
IASS WORKING PAPER

Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS)

Potsdam, September 2014

Ausschreibungen für erneuerbare Energien in Deutschland – Ausgestaltungsoptionen für den Erhalt der Akteursvielfalt

Dr. David Jacobs, Hannes Peinl, Boris Gotchev,
Dr. Dominik Schäuble, Dr. Patrick Matschoss,
Benjamin Bayer (IASS Potsdam),
Dr. Hartmut Kahl, LL.M. (Duke), Dr. Markus Kahles,
Thorsten Müller (Stiftung Umweltenergierecht),
Dr. Kathrin Goldammer (Geschäftsstelle
Forschungsforum Energiewende)



Stiftung Umweltenergierecht

Inhalt

- 1. Zusammenfassung und Empfehlungen** 3
- 2. Einleitung und Hintergrund** 4
- 3. Ausgestaltungsoptionen bei Ausschreibungen** 6
 - 3.1** Ausschreibungsgegenstand: risikoarme Refinanzierungsmechanismen 6
 - 3.2** Qualifikationsanforderungen: Niedrigere Bürgschaften und Pönale 6
 - 3.3** Risikominimierung: Staatliche Fonds für die Finanzierung der Projektentwicklung 7
 - 3.4** Regionale Finanzierung: Herkunftsbezogene Partizipationsmöglichkeiten 8
- 4. Fazit und Empfehlungen** 11
- 5. Literaturverzeichnis** 13

1. Zusammenfassung und Empfehlungen

Im vorliegenden Working Paper werden Vorschläge für ausgewählte Ausgestaltungsoptionen von Ausschreibungen unterbreitet, um die Akteursvielfalt im Bereich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland zu erhalten. Dabei werden internationale Erfahrungen zur Schaffung von Akteursvielfalt und Akzeptanz berücksichtigt.

Für den Umbau des Energiesystems in Deutschland ist es unabdingbar, über die geeigneten politischen Rahmenbedingungen privates Kapital zu aktivieren. Dabei sollten die unterschiedlichen Investitionsvoraussetzungen verschiedener Akteursgruppen berücksichtigt werden. Kleine Akteure (private Haushalte, Landwirte, Bürgerwindparks, Energiegenossenschaften etc.) sind tendenziell risikoaverser, haben dafür aber auch geringere Renditeerwartungen. Institutionelle Akteure (z. B. EVUs, Stadtwerke, große Projektentwickler) sind hingegen in der Lage, größere Risiken bei der Projektfinanzierung einzugehen. Sie haben dafür jedoch auch höhere Renditeerwartungen.

Neben der Klärung der grundlegenden Voraussetzungen für einen Systemwechsel zur Ermittlung von EE-Förderhöhen (mögliche Effizienzgewinne durch wettbewerbliche Preisermittlung versus höhere Kosten bei der Projektfinanzierung durch Risikoaufschläge), könnten folgende Ausgestaltungsoptionen zum Erhalt der Akteursvielfalt in Deutschland beitragen:

- Die in den EU-Leitlinien definierten *De-minimis-Regeln* sollten vollständig ausgeschöpft werden. Kleinere PV- und Biogas-Anlagen (bis 1 MW) und Bürgerwindparks mit bis zu sechs Anlagen oder 6 MW Leistung könnten dann weiterhin über administrativ festgesetzte Vergütungssätze realisiert werden.

- Um das Preisrisiko von Betreibern von EE-Anlagen zu minimieren, sollten auch künftig Einspeisevergütungen oder (ex-post berechnete) gleitende Marktprämien ausgeschrieben werden (siehe Abschnitt 3.1).

- Für kleine Akteure könnten vereinfachte Qualifikationsanforderungen etabliert werden (z. B. niedrigere Bürgschaften und Pönale) (siehe Abschnitt 3.2).

- Für die kritische Phase der Projektentwicklung könnten staatliche Fonds bereitgestellt werden, auf die kleine Akteure zurückgreifen können (siehe Abschnitt 3.3).

- Projektentwickler könnten verpflichtet oder über Anreize dazu veranlasst werden, einen Teil der Projektfinanzierung durch Bürger in der Umgebung der EE-Anlage zu realisieren (siehe Abschnitt 3.4).

