können. So ist die Losgröße bei Ausschreibungen in Brasilien auf 0,1 MW begrenzt (arrhenius consult GmbH 2013, S. 69). Insbesondere für Windprojekte erscheint dies eine akzeptable Größe zu sein. Für Photovoltaikanlagen erscheint diese Losgröße deutlich zu groß. Die meisten PV-Anlagen, die in Deutschland in den letzten Jahren gebaut wurden, sind deutlich kleiner.

Dies stellt ein Dilemma einer vollständigen Umstellung auf ein Ausschreibungssystem unter Beibehaltung der Chancen der Bürgerenergie dar: Wollte man beim Ausbau der Photovoltaik die technische Struktur der letzten Jahre beibehalten, müssten jährlich zehntausende von PV-Projekten einen Zuschlag erhalten. All diese Anlagen müssten über die gesamte Laufzeit von möglicher Weise 20 Jahren vom Staat kontrolliert werden, um sicherzustellen, dass sie auch die zugesagte Strommenge erzeugen. Für diejenigen Anlagen, die das nicht tun, müssten ergänzende Ausschreibungen durchgeführt werden, um das Ausbauziel nicht zu verfehlen und ggf. Pönalen zu verhängen.

## 5.2 Gestaltung des Vergütungsmechanismus

### 5.2.1 Überblick

In diesem Kapitel werden die vier aus Sicht der Autor\_innen wichtigsten Vergütungsmechanismen erläutert und diskutiert. Der Mechanismus kann angelehnt werden an die feste Einspeisevergütung, sodass im Angebot ein Preis für die gelieferte Strommenge (in kWh) genannt und später auch vergütet wird. Auf gleicher Basis ließe sich ebenfalls in Anlehnung an das geltende EEG eine gleitende Marktprämie vergüten. Die Bewerber können aber auch aufgefordert werden, die verlangte Höhe einer fixen Prämie für eine Strommenge zu nennen, die dann unabhängig vom aktuellen Strompreis vergütet würde. Neben der Strommenge kann die installierte Leistung (in kW) finanziert werden. Da in diesem Fall eine Teilnahme am Strommarkt immer stattfindet, handelt es sich stets um eine Prämie zusätzlich zu dem Erlös am Strommarkt (*siehe Abb. 34*).

### 5.2.2 Ausschreibung einer festen Einspeisevergütung für die Strommenge

Wird in einer Ausschreibung als Vergütungsmechanismus eine feste Einspeisevergütung zugrunde gelegt, erhalten die erfolgreichen Bieter\_innen zu jedem Zeitpunkt über die gesamte Laufzeit einen festen Preis für die jeweils eingespeiste Strommenge. Diese ist sowohl kurz- als auch langfristig unabhängig vom Strompreis an der Börse. Die Anlagenbetreiber müssen sich nicht mit der Vermarktung ihres Stroms beschäftigen – sie haben auch keinen ökonomischen Anreiz, auf den aktuellen Strombedarf zu reagieren. Diesbezüglich wären die erfolgreichen Anlagenbetreiber nach dem Zuschlag in einer Situation, wie sie vor Einführung der optionalen gleitenden Marktprämie bestand.

Beim internationalen Vergleich fällt auf, dass die meisten bislang verwendeten Ausschreibungssysteme für erneuerbare Energien für die Gewinner einer Ausschreibung eine feste Einspeisevergütung vorgesehen haben (IZES 2013, S. 2). Dies war zwischen 1990 und 2002 in Großbritannien und zwischen 2003 und 2007 in China der Fall. In Brasilien wird eine solche Regelung seit 2008 genutzt, für PV-Dachanlagen gilt das für Frankreich (arrhenius consult GmbH 2013, S. 80) und auch in Ägypten wird durch Ausschreibungen eine feste Einspeisevergütung vergeben (Weinhold 2014). Auch bei der Förderung eines Atomkraftwerkes in Großbritannien wird quasi ein solches Prinzip verwendet. Ein Vertrag zwischen der Britischen Regierung und Électricité de France (EDF) für den Bau und den Betrieb eines neuen Atomkraftwerkes in Hinkley Point C sieht eine feste Vergütung für 35 Jahre vor (Thomson Reuters 2013). Die in Deutschland angeführten Vorteile der Integration in den Spot- und Terminmarkt wie die bedarfsgerechte Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien oder Atomenergie<sup>30</sup> kommen in diesen Fällen dann nicht zur Geltung.

---

<sup>30</sup> Auch an Atomstrom könnte man die Anforderung stellen, die Stromeinspeisung an Angebot- und Nachfrage auszurichten. Bei in den kommenden Jahrzehnten potenziell auch in Großbritannien stark steigenden Anteil von Strom aus Wind und Sonne dürfte es zukünftig auch dort Zeiten geben, in denen

Würde als Vergütungsmechanismus ein festes Einspeisevergütungssystem verwendet, würde das im Vergleich zum noch geltenden EEG die geringsten Änderungen bei der Umstellung auf Ausschreibungen bedeuten. Da aber die feste Einspeisevergütung im EEG bereits vorher abgeschafft werden soll, wäre dies ein „hin und her“, und sie entspräche nicht der derzeitigen Philosophie der Bundesregierung. Denn die Integration in den Strommarkt, wie sie durch die geplante Abschaffung der festen Einspeisevergütung zugunsten der verpflichtenden Direktvermarktung forciert werden soll, würde damit wieder aufgegeben. Anlagenbetreiber müssten eben nicht ihren Erneuerbare-Energien-Strom am Strommarkt vertreiben oder Dritte damit beauftragen. Daher scheint diese Variante aus politischer Sicht für Deutschland sehr unwahrscheinlich. Diese Ausschreibungsvariante soll hier dennoch als Option und zum Vergleich aufgeführt werden.

Bei der Bewerbung muss eine Erneuerbare-Energien-Leistung oder eine Erneuerbare-Energien-Strommenge zu einem konkreten Preis pro gelieferter Strommenge (in Ct/kWh) angeboten werden. Der angebotene Preis wird das zentrale Kriterium sein, nach dem bestimmt wird, wer den Zuschlag erhält. Grundsätzlich dürften die Angebote mit den niedrigsten Preisen einen Zuschlag erhalten. Daneben können bestimmte Kriterien definiert oder Informationen gefordert sein. So könnte eine Mindestvolllaststundenzahl verlangt werden oder Angaben über die zu erwartende Stromproduktion. Solche Anforderungen können auch verlangt werden, wenn andere Vergütungsmechanismen zugrunde gelegt werden, wie sie in den Abschn. 5.2.2 bis 5.2.5 dargestellt sind.

In der Ausschreibung können seitens des Staates konkrete Rahmenbedingungen festgelegt werden, so z. B. die Laufzeit, über die die angebotene Einspeisevergütung ausgezahlt werden soll, ggf. Pönalen, wenn die angebotene Leistung im Falle eines Zuschlages nicht erbracht oder Anforderungen an die zu liefernden Leistungen neben der Strommenge selbst nicht erfüllt werden (z. B. Systemdienstleistungen). Auch diese Festlegungen können bei der Ausschreibung mit anderen Vergütungsmechanismen vorgenommen werden.

### 5.2.3 Ausschreibung einer gleitenden Marktprämie für die Strommenge

Bei dieser Variante der Ausschreibung wird die bestehende gleitende Marktprämie übertragen und stellt damit im Vergleich zu den folgenden Varianten eine vergleichsweise kleinere Änderung dar. Der Unterschied zum bestehenden System ist praktisch darauf begrenzt, dass die Bestimmung der Prämienhöhe nicht mehr durch den Staat definiert sondern über Ausschreibungen bestimmt wird. Ein solches Ausschreibungssystem wird in den Niederlanden seit 2011 praktiziert und in arrhenius consult GmbH (2013, S. 78) diskutiert.

Praktisch wird von den Teilnehmern einer Ausschreibung verlangt werden, wie bei der Ausschreibung einer festen Einspeisevergütung einen Preis für jede eingespeiste Kilowattstunde Erneuerbare-Energien-Strom anzubieten. Anlagenbetreiber, die einen Zuschlag bekommen, erhalten dann entsprechend der Systematik der bestehenden gleitenden Marktprämie den von ihnen genannten Preis abzüglich des durchschnittlichen Strompreises an der Börse. Dieser Börsenstrompreis wird nachträglich und spartenspezifisch bestimmt. Zusätzlich zu der Vergütung der gleitenden Marktprämie erzielt der Anlagenbetreiber Erlöse aus dem Verkauf seines Erneuerbare-Energien-Stroms am Strommarkt (*siehe Abschn. 3.2*). Auf eine Managementprämie kann verzichtet werden, da

---

ausreichend Strom aus Wind und Sonne im System ist und die Einspeisung aus Atomkraftwerken verzichtbar wird.

die Anbieter\_innen die Kosten der Vermarktung in ihrem Angebot bereits berücksichtigen können bzw. müssen.

Wie bei der Option in Abschn. 5.2.2 können seitens des Staates konkrete Angaben wie die erwartete Volllaststundenzahl oder die erwartete Stromproduktion verlangt und Rahmenbedingungen festgelegt werden wie die Laufzeit, ggf. Pönalen oder Anforderungen an Systemdienstleistungen etc.

#### 5.2.4 Ausschreibung einer fixen Marktprämie für die Strommenge

Bei der Ausschreibung einer fixen Marktprämie wird wie in den Optionen 5.2.2 und 5.2.3 die Strommenge, also jede Kilowattstunde Strom vergütet. Wie bei der Option 5.2.3 erhält der Anlagenbetreiber zusätzlich Erlöse aus dem Verkauf seines Erneuerbare-Energien-Stroms am Strommarkt. Die fixe Marktprämie wird aber nicht mehr an den mittel und langfristig schwankenden Strompreis an der Börse angepasst, wie dies bei der gleitenden Marktprämie der Fall ist. Diese Option wird in arrhenius consult GmbH (2013) und BDEW (2013) diskutiert.

Praktisch bieten die Bieter\_innen die Höhe der fixen Marktprämie für jede eingespeiste Kilowattstunde Strom an. Dabei müssen sie berücksichtigen, wie hoch die Einnahmen aus dem Stromverkauf am Strommarkt in den kommenden ggf. 20 Jahren sein dürften. Da dieser nur sehr schwer abschätzbar ist, steigt das Risiko deutlich, was den angebotenen Preis nach oben treiben muss (*siehe Abschn. 5.2.6*). Bewerber, die einen Zuschlag erhalten, werden mit dieser fixen Marktprämie vergütet und erhalten zusätzliche Einnahmen aus dem Stromverkauf am Strommarkt.

Wie in den vorgenannten Optionen können seitens des Staates konkrete Angaben wie die erwartete Volllaststundenzahl oder die erwartete Stromproduktion verlangt und Rahmenbedingungen festgelegt werden wie die Laufzeit, ggf. Pönalen oder Anforderungen an Systemdienstleistungen.

#### 5.2.5 Ausschreibung einer fixen Kapazitätsprämie

Der zentrale Unterschied dieser Ausschreibungsoption gegenüber den oben genannten ist, dass nicht die Strommenge, sondern die Kapazität bzw. Leistung (in MW) einer Anlage vergütet wird. Zusätzlich zu diesen Kapazitätzahlungen erzielt der Erneuerbare-Energien-Anlagenbetreiber Erlöse am Strommarkt. Eine solche Variante von Ausschreibungen wird in VKU (2013) diskutiert. IZES et al. (2013) schlägt sie für Wind-Offshore vor sowie als optionale Finanzierungsoption für Wind an Land und Photovoltaik, für die aber wahlweise auch die feste Einspeisevergütung erhalten bleiben soll. Eine Ausschreibung einer gleitenden Kapazitätsprämie, bei der die Kapazitätsvergütungen von der mittel- bis langfristigen Höhe des Strompreises an der Börse abhängig gemacht wird, wird in der Literatur bisher nicht diskutiert. Sie hätte für Bürgerenergieprojekte in keinem Fall Vorteile gegenüber den hier diskutierten Varianten.

Praktisch bieten potenzielle Anlagenbetreiber den Preis für eine bestimmte installierte Leistung von Erneuerbare-Energien-Anlagen an, die günstigsten Angebote erhalten den Zuschlag. Die Vergütungen für die Kapazität werden über die vom Auktionator bestimmte Laufzeit ausgezahlt.

Wie in den vorgenannten Optionen können seitens des Staates konkrete Angaben wie die erwartete Volllaststundenzahl oder die erwartete Stromproduktion verlangt und weitere Rahmenbedingungen festgelegt werden wie z. B. ggf. Pönalen oder Anforderungen an Systemdienstleistungen.

### 5.2.6 Vergleich der Auswirkungen auf Bürgerenergiegesellschaften

Eine Umstellung auf ein Ausschreibungssystem hat in jedem Fall erhebliche Folgen für die zukünftigen Chancen von Bürgerenergieprojekten. Von den in Abschn. 5.1.1 und Abschn. 5.1.2 beschriebenen Risiken und Herausforderungen beeinflusst der Vergütungsmechanismus vor allem die Höhe und die Art des Risikos, dem sich Investoren nach Inbetriebnahme der Anlagen ausgesetzt sehen. Wie unter Abschn. 5.1.2 beschrieben, trifft dieses Risiko Bürgerenergieprojekte härter als größere Unternehmen und auch in einer ganz anderen Dimension als die unter den heutigen Rahmenbedingungen bestehenden Risiken. Dabei ist dieses Risiko auch höher einzustufen als auf den meisten Warenmärkten. Zum einen entsteht der im Ausschreibungssystem gefundene Preis für Erneuerbare-Energien-Strom erst in einem staatlich geschaffenen Markt und es gibt keine Erfahrungswerte oder sichere Kontinuität für diese Preisfindung. Zum anderen ist aufgrund des ungleichmäßigen Zubaus der Vergangenheit zu erwarten, dass dieser Preis von Jahr zu Jahr stark schwanken kann. Entsprechend kann diese Unberechenbarkeit Bürgerenergieprojekte vielerorts unmöglich machen.

Unabhängig von den o. g. Risiken ist innerhalb von Ausschreibungen das Vergütungssystem einer festen Einspeisevergütung für die Strommenge die Option mit den geringsten zusätzlichen Risiken (*siehe Abschn. 5.2.1*). Wie im Falle des derzeitigen Systems der staatlich festgelegten festen Einspeisevergütung besteht hier für die Anlagenbetreiber nach dem Zuschlag kein Risiko mehr bezüglich der Höhe der Einnahmen pro eingespeister Strommenge. Auch wenn es noch eine Reihe von Projektrisiken gibt, besteht bei dieser Variante nach dem Zuschlag eine vergleichsweise hohe Sicherheit. Die grundsätzlichen Risiken, die durch eine Umstellung auf ein Ausschreibungssystem zusätzlich entstehen, kommen aber auch bei dieser Variante wie auch allen folgenden Varianten voll zum Tragen (*siehe Abschn. 5.1*).

Auch bei der Ausschreibung auf der Grundlage einer gleitenden Marktprämie für die Strommenge (*Abschn. 5.2.2*) ist das Risiko nach dem Zuschlag für die Anlagenbetreiber überschaubar. Der Unterschied zur Ausschreibung einer festen Einspeisevergütung besteht aus den gleichen Gründen und ist vergleichsweise gleich groß wie der Unterschied vom Übergang von der staatlich festgelegten festen Einspeisevergütung zur verpflichtenden Direktvermarktung auf Basis der gleitenden Marktprämie (*siehe Kap. 4*).

Mit einem deutlich größeren zusätzlichen Risiko sind die Anlagenbetreiber in den Modellen der Ausschreibung auf Grundlage einer fixen Marktprämie für die Strommenge und einer fixen Kapazitätsprämie auf die installierte Leistung konfrontiert. In beiden Fällen müssen die Bieter\_innen bei der Erstellung ihres Angebots berücksichtigen, wie hoch ihre Einnahmen aus dem Verkauf ihres Stroms für den Zeitraum der Laufzeit sein werden. Die Einnahmen, die ihnen dann noch fehlen, um einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage zu gewährleisten, müssen sie über die Ausschreibung erzielen und in ihrem Angebot aufführen. Praktisch sind das die Höhen der fixen Marktprämie oder der fixen Kapazitätsprämie.

Um die Einnahmen aus dem Stromverkauf über 20 Jahre zu ermitteln, sind Annahmen notwendig, wie viel Strom verkauft wird und wie hoch der Strompreis sein wird. Während eine Prognose der Stromerzeugung in allen anderen Fällen ebenfalls erstellt werden muss und vergleichsweise gut zu bewerkstelligen ist, ist die Prognose des Strompreises über mehrere Jahre höchst schwierig und birgt sehr große Risiken. Denn viele Faktoren spielen bei der Bildung des Großhandelsstrompreises eine Rolle – und die meisten davon sind kaum abschätzbar. Dazu gehören der konventionelle Strommix, der Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Strommix und deren Zusammensetzung,



die Kosten insbesondere für Kohle, Gas und CO<sub>2</sub>-Zertifikate, ggf. weitere Steuern und Abgaben wie z. B. die Kernbrennstoffsteuer oder der gesamte Stromverbrauch.

Das Öko-Institut hat im Rahmen einer Studie für die Agora Energiewende im Jahr 2013 eine Bandbreite der möglichen Großhandelsstrompreise angegeben. Dieser könne im Jahr 2025 zwischen rund 3,8 und 9,2 Ct/kWh und im Jahr 2045 zwischen 3,2 und 11,2 Ct/kWh liegen (Öko-Institut e.V. 2013). Anhand der unterstellten Annahmen ist erkennbar, dass die Bandbreite noch deutlich breiter sein kann. So wird für das Jahr 2045 von einem Stromverbrauch von mindestens 564,7 TWh/a und maximal 568,7 TWh/a ausgegangen. Dabei ist nicht auszuschließen, dass sich in den kommenden 30 Jahren der Stromverbrauch deutlich anders entwickelt. Würde beispielsweise das Ziel der Bundesregierung aus dem Energiekonzept von 2010 erreicht, den Stromverbrauch bis 2050 gegenüber 2008 um 25 % zu senken, läge er bei nur gut 400 TWh (Bundesregierung 2010, S. 5). Ein noch anspruchsvolleres Stromeinsparziel in Höhe von 40 % bis 2050 wird von der Prognos AG und dem Öko-Institut für möglich gehalten und in einer Studie im Auftrag des World Wide Fund for Nature (WWF) unterlegt. Dieser Wert wird in einer aktuellen Studie der Prognos AG und Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) für Agora-Energiewende aufgegriffen (Öko-Institut e.V. et al. 2009; Agora Energiewende 2014, S. 11, 21). Ein solch deutlich reduzierter Strombedarf würde den Preis noch unter die o. g. unteren Werte drücken, da eine sinkende Nachfrage im funktionierenden Markt zu einem sinkenden Preis führt. Es gibt aber auch Studien und Szenarien, die davon ausgehen, dass der Stromverbrauch mittel- bis langfristig deutlich steigen wird, da in einer regenerativen Energiezukunft immer mehr Strom für Wärme/Kälte und im Verkehrsbereich direkt oder indirekt eingesetzt werden könnte. Unter solchen Rahmenbedingungen ist langfristig ein Stromverbrauch von 1.000 und mehr TWh/a denkbar (DLR et al. 2012). Dies würde die o. g. oberen Werte für den Strompreis spürbar nach oben treiben.