Die vorgeschlagenen Ausgestaltungsoptionen sollten im Rahmen der Pilotausschreibung für Freiflächen PV-Anlagen getestet werden. Neben den hier formulierten Vorschlägen sind weitere Ausgestaltungsoptionen zu prüfen. Dazu zählen die Vorentwicklung von Standorten auf Grundstücken in öffentlichem Eigentum, um somit das Risiko im Rahmen der Flächenentwicklung zu reduzieren; die Berücksichtigung anderer Faktoren als des gebotenen Preises bei der Projektauswahl (beispielsweise der Grad der Bürgerbeteiligung und der lokalen Wertschöpfung); die administrative Festlegung von Vergütungssätzen für bestimmte Akteursgruppen auf Basis vorheriger Ausschreibungsrunden.

2. Einleitung und Hintergrund

Gemäß den politischen Zielen der Bundesregierung sollen erneuerbare Energien (EE) bis 2050 mindestens 80% der Stromnachfrage decken. Auch in den kommenden Dekaden sind daher massive Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien notwendig. Im Sinne des Gemeinschaftswerks Energiewende sollten dafür vom Gesetzgeber Rahmenbedingungen geschaffen werden, die die Finanzierung dieser Investitionen über unterschiedlicher Akteure ermöglichen.

Unter Berücksichtigung des Charakters der Energiewende als Gemeinschaftswerk ist der Erhalt der bestehenden Akteursvielfalt ein klar definiertes politisches Ziel.¹ Beim Ausbau der erneuerbaren Energien hängt die soziale Akzeptanz der Energiewende unter anderem davon ab, inwieweit sich kleine Akteure, die häufig unter dem Begriff ‚Bürgerenergie‘ subsumiert werden, finanziell beteiligen können und somit lokale Wertschöpfung generieren. Dabei ist zu bedenken, dass kleine Akteure bei ihren Investitionsentscheidungen zwar risikoscheuer sind, dafür jedoch auch geringere Renditeerwartungen haben.

In Deutschland wurde die Finanzierung erneuerbarer Energien seit 1991 im Wesentlichen mittels administrativ berechneter Einspeisevergütungen gewährleistet. Nach Ansicht der EU-Kommission stellt der Fördermechanismus des EEGs jedoch eine staatliche Beihilfe dar, die den Wettbewerb im Binnenmarkt verfälscht. Daher hat die Kommission gegen die Bundesrepublik ein Beihilfeverfahren zum EEG 2012² eingeleitet, dem die Bundesregierung mit der Rechtsauffassung entgegentritt, dass die gesetzgeberische Festsetzung der Förderhöhe eine reine Mindestpreisbestimmung sei und die Höhe der zur Finanzierung der Förderung dienenden EEG-Umlage letztlich von Privatrechtssubjekten und nicht vom Staat festgelegt werde.³

Parallel zu dieser noch andauernden Auseinandersetzung um das bisherige EEG 2012 hat die Kommission neue Beihilfeleitlinien für den Umwelt- und Energiebereich erlassen, die zum 1. Juli 2014 in Kraft getreten sind. Diese Beihilferichtlinien für 2014–2020⁴ fordern unter Beachtung der De-minimis-Regelungen und eng begrenzten Ausnahmen⁵, dass:

¹ Vgl. § 2 Abs. 5 S. 3: „Bei der Umstellung auf Ausschreibungen soll die Akteursvielfalt bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erhalten bleiben.“

² Beschluss der Europäischen Kommission, C (2013), 4424 final v. 18.12.2013, abgedruckt im Amtsblatt der Europäischen Union v. 07.02.2014, C 37/73 ff.

³ Vgl. BT-Drs. 18/1304, S. 152 und die vorsorglich unter dem Az. T 134/14 zum EuGH erhobene Nichtigkeitsklage der Bundesrepublik gegen den Eröffnungsbeschluss.

⁴ http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/eeag_en.pdf

⁵ Die EU-Beihilferichtlinien definieren in Rn. 126 etwa auch Umstände, in denen Ausschreibungen nicht geeignet sind, um Förderhöhen, d.h. Höhen der Einspeisevergütung, für EE zu ermitteln. So sind Ausschreibungen nicht geeignet, wenn die damit erzielten Förderhöhen über den administrativ festgelegten Einspeisetarifen liegen, wenn es eine zu kleine Bieteranzahl gibt, oder wenn die angestrebten Zubaumengen EE nicht erreicht werden können.

- die Förderung von erneuerbaren Energien als Prämie auf den Strommarktpreis erfolgt
- EE-Stromerzeuger ihren Strom direkt in den Markt verkaufen und ihnen die Verantwortung für Prognosegenauigkeit und Bilanzierung der Strommengen obliegt
- In den Jahren 2015 und 2016 für mindestens 5% des geplanten Zubaus von EE die Förderhöhe über Ausschreibungen bestimmt wird
- Ab 2017 die Höhe von Einspeisevergütungen über Ausschreibungen bestimmt wird, wobei unter Umständen zwischen Technologien differenziert werden kann
- die Förderung EE eine maximale Laufzeit in Höhe ihrer Abschreibungsdauer umfasst

Da die Leitlinien nur für tatsächliche Beihilfen einschlägig sind und die Bundesregierung die Auffassung vertritt, dass der Fördermechanismus des EEG den Beihilfetatbestand des Art. 107 Abs. 1 AEUV nicht erfüllt, ist fraglich, inwiefern die Leitlinien den deutschen Gesetzgeber überhaupt binden können. Unabhängig von dieser Rechtsfrage ist es der Kommission bisher aber gleichwohl gelungen, durch ihren Gestaltungsanspruch einen faktischen Handlungsdruck aufzubauen, dem der Gesetzgeber des neuen EEG 2014 u. a. mit den ersten Weichenstellungen hin zu einer Umstellung auf Ausschreibungsmodelle auch nachgekommen ist. Immerhin hat die Kommission das neue EEG 2014 auf dieser Basis bis Ende 2016 genehmigt.⁶

Die EEG-Reform 2014 legt einen Schwerpunkt darauf, die Kosten der EEG-Vergütung für zukünftige EE-Anlagen zu begrenzen und über eine staatliche Mengensteuerung einen gleichmäßigeren Zubau an EE-Leistung sicherzustellen. Bis Anfang 2017 soll nun ein Systemwechsel zu wettbewerblich ermittelten Vergütungssätzen durch Ausschreibungen vollzogen werden. In einem ersten Pilotvorhaben sollen jährlich 400 MW PV-Freiflächenanlagen ausgeschrieben werden.⁷ Federführende Behörde ist hierbei die Bundesnetzagentur (BNetzA). Das Ausschreibungsmodell soll auf der Basis der Verordnungsermächtigung des § 88 EEG 2014 zunächst durch eine Rechtsverordnung konkretisiert werden,⁸ für deren Erarbeitung jüngst Eckpunkte vom BMWi zur Diskussion gestellt wurden.⁹ Ab Anfang 2017 sollen dann die Vergütungssätze für alle weiteren EE-Technologien in technologiespezifischen Ausschreibungen ermittelt werden.¹⁰

Da weder „Akteursvielfalt“ noch die in ihr als Teilmenge enthaltene sogenannte „Bürgerenergie“ eingeführte Rechtsbegriffe sind, kommt es zunächst darauf an, empirisch belastbare Kriterien zu entwickeln, die es dem Gesetzgeber ermöglichen, den ihm zustehenden Gestaltungsspielraum zu nutzen, um das Ziel des Erhalts der Akteursvielfalt auch tatsächlich erreichen zu können (vgl. dazu auch Kahl, Kahles et al. 2014).

⁶ Pressemitteilung der Europäischen Kommission vom 23.07.2014 IP/14/867 „Staatliche Beihilfen: EU-Kommission genehmigt Gesetz über erneuerbare Energien“, abrufbar unter: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-14-867_de.htm.

⁷ Vgl. § 53 EEG 2014 sowie BT-Drs. 18/1304, S. 135.