Bedenkt man, dass die Vollkosten von Windenergieanlagen an Land deutlich unter 10 Ct/kWh und von PV-Anlagen schon heute im Bereich von 10 Ct/kWh liegen, sind die Unsicherheiten bezüglich des zukünftigen Großhandelspreises für Strom enorm. Je nach Annahme über den zukünftigen Strompreis können die notwendigen zusätzlichen Mittel, die über eine Ausschreibung erzielt werden müssen, durchaus auf das Doppelte steigen – oder auf die Hälfte sinken. Wer einen zu hohen Strompreis erwartet, kann später seine Kosten nicht decken. Wer einen zu niedrigen Strompreis ansetzt, wird sich gegen die Konkurrenten nicht durchsetzen können.

Diese Herausforderung entsteht sowohl bei der Ausschreibung der fixen Marktprämie auf die Strommenge als auch bei der Ausschreibung der fixen Kapazitätsprämie auf die installierte Leistung. Die Unterschiede zwischen diesen beiden Varianten erscheinen dagegen deutlich geringer als die Unterschiede der ersten beiden Optionen feste Einspeisevergütung und gleitende Marktprämie.

### 5.2.7 Vergleich anderer Auswirkungen

Unabhängig von der konkreten Ausgestaltung bedeutet die Umstellung auf ein Ausschreibungssystem, dass für den Staat neuer und zusätzlicher Aufwand entsteht. Dieser Aufwand ist für eine Ausschreibung oder ein Projekt teilweise einmalig, teilweise ist er wiederkehrend. Insbesondere sind hier zu nennen:

- Für die Zulassung der Bieter\_innen bzw. der Gebote einer Ausschreibung müssen angemessene Präqualifikationsbedingungen definiert werden. Hier spielen beispielsweise die Finanzkraft und die technische Erfahrung der Bieter\_innen eine Rolle. Der Staat muss hier eine gute Balance finden zwischen der notwendigen Seriosität

der Bieter\_innen und der Minimierung von Zutrittsbarrieren für kleinere und neuere Anbieter.

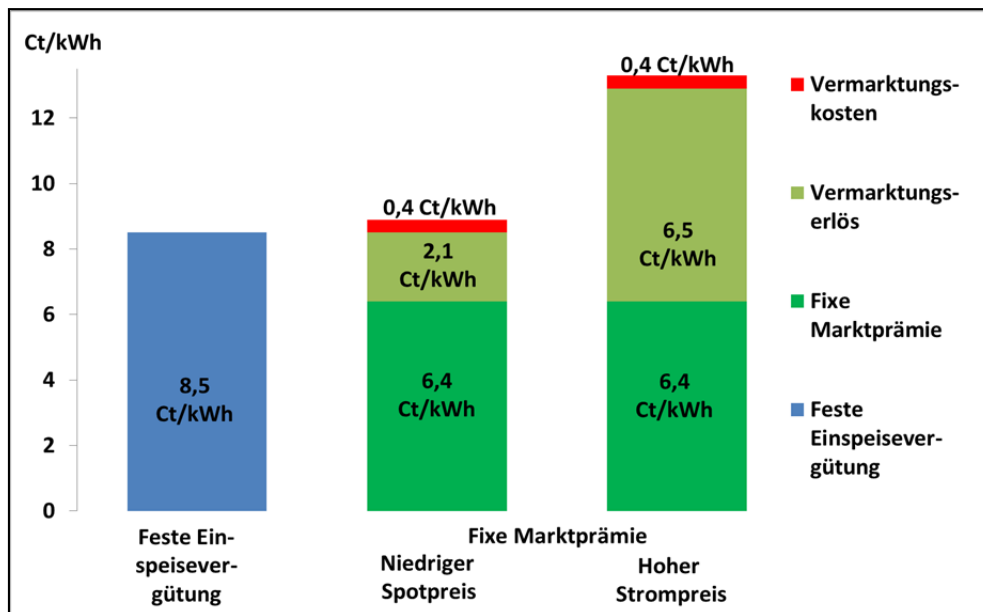
- Die Ausschreibung und die Bewertung der Angebote müssen durchgeführt werden.
- Es müssen Mechanismen zur Verhinderung von Marktmacht entwickelt werden.

Der Staat und insbesondere die Netz- und Kraftwerksbetreiber können theoretisch auch Vorteile und Erleichterungen durch die Umstellung auf ein Ausschreibungssystem haben. Dies gilt insbesondere wenn es gelingt, einen kontrollierten Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen und einen kontrolliertes Wachstum der Anteile der erneuerbaren Energien im Strombereich zu realisieren. In diesem Fall besteht mehr Investitionssicherheit beispielsweise bei der Netzplanung, dem Bau von Anlagen zum Ausgleich der schwankenden Einspeisung von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien und ggf. der Modernisierung oder dem Bau neuer konventioneller Kraftwerke.

Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass es regional bereits gute Möglichkeiten gibt, auch mit dem bestehenden EEG gute Prognosen über den Ausbau der erneuerbaren Energien zu erstellen. Hilfreich ist dabei beispielsweise die Ausweisung von Vorrangflächen, auf deren Grundlage Abschätzungen über den Zubau erleichtert werden. Bezüglich des Übertragungsnetzes ist zu beachten, dass hier Vorlaufzeiten von mindestens zehn Jahren bestehen. Ein Ausschreibungsmodell könnte nur dann eine bessere Planung garantieren, wenn die Ausschreibungsmengen über mehrere Legislaturperioden sehr verlässlich festgelegt und sicher eingehalten werden. Das erscheint in einer Demokratie nicht realistisch. Ferner müsste bekannt und sichergestellt sein, wo welche Anlagen gebaut werden. Sollte sich herausstellen, dass in einem Bundesland beispielsweise aufgrund restriktiver Politik der Landesregierung weniger Anlagen gebaut werden als geplant und dafür in anderen Bundesländern mehr, würde dies die Netzplanung wieder erschweren. Auch dies erscheint durchaus wahrscheinlich. Mit diesen verbleibenden Unsicherheiten müssen auch potenzielle Investoren für flexible Kraftwerke und Speicher rechnen.

Die oben genannten Vorteile entstehen unabhängig von den in den Abschnitten 5.2.1 bis 5.2.4 ausgeführten unterschiedlichen Optionen für Ausschreibungen. Ob und inwiefern zwischen diesen Optionen unterschiedliche Vor- und Nachteile für Staat, Netz- und Kraftwerksbetreiber entstehen, ist in der Literatur umstritten. So wird von vielen – aber nicht allen – Akteuren vermutet, dass die Integration der erneuerbaren Energien in das bestehende Stromsystem von der Ausschreibung auf Basis eines Vergütungsmechanismus eines festen Einspeisesystems über eine gleitende Marktprämie hin zu einer fixen Marktprämie und schließlich fixen Kapazitätsprämie besser wird. Die Stromgestehungskosten für Erneuerbare-Energien-Strom steigen aber in dieser Reihenfolge, da das Investitionsrisiko immer weiter zunimmt (IZES et al. 2013; Öko-Institut e.V. 2013).

Die Wirkung des Vergütungsmechanismus fixe Marktprämie wird in Abb. 35 schematisch dargestellt. Wollen die Bieter\_innen sichergehen, dass ihre Erträge aus dem Stromverkauf für einen wirtschaftlichen Betrieb ausreichen, müssen sie im Prinzip den niedrigsten denkbaren Strompreis für ihren Strom in ihre Kalkulation aufnehmen – so schwer eine solche Prognose auch ist (*siehe Abschn. 5.2.6*). Tun sie das nicht, lägen ihre Einnahmen unter den Kosten, sobald dieser niedrigste denkbare Strompreis zustande kommt. Soweit er das aber nicht tut, liegen ihre Einnahmen ggf. deutlich über ihren Kosten. Dies wirkt sich steigernd auf die EEG-Umlage aus.



**Abb. 35: Wirkung einer fixen Marktprämie auf die Erlöse eines Erneuerbare-Energien-Anlagenbetreibers am Beispiel der Windenergie an Land**

Anmerkungen: Höhe der festen Einspeisevergütung und der Vermarktungskosten angelehnt an BMWi-Entwurf EEG vom 28.3.2014. Die Höhe der Vermarktungserlöse gilt für Strom aus Windenergieanlagen entsprechend ihrem Einspeiseprofil für das Jahr 2025 (nach Öko-Institut 2013).

### 5.3 Art der Ausschreibung

#### 5.3.1 Pönalen bei Nichterfüllung eines Zuschlages

##### 5.3.1.1 Die Funktionsweise von Pönalen

Ein häufig angeführtes Argument für Ausschreibungen ist, dass mit ihnen eine gute Steuerung des Ausbaus der erneuerbaren Energien möglich sei. Dies ist auch für die Bundesregierung ein wichtiges Argument. So kündigte bereits der damalige Bundesumweltminister (damals innerhalb der Bundesregierung zuständig für die erneuerbaren Energien) und heutige Kanzleramtsminister Altmaier nach den Koalitionsgesprächen an, dass der „Ausbaupfad im Zusammenspiel mit Ausschreibungen zentrales Instrument der Steuerung“ werden solle (zit. n. Bachmüller 2013).

Klar ist dabei, dass der Umstieg auf ein Ausschreibungssystem garantieren kann, dass der Erneuerbare-Energien-Ausbau nach oben begrenzt wird. Das Instrument der Ausschreibungen kann aber nicht garantieren, dass ein Minimum an Zubau auch tatsächlich bzw. zum geplanten Zeitpunkt zustande kommt. So wurde international vielfach die Erfahrung gemacht, dass Investoren den geplanten Termin für die Inbetriebnahme nicht einhalten können oder gar das gesamte Vorhaben nicht umgesetzt wird. Mögliche Ursachen dafür sind (IZES et al. 2013):

- ein nicht antizipierter Preisanstieg bei Anlagenkomponenten,
- die nicht antizipierte Verteuerung der Kapitalaufnahme durch allgemeine ökonomische Entwicklungen,
- eine nicht oder nur verspätet erteilte Baugenehmigung/Umweltverträglichkeitsprüfung,
- Schwierigkeiten beim Anschluss an das lokal Stromnetz,

- gerichtliche Auseinandersetzungen z. B. wegen Ablehnung des Projekts durch die lokale Bevölkerung.

Unter anderem in den Ländern Großbritannien, Frankreich, Irland und Brasilien wurden entsprechende Erfahrungen gemacht (IZES et al. 2013; arrhenius consult GmbH 2013). Das Ziel der Ausschreibungen, zu einem bestimmten Zeitpunkt eine definierte neue installierte Leistung an Erneuerbare-Energien-Anlagen in Betrieb zu haben, kann dann nicht erreicht werden. Ein Ausschreibungsmodell als Mittel zur Steuerung des Erneuerbare-Energien-Ausbaus kann daher – im Vergleich zu einer festen Eispeisevergütung oder einem Prämienmodell – nur verhindern, dass nicht „zu viele“ Erneuerbare-Energien-Anlagen gebaut werden.

Ein wichtiges Instrument, mit dem versucht werden kann, eine Unterschreitung des Ziels zu vermeiden, ist ein Pönale. Es würde verhängt, wenn ein Bieter\_innen sein Angebot, für das er einen Zuschlag erhalten hat, nicht realisiert. Ein solches Pönale muss dabei hoch genug sein, um sicherzustellen, dass ein\_e Investor\_in trotz ggf. auftretenden unerwarteten Problemen sein Projekt termingerecht umsetzt. Andererseits darf das Pönale auch nicht zu hoch sein, da es ansonsten potenzielle Investoren zu stark davon abschrecken könnte, sich an einer Ausschreibung überhaupt zu beteiligen. Konkrete Aussagen oder Vorschläge über die Höhe von Pönalen wurden in den wesentlichen Studien der aktuellen politischen und wissenschaftlichen Debatte kaum getroffen. Ausnahme ist der Hinweis auf Regelungen in Portugal, nach denen eine Kautionshöhe von 10 % der gesamten Investitionskosten zu zahlen ist, um sicherzustellen, dass ein Pönale gezahlt werden kann wenn eine Anlage nicht errichtet wird. Dennoch ergaben sich bislang starke Verzögerungen bei der Fertigstellung der Projekte, die einen Zuschlag erhielten (arrhenius consult GmbH 2013).

Grundsätzlich bestehen Möglichkeiten, ein solches Pönale zu umgehen. So können für einzelne Projekte Tochtergesellschaften gegründet werden, die über kein großes Kapital verfügen. Sollte eine solche Tochtergesellschaft ein Projekt nicht umsetzen wollen, kann sie Insolvenz anmelden. Damit könnte sie dann auch kein Pönale mehr bezahlen. Um dies zu vermeiden, könnte wiederum bei der Beteiligung an einem Ausschreibungsverfahren verlangt werden, eine entsprechende Kautionshöhe zu hinterlegen (IZES 2013; VKU 2013). Ferner gibt es Situationen, in denen eine Strafzahlung nicht angemessen erscheint, obwohl es zu einer Verzögerung kommt. Beispielsweise könnte diese verursacht sein durch eine nur langsame Genehmigung durch den Staat. Entsprechende Regelungen gibt es z. B. in Brasilien (arrhenius consult GmbH 2013, S. 70). Schließlich wäre es kaum nachvollziehbar, wenn der Staat den Projektierer dafür bestrafen würde, dass seine eigenen Behörden zu langsam arbeiten. Hier wie bei anderen Ursachen für Verzögerungen kann es leicht zu unklaren Situationen kommen, in denen nicht eindeutig ist, wer welche Verantwortung für eine Verzögerung trägt. Damit kann die praktische Umsetzung von Pönalen komplexer werden, als es auf den ersten Blick erscheint.

### *5.3.1.2 Auswirkungen auf Bürgerenergie*

Pönale für Verzögerungen beim Projektbeginn oder den Abbruch des Projektes erhöhen das Projektrisiko. Die Höhe des zusätzlichen Risikos ist abhängig von der Höhe des Pönals und den Regelungen, unter welchen Umständen es zu zahlen ist. Liegt das Pönale wie die Kautionshöhe in Portugal in der Größenordnung von 10 % der gesamten Investitionskosten (arrhenius consult GmbH 2013), kann es die Summe des Risikokapitals für eine Teilnahme an einer Ausschreibung leicht vervielfachen. Das ausschreibungsspezifische Risiko ist damit nicht mehr allein darauf begrenzt, bei der Ausschreibung nicht zum Zuge zu kommen und damit die bisherigen Investitionen zu verlieren. Vielmehr kann es im

Falle eines Zuschlags nicht nur dazu kommen, dass die Projektkosten höher und die Erlöse niedriger sind als geplant, zusätzlich droht die Zahlung des Pönale. Dies hat negative Auswirkungen auf die Kreditbedingungen vor und nach Abschluss der Ausschreibung. Dabei gibt es Wechselwirkungen, da Bieter\_innen in den Bewerbungsunterlagen sicher nachweisen müssen, dass sie im Falle eines Zuschlags das notwendige Kapital zur Verfügung haben, um das Projekt auch umzusetzen. Mit diesem Risiko umzugehen ist für kleine und junge Akteure schwerer als für große, da große Akteure Risiken streuen und den Kreditgebern Sicherheiten geben können und leichter eine höhere Eigenkapitalquote realisieren können.

Wird im Zusammenhang mit einem Pönale eine Kautions verlangt, die sicherstellt, dass ein Pönale nach Zuschlag auch bezahlt werden kann, führt dies zu weiteren Schwierigkeiten für kleine und neue Akteure. Es könnte für Bürgerenergieakteure schwieriger werden, überhaupt ausreichend Risikokapital zu finden. Bürger\_innen könnten durch das erhöhte Risiko abgeschreckt werden, Banken und andere Kreditgeber mögen sich scheuen, in dieser Phase Kapital zur Verfügung zu stellen (*siehe Abschn. 2.5.3*).

Eine Pönalregelung verschärft damit die ungünstige Wettbewerbsposition der Bürgerenergie gegenüber größeren Akteuren, kann die Akquise von Risikokapital erschweren, erhöht die Transaktionskosten und kann die Teilnahmevoraussetzungen für Bürgerenergie verschlechtern.

### 5.3.1.3 *Andere Auswirkungen,*

Eine Pönalregelung soll die Zielerreichung beim Ausbau der erneuerbaren Energien verbessern. Gelingt dies, kann sie die Notwendigkeit, mit zusätzlichen Ausschreibungsrunden nachzusteuern, reduzieren. Das spart Verwaltungskosten auf Seiten des Staates.

Auch für die Netzbetreiber kann es vorteilhaft sein, wenn sie stärker darauf vertrauen können, dass geplante Projekte auch tatsächlich umgesetzt werden. Sie haben dann theoretisch mehr Planungssicherheit für Betrieb, Optimierung und Ausbau des Netzes. Ferner können Betreiber von flexiblen Kraftwerken und Stromspeichern sowie entsprechende potenzielle Investoren besser planen. Denn auch die Anforderungen an sie ändern sich, wenn ein höherer Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien kurzzeitig ausgeglichen werden muss. Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass es regional bereits gute Möglichkeiten gibt, auch mit dem bestehenden EEG gute Prognosen über den Ausbau der erneuerbaren Energien zu erstellen (*siehe Abschn. 5.2.7*).

## 5.3.2 Freie Ausschreibung von Strommenge oder Leistung

### 5.3.2.1 *Die Funktionsweise einer freien Ausschreibung*

Bei einer „freien Ausschreibung“ für Anlagen zur Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien gibt der Staat nur sehr wenig vor. Er legt insbesondere fest, für welche installierte Leistung an Erneuerbare-Energien-Anlagen oder welche Erneuerbare-Energien-Stromproduktion er Angebote haben möchte, wie der Vergütungsmechanismus konkret definiert ist (*siehe Abschn. 5.2*), ob im Falle von Projektverzögerungen Pönalen verhängt werden und nach welchen Kriterien ausgewählt wird, wer einen Zuschlag bekommt.

Die Bieter\_innen sind damit sehr frei auszuwählen, wie sie ein günstiges Angebot erstellen möchten. Sie können sich einen geeigneten Standort beispielsweise eines Windparks und die am besten geeigneten Windenergieanlagen auswählen, inklusive deren Größe, Leistung, anderer technischer Komponenten und beispielsweise die Art der Vermarktung und den Direktvermarkter. Im Wettbewerb mit anderen Bieter\_innen wird derjenige die besten Chancen haben, der hier die beste Wahl trifft, die gesamten notwendigen

Vorarbeiten am kostengünstigsten durchführen kann und das gesamte Projekt am knappsten kalkuliert. Zu diesen Vorarbeiten gehört die gesamte Vorentwicklung des konkreten Standortes.

Besonders wichtig ist dabei die Standortsuche. Diese umfasst die Prüfung von Standorten auf ihre technische Eignung, beispielsweise ihre Windhöflichkeit und die netztechnische Eignung. Will oder muss man sicherstellen, dass im Falle eines Zuschlages auch tatsächlich termingerecht Strom geliefert werden kann, müssen auch Genehmigungen eingeholt werden, beispielsweise nach dem Umweltrecht oder für den Netzanschluss. In Abhängigkeit von den konkreten Ausschreibungsmodalitäten sind ggf. vorläufige Genehmigungen ausreichend. So sind beispielsweise die Regelungen in Brasilien (arrhenius consult GmbH 2013). Darüber hinaus muss sichergestellt werden, dass und zu welchen Konditionen wie Preis und Lieferzeitpunkt die entsprechenden Anlagen geliefert und installiert werden können. Bieter, die hier unzureichend planen, laufen Gefahr, später finanzielle oder zeitliche Probleme zu bekommen. Denn sind die Kosten für den Bau der Anlagen höher als geplant, dann wird der im Ausschreibungsverfahren angebotene Preis für den eingespeisten Strom nicht ausreichen, um die Kosten zu decken. Verläuft der Baufortschritt langsamer als geplant, drohen Pönalen. Unter diesen Bedingungen sind daher alle Bieter\_innen gezwungen, eine umfassende und sorgfältige Vorentwicklung eines Standortes vorzunehmen, bevor sie sich an einem Ausschreibungsverfahren beteiligen.

### 5.3.2.2 Auswirkungen auf Bürgerenergie

Bei einer „freien Ausschreibung“ müssen die Bieter\_innen im Ausschreibungsprozess einen Standort finden und dafür eine sehr umfassende Vorentwicklung durchführen. Diese kann bei Windparks mehrere Jahre dauern und im Bereich von mehreren Hunderttausend Euro liegen.<sup>31</sup> Erst nach diesem Prozess wissen die Bieter\_innen, ob sie einen Zuschlag bekommen und das Projekt tatsächlich umgesetzt werden kann. Wird davon ausgegangen, dass sich im Ausschreibungsverfahren ein guter Wettbewerb mit einer ausreichenden Anzahl von Wettbewerbern ergibt, ist das Risiko groß, dass man keinen Zuschlag bekommt und damit die Kosten für die Vorentwicklung verloren sind. Dieses Risiko ist nur schwer zu beeinflussen und abzuschätzen. Im Gegensatz zu vielen Risiken, die im Planungsprozess bereits heute bestehen, ist das Ausschreibungsrisiko ein „Alles oder nichts“-Risiko. Bekommt ein\_e Bieter\_in keinen Zuschlag, sind die Bewerbungskosten vollständig verloren. Die Risiken im derzeitigen EEG betreffen dagegen oft gewisse Mehrkosten oder Mindereinnahmen – keinen Totalausfall. So lässt sich durch Veränderungen in der Planung ein Projekt oft auch dann umsetzen, wenn die ursprüngliche Planung nicht genehmigungsfähig sein sollte (*siehe Abschn. 3.1.3*).

Für Bürgerenergiegesellschaften ist ein solches erhöhtes und kaum abschätzbares Risiko des Totalausfalls nach der Vorentwicklung eine große Herausforderung. Größere Unternehmen bereiten möglicherweise eine Reihe von Projekten vor und gehen davon aus, dass ein bestimmter Anteil davon einen Zuschlag bekommt. Sie können Verluste streuen und mit Gewinnen aus anderen Abteilungen des Unternehmens abfedern. Da kleine Bieter\_innen und damit auch Bürgerenergiegesellschaften dies nicht oder nur sehr begrenzt machen können, stellt die Notwendigkeit der umfassenden Vorentwicklung eines Standortes in einem Ausschreibungssystem eine beachtliche Hürde für Bürgerenergieparks dar.

---

<sup>31</sup> Telefongespräch mit Knudsen, Nicole zum Thema Transaktionskosten. Kiel, 14.03.2014. Telefonat mit Uwe Nestle.

Diese Variante der Ausschreibung lässt alle Herausforderungen für Bürgerenergieakteure voll zur Geltung kommen, keines wird eingeschränkt. Es entstehen hohe Bewerbungskosten, die vollständig vom Bieter/von der Bieterin übernommen werden müssen und mit dem vollen, hohen Risiko verbunden sind.

### 5.3.2.3 *Andere Auswirkungen*

Die „freie Ausschreibung“ erzeugt einen großen Wettbewerb zwischen allen Bieter\_innen, da von allen die Suche nach einem Standort und dessen vollständige Vorentwicklung durchgeführt werden muss. Sie werden dabei durch die Ausschreibung kaum oder gar nicht eingeschränkt. Alle Bieter\_innen sind damit gezwungen, alle damit zusammenhängenden Aufgaben wie die Erstellung von Wind- oder Strahlungsgutachten, die Beantragung von Genehmigungen oder Auswahl von Anlagen und Verhandlungen mit Anlagenherstellern durchzuführen bzw. durchführen zu lassen. Um bei der Ausschreibung erfolgreich sein zu können, müssen sie die gesamte Vorentwicklung so effizient wie möglich durchführen.

Der Staat als Durchführer der Ausschreibung hat zunächst einen relativ geringen Aufwand, da die Suche und die Vorentwicklung von Standorten durch die Bieter\_innen übernommen werden. Allerdings könnte es zu einem relativ hohen Aufwand bei den Genehmigungsbehörden kommen, wenn deutlich mehr Projekte eine umweltrechtliche Genehmigung beantragen, als später einen Zuschlag erhalten. So kommt es zu einem Verwaltungsaufwand auch für Projekte, die es faktisch gar nicht geben wird. Das gleiche gilt für die Netzbetreiber bei der Prüfung von Netzanschlüssen, die ggf. für alle Bieter\_innen durchgeführt werden muss, auch wenn nur ein Teil davon einen Zuschlag erhält und später tatsächlich einen Anschluss benötigt.

## 5.3.3 Ausschreibung vorentwickelter Standorte

### 5.3.3.1 *Die Funktionsweise der Ausschreibung vorentwickelter Standorte*

Um die hohen Kosten der Standortauswahl und -entwicklung für die Bieter\_innen zu senken, kann der Staat Teile dieser Aufgaben übernehmen. So werden in Ägypten potenzielle Standorte für Windparks von Seiten des Staates festgelegt. Die Suche nach einem geeigneten Standort entfällt dann für die Bieter\_innen einer Ausschreibung. Weitere Leistungen wie die Erstellung von Windgutachten müssen allerdings von den Bieter\_innen übernommen werden (Weinhold 2014). Auch in Portugal wurden in den Jahren von 2005 bis 2008, als dort ein Ausschreibungssystem genutzt wurde, Windstandorte vorgegeben (arrhenius consult GmbH 2013, S. 76), ebenso in Dänemark für Offshore-Windenergie (Ruokonen et al. 2010). In China hat die Regierung Standorte für Windparks gesucht und zur Verfügung gestellt und war für die Umweltgenehmigung verantwortlich, wobei der/die erfolgreiche Bieter\_in die Kosten dafür übernehmen musste (Cozzi 2012, S. 17). IZES et al. (2013, S. 82) schlagen vor, dass durch eine Projektgesellschaft genehmigungsfähige Standorte vorentwickelt werden könnten, für die der Gesetzgeber das Genehmigungsrisiko übernimmt. Die Angebote der Bieter\_innen unterscheiden sich dann vor allem durch deren unterschiedliche technische Anlagenkonzeptionen.

Die Vorarbeiten des Staates können sehr unterschiedlich weitgehend sein. Der Staat kann mögliche Standorte konkret vorgeben und genau für diese Ausschreibungen durchführen, während alle anderen Arbeiten für die Entwicklung der Standorte vom/von der Bieter\_in durchgeführt werden müssen. Der Staat kann aber auch bereits Gutachten über die Windhöffigkeit oder die Strahlungsintensität zur Verfügung stellen,

den Standort genehmigungsfähig machen oder gar die Genehmigungen einholen. Je mehr der Staat von der Entwicklung eines Standortes übernimmt, desto weniger muss vom Bieter\_innen übernommen werden. Dies reduziert sein Risiko, nimmt aber auch immer mehr Leistungen aus dem Wettbewerb, die eigentlich durch die Ausschreibung kosteneffizient erbracht werden sollten. Damit wird es für die Wettbewerber\_innen auch immer schwieriger, sich von den anderen Wettbewerber\_innen zu unterscheiden.

### *5.3.3.2 Auswirkungen auf Bürgerenergie*

Je weiter die Vorentwicklung von Standorten durch den Staat geht, desto geringer werden die Kosten für Bieter\_innen bei der Teilnahme an einer Ausschreibung und desto niedriger ist das Risiko, das Bürgerenergieorganisationen eingehen müssen. Dies kann die Chancen für Bürger\_innen, an einer Ausschreibung teilzunehmen, erhöhen.

Gleichzeitig geht Bürgerenergieakteuren ein wichtiger Wettbewerbsvorteil verloren. Denn aufgrund der Ortskenntnis und der persönlichen Vernetzung vor Ort kann es sein, dass Bürger\_innen schneller geeignete Standorte finden und sichern können, ggf. auch zu günstigeren Konditionen als größere Akteure. Die Möglichkeiten, dass die Bevölkerung in ihrer Umgebung Standorte für Erneuerbare-Energien-Anlagen nutzbar macht, werden somit eingeschränkt. Dabei ist genau diese erhöhte Akzeptanz für lokale Standorte ein wesentlicher Vorteil von Bürgerenergieprojekten, der einen wichtigen Beitrag zu einer erfolgreichen und kostengünstigen Energiewende leisten kann.

Auch für den Fall, dass die Auswahl des Staates nicht abschließend wäre und Bieter\_innen auch mit Projekten auf anderen Standorten an der Ausschreibung teilnehmen könnten, hätten diese Bürgerenergieparks Nachteile. Denn für diese Projekte müssten – anders als bei den vom Staat vorentwickelten – die gesamten Vorentwicklungskosten übernommen werden, inklusive des Risikos, später keinen Zuschlag zu bekommen.

Die Nutzung vorentwickelter Standorte reduziert das im Ausschreibungsprozess notwendige Risikokapital, was die zusätzlichen Transaktionskosten überkompensieren dürfte.

### *5.3.3.3 Andere Auswirkungen, insbesondere auf den Staat und die Netzbetreiber*

Bei einer weitgehenden Vorentwicklung von Standorten durch den Staat würde auf die ausschreibende Stelle ein großer Aufwand zukommen. Bei einem Ziel, jedes Jahr neue Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von beispielsweise 2.500 MW zu installieren, müsste der Staat dafür die entsprechenden Standorte finden und entsprechend vorentwickeln. Dies wäre für deutlich über 100 Standorte notwendig. Die Vorentwicklung all dieser Standorte könnte Kosten in zweistelliger Millionenhöhe verursachen. Vor allem aber müsste der Staat eine Institution mit der Vorentwicklung dieser Standorte betrauen und entsprechend qualifiziertes Personal einstellen.

Ein ebenfalls recht großer administrativer Aufwand entstünde für die Vorentwicklung von Standorten für PV-Freiflächenanlagen und große Dachanlagen. Eine Vorentwicklung für kleine PV-Anlagen, die bisher die deutliche Mehrzahl der Anlagen ausgemacht haben, erscheint kaum machbar. Denn diese werden in der Regel auf privaten Gebäuden installiert. Auf diesen kann der Staat keine Standorte festlegen oder vorentwickeln.

Sehr zentral ist die Frage, wie gut es dem Staat im Vergleich zur derzeitigen Situation tatsächlich gelingen kann, ausreichend Flächen zu finden. Derzeit stehen viele Flächen nur deshalb für Windparks zur Verfügung, weil Bürger\_innen vor Ort dort investieren wollen. Es erscheint fraglich, ob der Staat die notwendige Akzeptanz vor Ort finden würde, wenn die Menschen vor Ort deutlich weniger intensiv in den Prozess eingebun-



den sind und unklar ist, ob sie später ökonomisch vom Windpark vor der eigenen Haustür profitieren können.

Auf der Ebene der Genehmigungsbehörden könnte dagegen im Vergleich zur „freien Ausschreibung“ ein geringerer administrativer Aufwand entstehen. Denn die Standorte, die vom Staat vorentwickelt werden, dürften in der Regel auch mit Erneuerbare-Energien-Anlagen bebaut werden. Es dürfte die Ausnahme sein, dass eine Genehmigungsbehörde sich mit der Genehmigung eines Standortes beschäftigen muss, der später nicht genutzt wird. Bei einer „freien Ausschreibung“ dagegen müssten sich die Genehmigungsbehörden auch mit Standorten beschäftigen, für die der/die Bieter\_in später keinen Zuschlag erhält und an denen entsprechend kein Energiepark gebaut wird.

#### 5.3.4 Staatliche finanzielle Unterstützung von Bieter\_innen

##### 5.3.4.1 *Die Funktionsweise der staatlichen Unterstützung von Bieter\_innen*

Um die Hürden für eine Teilnahme an einer Ausschreibung zu reduzieren, könnte der Staat die Bieter\_innen bei der Erstellung der Antragsunterlagen, d. h. auch bei der Vorentwicklung eines Standortes, finanziell unterstützen. Dies wurde beispielsweise in Dänemark bei der Ausschreibung von Offshore-Windenergieanlagen durchgeführt. Hier wurde der Ausschreibungsantrag staatlich bezuschusst, um die Bieter\_innen vor dem Hintergrund des Risikos, keinen Zuschlag zu erhalten, von den hohen Vorbereitungskosten zu entlasten (IZES 2013). Auch in anderen Bereichen wird ein ähnliches Prinzip genutzt. So werden kleine und mittlere Unternehmen (KMU) im EU-Rahmenprogramm für Forschung und Innovation, Horizon 2020, für die Erstellung einer Machbarkeits- oder Durchführungsstudie pauschal mit 50.000 Euro gefördert, was rund 70 % der durchschnittlichen erstattungsfähigen Kosten entspricht. Mit einem darauf aufbauenden Businessplan kann dann eine Bewerbung für Phase 2 erfolgen, in der Innovationsaktivitäten mit 0,5 bis 2,5 Mio. Euro gefördert werden können (NKS 2014). Dieses System ließe sich auf die Ausschreibung von Anlagen der erneuerbaren Energien übertragen.

Um die Kosten für den Staat zu begrenzen, erscheint es sinnvoll, nur eine limitierte Anzahl von Bieter\_innen entsprechend zu bezuschussen. Hier könnte eine Vorauswahl durchgeführt werden, zum Beispiel durch eine Art Vorausschreibung oder durch das Zufallsprinzip. Die Bieter, die dann eine staatliche Bezuschussung erhalten, können damit einen Teil ihrer Kosten abdecken. Andere Bieter\_innen müssen deswegen nicht von der Ausschreibung ausgeschlossen sein, haben allerdings wirtschaftliche Nachteile, da sie die gesamten Kosten für Standortsuche und dessen Vorentwicklung übernehmen müssen. Bei der Kalkulation des anzubietenden Preises ihres Erneuerbare-Energien-Stroms muss dies berücksichtigt werden, wobei für sie das gleiche Risiko besteht, dass sie keinen Zuschlag erhalten.

Eine weitere Möglichkeit zur Begrenzung der Kosten für den Staatshaushalt wäre, dass die erfolgreichen Bieter\_innen die finanziellen Zuschüsse später zurückzahlen müssen. Sie könnten auch die Zuschüsse an die anderen, nicht erfolgreichen Bieter\_innen zurückzahlen. Sie könnten dies bereits im Angebot berücksichtigen. Es müsste dabei bekannt sein, wie viele Bieter\_innen tatsächlich eine entsprechende finanzielle Unterstützung bekommen bzw. wie viel Geld für die Rückzahlung eingeplant werden muss und wann es zu zahlen ist.

Diese Rückzahlung würde den von den Bieter\_innen angebotenen Preis für Erneuerbare-Energien-Strom erhöhen, die entsprechenden Kosten würden umgelegt und von den Stromkund\_innen finanziert werden. Die finanzielle Unterstützung der Bieter\_innen führt allerdings auch zu niedrigeren angebotenen Preisen. Denn das Risiko, bei einer

selbst finanzierten Teilnahme an einer Ausschreibung leer auszugehen und damit die entsprechenden Kosten vollständig verloren zu haben, muss in die Kalkulation des angebotenen Preises einfließen. Dieses Risiko kann hier zum großen Teil ausgeschlossen werden, was Kapitalkosten senkt.

Um innerhalb dieses Systems die Chancen für Bürgerenergieparks weiter zu verbessern, könnten „Vorrangregeln“ für lokale Bürgerenergieprojekte eingeführt werden. Damit könnte sichergestellt werden, dass – bei Interesse – Menschen vor Ort zumindest eine Chance haben, in ihrer eigenen Umgebung einen Bürgerenergiepark zu bauen und zu betreiben, statt möglicherweise aufgrund der Vorauswahl bereits praktisch ausgeschlossen zu sein.

#### *5.3.4.2 Auswirkungen auf Bürgerenergie*

Wenn Projekte nach einer Vorauswahl eine finanzielle Unterstützung für die Teilnahme an einer Ausschreibung erhalten, kann dies Wettbewerbsnachteile für Bürgerenergieprojekte reduzieren. Denn durch die Konzentration auf ein einziges Projekt ist das Risiko des Totalverlustes des eingesetzten Kapitals für Bürgerprojekte deutlich höher als für das große Portfolio eines Konzerns. Werden die Kosten teilweise vom Staat übernommen, entfällt das Risiko, diese Mittel zu verlieren, weil man keinen Zuschlag bekommt. Die Erleichterung gilt vor allem, wenn die Unterstützung einen Großteil der anfallenden Kosten für die Teilnahme abdeckt. In diesem Fall ist das finanzielle Risiko für die engagierten Bürger\_innen deutlich kleiner, da bis zum möglichen Zuschlag deutlich weniger Risikokapital notwendig ist.

Die zusätzlichen Transaktionskosten werden mit einer staatlichen Unterstützung des Bewerbungsprozesses vermutlich überkompensiert.

Entscheidend dafür, ob dieses Instrument die Chancen für Bürgerenergieprojekte verbessert, dürfte sein, wie anfangs ausgewählt wird, wer eine finanzielle Unterstützung bei der Bewerbung erhält. Hier muss sichergestellt werden, dass Bürgerenergieorganisationen zu den begünstigten Bewerber\_innen gehört. Ist dies der Fall, wird durch eine staatliche Bezuschussung der Bewerberkosten der Nachteil kleiner gegenüber großen Akteuren eingeschränkt und die Herausforderung, frühzeitig Risikokapital einzuwerben, wird kleiner, was indirekt zu Steigerung der Akzeptanz führen kann.

#### *5.3.4.3 Andere Auswirkungen, insbesondere auf den Staat und die Netzbetreiber*

Wie bei der Ausschreibung mit vorentwickelten Standorten entstehen dem Staat beziehungsweise der ausschreibenden Institution zusätzliche Kosten. Diese dürften auch dann spürbar höher liegen, wenn die Anzahl der finanziell unterstützten Bieter\_innen begrenzt wird. Denn in jedem Fall muss die Vorentwicklung von mehr Standorten finanziert werden, als später nach der Ausschreibungsrunde einen Zuschlag bekommen. Dies erhöht nach IZES et al. (2013) die Kosten des Gesamtsystems und schwächte das Argument, dass ein Ausschreibungssystem zu mehr Kosteneffizienz führe.

Entwickelt der Staat die Flächen selbst vor, wird er dagegen nur so viele vorentwickeln, wie tatsächlich benötigt werden bzw. gewollt sind. Wird von den erfolgreichen Bieter\_innen verlangt, diese Kosten zurückzuzahlen, können die Kosten für den Staat in Abhängigkeit von den Rückzahlkonditionen auf bis zu Null reduziert werden.

### 5.3.5 Besondere Ausschreibungslinie für Bürgerenergie

#### 5.3.5.1 *Die Funktionsweise einer besonderen Ausschreibungslinie*

Wie oben dargestellt, besteht bei einem Ausschreibungssystem für erneuerbare Energien die Gefahr, dass Bürgerenergie gegenüber größeren Investor\_innen benachteiligt würde. Um dies zu vermeiden, könnte in einer Ausschreibung eine spezifische „Linie“ angeboten werden, unter der sich explizit und ausschließlich Bürgerenergieprojekte bewerben können.