⁸ Vgl. die umfangreiche Verordnungsermächtigung in § 85 EEG 2014.

⁹ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Eckpunkte für ein Ausschreibungsdesign für Photovoltaik-Freiflächenanlagen, abrufbar unter <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/eeg-reform,did=645752.html>.

¹⁰ Vgl. § 2 Abs. 5 EEG 2014: „Die finanzielle Förderung und ihre Höhe sollen für Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas bis spätestens 2017 durch Ausschreibungen ermittelt werden. Zu diesem Zweck werden zunächst für Strom aus Freiflächenanlagen Erfahrungen mit einer wettbewerblichen Ermittlung der Höhe der finanziellen Förderung gesammelt.“

3. Ausgestaltungsoptionen bei Ausschreibungen

Ausgestaltungsoptionen für Ausschreibungen wurden bereits in einer Vielzahl von Publikationen beleuchtet (vgl. Maurer and Barroso 2011; Cozzi 2012; Ecke, Herrmann et al. 2014; Fürstenwerth, Praetorius et al. 2014). Zudem gibt es umfangreiche internationale Erfahrungen mit Ausschreibungen. In 44 Ländern kommen Ausschreibungsmodelle zum Einsatz (Lucas, Ferroukhi et al. 2013; REN21 2014). Diese Länder weisen heterogene Erfahrungen mit Ausschreibungen zur Ermittlung von EE-Förderhöhen auf (Hauser, Weber et al. 2014).

Ausschreibungen sind kein spezielles Förderinstrument für erneuerbare Energien, sondern ein wettbewerblich organisiertes Verfahren der Preisfindung und Erteilung einer Förderberechtigung. Es können also – entsprechend der bekannten Kategorisierung der Förderinstrumente – verschiedene Produkte ausgeschrieben werden: Festpreise, gleitende Marktprämien, ex-ante definierte Prämienzahlungen oder Kapazitätzahlungen.

Die grundlegenden Bedingungen für ökonomisch effiziente Ausschreibungsergebnisse sind eine hinreichende Anzahl an wettbewerblichen Bietern, d. h. diese dürfen keine kollusiven Absprachen über ihre Gebote treffen. Des Weiteren kann der mittels Ausschreibung gefundene Preis nur dann effizient sein, wenn das zu vergebende Gut (hier der Zubau der erneuerbaren Energien) knapp ist, d. h., die staatliche Nachfrage nach Zubau von EE muss kleiner sein als das Angebot.

3.1 Ausschreibungsgegenstand: risikoarme Refinanzierungsmechanismen

Ein wesentliches Ausgestaltungsmerkmal ist also der Ausschreibungsgegenstand. Hierbei ist im Kontext der Refinanzierungsinstrumente für EE grundlegend zwischen Einspeisevergütungen und Prämienmodel-

len zu unterscheiden. Prämien wiederum unterscheiden sich in Kapazitätsprämien, d.h. €/kW installierter Leistung, und in Marktprämien in €/kWh eingespeister elektrischer Arbeit. Bei letzterer wird zwischen gleitender und fixer Marktprämie unterschieden.

Diese Refinanzierungsinstrumente sind mit unterschiedlichen Preis- und Mengenrisiken verbunden. Die beste Vorhersehbarkeit der Einnahmen bieten Kapazitätzahlungen, weil sie den Investoren bzw. Anlagenbetreibern Zahlungen in Abhängigkeit der installierten Leistung garantieren. In der Praxis bilden Kapazitätzahlungen jedoch immer nur einen Teil der zur Refinanzierung der Anlage benötigten Einnahmen ab (beispielsweise einen Anteil der Kapitalkosten). Ein Teil der Einnahmen muss in der Regel über die Vermarktung des Stroms erwirtschaftet werden. Dadurch erhöht sich das Preis- und Mengenrisiko, denn es bleibt die Unsicherheit über Menge und Marktwert des erzeugten Stroms. Gleiches gilt für ex-ante definierte Marktprämien. Für den Erhalt der Akteursvielfalt sind Ausschreibungen von Einspeisevergütungen oder gleitende Marktprämien daher anderen Finanzierungsmechanismen vorzuziehen, da diese eine vergleichsweise hohe Investitionssicherheit für kleine Akteure bieten. Da Kapitalkosten den wesentlichen Kostenbestandteil bei fluktuierenden erneuerbaren Energien ausmachen, sind geringe Risikoprämien ein wichtiger Faktor für einen kosteneffizienten Zubau (Jacobs, Schäuble et al. 2014).