Dafür ist zum einen eine rechtlich klare Definition für Bürgerenergie notwendig. Diese kann sich an der Definition von trend:research und der Universität Lüneburg (2013) orientieren (*siehe Abschn. 1.2, Box 3*). Ferner muss eine solche Regelung so ausgestaltet werden, dass sie mit dem EU-Recht, insbesondere dem Beihilferecht, konform ist. Eine solche Ausschreibungslinie muss auf die spezifischen Eigenschaften von Bürgerenergieparks ausgerichtet sein, sodass eine Teilnahme für Bürgerenergieprojekte tatsächlich möglich ist (*siehe Abschn. 5.1.2*). Unter diesen Bedingungen würden in dieser Linie die verschiedenen Bürgerenergieprojekte in einen Wettbewerb treten, in dem andere und größere Konkurrent\_innen ausgeschlossen sind.

Bei einer solchen Regelung taucht verstärkt das Problem auf, die richtige Höhe des jährlich gewünschten Zubaus zu wählen (*siehe Abschn. 5.1.1*). Wird ein zu hohes Ziel angestrebt, besteht die Gefahr, dass auch schlechte Standorte oder Bieter\_innen, die schlecht planen oder eine sehr hohe Rendite fordern, zum Zuge kommen, da ansonsten das Ziel nicht erreicht werden kann. Das würde den Zubau sowohl gegenüber einem Ausschreibungssystem ohne Ausschreibungslinie für Bürgerenergie als auch gegenüber dem heutigen System der Festlegung der Vergütung durch den Staat zumindest für einige Projekte erhöhen. Wäre es allerdings für die Akteure erkennbar, dass der Staat auch relativ teure Angebote annehmen muss, um sein Ziel zu erreichen, könnten auch Bieter\_innen mit eigentlich guten Standorten einen hohen Preis verlangen, in der Hoffnung, dennoch einen Zuschlag zu bekommen.

Wird, um dies zu vermeiden, ein recht geringes Ziel für die Ausschreibungslinie Bürgerenergie festgelegt, sinken die Chancen jedes einzelnen Projekts, bei einer Ausschreibung einen Zuschlag zu erhalten.

#### 5.3.5.2 *Auswirkungen auf Bürgerenergie*

Wenn Bürgerenergieprojekte an einer eigenen Ausschreibungslinie teilnehmen können, müssen sie nicht mehr gegen größere und tendenziell mit Wettbewerbsvorteilen ausgestattete Wettbewerber\_innen antreten. Damit könnte das Risiko für Geldgeber sinken und sich deren Bereitschaft erhöhen, sich überhaupt zu beteiligen. Dies kann die Umsetzung von Bürgerenergieprojekten im Vergleich zu einer Ausschreibung ohne eigene Ausschreibungslinie deutlich erleichtern. Allerdings bleibt das Risiko, in der Ausschreibung keinen Zuschlag zu erhalten. Es wird auch nicht leichter, eine künftige Preisentwicklung abzuschätzen, als in einer allgemeinen Ausschreibung. Ob das Risiko tatsächlich geringer ist als in einer allgemeinen Ausschreibung ohne Ausschreibungslinie Bürgerenergie, hängt maßgeblich von der Ausgestaltung der Ausschreibungen ab. Wenn beispielsweise die Ausschreibungslinie Bürgerenergie sehr klein ist, d. h. nur ein geringer Teil der insgesamt ausgeschriebenen Menge über diese vergeben wird, könnte es überdurchschnittlich viele Bewerber\_innen geben. Auch wenn alle Bieter\_innen Bürgerenergieprojekte sind, verringert dies die Chancen, einen Zuschlag zu bekommen. Dies erhöht die Kapitalkosten und führt zu höheren Angebotspreisen.

Insgesamt beseitigt diese Option den Nachteil von Bürgerenergieorganisationen gegenüber größeren Akteuren. Es kann aber nur unter bestimmten Voraussetzungen und ggf. nur teilweise die Möglichkeiten verbessern, Risikokapital einzuwerben und Bürger\_innen vor Ort mit ins Boot zu holen und damit für Akzeptanz zu sorgen. Weder bezüglich der Transaktionskosten, noch bezüglich Präqualifikationsbedingungen und den Herausforderungen der Bürokratie hat dieses Instrument Auswirkungen.

#### *5.3.5.3 Andere Auswirkungen, insbesondere auf den Staat und die Netzbetreiber*

Eine Ausschreibungslinie für Bürgerenergie dürfte zu höheren Preisen bei den Angeboten mit Zuschlag führen, insbesondere dann, wenn die Linie recht groß ausgestaltet wird, um einen großen Anteil an Bürgerenergieparks möglich zu machen. Denn dann kommen auch Bieter\_innen zum Zuge, die auf schlechten Standorten bauen wollen, schlecht planen oder hohe Renditen verlangen (*siehe Abschn. 5.1.1*). Wird andererseits die Linie zu klein gehalten, steigt das Risiko, keinen Zuschlag zu erhalten. Das wiederum verteuert die Kreditkosten und damit wiederum den Angebotspreis. Außerdem steigen dann möglicherweise die Preise in der allgemeinen Ausschreibungslinie.

Darüber hinaus steigt die Gefahr von Absprachen zwischen den Bewerber\_innen. Schließlich sind Bürgerenergiegesellschaften miteinander vernetzt und kennen sich teilweise gut.

Vor diesem Hintergrund könnte eine Ausschreibungslinie für Bürgerenergie den Preis für Erneuerbare-Energien-Strom erhöhen, sowohl gegenüber einem Ausschreibungssystem ohne Bürgerenergielinie als auch gegenüber dem bestehenden System der Festlegung des Preises durch den Staat.

### **5.4 Schlussfolgerungen zu Ausschreibungssystemen**

Im Vergleich zur Abschaffung der festen Einspeisevergütung zu Gunsten der verpflichtenden Direktvermarktung auf Basis der gleitenden Marktprämie stellt eine Umstellung auf ein Ausschreibungssystem das deutlich größere Risiko für die Bürgerenergie dar. Dies gilt auch deshalb, weil keine der hier untersuchten Ausgestaltungsoptionen für die Bürgerenergie eine wirklich überzeugende Lösung darstellt.

Grundsätzlich werden durch die Einführung eines Ausschreibungssystems neue Risiken geschaffen, die gerade für Bürgerenergieprojekte kaum zu schultern sind. Während der z. B. im Falle von Windparks oft mehrere Jahre dauernden Planungsphase ist in einem Ausschreibungssystem keinerlei Berechenbarkeit der Gewinnsituation für Bürgerenergieprojekte gegeben. Diese zeichnen sich oft dadurch aus, dass sich Bürger\_innen in einem einzelnen Projekt ihrer Region engagieren und somit keine Möglichkeiten der Risikostreuung haben, wie sie bei größeren Unternehmen existieren. Kommt das eine Projekt in der Ausschreibung nicht zum Zuge, bedeutet es den Totalausfall der Einnahmen – bei bereits erbrachten hohen Planungskosten. Dies wiegt besonders schwer, da im volatilen Umfeld der Energiewende für die Bürger\_innen nur sehr schwer abschätzbar ist, bei welchem Preis ein Angebot Chancen auf einen Zuschlag haben könnte. Dies macht die Projekte für Bürger\_innen deutlich unattraktiver. Wenn damit auch die finanzielle Beteiligung von Bürger\_innen aus der Nachbarschaft von Anlagen zurückgeht, kann die Akzeptanz vor Ort einbrechen, sodass an dem entsprechenden Standort kein Erneuerbare-Energien-Projekt mehr gebaut werden kann.

Die mit einem Ausschreibungssystem neu entstehenden Risiken hängen stark davon ab, welches Vergütungssystem verwendet werden soll. Das kleinste – und dennoch relativ große – zusätzliche Risiko entstünde, wenn ein Anlagenbetreiber nach dem Zuschlag

eine feste Einspeisevergütung erhielte. Etwas größer wäre das Risiko, wenn er eine gleitende Marktprämie erhielte, die an die bestehende gleitende Marktprämie angelehnt ist. Deutlich höher wäre das Risiko, wenn der Vergütungsmechanismus eine fixe Marktprämie oder gar eine fixe Kapazitätsprämie vorsehen würde. In dieser Reihenfolge wird es deutlich unwahrscheinlicher, dass sich kleine und junge Akteure bzw. Bürgerenergie an einer Ausschreibung beteiligen könnten. Genauso wird der Preis, den Bieter\_innen anbieten, steigen. Denn mit höherem Risiko steigen Kosten für Kredite und Renditeanforderungen. Dies hat eine steigernde Wirkung auf die EEG-Umlage.

Nicht nur das Vergütungssystem, auch die untersuchten Ausgestaltungsoptionen zur Umsetzung der Ausschreibung haben unterschiedliche Auswirkungen auf Bürgerenergie. Jede der untersuchten Optionen ist nur in der Lage, einzelne Herausforderungen für die Bürgerenergie zu entschärfen (*siehe Tab. 13*). Dabei können alle Optionen zu jeweils unterschiedlichen Nachteilen führen, wie beispielsweise hohe Kosten für den Staat (Ausschreibung vorentwickelter Standorte, finanzielle Unterstützung von Bieter\_innen) oder höhere Preise für den Erneuerbare-Energien-Ausbau (besondere Ausschreibungslinie für Bürgerenergie, ggf. Pönalen).

**Tab. 13: Wirkung der Ausgestaltungsoptionen eines Ausschreibungssystems**

Ausgestaltungsoptionen	Pönalen	Freie Ausschreibung	Vorentwickelte Standorte	Finanzielle Unterstützung im Bewerbungsprozess	Ausschreibungslinie Bürgerenergie
<b>Herausforderungen für Bürgerenergie</b>					
Skalenvorteile für große Akteure	n	n	n	n	+
Akquise von Risikokapital	-	-	+	+	+/-
Vorentwicklungs- und Teilnahmekosten	-	-	+	+	n
Teilnahmevoraussetzungen	n	n	n	n	+
Administrativer Aufwand für die Ausschreibung	n	-	+	n	n
<b>Andere Kriterien</b>					
Zielerreichung	+	n	-	+	+/-
Kosten für den Staat	n	n	-	-/n	
Kosten für Stromverbraucher	-	n	n	n	-

Anmerkungen: Die Tabelle stellt die Wirkungen von Ausgestaltungsoptionen auf die Herausforderungen eines Ausschreibungssystems auf die Bürgerenergie und die Wirkungen auf andere Kriterien dar:

- nachteilige Auswirkungen;
- + vorteilhafte Auswirkungen
- n neutral.

Quelle: Eigene Darstellung



## 6 Mit Bürgerenergie verträgliche Optionen zur verpflichtenden Direktvermarktung und zur Festlegung der Vergütungshöhe

### 6.1 Ein Ausnahmevermarkter als besserer Ausfallvermarkter

Die in Kap 4 diskutierten Optionen zur Abfederung der Risiken, die mit der Abschaffung der festen Einspeisevergütung und der Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung einhergehen, überzeugen nicht vollständig. Daher wird hier mit dem Ausnahmevermarkter eine Option skizziert, die sowohl aus Sicht der Bürgerenergie als auch aus Sicht der Systemintegration und der Ausbaurkosten vorteilhaft sein könnte.

Ein zentrales Ziel der Einführung der optionalen Direktvermarktung war, dass Anlagenbetreiber eine finanzielle Motivation erhalten, ihre Anlagen bedarfsgerecht auszulegen und zu betreiben. Das bedeutet konkret, dass sie einen höheren Anreiz haben dann Strom einzuspeisen, wenn der Preis an der Börse hoch ist und einen geringeren Anreiz, bei niedrigen Strompreisen einzuspeisen. Sie sollen sich also besser in das Stromsystem integrieren – soweit das technisch möglich ist.

Anlagenbetreiber, die den von der Bundesregierung vorgesehenen und in Abschn. 4.2.1 diskutierten Ausfallvermarkter nutzen, erhalten dagegen genau diesen finanziellen Anreiz nicht, da sie mit einem festen Preis vergütet werden. Ferner ist der Ausfallvermarkter bewusst keine längerfristige Alternative zum Direktvermarkter, da der Anlagenbetreiber nur 80 % der Einnahmen erzielen soll, die er sonst aus der Marktprämie und aus dem Stromverkauf am Markt Erlösen würde. Diese hohen Einnahmeverluste sollen einen starken Anreiz geben, möglichst schnell einen neuen Direktvermarkter zu finden.<sup>32</sup> Damit sind Anlagenbetreiber nach wie vor davon abhängig, mit Direktvermarktern akzeptable Verträge schließen zu können. Eine Rückfalloption, wie sie das feste Einspeisesystem bietet, ist der Ausfallvermarkter nicht.

Vor diesem Hintergrund wird hier vorgeschlagen, einen „Ausnahmevermarkter“ einzuführen. Dieser soll sehr ähnliche Funktionen erfüllen wie der im EEG-Entwurf geplante Ausfallvermarkter. Die Aufgabe kann ebenfalls von den Übertragungsnetzbetreibern durchgeführt werden. Der Ausnahmevermarkter sollte aber so ausgestaltet werden, dass es für Anlagenbetreiber einerseits einen finanziellen Anreiz gibt, bedarfsgerecht einzuspeisen, und die entsprechende Anlage andererseits mittelfristig betrieben werden kann, ohne dass der Betreiber dabei in eine negative Bilanz rutscht.

Um beim Ausnahmevermarkter den Anreiz zu geben, bedarfsgerecht einzuspeisen, muss der kurzfristige Strompreis an der Börse an den Anlagenbetreiber weitergeleitet werden. Dafür muss bei der Erneuerbare-Energien-Anlage gemessen werden, in welcher Viertelstunde welche Strommenge eingespeist wurde. Anlagen, die verpflichtend direkt vermarkten, müssen dies ohnehin tun. Sie müssen bei Nutzung des Ausnahmevermarkters die entsprechenden Daten an die Übertragungsnetzbetreiber weiterleiten. Diese wiederum müssen die Viertelstundenpreise mit den Einspeisedaten jeder Anlage verbinden. Das machen heute bereits die Direktvermarkter, technisch dürfte dies gerade für die Übertragungsnetzbetreiber gut möglich sein.

Das hierdurch entstehende Risiko ist auch für Bürgerenergieanlagen gering, da die Höhe der Marktprämie entsprechend der Entwicklung des Strompreises angepasst wird. Eine durchschnittliche Anlage an einem durchschnittlichen Standort, die durchschnittlich

---

<sup>32</sup> Siehe die Begründung zum EEG-Entwurf vom 28.03.2014, Gesetzesfolgen, Kapitel 1a.

betrieben wird, bekommt damit die gleichen Vergütungen, wie sie sie in einer festen Vergütungssystematik bekommen würde (*siehe Abschn. 3.2*).

**Tab. 14: Nachteile für Anlagenbetreiber, wenn sie nicht auf Basis der gleitenden Marktprämie vergütet werden – Vergleich von geltendem EEG, EEG-Entwurf und Ausnahmevermarkter**

In Ct/kWh	Wind- energie an Land	PV (klein)	Biogas
<b>EEG 2012</b>			
<b>Vergütung nach EEG 2012</b> , gleitende Marktprämie, incl. Managementprämie, Inbetriebnahme 2015, Durchschnittswerte	9,0	12,5	14,5
Feste Einspeisevergütung	8,5	12,0	14,0
Mindereinnahmen bei Verzicht auf Direktvermarktung	0,5	0,5	0,5
<i>Malus, wenn nicht direkt vermarktet wird</i>	<i>0,1</i>	<i>0,1</i>	<i>0,3</i>
<b>Vergütung nach Entwurf EEG 2014</b>			
Gleitende Marktprämie	8,9	12,4	14,4
Ausfallvermarkter	7,12	9,92	11,52
Mindereinnahmen bei Verzicht auf Direktvermarktung	1,78	2,48	2,88
<i>Malus, wenn nicht direkt vermarktet wird</i>	<i>1,38</i>	<i>2,08</i>	<i>2,68</i>
<b>Vergütung nach Vorschlag Ausnahmevermarkter</b>			
Gleitende Marktprämie	8,9	12,4	14,4
Ausnahmevermarkter	8,3	11,8	14,2
Mindereinnahmen bei Verzicht auf Direktvermarktung	0,6	0,6	0,4
<i>Malus, wenn nicht direkt vermarktet wird</i>	<i>0,2</i>	<i>0,2</i>	<i>0,2</i>
Vermarktungskosten nach Entwurf EEG	0,4	0,4	0,2

Quelle: Eigene Darstellung

Der Ausnahmevermarkter sollte zwar eine längerfristige Alternative zum Direktvermarkter darstellen, dennoch sollte ein Anreiz erhalten bleiben, lieber einen Direktvermarkter auf dem freien Markt zu suchen. Wer also den Ausnahmevermarkter nutzt, soll mit einem finanziellen Malus versehen werden. Ein Betrieb der entsprechenden Erneuerbare-Energien-Anlage sollte aber weiter möglich sein, ohne dass der Betreiber dabei Defizite machen müsste oder seine Kredite nicht fristgerecht abbezahlen könnte. Dies wäre machbar, wenn der Malus des Ausnahmevermarkters deutlich geringer wäre als der des Ausfallvermarkters. Er müsste aber höher sein als die Vermarktungskosten, die dem Anlagenbetreiber bei der Direktvermarktung direkt oder durch den beauftragten Direktvermarkter entstehen.

Da die Kosten unabhängig von der Höhe der Vergütung einer Anlage sind, sollte der Malus also nicht prozentual an der Vergütung bemessen werden, wie dies beim Ausfallvermarkter der Fall ist. Vielmehr sollte er sich an den tatsächlichen Vermarktungskosten orientieren. Die derzeitige Managementprämie könnte daher eine Orientierung geben. Damit würde die Systematik der bisherigen optionalen gleitenden Marktprämie weitergeführt.

Tab. 14 zeigt für das geltende EEG, den BMWi-Entwurf des EEG vom 28.3.2014 und den hier vorgeschlagenen Ausnahmevermarkter die Vergütungen für eine Onshore-Windenergieanlage, einerseits für den Fall der Direktvermarktung auf Basis der gleitenden Marktprämie und andererseits für die Nutzung der festen Einspeisevergütung, des



Ausfallvermarkters oder des Ausnahmevermarkters. Ferner werden die Mindereinnahmen und der Malus für diejenigen Betreiber, die keine Direktvermarktung vornehmen, dargestellt. Der Malus berechnet sich aus den o. g. Mindereinnahmen abzüglich der Vermarktungskosten, die nicht mehr anfallen, wenn nicht direkt vermarktet wird.

Es wird deutlich, dass der Entwurf des EEG für alle Sparten einen sehr hohen Malus vorsieht. Für Biomasseanlagen ist er dabei in absoluten Zahlen fast doppelt so hoch wie bei Onshore-Windenergieanlagen. Der Malus beim Ausnahmevermarkter ist dagegen für Wind- und Solaranlagen zwar doppelt so hoch wie im geltenden EEG, aber immer noch deutlich kleiner als im EEG-Entwurf des BMWi.