3.2 Qualifikationsanforderungen: Niedrigere Bürgschaften und Pönale

Neben dem Ausschreibungsgegenstand sind die Voraussetzungen für die Teilnahme, die sogenannten Qualifikationsanforderungen, ein weiteres wesentliches Ausgestaltungsmerkmal. Im Rahmen der Qualifikationsanforderungen wird festgelegt, welche formalen, finanziellen, juristischen oder technischen

Anforderungen ein Bieter vorab erfüllen muss. Dies reicht von Umfang, Art und Form der vorab einzureichenden Unterlagen über finanzielle Sicherheiten und Anforderungen an den Planungsstand (behördliche Genehmigungen, Finanzierungszusagen, Gutachten) bis zu Erfahrungen mit bereits realisierten EE-Projekten.

Grundlegend bleibt hierbei festzuhalten, dass hohe Qualifikationsanforderungen die Wahrscheinlichkeit für eine Teilnahme kleiner Akteure an Ausschreibungen verringern. Kleine Akteure verfügen meist nur über moderate finanzielle Ressourcen für die Planungsphase der Projekte. Bei Energiegenossenschaften ist darüber hinaus für basisdemokratische Prozesse ein erhöhter Zeitaufwand erforderlich. Bei hohen Qualifikationsanforderungen entstehen hohe potenzielle „versunkene Kosten“ (sunk costs). Hierzu zählen z.B. Kosten für einzuholende Genehmigungen der Bebauungsplanung, Kosten eines zu errichtenden Netzanschlusses oder Kosten für erforderliche umweltrechtliche Gutachten. Hohe potenzielle versunkene Kosten können demnach für kleine Akteure eine prohibitive Hürde für die Teilnahme an einer Ausschreibung darstellen, da diese selten über ein Portfolio von geplanten EE-Projekten verfügen. Potenzielle Verluste oder versunkene Kosten können daher nicht durch Gewinne anderer EE-Projekte ausgeglichen werden.

Neben hohen Qualifikationsanforderungen erschweren vorab zu hinterlegende Sicherheiten (in Form von Bürgschaften) und Pönale für die Nichterfüllung¹¹ die Partizipation kleiner Akteure. Pönale und zu hinterlegende Sicherheiten müssen aus Eigenmitteln oder am Kapitalmarkt beschafft werden, wobei kleine Akteure zu letzterem schlechteren Zugang haben. Hohe Qualifikationsanforderungen und Pönale lassen im Gegenzug jedoch auch eine hohe Qualität der Gebote bei Ausschreibungen erwarten und somit geringere Ausfallwahrscheinlichkeiten der zum Zuge gekommenen Bieter. Um Akteursvielfalt bei Ausschreibungen zu ermöglichen und die Ausbauziele auch zu erreichen, ist daher auf ein ausgewogenes Verhältnis von Qualifikationsanforderungen und Pönalen zu achten.

Eventuell sind geringere finanzielle Sicherheiten und Pönale für kleine Akteure ratsam. Nach dem starken Wachstum des PV-Marktes in Spanien in den Jah-

ren 2006 und 2007 und seit dem großen Interesse internationaler Investoren an diesem Markt wurde vom spanischen Gesetzgeber die Hinterlegung einer finanziellen Sicherheit verlangt. Im Fall von PV betrug die Sicherheit 500 Euro/kW, bei allen anderen Technologien mussten 20 Euro/kW hinterlegt werden. Kleine Aufdach-PV-Anlagen wurden jedoch von dieser Hinterlegung befreit. Diese De-minimis-Regel soll den administrativen Aufwand begrenzen und die Partizipation kleiner Akteure sicherstellen (Jacobs 2012).