Dieser Malus motiviert Anlagenbetreiber, einen Direktvermarkter zu suchen, gleichzeitig ist er nicht zu hoch, sodass auch bei einer mittelfristigen Nutzung ein Betrieb der Anlage ohne Defizite möglich ist. Der Ausnahmevermarkter könnte daher gegenüber Banken eine ähnliche Funktion einnehmen wie bisher die feste Einspeisevergütung. Das würde die Eigenkapitalforderungen und die Kreditzinsen senken. Ferner könnte diese Regelung vor den Gefahren einer Oligopolbildung schützen. Denn dann könnten Anlagenbetreiber, wenn sie von den wenigen übriggebliebenen Direktvermarktern nur noch Verträge mit sehr schlechten Konditionen bekommen, auf den Ausnahmevermarkter als Fall-back-Option zurückgreifen.

Die Einrichtung eines solchen Ausnahmevermarkters hätte weitere Vorteile. Die in Abschn. 4.2.1 dargestellte und in Tab. 12 erkennbare Ungleichbehandlung von Technologien mit unterschiedlichen Vergütungen im System des Ausfallvermarkters würde aufgehoben. Beispielsweise würde eine Biogasanlage, wenn gerade kein Direktvermarkter genutzt werden kann oder soll, nicht nur deswegen deutlich höhere spezifische Mindereinnahmen als eine Windenergieanlage erzielen, weil bei Biogasanlagen die Vergütungen relativ hoch sind.

Ein wichtiger Vorteil kann die grundsätzliche Übertragbarkeit auf alle Anlagen sein – auch auf kleine. Die derzeit vorgesehene De-Minimis-Grenze, unter der keine Pflicht zur Direktvermarktung besteht, könnte praktisch wegfallen, wenn kleine Anlagen ebenfalls den Ausnahmevermarkter nutzen können. Sie haben damit keine Vermarktungskosten zu tragen und ihre Betreiber müssen sich weder mit der Vermarktung von Strom noch mit der Suche nach einem Direktvermarkter beschäftigen, was beispielsweise für Betreiber kleiner PV-Dachanlagen kaum zumutbar wäre. Vielmehr würden diese automatisch – solange sie nichts anderes bestimmen – vom Ausnahmevermarkter betreut. Das kann dann wie heute der Netzbetreiber sein, der Übertragungsnetzbetreiber übernehme die Vermarktung. Als Zusatzkosten käme bei diesen Anlagen die zeitabhängige Einspeisemessung hinzu, die aber für Neuanlagen in der Regel keine allzu hohen absoluten und relativen Zusatzkosten verursachen dürften. Diese Kosten könnten ferner bei der Festlegung der Vergütungen für kleine Anlagen berücksichtigt werden, ebenso wie die Tatsache, dass die Direktvermarktung für diese Anlagen kaum sinnvoll ist.

Mit diesem System des Ausnahmevermarkters würde das Marktsignal auch für diejenigen Anlagen einen Anreiz bieten, bedarfsgerecht einzuspeisen, die entsprechend des EEG-Entwurfs vom 28.03.2014 unter die De-Minimis-Grenze fallen und die somit auch weiterhin eine feste Einspeisevergütung erhalten können. Vor allem bei Photovoltaikanlagen wird es damit wirtschaftlicher, sie nicht strikt nach Süden auszurichten und damit besonders in den Mittagsstunden Strom einzuleiten, wenn bereits heute oft viel Solarstrom im Netz ist. Dies wäre aus Sicht der Systemintegration ein deutlicher Vorteil gegenüber dem geltenden EEG und dem Entwurf des BMWi für ein neues EEG vom 28.03.2014.

## 6.2 *Statt Ausschreibungssystem den Staat schlauer machen*

Als zentrales Argument für die Umstellung auf ein Ausschreibungssystem führen Befürworter\_innen an, dass die Festlegung der Höhe der Vergütung durch den Staat zu Überförderungen führe. Denn der Staat sei oft unzureichend informiert, ihm fehlten die notwendigen Marktdaten und -kenntnisse. In einem Ausschreibungssystem würden diese Informationen offengelegt, sodass bei einer Preisfindung am freien Markt Überförderung effektiver vermieden werden könne. Im Folgenden wird dargestellt, wie diesem Ansinnen auch ohne eine allgemeine Einführung eines Ausschreibungsmodells entsprochen werden kann.

Die wichtigsten Informationen bezüglich der Höhe der Stromgestehungskosten und der entsprechend notwendigen Vergütungen für die verschiedenen Erneuerbare-Energien-Anlagen erhalten die politischen Entscheidungsträger derzeit von wissenschaftlichen Instituten und Beratungsunternehmen. Diese bekommen vor einer EEG-Novelle Forschungsaufträge mit einer Laufzeit von zwei bis drei Jahren. In diesem Zeitraum versuchen sie, insbesondere über Befragungen der Wirtschaftsakteure Informationen zu erlangen. Damit ist die Basis für deren Aussagen relativ dünn. Ferner erhalten die Forschungs- und Beratungsinstitute nicht nur von der Bundesregierung, sondern auch von Unternehmen und Wirtschaftsverbänden Aufträge. Die Unabhängigkeit der Wissenschaftler\_innen wird dabei teilweise in Frage gestellt. Im politischen Prozess erhalten Bundesregierung, Bundestag und Bundesrat weitere Informationen von Wirtschaftsverbänden, Unternehmen und anderen politischen Akteuren, die nicht unbedingt mit dem Ziel der Steigerung des gesamtgesellschaftlichen Wohls oder der Reduzierung der Erneuerbare-Energien-Ausbaukosten kommuniziert werden. Damit ist der Staat derzeit tatsächlich nicht optimal informiert.

Es gibt aber Wege, wie der Staat sich deutlich besser informieren kann. Daher könnte die Festlegung der Vergütungshöhe zwar beim Staat verbleiben. Dessen System zur Findung der richtigen – nicht zu hohen, aber auskömmlichen – Vergütungshöhe sollte aber optimiert werden. Mit einem systematischen und längerfristigen Ansatz ist es möglich, den politischen Entscheidungsträgern einen deutlich besseren Einblick in die wahre Kostensituation zu ermöglichen.

Konkret könnte dieser systematische Ansatz u. a. folgende Gedanken aufgreifen:

- Einrichtung einer „Staatlichen Institution zur Ermittlung der Stromgestehungskosten für Erneuerbare Energien“ (SIESEE). Die SIESEE würde sich als Arbeitseinheit in einer öffentlichen/staatlichen Institution, z. B. der Bundesnetzagentur, explizit mit den Stromgestehungskosten neuer Erneuerbare-Energien-Anlagen beschäftigen und Vorschläge für angemessene Vergütungshöhen machen. Die SIESEE könnte über einen längeren Zeitraum kontinuierlich Informationen sammeln und auswerten. Ferner wäre sie – anders als manche Forschungsinstitute – nicht von Einnahmen von Akteuren der erneuerbaren Energien abhängig und damit vertrauenswürdiger als Forschungsinstitute.
- Parallel zum System der festen Einspeisevergütung und der optionalen gleitenden Marktprämie könnte der Staat spezifische Ausschreibungen vorsehen. Diese könnten beispielsweise für PV-Anlagen auf Dächern von staatlichen Gebäuden, für Windparks oder PV-Freiflächenanlagen auf staatlichen Flächen oder auf von Staat vorentwickelten Standorten durchgeführt werden. Mit diesem Ziel wurde bereits in China ein Ausschreibungssystem für erneuerbare Energien praktiziert (arrhenius consult GmbH 2013). Die Erfahrungen aus diesen Ausschreibungen sollten in der SIESEE gesammelt und analysiert werden.

- Bereits heute betreibt der Staat EEG-geförderte Anlagen, beispielsweise auf den Dächern seiner Gebäude. Die SIESEE könnte auf diesen Erfahrungen aufbauen. Sie oder andere staatliche Einrichtungen könnten weitere Erneuerbare-Energien-Anlagen bauen und betreiben (lassen), um mehr über die Kostensituation zu lernen. In Frage kommen staatliche Flächen, Militärgelände, staatliche Immobilien, etc. Die SIESEE sollte daran in allen Fällen eng beteiligt werden, um mehr über die aktuelle Kostensituation zu erfahren.
- SIESEE sollte Kosteninformationen erhalten und auswerten, die im Rahmen von öffentlichen oder staatlichen Erneuerbare-Energien-Projekten anfallen.
- Bereits heute hat der Staat Zugang zu manchen internen Unternehmensdaten. Die Analyse von Regelungen wie den Monitoringberichten von BNetzA/Bundeskartellamt, dem Energiestatistikgesetz, Steuerregelungen von Biokraftstoffen etc. und eine Prüfung einer möglichen Nutzung durch die SIESEE könnte weitere Optionen aufzeigen, wie der Staat zusätzliche ökonomische Daten erhalten kann.
- Der Staat fördert intensiv die Erforschung von Erneuerbare-Energien-Technologien. Aus diesen Vorhaben könnte der Staat Informationen über die tatsächlichen Kosten ziehen und der SIESEE zur Verfügung stellen. Dafür müssten die geförderten Unternehmen als Gegenleistungen Informationen über ihre Kosten preisgeben.



## 7 Schlussfolgerungen

### 7.1 Ergebnisse der Untersuchungen

#### ▪ *Größe von Bürgerenergieanlagen*

Bürgerenergieprojekte sind in Deutschland von ihrer Größenordnung her ein wesentlicher Bestandteil der Energiewende. Bürgerenergieprojekte machen mit 33 GW 46 % der gesamten installierten Leistung von Wind-Onshore-, Photovoltaik- und Biomasseanlagen aus. Bei der installierten Gesamtleistung aller Bürger\_innen halten die Einzeleigentümer\_innen den größten Anteil. Bei Betrachtung der durchschnittlichen Größe von Bürgerenergie stellt sich heraus, dass diese stark von der Energie- und Rechtsform abhängig ist. Im Bereich der Photovoltaik betreiben vor allem die Energiegenossenschaften mehrere kleine Anlagen. Diese haben laut eigenen Untersuchungen eine durchschnittliche Größe von 46 kW. Kumuliert ergeben sich für die Gesellschaften Werte von durchschnittlich 238 kW installierter Leistung. Diese Ergebnisse werden ebenso von der Studie des DGRV unterlegt, nach der 37 % der Energiegenossenschaften eine Leistung zwischen 100 kW und 300 kW installiert haben. Bei der Rechtsform der GmbH & Co. KG zeigen sich im PV-Bereich erste Unterschiede. Diese Gesellschaften haben wenige, jedoch größere Anlagen in ihrem Bestand.

Im Bereich Wind gibt es bisher wenige Genossenschaften, die mehrere Windkraftanlagen betreiben. Für Projekte mit höheren Volumina wird meistens die Rechtsform der GmbH & Co. KG gewählt. Diese betreiben durchschnittlich mehrere Anlagen, die bedingt durch das Alter der Windkraftanlagen jeweils eine Leistung zwischen 1,5 MW und 2 MW haben. Somit ergeben sich Größenordnungen von bis zu 25 MW installierter Leistung in der Spitze für einzelne Bürgerenergiegesellschaften. Über alle Energiearten und Rechtsformen zeigt sich somit eine große Bandbreite installierter Leistungen von Bürgerenergieanlagen. Dieser Umstand ist bei der Diskussion der Auswirkungen von De-Minimis-Regelungen zu beachten.

#### ▪ *Motivation von Bürger\_innen*

Die Befragungen von Bürgerenergiegesellschaften ergaben, dass vielen Investor\_innen der ökologische Aspekt wichtiger erscheint als die Generierung von Rendite. Die Motivation der Bürger\_innen, sich an Erneuerbaren-Energien-Projekten zu beteiligen, kann finanziellen oder nicht-finanziellen Zielen folgen. Das regionale Anlageinteresse oder ethisch-ökologische Investitionen überwiegen bei einigen Anleger\_innen, sodass diese teilweise bereit sind, auf Rendite zu verzichten, wenn mit der Investition bestimmte soziale oder ökologische Ziele verfolgt werden. Die Hauptmotive vieler Bürger\_innen sind der Umweltschutz und das Vorantreiben der Energiewende, wobei finanzielle Motive nicht ganz vernachlässigt werden können.

Diese Ergebnisse können nach bestimmten Aspekten, wie der Energie- und Rechtsform der Gesellschaft, differenziert werden. Bei einer Betrachtung der Rechtsform gibt es deutliche Unterschiede. Mitglieder von Genossenschaften bewerten das Renditeziel mit einem durchschnittlichen Wert von 2,52 (auf einer Skala von 1=unwichtig bis 5=sehr wichtig) und stufen es damit als weniger wichtig ein. Dies ist bei Genossenschaften der geringste Wert innerhalb der Befragung im Vergleich möglicher Motive. Bei GmbH & Co. KGs ergibt sich ein signifikant höherer Wert von 3,93. Der Umweltschutz und die Energiewende haben hingegen für Investoren bei Bürgerenergieprojekten aller Rechts- und Energieformen die höchste Priorität mit durchschnittlichen Werten von über 4,5.

Diese Ergebnisse lassen die Schlussfolgerung zu, dass viele Bürger\_innen das Engagement in erneuerbare Energien durch den Gedanken des Umweltschutzes begründen, der Renditeaspekt jedoch nicht vollkommen nebensächlich ist. Bei unsichereren Renditeerwartungen könnten Bürger\_innen bezüglich eines finanziellen Engagements in erneuerbare Energien zurückhaltender agieren.

- *Renditeerwartungen bei erneuerbaren Energien*

Erwartete Renditen im Energiebereich können stark zwischen den Energieformen, den Finanzierungsformen und den Investoren schwanken. Institutionelle Investor\_innen haben höhere Renditeerwartungen als Energieversorger oder Bürger\_innen. Ebenso lassen sich Unterschiede bei den Energieformen erkennen. Die Eigenkapitalrendite im Solarbereich liegt deutlich niedriger als z. B. die der Projekte im Offshore-Windbereich.

Die erwarteten Renditen bei Bürgerenergievorhaben liegen im Durchschnitt unter denen der institutionellen Investor\_innen. Bei Genossenschaften werden Renditen im PV-Bereich zwischen 2,2 % und 6,4 % vor Steuern erwartet. Ein Blick auf Nachrangdarlehen bei Energiegenossenschaften zeigt ein ähnliches Bild. Die Verzinsung dieser Darlehen liegt bei mehreren Gesellschaften verhältnismäßig niedrig mit durchschnittlich 3,89 % über alle Laufzeiten. Die Laufzeiten betragen teilweise bis zu 20 Jahre.

Diese Ergebnisse verdeutlichen, dass sich die Bürgerenergie momentan an einer sehr niedrigen Renditegrenze bewegt. Die vorherigen Ergebnisse machen aber auch deutlich, dass Bürger\_innen die Rendite nicht unwichtig ist. Aus diesem Grund muss bei einer Neuregelung der Vergütung darauf geachtet werden, dass Bürgerenergieprojekte noch rentabel wirtschaften können und Bürger\_innen ihr Engagement weiterführen, wenn die Akteursvielfalt erhalten bleiben soll.

- *Finanzierung von Bürgerenergievorhaben*

Die Beschaffung von Kapital stellt für viele Projekte eine Herausforderung dar. Auf der einen Seite stellen Bürger\_innen den Gesellschaften Eigenkapital zur Verfügung, welches jedoch relativ niedrige Volumina pro Person aufweist. Die meisten Bürger\_innen beteiligen sich in einem Bereich zwischen 1.000 Euro und 10.000 Euro. Nur wenige haben deutlich höhere finanzielle Beteiligungen von bis zu 200.000 Euro, die vor allem über KG-Modelle im Windbereich möglich sind.

Kleinere PV-Projekte können sich durch das Eigenkapital finanzieren, bei größeren finanziellen Vorhaben, wie der Stromproduktion durch Windenergie, stößt eine reine Eigenkapitalfinanzierung schnell an ihre Grenzen. In diesem Fall benötigen Bürgerenergievorhaben zusätzliches Fremdkapital.

- *Das geltende EEG*

Derzeit ist das sichere System der festen Einspeisevergütung Grundlage für Investitionsentscheidungen in Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Dies betrifft sowohl die Kreditvergabe von Banken und anderen Geldgebern als auch die Bereitstellung von Eigenkapital durch Bürger\_innen. Diese Finanzierungssystematik ist für Bürger\_innen als potenzielle Investoren gut verständlich, auch wenn sie keine Finanz- oder Energieexpert\_innen sind. Das hat dazu geführt, dass viele Bürger\_innen in die Geldanlage Bürgerenergiepark Vertrauen gefasst und sich selbst finanziell beteiligt haben. Dies wiederum ist ein zentraler Grund dafür, dass etwa die Hälfte des Stroms aus erneuerbaren Energien heute aus Bürgerhand kommt und der Anteil der Erneuerbaren an der Stromversorgung in Deutschland in wenigen Jahren von unter 5 % auf über 25 %

gestiegen ist. Mit der optionalen Einführung der gleitenden Marktprämie hat sich das nicht geändert, da die Option der festen Einspeisevergütung nach wie vor offen stand.

▪ *Die Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung*

Obwohl bereits heute fast alle neuen Windenergie- und Biomasseanlagen und die meisten großen Photovoltaik-Anlagen die optionale gleitende Marktprämie nutzen, möchte die Bundesregierung die Option der festen Einspeisevergütung abschaffen und durch eine verpflichtende Direktvermarktung ersetzen. Da diese dann als Grundlage der Investitionsentscheidungen herangezogen werden muss, werden Kredite knapper, teurer und kurzfristiger. Dies liegt insbesondere an dem Risiko eines Zahlungsausfalls bei den Direktvermarktern und an den Risiken der Vermarktungskosten, die dann nicht mehr zu umgehen sind. Dies kann gerade für Bürgerenergieprojekte problematisch sein, da sie Risiken nicht oder nur sehr begrenzt streuen können und bei Problemen in einem Projekt somit viel schneller in Zahlungsschwierigkeiten geraten als größere Unternehmen oder Konzerne. Auch für die Bürger\_innen selbst, die sich meist noch nie mit Energiemärkten beschäftigt haben, wird die Situation deutlich schwerer einschätzbar.

Die in dieser Studie diskutierten Optionen zur Umsetzung der verpflichtenden Direktvermarktung sind grundsätzlich in der Lage, das mit ihr einhergehende zusätzliche Risiko für Bürgerenergieprojekte teilweise spürbar zu senken. Dies gilt grundsätzlich für den Ausfallvermarkter und für die Bürgerschafts- und Versicherungslösung, die dann greifen, wenn der gewählte Direktvermarkter in Zahlungsschwierigkeiten gerät. Allerdings kann der Ausfallvermarkter in seiner im EEG-Entwurf vorgesehenen Ausgestaltung für betroffene Betreiber zu schmerzhaften Gewinneinbrüchen führen.

Würden für Bürgerenergie Ausnahmeregelungen geschaffen, entstünde für diese Projekte kein neues Risiko, da hier weiterhin die Option der festen Einspeisevergütung genutzt werden kann. Bei einer spartenspezifischen De-Minimis-Grenze ist dies für entsprechend kleine Bürgerenergieprojekte ebenso. All diese Optionen können damit bei angemessener Ausgestaltung die Chancen für Bürgerenergie auch zukünftig erhalten.

Die Marktregulierung im Bereich der Direktvermarkter mit dem Ziel, eine Oligopol- bzw. Monopolsituation zu verhindern, kann zwar die mögliche Entstehung und Ausübung von Marktmacht deutlich verhindern. Sie kann aber nicht die grundsätzlichen zusätzlichen Risiken einer verpflichtenden Direktvermarktung reduzieren. Für Banken und andere Geldgeber ist dies daher keine adäquate Sicherheit, um weiterhin niedrige Finanzierungskosten zu gewährleisten.

Mit der Direktversorgung durch erneuerbare Energien aus Bürgerhand besteht ein alternatives Modell zur Vermarktung von Erneuerbare-Energien-Strom. Mit ihr wird ein relativ neues Geschäftsfeld erweitert, das in den letzten Monaten und Jahren von manchen Bürgerenergiegesellschaften betreten wurde. Ob und in welchem Maße die Direktvermarktung tatsächlich eine umfassende Option für Bürgerenergie werden könnte und was für Auswirkungen das auf das restliche Energiesystem, den Energiemarkt und die EEG-Umlage hätte, ist bislang noch nicht ausreichend untersucht.

Alle Optionen, mit Ausnahme der Direktversorgung, haben den Nachteil, dass ein mehr oder weniger großer Anteil der Anlagen den Preissignalen des Strommarktes zumindest zeitweise nicht mehr ausgesetzt wäre. Damit würde ein aus Sicht der Befürworter der verpflichtenden Direktvermarktung wichtiger Effekt nicht mehr erreicht. Für diese Anlagen wäre kein finanzieller Anreiz mehr gegeben, ihre Stromproduktion so weit wie möglich an den Bedarf anzupassen.

Eine sowohl für Bürgerenergie als auch für das Stromsystem bessere Option für einen Umstieg auf die verpflichtende Direktvermarktung könnte der „Ausnahmevermarkter“

sein, der in dieser Studie in Grundzügen entwickelt wurde. Er unterscheidet sich vom Ausfallvermarkter in zwei Punkten: Erstens wird mit ihm auch das kurzfristige Preissignal der Strombörse an den Erneuerbare-Energien-Anlagenbetreiber weitergeleitet. Damit erhält er weiterhin den Anreiz, seine Anlagen bedarfsgerecht auszulegen und zu betreiben. Zweitens ist der Malus gegenüber der Direktvermarktung gerechter ausgestaltet. Es bleibt der Anreiz für die Direktvermarktung erhalten, dennoch kann bei Nutzung des Ausnahmevermarkters für eine begrenzte Zeit eine Anlage betrieben werden, ohne dabei insgesamt Defizite machen zu müssen. Ferner werden unterschiedlich teure Anlagen nicht ungerechtfertigt ungleich behandelt.

Bei entsprechender Ausgestaltung könnte das System des Ausnahmevermarkters es ermöglichen, allen neuen Erneuerbare-Energien-Anlagen, auch den kleinen, einen finanziellen Anreiz zu geben, ihre Anlagen bedarfsgerecht auszulegen und zu betreiben. Dafür müssen auch die kleinen Anlagen insbesondere eine zeitabhängige Einspeisemessung vornehmen und die entsprechende Infrastruktur installieren, was zu relativ geringen Kosten möglich sein sollte.

#### ▪ *Die Umstellung auf ein Ausschreibungssystem*

Im Vergleich zur Abschaffung der festen Einspeisevergütung zu Gunsten der verpflichtenden Direktvermarktung auf Basis der gleitenden Marktprämie stellt eine Umstellung auf ein Ausschreibungssystem das deutlich größere und ein möglicherweise existenzielles Risiko für die Bürgerenergie dar. Dies gilt auch deshalb, weil keine der hier untersuchten Ausgestaltungsoptionen für die Bürgerenergie eine wirklich überzeugende Lösung darstellt.

Grundsätzlich werden durch die Einführung eines Ausschreibungssystems neue Risiken geschaffen, die gerade für Bürgerenergieprojekte schwer zu schultern sind. So ist während der Planungsphase in einem Ausschreibungssystem keinerlei Berechenbarkeit der Gewinnsituation gegeben. Diese kann mehrere Jahre dauern, in denen schon erhebliche Kosten in gut sechsstelliger Höhe anfallen können. Bürger, die sich in einem einzelnen Projekt in ihrer Region engagieren, haben keine Möglichkeiten der Risikostreuung, wie sie bei größeren Unternehmen existieren. Sie sind von diesem Risiko also besonders hart getroffen.

Das durch die Ausschreibung verursachte Risiko hat dabei eine andere Dimension als die bisherigen Risiken im Genehmigungsprozess. Denn für Bieter, die am Ende des Ausschreibungsprozesses keinen Zuschlag erhalten, sind die getätigten Investitionen vollständig verloren. Derzeit scheitern die meisten Projektplanungen zu einem relativ frühen Zeitraum, zu dem noch keine großen Investitionen getätigt wurden. Ferner kann in vielen Fällen flexibel reagiert werden, wenn sich beispielsweise herausstellt, dass die bisherigen Baupläne so nicht genehmigungsfähig sind. Durch eine geänderte Planung kann oft noch ein Teil des Projektes realisiert werden, sodass es sich nicht um einen Totalausfall handelt. Ferner ist eine solche Situation für die ortskundigen Bürger\_innen sehr viel besser einschätzbar als die Chancen eines Ausschreibungsprozesses.

Eine breite finanzielle Beteiligung von Bürger\_innen kann aber nur erreicht werden, wenn auch Laien auf dem Gebiet der Energiemärkte genügend Vertrauen in das Projekt setzen können. Dies wird in einem Ausschreibungssystem nur noch bei deutlich weniger Bürger\_innen gelingen, weswegen die Zahl von Bürgerprojekten spürbar zurückgehen dürfte. Wenn aber bei Anrainern die finanzielle Beteiligung zurückgeht, kann die Akzeptanz vor Ort einbrechen. Damit wird es wahrscheinlich, dass an vielen potenziellen Bürgerenergiestandorten beispielsweise kein Windpark, keine größere Solaranlage oder



kein Bioenergieprojekt gebaut werden kann – weder von Bürger\_innen noch von anderen Investor\_innen.

Die mit einem Ausschreibungssystem neu entstehenden Risiken hängen stark davon ab, welches Vergütungssystem verwendet werden soll. Das kleinste – und dennoch relativ große – zusätzliche Risiko entstünde, wenn ein Anlagenbetreiber nach dem Zuschlag eine feste Einspeisevergütung erhielte. Etwas größer wäre das Risiko, wenn er eine gleitende Marktprämie erhielte, die an die bestehende gleitende Marktprämie angelehnt ist. Deutlich höher wäre das Risiko, wenn der Vergütungsmechanismus eine fixe Marktprämie oder gar eine fixe Kapazitätsprämie vorsehen würde. Dann würde das zusätzliche Risiko auch in die gesamte Betriebsphase ausgeweitet. In dieser Reihenfolge wird es immer unwahrscheinlicher, dass sich kleine und junge Akteure bzw. Bürgerenergie erfolgreich an einer Ausschreibung beteiligen könnten. Genauso wird der Preis, den Bieter\_innen anbieten, in dieser Reihenfolge steigen. Denn mit höherem Risiko steigen die Kosten für Kredite und die Renditeanforderungen. Dies hat eine steigende Wirkung auf die EEG-Umlage.

Nicht nur das Vergütungssystem, auch die untersuchten Ausgestaltungsoptionen zur Umsetzung der Ausschreibung haben unterschiedliche Auswirkungen auf Bürgerenergie. Jede der untersuchten Optionen ist nur in der Lage, einzelne Herausforderungen für die Bürgerenergie zu entschärfen. Alle Optionen führen aber zu jeweils unterschiedlichen Nachteilen, wie beispielsweise hohen Kosten für den Staat (Ausschreibung vorentwickelter Standorte, finanzielle Unterstützung von Bieter\_innen) oder höhere Preise für den Erneuerbare-Energien-Ausbau (besondere Ausschreibungslinie für Bürgerenergie, ggf. Pönalen).

Da bezüglich der untersuchten Ausgestaltungsoptionen zur Umsetzung der Ausschreibung keine wirklich überzeugen konnte, wird vorgeschlagen, das Mittel der Ausschreibung nur zu nutzen, um die Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien für den Staat transparenter zu machen. So kann der Staat auf den Dächern seiner Gebäude die Installation und den Betrieb von PV-Anlagen ausschreiben und in seinen staatseigenen Flächen Wind- und Solarparks. Die gewonnenen Daten und Erfahrungen könnten in einer Bundesbehörde gesammelt und analysiert werden. Eine solche „Staatliche Institution zur Ermittlung der Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien“ (SIESEE) könnte auch aus anderen Quellen Daten zu den Kosten der erneuerbaren Energien sammeln und so eine deutlich bessere Grundlage für eine staatliche Festlegung von Einspeisevergütungen schaffen. Am Prinzip der Festlegung der Vergütungen durch den Gesetzgeber sollte jedoch grundsätzlich festgehalten werden.

## 7.2 Offene Fragen

In der Studie ist auch deutlich geworden, dass es hinsichtlich der Analyse von Bürgerenergie weiteren Forschungsbedarf gibt. So wäre insbesondere die allgemeine Datenbasis zu verbessern. Einzelne Ansätze hierzu bestehen, etwa im Rahmen des Forschungsnetzwerkes Genossenschaften in der Energiewende. Ein kleiner Beitrag konnte im Rahmen dieser Studie geleistet werden. Im Einzelnen wären die folgenden Sachverhalte detaillierter zu untersuchen:

- Durchschnitt und Verteilung der Größen von Bürgerenergieanlagen, getrennt nach Einzelinvestor\_innen und Gemeinschaftsanlagen,
- Anlagemotive nach Typ der jeweiligen Bürgerenergiegesellschaft und Motive von Einzelinvestor\_innen, insbesondere auch Veränderungen in den Motiven und deren Determinanten sowie Implikation für Organisation und Finanzierung der Energiewende,

- aktuelle Veränderungen in den Organisations- und Finanzierungsmodellen sowie die wesentlichen Determinanten des Wandels sowie
- tatsächliche und erwartete Renditen von Bürgerenergievorhaben, getrennt nach Energie-, Rechtsform und Typ der Gesellschaft.

Wenn der in dieser Studie skizzierte Ausnahmevermarkter eingeführt werden soll, müsste untersucht und geprüft werden, ob und inwiefern eine solche Weiterentwicklung die Umsetzung der energie- und klimapolitischen Ziele unterstützen kann. Dafür wäre insbesondere die Höhe eines angemessenen Malus zu ermitteln. Ferner sollte untersucht werden, unter welchen Rahmenbedingungen eine Übertragbarkeit des Systems auf kleine Erneuerbare-Energien-Anlagen möglich wäre und welche Auswirkungen das auf die dann nötigen Vergütungen hätte.

Bezüglich der Einrichtung einer Staatlichen Institution zur Ermittlung der Stromgestehungskosten für Erneuerbare Energien (SIESEE) sollte untersucht werden, welche Möglichkeiten sie bei einer systematischen und langfristigen Vorgehensweise zur Vermeidung von Überförderungen bei der Finanzierung der erneuerbaren Energien haben könnte und welche Gesamteinsparungen damit für den Stromverbraucher erzielt werden könnten. Diese Einsparungen sollten mit den realistischen Einsparpotenzialen eines Ausschreibungssystems und dessen potenziellen Nachteilen im Sinne der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung verglichen werden. Ferner sollten die Kosten einer SIESEE, insbesondere für das nötige Personal, abgeschätzt werden. Nicht zuletzt müsste geprüft werden, welche rechtlichen Möglichkeiten bestehen, um Daten über die Kosten der erneuerbaren Energien zu erhalten, die derzeit nur den Unternehmen zugänglich sind.

## Literatur

- AGEB (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.) (2013): Erneuerbare Energien - Stromerzeugung in Deutschland nach Energieträger 2013. Online verfügbar unter <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/37612/umfrage/stromerzeugung-durch-erneuerbare-energie-in-2008/>, zuletzt geprüft am 26.03.2014.
- AGEE-Stat (Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik) (2013): Erneuerbare Energien in Zahlen auf der Grundlage der Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien. Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien- Statistik. Online verfügbar unter [http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten\\_EE/Dokumente\\_PDFs\\_/ee\\_in\\_zahlen\\_update\\_bf.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente_PDFs_/ee_in_zahlen_update_bf.pdf), zuletzt geprüft am 01.04.2014.
- Agentur für Erneuerbare Energien (2013): Landwirtschaft - Investitionen in EE-Anlagen nach Technologie in Deutschland 2012. Online verfügbar unter <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/270176/umfrage/verteilung-der-investitionen-landwirtschaftlicher-betriebe-in-erneuerbare-energien-anlagen-nach-technologie-in-deutschland/>.
- Agora Energiewende (2014): Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor. Endbericht einer Studie von der Prognos AG und dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW), zuletzt geprüft am 26.03.2014.
- Amprion GmbH; Tennet Holding B.V; Transnet BW GmbH; 50Hertz Transmission GmbH (2013): Prognose der EEG-Umlage 2014 nach AusglMechV. Prognosekonzept und Berechnung der Übertragungsnetzbetreiber. Online verfügbar unter [http://www.netztransparenz.de/de/file/Konzept\\_zur\\_Prognose\\_und\\_Berechnung\\_der\\_EEG-Umlage\\_2014\\_nach\\_AusglMechV.PDF](http://www.netztransparenz.de/de/file/Konzept_zur_Prognose_und_Berechnung_der_EEG-Umlage_2014_nach_AusglMechV.PDF), zuletzt geprüft am 27.03.2014.
- arrhenius consult GmbH (2013): Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für erneuerbare Energien. MVV Energie AG. Online verfügbar unter [www.mvv-energie.de/media/media/downloads/mvv\\_energie\\_gruppe\\_1/nachhaltigkeit\\_1/MVV\\_Studie\\_EE\\_Marktdesign\\_2013.pdf](http://www.mvv-energie.de/media/media/downloads/mvv_energie_gruppe_1/nachhaltigkeit_1/MVV_Studie_EE_Marktdesign_2013.pdf), zuletzt geprüft am 26.03.2014.
- Baake, Rainer (2014): Wie weiter mit der deutschen Energiewende? Pläne der neuen Bundesregierung. Konferenz „Energiewende 2.0“. Heinrich-Böll-Stiftung. Berlin, 13.02.2014.
- Bartling, Hartwig; Luzius, Franz (2012): Grundzüge der Volkswirtschaftslehre. Einführung in die Wirtschaftstheorie und Wirtschaftspolitik. 16. Auflage: Vahlen (Vahlens Lernbücher).
- Bauchmüller, Michael (2013): Mit halber Kraft voraus. Union und SPD wolle den Umbau der Stromversorgung neu organisieren. Das könnte ihn bremsen. In: Süddeutsche Zeitung, 04.12.2013, S. 24.
- BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.) (2013): Positionspapier Vorschläge für eine grundlegende Reform des EEG. Berlin.
- BEE (Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.) (2013): Berliner Erklärung. Die im BEE und seinen Fachverbänden vereinten deutschen Finanzierer übernehmen Verantwortung für die Energiewende. Online verfügbar unter [http://bee-ev.de/\\_downloads/publikationen/positionen/2013/20131025\\_Berliner\\_Erklarung\\_von\\_BEE\\_und\\_Finanzwirtschaft.pdf](http://bee-ev.de/_downloads/publikationen/positionen/2013/20131025_Berliner_Erklarung_von_BEE_und_Finanzwirtschaft.pdf), zuletzt geprüft am 21.11.2013.
- Berg, Thomas (2011): Windkraft. In: Wolfgang George; Thomas Berg (Hg.): Regionales Zukunftsmanagement. Band 5: Energiegenossenschaften gründen und erfolgreich betreiben. Lengerich: Pabst Science Publishers, S. 154-160.
- BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2013): Erneuerbare Energien - Investitionen in Anlagen in Deutschland bis 2012. Bearbeitet vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung e.V. (ZSW). Online verfügbar unter <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/171896/umfrage/investitionen-in-anlagen-zur-nutzung-von-strom-aus-erneuerbaren-energien/>.
- BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie) (2014a): Eckpunkte für die Reform des EEG. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-reform-eckpunkte,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 28.01.2014.
- BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie) (2014b): Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Vor-

- schriften des Energiewirtschaftsrechts. Rerentenentwurf. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Gesetz/entwurf-eines-gesetzes-grundlegenden-reform-eeg,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 12.03.2014.
- BNetzA (Bundesnetzagentur) (2012): Evaluierungsbericht der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas Telekommunikation, Post und Eisenbahnen zur Ausgleichsmechanismusverordnung. Bonn.
- BNetzA (Bundesnetzagentur) (2014): Photovoltaikanlagen Datenmeldungen sowie EEG-Vergütungssätze. Datenmeldungen vom 1.Januar bis 31.Dezember 2013. Online verfügbar unter [http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1931/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn\\_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn\\_EEG-VergSaetze\\_node.html#doc405794bodyText2](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze_node.html#doc405794bodyText2), zuletzt geprüft am 26.03.2014.
- Boontje, Philipp (2013): Empowering the Next Generation. A German Wind & Solar Energy Cooperatives Business Model Research. Delft University of Technology, Faculty of Technology, Policy and Management, Master's Thesis. Delft, Niederlande.
- Böttcher, Jörg (2009): Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Vorhaben. München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag GmbH.
- Bundesregierung (2009): Bericht der Bundesregierung über ein Konzept zur Förderung, Entwicklung und Markteinführung von geothermischer Stromerzeugung und Wärmenutzung. Berlin. Online verfügbar unter [http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/bericht\\_geothermie\\_bf.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/bericht_geothermie_bf.pdf), zuletzt geprüft am 01.04.2014.
- Bundesregierung (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Beschluss des Bundeskabinetts. Online verfügbar unter [http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/\\_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.html;jsessionid=57F0A838AD14D87AAC4E835157B5CE76.s2t2?nn=437032](http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.html;jsessionid=57F0A838AD14D87AAC4E835157B5CE76.s2t2?nn=437032), zuletzt geprüft am 26.03.2014.
- Bundesregierung (2014): Bund und Länder einig über Energiepolitik. Pressemitteilung. 2. April 2014. Online verfügbar unter <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2014/04/2014-04-02-energiegipfel.html>, zuletzt geprüft am 04.04.2014.
- Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (2014): Solarstrom Zubau 2013 mehr als halbiert. 17.03.2014. Online verfügbar unter [http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/Grafiken/pdf/PM\\_PV\\_halbiert.pdf](http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/Grafiken/pdf/PM_PV_halbiert.pdf).
- Bündnis Bürgerenergie e.V (2014): Energiewende braucht Bürgerenergie Vorrang für dezentrale Erzeugung und Direktversorgung mit Bürgerstrom statt Re-Zentralisierung des Energiesektors. Positionspapier des Bündnis Bürgerenergie e.V. zur EEG-Novelle 2014. Online verfügbar unter [http://www.buendnis-buergerenergie.de/app/download/5864399062/BBen\\_Positionspapier\\_EEG-Novelle\\_6+M%C3%A4rz+2014.pdf?t=1394201399](http://www.buendnis-buergerenergie.de/app/download/5864399062/BBen_Positionspapier_EEG-Novelle_6+M%C3%A4rz+2014.pdf?t=1394201399), zuletzt geprüft am 01.04.2014.
- Bürgerschaftsbank Nordrhein-Westfalen (o. J.): Bürschaften. Online verfügbar unter [https://www.bb-nrw.de/cms/internet/de/Service/Fragen\\_und\\_Antworten/](https://www.bb-nrw.de/cms/internet/de/Service/Fragen_und_Antworten/).
- CDU (Christlich Demokratische Union Deutschlands); Christlich-Soziale Union in Bayern (CSU); Sozialdemokratische Partei Deutschlands (SPD) (2013): Deutschlands Zukunft gestalten. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. Berlin. Online verfügbar unter [http://www.bundesregierung.de/Content/DE/\\_Anlagen/2013/2013-12-17-koalitionsvertrag.pdf](http://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2013/2013-12-17-koalitionsvertrag.pdf), zuletzt geprüft am 28.03.2014.
- Chesbrough, Henry (2010): Business model innovation. Opportunities and barriers. In: Long range planning : LRP ; international journal of strategic management 43 (2/3), S. 354–363.
- Clearingstelle EEG (2014). Online verfügbar unter <https://www.clearingstelle-eeg.de/>, zuletzt aktualisiert am 03.04, zuletzt geprüft am 03.04.2014.
- Cozzi, Paolo (2012): Assessing Reverse Auctions as Policy Tool for Renewable Energy Deployment. Center for International Environment & Resource Policy (CIERP), zuletzt geprüft am 20.03.2014.

- Daldorf, Werner (2013): Praxiserfahrungen mit der Wirtschaftlichkeit von Bürgerwindparks in Deutschland. Präsentation bei der Veranstaltung „Windkraft als Geldanlage“. 13. Februar 2013. Göttingen. Online verfügbar unter [http://www.energieagentur-goettingen.de/fileadmin/files/downloads/130213\\_Daldorf\\_Praxiserfahrungen\\_mit\\_BA\\_1\\_4rgerwindparks.pdf](http://www.energieagentur-goettingen.de/fileadmin/files/downloads/130213_Daldorf_Praxiserfahrungen_mit_BA_1_4rgerwindparks.pdf), zuletzt geprüft am 04.04.2014.
- Dale, Gareth (2010): Karl Polanyi. The limits of the market. Oxford: Polity Press (Key contemporary thinkers series).
- Debor, Sarah (im Druck): Economic analysis of German energy cooperatives. Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy; forthcoming. Wuppertal.
- Degenhart, Heinrich; Holstenkamp, Lars (2011): Finanzierungspraxis von Biogasanlagen in der Landwirtschaft. Eine empirische Untersuchung zu Stand und Entwicklungslinien Wiesbaden: Gabler.
- Degenhart, Heinrich; Holstenkamp, Lars; Müller, Jakob R. (2014): Datenbank Energiegenossenschaften, Stand: 28.03.2014.
- Deloitte & Touche GmbH; Norton Rose LLP (2013): Die deutsche Energiewende. Chancen und Herausforderungen für Investoren. München.
- Demil, Benoît; Lecocq, Xavier (2010): Business model evolution. In search of dynamic consistency. In: International journal of strategic management 43 (2/3), S. 227–246.
- DGRV (Deutscher Genossenschafts- und Raiffeisenverband e.V.) (2012): Energiegenossenschaften. Ergebnisse der Umfrage des DGRV und seiner Mitgliedsverbände im Frühsommer 2012. Online verfügbar unter [https://www.dgrv.de/webde.nsf/7d5e59ec98e72442c1256e5200432395/f524501df362f001c1257a40003341be/\\$FILE/Auswertung%20Umfrage%20Energiegenossenschaften.pdf](https://www.dgrv.de/webde.nsf/7d5e59ec98e72442c1256e5200432395/f524501df362f001c1257a40003341be/$FILE/Auswertung%20Umfrage%20Energiegenossenschaften.pdf).
- DGRV (Deutscher Genossenschafts- und Raiffeisenverband e.V.) (2013): Energiegenossenschaften. Ergebnisse der Umfrage des DGRV und seiner Mitgliedsverbände Frühjahr 2013. Online verfügbar unter [http://www.dgrv.de/webde.nsf/272e312c8017e736c1256e31005cedff/5f450be165a66e4dc1257c1d004f7b51/\\$FILE/Umfrageergebnisse%20Energiegenossenschaften.pdf](http://www.dgrv.de/webde.nsf/272e312c8017e736c1256e31005cedff/5f450be165a66e4dc1257c1d004f7b51/$FILE/Umfrageergebnisse%20Energiegenossenschaften.pdf).
- Diekmann, Andreas (2010): Empirische Sozialforschung. Grundlagen, Methoden, Anwendungen. 4. Aufl. Reinbek bei Hamburg: Rowohlt (Rororo Rowohlts Enzyklopädie, 55678).
- DIW (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung) (2014): Comparison of Feed-in Tariffs and Tenders to Remunerate Solar Power Generation. Berlin. Online verfügbar unter [http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.437464.de/dp1363.pdf](http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.437464.de/dp1363.pdf), zuletzt geprüft am 26.03.2014.
- DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V.) (2013): Optionale oder verpflichtende Direktvermarktung für Erneuerbare Energien – wer profitiert wie? Unter Mitarbeit von Marc Deissenroth. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR). Online verfügbar unter [http://www.dlr.de/blogs/desktopdefault.aspx/tabid-6192/10184\\_read-681/createcomment-1/gettrackback-1/norobotindex-1/](http://www.dlr.de/blogs/desktopdefault.aspx/tabid-6192/10184_read-681/createcomment-1/gettrackback-1/norobotindex-1/), zuletzt geprüft am 27.03.2014.
- DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt); Fraunhofer IWES; Ingenieurbüro für neue Energien (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Unter Mitarbeit von BMU. Online verfügbar unter [http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/portal\\_2012\\_1/leitstudie2011\\_bf.pdf](http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/portal_2012_1/leitstudie2011_bf.pdf), zuletzt geprüft am 01.04.2014.
- Doelling, Robert (2013): Landesbürgschaften für Projekte mit Biomasse, Windenergie, Solarenergie, Geothermie, Wasserkraft oder Biogas. Hessisches Ministerium der Finanzen, zuletzt aktualisiert am <http://www.energie-experten.org/experte/meldung-anzeigen/news/landesbuergschaften-fuer-projekte-mit-biomasse-windenergie-solarenergie-geothermie-wasserkraft-o.html>, zuletzt geprüft am 01.04.2014.
- Edmonds, W. Alex; Kennedy, Tom D. (2013): An applied reference guide to research designs. Quantitative, qualitative, and mixed methods. Los Angeles: SAGE Publ.
- Energy Brainpool GmbH & Co. KG (2013): Auswirkungen der verpflichtenden Direktvermarktung für EEG-Neuanlagen. Unter Mitarbeit von Phillipp Götz, Tobias Huschke und Thorsten Lenck. Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. (BEE). Berlin.

- Engelhardt, Werner W. (1994): Classification and Typologies of Co-operatives. In: Eberhard Dülfer (Hg.): International handbook of cooperative organizations. Göttingen: Vandenhoeck & Ruprecht, S. 100–106.
- Euler Hermes (2014): Warenkreditversicherung. Online verfügbar unter <http://www.eulerhermes.de/Pages/haeufig-gestellte-fragen.aspx>, zuletzt geprüft am 04.04.2014.
- EVPA (European Venture Philanthropy Association) (2014): What is VP? Online verfügbar unter <http://evpa.eu.com/knowledge-centre/what-is-vp/>, zuletzt geprüft am 30.03.2014.
- Faust, Helmut (1977): Geschichte der Genossenschaftsbewegung. Ursprung und Aufbruch der Genossenschaftsbewegung in England, Frankreich und Deutschland sowie ihre weitere Entwicklung im deutschen Sprachraum. 3. Aufl. Frankfurt am Main: Knapp.
- FINANCIAL GATES GmbH (2010): Expertenbefragung Photovoltaik Finanzierungsusancen und Marktperspektiven. Frankfurt am Main: Frankfurter Allgemeine Buch.
- Flieger, Burghard (2010): Energiewende mit Bürger-Energie. In: *Contraste* 27 (306), S. 1.
- Fraunhofer ISI (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung) (2013): Nutzenwirkung der Marktprämie. Erste Ergebnisse im Rahmen des Projekts „Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien“, gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- Gerhard, Markus (2011): Finanzierung erneuerbarer Energien. Frankfurt am Main: Frankfurt-School-Verl.
- Grunwald, Armin; Schippl, Jens (2013): Forschung für die Energiewende 2.0. Integrativ und transformativ. In: *TATuP* 22 (2), S. 56–62.
- Hampl, Nina; Lüdeke-Freund, Florian; Flink, Christopf; Olbrecht, Sebastian; Ade, Valentin (2011): The Myth of Bankability. Definition and Management in the Context of Photovoltaik Project Financing in Germany. Hg. v. goetzpartners und COLEXON.
- Hasler, Peter Thilo; Launer, Markus A.; Wilhelm, Martin K. (2013): Aktuelle Herausforderungen der Debt Relations. In: *Praxishandbuch Debt Relations*. Wiesbaden: Springer Gabler, S. 3–15.
- Holstenkamp, Lars (2012): The Rise and Fall of Electricity Distribution Cooperatives in Germany, Conference on Cooperative Systems 2012. “The contribution of cooperatives to the sustainable development of local economic circuit – premises, possibilities, outlook”. Veranstalter: Universität Innsbruck, EURICSE, Freie Universität Bozen, Raiffeisen-Verband Südtirol. Bolzano, 09.11.2012.
- Holstenkamp, Lars; Degenhart, Heinrich (2013): Bürgerbeteiligungsmodelle für erneuerbare Energien. Eine Begriffsbestimmung aus finanzwirtschaftlicher Perspektive. Leuphana Universität Lüneburg. Lüneburg (Arbeitspapierreihe Wirtschaft & Recht, 13).
- Holstenkamp, Lars; Degenhart, Heinrich (in Vorb.): Problemfelder und mögliche Lösungsansätze bei genossenschaftlichen Bürgerwindparks.
- Holstenkamp, Lars; Ulbrich, Stefanie (2010): Bürgerbeteiligung mittels Fotovoltaikgenossenschaften: Marktüberblick und Analyse der Finanzierungsstruktur. Leuphana Universität Lüneburg, Institut für Wirtschaftsrecht. Lüneburg (Arbeitspapierreihe Wirtschaft & Recht, 8).
- Holstenkamp, Lars; Ulbrich, Stefanie (2010): Bürgerbeteiligung mittels Fotovoltaikgenossenschaften. Marktüberblick und Analyse der Finanzierungsstruktur. Leuphana Universität Lüneburg. Lüneburg (Arbeitspapierreihe Wirtschaft & Recht, 8).
- Ireland, R. Duane; Michael, A. Hitt; Camp, S. Michael; Sexton, Donald L. (2001): Integrating entrepreneurship and strategic management actions to create firm wealth. In: *The Academy of Management Perspectives* 15 (1), S. 49–63.
- IZES (Institut für ZukunftsEnergieSysteme gGmbH) (2013): Stromsystem-Design: das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes Anlage C) zum Endbericht. Herausforderungen bei Ausschreibungsverfahren für Onshore-Windenergie und PV. Unter Mitarbeit von Katherina Grashof. Online verfügbar unter [http://www.izes.de/cms/upload/pdf/EEG\\_2.0\\_Anlage\\_C\\_zum\\_Endbericht\\_Ausschreibung\\_IZES.pdf](http://www.izes.de/cms/upload/pdf/EEG_2.0_Anlage_C_zum_Endbericht_Ausschreibung_IZES.pdf), zuletzt geprüft am 27.03.2014.
- IZES (Institut für ZukunftsEnergieSysteme gGmbH) (2014): Herausforderungen durch die Direktvermarktung von Strom aus Wind Onshore und Photovoltaik. Hg. v. Greenpeace e.V.
- IZES (Institut für ZukunftsEnergieSysteme gGmbH); Bofinger, Prof. Dr. Peter; BET (Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH) (2013): Stromsystem-Design: Das EEG 2.0

- und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes. Baden-Württemberg Stiftung GmbH. Würzburg/Aachen. Online verfügbar unter [www.bet-aachen.de/fileadmin/redaktion/PDF/Studien\\_und\\_Gutachten/Studie\\_EEG\\_20\\_Stromsystem\\_14102013.pdf](http://www.bet-aachen.de/fileadmin/redaktion/PDF/Studien_und_Gutachten/Studie_EEG_20_Stromsystem_14102013.pdf), zuletzt geprüft am 03.26.2014.
- Johnson, Mark W.; Christensen, Clayton M.; Kagermann, Henning (2008): Reinventing your business model. In: Harvard business review 86 (12), S. 50–59.
- Kerber, Wolfgang (2007): Wettbewerbspolitik. In: Vahlens Kompendium der Wirtschaftstheorie und Wirtschaftspolitik. München: Vahlen, S. 369–434.
- Kleißmann, Corinna (2011): Increasing the effectiveness and efficiency of renewable energy support policies in the European Union. Utrecht, Univ., Diss.
- Lindlein, Peter; Mostert, Wolfgang (2005): Financing Renewable Energies. Instruments, Strategies, Practice Approaches. Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW); World Bank. Frankfurt am Main (Discussion Paper, 38). Online verfügbar unter [https://www.kfw-entwicklungsbank.de/Download-Center/PDF-Dokumente-Diskussionsbeitr%C3%A4ge/38\\_AMD\\_E.pdf](https://www.kfw-entwicklungsbank.de/Download-Center/PDF-Dokumente-Diskussionsbeitr%C3%A4ge/38_AMD_E.pdf), zuletzt geprüft am 30.03.2014.
- Lüdeke-Freund, Florian; Hampl, Nina; Flink, Christopf (2012): Bankability von Photovoltaik-Projekten. In: Jörg Böttcher (Hg.): Solarvorhaben. Wirtschaftliche, technische und rechtliche Aspekte. München: Oldenbourg, S. 285–302.
- Mautz, Rüdiger; Byzio, Andreas; Rosenbaum, Wolf (2008): Auf dem Weg zur Energiewende. Die Entwicklung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in Deutschland ; eine Studie aus dem Soziologischen Forschungsinstitut Göttingen (SOFI). Göttingen: Univ.-Verl. Göttingen.
- NKS (Nationale Kontaktstelle zum EU-Programm Horizont 2020) (2014): KMU-Instrument-Phase 1 - Von der Idee zum Konzept. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Online verfügbar unter <http://www.nks-kmu.de/teilnahme-phase1.php>, zuletzt geprüft am 26.03.2014.
- Öko-Institut e.V. (2013): Erneuerbare-Energien-Gesetz 2.0. Vorschlag für eine EEG-Reform auf Basis eines Prämienmodells. Studie im Auftrag von Agora Energiewende- Erstes Begleitkristreffen. Berlin.
- Öko-Institut e.V.; Prognos AG; Ziesing, Hans-Joachim (2009): Studie Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050. Hg. v. WWF Deutschland. Online verfügbar unter <http://www.agora-energiewende.de/themen/effizienz-lastmanagement/detailansicht/article/mehr-energieeffizienz-macht-energiewende-deutlich-guenstiger-20-milliarden-euro-einsparungen-jaehrl/>, zuletzt geprüft am 26.03.2014.
- Perridon, Louis; Steiner, Manfred; Rathgeber, Andreas W. (2012): Finanzwirtschaft der Unternehmung. 16. Aufl. München: Vahlen (Vahlens Handbücher der Wirtschafts- und Sozialwissenschaften).
- Polanyi, Karl (1944): The great transformation. New York, Toronto: Farrar & Rinehart inc.
- Polanyi, Karl (1957): The great transformation. The political and economic origins of our time. Boston: Beacon Pr (Beacon paperback, 45).
- PricewaterhouseCoopers (2010): Die Deutsche Photovoltaik-Branche am Scheideweg. Herausforderungen und Chancen für Unternehmen entlang der Wertschöpfungskette, 2010.
- Radtke, Jörg (2014): Die Energiewende in Deutschland und die Partizipation der Bürger (BBE-Newsletter, 02/2014). Online verfügbar unter <http://www.maxwaell-energie.de/aktuelles/die-energiewende-in-deutschland-und-die-partizipation-der-buerger/>.
- Reuter, Alexander; Wecker, Claus (1999): Projektfinanzierung: Anwendungsmöglichkeiten, Risikomanagement, Vertragsgestaltung, bilanzielle Behandlung. Stuttgart: Schaeffer-Poeschel.
- Richter, Mario (2012): Utilities' business models for renewable energy. A review. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 16 (5), S. 2483–2493.
- Rostankowski, Anke; Gerhardt, Norman; Holzhammer, Uwe; Richts, Christoph; Klobasa, Marian; Ragwitz, Mario et al. (2013): 6. Quartalsbericht :Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI); Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES); Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V. (IKEM); Becker Büttner Held (BBH). Berlin. Online verfügbar unter [www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/](http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/)

- Daten\_EE/Dokumente\_\_PDFs\_/direktvermarktung\_datenquartalsbericht\_6\_bf.pdf, zuletzt geprüft am 12.11.2013.
- Rückheim, Nils (2014): Bestimmungsfaktoren des Gründungserfolges von Bürgerenergiegenossenschaften. Leuphana Universität Lüneburg, Fakultät Wirtschaftswissenschaften. Master Thesis. Lüneburg.
- Ruokonen, Juha; Sinnemaa, Anna-Maija; Lumijärvi, Aleks, Nyttun-Christie, Ingrid (2010): Opportunities to utilise tendering as a part of a feed-in tariff system. Green Stream; Finnish Energy Industries, The Federation of Finnish Technology.
- Schaltegger, Stefan; Lüdeke-Freund, Florian; Hansen, Erik G. (2012): Business cases for sustainability. The role of business model innovation for corporate sustainability. In: International Journal of Innovation and Sustainable Development 6 (2), S. 95–119.
- Schmidt, Reinhard H.; Terberger, Eva (1997): Grundzüge der Investitions- und Finanzierungstheorie. 4. Aufl. Wiesbaden: Gabler (Gabler-Lehrbuch).
- Schweizer-Ries, Petra; Rau, Irina; Zoellner, Jan; Nolting, Katrin; Rupp, Johannes; Keppler, Dorothee (2010): Aktivität und Teilhabe - Akzeptanz Erneuerbarer Energien durch Beteiligung steigern. Abschlussbericht zu einem Forschungsprojekt (FKZ: 0325052). Online verfügbar unter [https://www.tu-berlin.de/fileadmin/f27/PDFs/Forschung/Abschlussbericht\\_Aktivitaet\\_Teilhabe\\_format.pdf](https://www.tu-berlin.de/fileadmin/f27/PDFs/Forschung/Abschlussbericht_Aktivitaet_Teilhabe_format.pdf).
- Spremann, Klaus; Frick, Roman (2011): Finanzarchitekturen von Geschäftsmodellen. In: Thomas Bieger; Dodo zu Knyphausen-Aufseß; Christian Krys (Hg.): Innovative Geschäftsmodelle. Berlin und Heidelberg: Springer, S. 93–109.
- Stocké, Volker (2004): Entstehungsbedingungen von Antwortverzerrungen durch soziale Erwünschtheit. Ein Vergleich der Prognosen der Rational-Choice Theorie und des Modells der Frame-Selektion. In: Zeitschrift für Soziologie 33 (4), S. 303–320.
- Tashakkori, Abbas; Teddlie, Charles (Hg.) (2010): Handbook of mixed methods in social & behavioral research. 2. Aufl. Los Angeles: SAGE Publ.
- Tausend, Christian (2006): Selektion von Venture Capital-Fonds durch institutionelle Investoren. München: DUV Deutscher Universitäts-Verlag.
- Thomson Reuters (2013): EDF: Agreement reached on commercial terms for the planned Hinkley Point C nuclear power station. 26.03.2014, <http://www.reuters.com/article/21.10.2013+70+ONE20131021>, zuletzt geprüft am 04.04.2014.
- trend:research GmbH; Leuphana Universität Lüneburg (2013): Definition und Marktanalyse von Bürgerenergie in Deutschland. Im Auftrag der Initiative "Die Wende - Energie in Bürgerhand" und der Agentur für Erneuerbare Energien. Bremen, Lüneburg. Online verfügbar unter [http://www.buendnis-buergerenergie.de/app/download/5827704962/Studie\\_Definition+und+Marktanalyse+von+B%C3%BCrgerenergie+in+Deutschland\\_FINAL.pdf?t=1383837170](http://www.buendnis-buergerenergie.de/app/download/5827704962/Studie_Definition+und+Marktanalyse+von+B%C3%BCrgerenergie+in+Deutschland_FINAL.pdf?t=1383837170), zuletzt geprüft am 24.03.2014.
- Turner, Wayne C.; Doty, Steve (2007): Energy Management Handbook. 6. Aufl. Lilburn, GA: Fairmont Press
- VDMA (Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V.) (2013): Windenergieanlagen - Investitionen in Deutschland und weltweit bis 2012. Unter Mitarbeit von Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V. (VDMA) und Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE). Online verfügbar unter <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/162632/umfrage/investitionen-in-windenergieanlagen-in-deutschland-und-weltweit-seit-2000/>.
- VKU (Verband Kommunaler Unternehmen e.V.) (2013): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland. Online verfügbar unter <http://www.vku.de/service-navigation/presse/publikationen/ein-zukunftsfahiges-energiemarktdesign-fuer-deutschland.html>, zuletzt geprüft am 26.03.2014.
- Volz, Richard (2011): Zur Umsetzung des Förderauftrags in Energiegenossenschaften. In: Zeitschrift für das gesamte Genossenschaftswesen 61 (4), S. 289–304.
- Volz, Richard (2012): Genossenschaften im Bereich erneuerbarer Energien. Status quo und Entwicklungsmöglichkeiten eines neuen Betätigungsfeldes. Dissertation. Universität Hohenheim, Stuttgart-Hohenheim.
- Wagner, Fred (Hg.) (2010): Gabler Lexikon Versicherung. 11. Aufl. Wiesbaden: Betriebswirtschaftlicher Verlag Gabler.



- Warren, Charles R.; McFadyen, Malcolm (2010): Does community ownership affect public attitudes to wind energy? A case study from south-west Scotland. In: *Land Use Policy* 27 (2), S. 204–213.
- WBGU (Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen) (2011): *Welt im Wandel. Gesellschaftsvertrag für eine Große Transformation*. [Hauptgutachten]. 2. Aufl. Berlin: Wiss. Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU).
- Weinhold, Nicole (2014): *Windenergie: Ausschreibung für 250 –Megawatt-Windpark. Ägypten*. Hg. v. Erneuerbare Energien Das Magazin. Online verfügbar unter <http://www.erneuerbare-energien.de/ausschreibung-fuer-250-megawatt-windpark/150/434/61694/>), zuletzt geprüft am 26.03.2014.
- windcomm schleswig-holstein (2012): *Leitfaden Bürgerwindpark MehrWertschöpfung für die Region*. Online verfügbar unter <http://www.windcomm.de/Downloads/Leitfaeden/Leitfaden-Buergerwindpark.pdf>, zuletzt geprüft am 01.04.2014.
- WindGuard (2013): *Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland*. Online verfügbar unter [http://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/kosten-situation-der-windenergie-land-deutschland/20131112\\_kostensituation\\_windenergie\\_land.pdf](http://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/kosten-situation-der-windenergie-land-deutschland/20131112_kostensituation_windenergie_land.pdf), zuletzt geprüft am 03.04.2014.
- Wunderlich, Clemens (2012): *Akzeptanz und Bürgerbeteiligung für Erneuerbare Energien. Erkenntnisse aus Akzeptanz- und Partizipationsforschung*. Hg. v. Agentur für Erneuerbare Energien e. V. Online verfügbar unter [http://www.kommunal-erneuerbar.de/fileadmin/content/PDF/60\\_Renews\\_Spezial\\_Akzeptanz\\_und\\_Buergerbeteiligung\\_nov12.pdf](http://www.kommunal-erneuerbar.de/fileadmin/content/PDF/60_Renews_Spezial_Akzeptanz_und_Buergerbeteiligung_nov12.pdf), zuletzt geprüft am 03.03.2014.
- Zott, Christoph; Amit, Raphael; Massa, Lorenzo (2011): *The Business Model. Recent Developments and Future Research*. In: *Journal of Management* 37 (4), S. 1019–1042.



## Anhang

### A.1 Überblick über Datenquellen

**Tab. A.1: Datenquellen nach Themengebieten**

Themengebiet	Fragestellung/ Größe	Quellen	
<b>Projektgröße</b>	installierte Leistung, gesamt	trend:research GmbH und Leuphana Universität Lüneburg (2013) DGRV (2012, 2013)	
	installierte Leistung pro Gesellschaft	DGRV (2012, 2013)	
	installierte Leistung, pro Projekt	Eigene Erhebung	
	Investitionsvolumina, gesamt	trend:research GmbH und Leuphana Universität Lüneburg (2013) DGRV (2012, 2013)	
	Investitionsvolumina, durchschnittlich	DGRV (2012, 2013), Debor (forthc.)	
<b>Investitionsmotive</b>	Motive von Energiegenossenschaften	Volz (2011, 2012)	
	Motive der Mitglieder von Bürgerenergiegesellschaften	Radtke (2014) Eigene Umfrage	
<b>Renditen</b>	Vergleichszahlen: <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Allgemein</li> <li>▪ Erneuerbare Energien</li> <li>▪ Netzbereich</li> <li>▪ Tatsächliche Eigenkapitalrenditen und Kalkulationsansätze</li> </ul>	Lindlein und Mostert (2005) Deloitte & Touche GmbH und Norton Rose LLP (2013) BNetzA E.ON, RWE	
	Renditeerwartungen von PV-Genossenschaften	Holstenkamp und Ulbrich (2010)	
	Dividendenzahlungen von Energiegenossenschaften	DGRV (2012, 2013)	
	Dividendenzahlungen älterer Windparks (einschl. Bürgerwindparks)	Daldorf (2013)	
	<b>Konditionen von Nachrangdarlehen</b>	Energiegenossenschaften	Eigene Erhebung
	<b>Beteiligungssummen</b>	Energiegenossenschaften	DGRV (2012, 2013)
Bürgerenergiegesellschaften		Radtke (2014) Eigene Umfrage	
<b>Eigenkapitalquoten</b>	Energiegenossenschaften	DGRV (2012, 2013), Debor Degenhart et al.	

Quelle: Eigene Darstellung.

## A.2 Methodische Anmerkungen bzgl. der Umfrage zu Investitionsmotiven (Vorgehen, Rücklaufquoten)

### ▪ Fragebogen

#### 1) Beteiligung

- a. Wie lautet der Name der Gesellschaft bei der eine Beteiligung vorliegt?
- b. Wie sind Sie auf die Beteiligungsmöglichkeit aufmerksam geworden? (Auswahlfrage)
  - Bank
  - Privatpersonen
  - Presse
  - Gemeinde
  - Verbände/ Vereine
  - Versorger
  - Unternehmen
  - Sonstiges \_\_\_\_\_
- c. Waren Sie bei der Gründung der Gesellschaft beteiligt? (ja/nein)
- d. Sind Sie bei weiteren Gesellschaften im Bereich erneuerbare Energien beteiligt? (ja/nein)

#### 2) Motivation

- a. Welche Motivation hat Sie damals zu Ihrem Engagement bewegt? (Mehrfachnennungen möglich)
  - Renditeerwartung
  - kostengünstige Strom- oder Wärmebezug nutzen
  - regionale Wertschöpfung erhöhen
  - Umweltschutz/ CO<sub>2</sub> Reduktion
  - Energiewende vorantreiben
  - Möglichkeit eines direkten Engagements
  - Mitgliedschaft in der Gemeinschaft
  - Sonstiges \_\_\_\_\_
- b. Haben sich Ihre Erwartungen erfüllt hinsichtlich...(Tabelle mit Auswahl 1-5) (1= nicht erfüllt; 5= vollständig erfüllt)
  - ...einer hohen Rendite für Ihre Beteiligung?
  - ...des kostengünstigen Strom- und Wärmebezugs?
  - ...der Wertschöpfung für die Region?
  - ...des Umweltschutzes/ der CO<sub>2</sub> Reduktion?
  - ...des Vorantreibens der Energiewende?
  - ...der Möglichkeit eines direkten Engagements?
  - ...der Mitgliedschaft in der Gemeinschaft?
- c. Wie wichtig schätzen Sie die folgenden Beteiligungsformen für Bürger bei Erneuerbare-Energien-Projekten ein?
  - Finanzieller Ausgleich (einmalige Zahlung)
  - Information (Zeitung, Internet, Informationsveranstaltungen)
  - Beteiligung im Planungsprozess
  - Runder Tisch
  - Günstigerer Wärme- oder Strombezug
  - Finanzielle Beteiligung (dauerhafte Beteiligung)
- d. Welche Beteiligungsform ist besonders wichtig?

Ordnen Sie die Elemente aus Frage c. in die rechte Liste ein (höchste Bewertung oben)!

### 3) Akzeptanz

- a. Wie hoch schätzen Sie die Professionalität der Gesellschaft, an der Sie beteiligt sind, ein? (Tabelle mit Auswahl 1-5) (1= sehr gering; 5= sehr hoch)
- b. Wie hoch schätzen Sie die Akzeptanz der Gesellschaft, an der Sie beteiligt sind, vor Ort ein? (Tabelle mit Auswahl 1-5) (1= sehr gering; 5= sehr hoch)
- c. Wie stark hat sich Ihre Einstellung gegenüber erneuerbaren Energien durch die Beteiligung verändert? (Tabelle mit Auswahl 1-5) (1= sehr wenig; 5= sehr stark)
- d. Wie stark hat sich Ihre Einstellung gegenüber den Projekten der Gesellschaft durch die Beteiligung verändert? (Tabelle mit Auswahl 1-5) (1= sehr wenig; 5= sehr stark)

### 4) Aktivität innerhalb der Geschäftsführung

- a. Engagieren Sie sich aktiv in der Geschäftsführung der Gesellschaft? (ja/nein)

[b. und c. erscheinen nur bei der Auswahl „Ja“]

- b. Beruht Ihr Engagement auf unentgeltlicher Basis? (ja/nein)
- c. Wie wichtig sind der Gesellschaft, an der Sie beteiligt sind, die folgenden Ziele? (Tabelle mit Auswahl 1-5) (1= unwichtig; 5= sehr wichtig)
  - professionelles Handeln
  - Erwirtschaftung eines hohen Gewinnes
  - Ausschüttung eines hohen Gewinnes
  - Schaffung langfristige Stabilität
  - kostengünstige Strom- oder Wärmeversorgung der Region
  - Erhöhung regionale Wertschöpfung
  - Schaffung von Arbeitsplätze
  - Erweiterung des Geschäftsbetriebes
  - Umweltschutz/ CO2 Reduktion
  - Vorantreiben der Energiewende
  - Steigerung der Akzeptanz vor Ort
  - Sonstiges

### 5) Persönliche Fragen

- a. Geschlecht (Auswahlfrage)
  - männlich
  - weiblich
- b. Alter (Auswahlfrage)
  - unter 20
  - zwischen 20 und 34
  - zwischen 35 und 49
  - zwischen 50 und 64
  - über 64
- c. Wie hoch ist Ihre Beteiligung in Euro? (freies Feld)
- d. Was ist Ihr derzeitiges Arbeitsverhältnis? (Auswahlfrage)
  - Angestellter
  - Selbstständig
  - Schüler/ Student/ Auszubildender
  - Rentner/ Pensionär

- Arbeitssuchend
  - Sonstiges \_\_\_\_\_
- e. Was ist Ihr höchster Bildungsabschluss? (Auswahlfrage)
- Hauptschulabschluss
  - Realschulabschluss/ Mittlere Reife
  - Fachhochschulreife
  - Abitur, allgemeine oder fachgebundene Hochschulreife
  - Hochschulabschluss (Universität, Fachhochschule)
  - Schule beendet ohne Abschluss
  - Sonstiges \_\_\_\_\_

## 6) Kommentarfenster

### ▪ **Methodik der Umfrage**

Bei der Umfrage steht die Motivation der Mitglieder von Bürgerenergiegesellschaften im Vordergrund. Aus diesem Grund wurde eine Online-Umfrage erstellt, die durch die Geschäftsführung der Gesellschaften an ihre Mitglieder geleitet wurde.

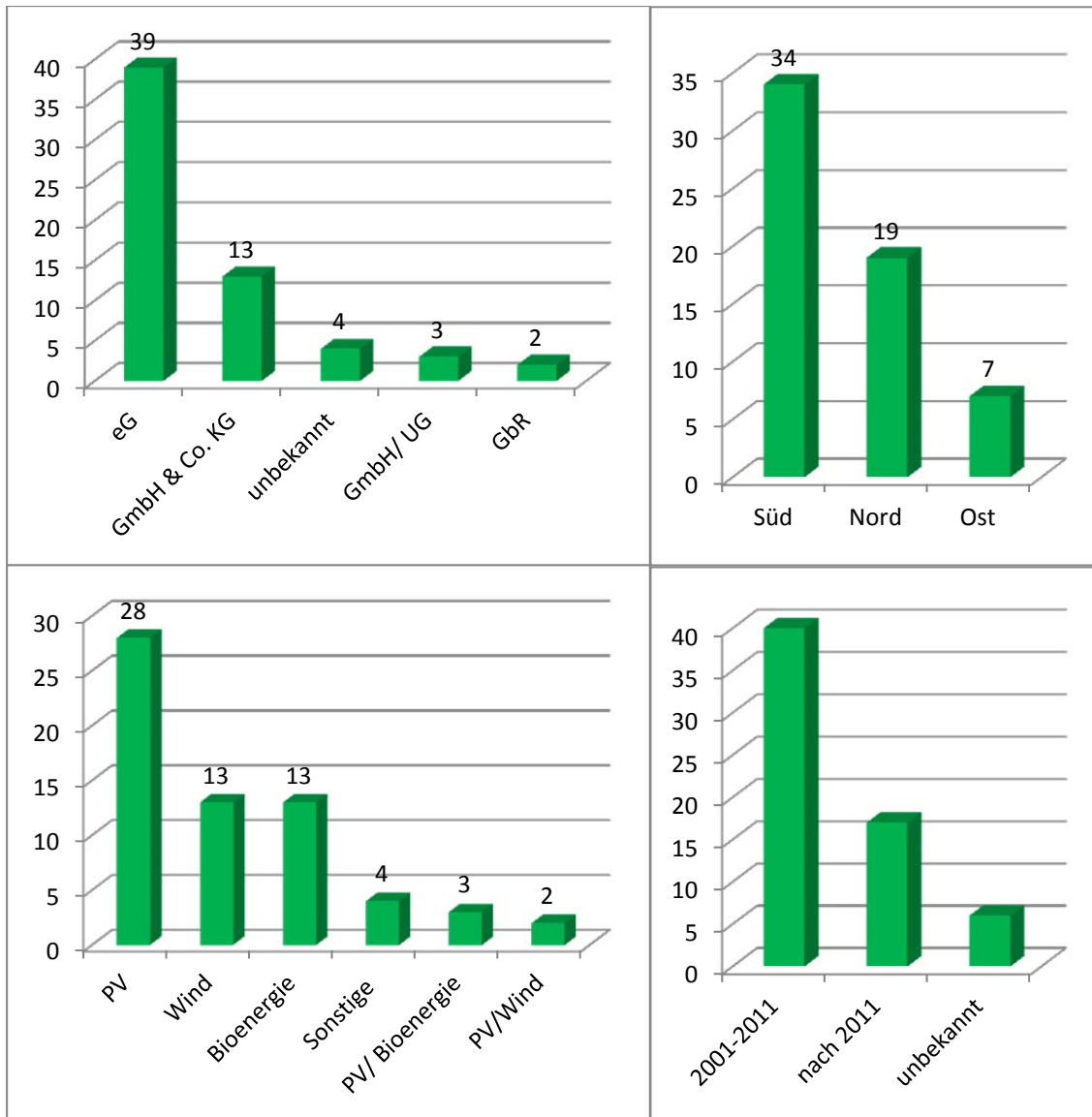
Anhand einer Datenbank zu Bürgerenergiegesellschaften in Deutschland wurde – mit wenigen Ausnahmen – eine geschichtete Zufallsauswahl derjenigen Unternehmen vorgenommen, die als Teilnehmende an der Umfrage in Betracht kommen. Bei der Schichtung wurden die folgenden Kriterien berücksichtigt:

- Region: Aufteilung in Nord (Bremen, Hamburg, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Schleswig-Holstein), Ost (Berlin, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt, Thüringen), Süd (Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Rheinland-Pfalz, Saarland),
- Energieform: PV, Wind, Bioenergie,
- Gesellschaftsform: eG, GmbH & Co. KG, GbR, sonstige,
- Gründungsjahr: ältere Gruppe (vor 2001), mittlere Gruppe (2001-2011), jüngere Gruppe (nach 2011).

Insgesamt wurden in diesen Kategorien 375 Gesellschaften angeschrieben. Bedingt durch die Anzahl der Gesellschaften in der Datenbank ergab sich ein leichtes Übergewicht in den Kategorien PV und eG. Die Gruppen GbR und Bioenergie waren am kleinsten.

Durch den kurzen Antwortzeitraum nahmen bis zum 28. März 2014 61 Gesellschaften an der Umfrage teil. Innerhalb der Gesellschaften kam es zu einem gesamten Rücklauf von 274 Fragebögen. Die Umfrage ist immer noch aktiv, damit die Rücklaufquote weiter erhöht werden kann. Bei den Rückläufern gibt es durch große Gesellschaften mit vielen Mitgliedern potenzielle Verzerrungen in der jeweiligen Kategorie.

Folgende Rückläufer aus den genannten Kategorien konnten identifiziert werden (*siehe Abb. A1*).



**Abb. A.1: Anzahl an Umfragerückläufern nach Kategorien bezogen auf die Bürgerenergiegesellschaften (N = 61)**

Quelle: Eigene Darstellung.

### A.3 Rechenbeispiel zu den Auswirkungen der verpflichtenden Direktvermarktung (Windkraftanlage)

**Tab. A.2: Kalkulationsschema**

<b>Kalkulationsannahmen</b>		
Anlagen Nennleistung [MW]	3,00	
Investitionskosten [Euro]	5.139.000	
Volllaststunden [h/a]	2.500	
Jahresertrag der Modellregion [kWh]	7.500.000	
Einspeisevergütung [Euro/kWh]	0,0913*	
	0,0472*	
* Erhöhte Anfangsvergütung 15,5 Jahre: 0,0913 Euro/kWh, danach 0,0472Euro/kWh		
<b>Laufende Kosten pro Jahr</b>	<b>Jahr 1-10</b>	<b>Jahr 11-20</b>
Wartung & Reparatur [Euro/kWh]	0,0105	0,0147
Pachtzahlungen [Euro/kWh]	0,0053	0,0051
Kaufm. & techn. Betriebsführung [Euro/kWh]	0,0041	0,0036
Versicherungskosten [Euro/kWh]	0,0012	0,0007
Rücklagen [Euro/kWh]	0,0010	0,0014
Sonstige Betriebskosten [Euro/kWh]	0,0020	0,0013
<b>Gesamt [Euro/kWh]</b>	<b>0,0241</b>	<b>0,0268</b>

Quelle: Eigene Darstellung.