3.3 Risikominimierung: Staatliche Fonds für die Finanzierung der Projektentwicklung

Durch den geplanten Systemwechsel von administrativ festgelegten Vergütungssätzen zu wettbewerblichen Ausschreibungen wird das Investitionsrisiko erhöht – insbesondere im Rahmen der Projektentwicklungsphase (Frontier Economics 2014). Während institutionelle Akteure dieses Risiko aufgrund einer höheren Kapitaldecke und einer größeren Anzahl an Projekten schultern können, ergeben sich in dieser Phase oftmals Schwierigkeiten für kleine Akteure.

In der Provinz Ontario (Kanada) wurde im Rahmen des „Community Energy Partnership“ Programms ein staatlicher Fonds etabliert, der Zuschüsse zu den Projektentwicklungskosten für erneuerbare Energien gewährt. Der Fonds richtet sich explizit an lokale Genossenschaften. Diese müssen von in der Provinz gemeldeten Individuen getragen werden und mindestens 15% der Anteile in der jeweiligen Gemeinde vergeben. Für die Genossenschaften bieten sich zwei grundlegende Arten finanzieller Zuschüsse für EE-Projekte. Zum einen können Genossenschaften Zuschüsse für die Angebotserstellung beantragen. Dazu zählen z. B. Kosten für Wind- oder Sonneneinstrahlungsgutachten oder Kosten für juristische oder technische Gutachten. Die Zuschüsse werden für Projekte zwischen 10 und 500 kW gewährt und divergieren nach Anzahl der geplanten Projekte. Insgesamt werden pro Jahr maximal 500.000 \$ (CAD) an Zuschüssen aus dem Fonds gezahlt. Der Zeitpunkt der Bewerbung ist Kriterium für die Auswahl berücksichtigtster Projekte (first-come-first-served).

¹¹ Eine Pönale ist eine Strafzahlung. Diese wird fällig, wenn erfolgreiche Bieter einer Ausschreibung die von ihnen zugesagte Menge EE nicht oder verzögert errichten.

Ein EE-Projekt	80% der anrechenbaren Kosten, bis zu einer Maximalsumme von 20.000\$ (CAD).
Zwei EE-Projekte	80% der anrechenbaren Kosten, bis zu einer Maximalsumme von 30.000\$ (CAD).
Drei oder mehr EE-Projekte	80% der anrechenbaren Kosten, bis zu einer Maximalsumme von 40.000 \$ (CAD).

Als zweite Art der Förderung adressiert der staatliche Fonds EE-Projekte von Genossenschaften, die erfolgreich an Ausschreibungen teilgenommen haben. Hierbei können Transaktionskosten wie Verwaltungs- und Genehmigungsgebühren bezuschusst werden. Insgesamt können 50% der anrechenbaren Kosten bis zu einem Maximum von 100.000 \$ (CAD) aus dem Fonds bezuschusst werden. Bis Januar 2012 wurden durch den Fond 155 Projekte von Genossenschaften im Umfang von 93 MW gefördert. Dabei handelt es sich vorrangig um PV- und Biomasseanlagen.

In Dänemark wurde mit dem Klima- und Energieprogramm ebenfalls ein Fonds mit einem Budget von über 10 Mio. DKK (1,3 Mio €) aufgesetzt, um kleine Akteure bei der Durchführung von Machbarkeitsstudien für Windenergieanlagen zu unterstützen. Der Fonds richtet sich an Gruppen von Bürgern, Genossenschaften und lokale Initiativen, welche die Umsetzung eines Windparks planen. Diese Akteure können eine staatliche Sicherheit in Höhe von bis zu 500.000 DKK (67.000 €) pro Projekt für technische oder ökonomische Machbarkeitsstudien beantragen. Falls ein Projekt nicht realisiert werden sollte, muss der Kredit bis zu diesem Betrag nicht zurückgezahlt werden. Der Anspruch auf die Sicherheit erlischt mit dem erfolgreichen Netzanschluss eines Projekts.

3.4 Regionale Finanzierung: Herkunftsbezogene Partizipationsmöglichkeiten

Um bei der Finanzierung von erneuerbaren Energien kleine Akteure einzubinden können auch Verpflichtungen oder Anreize zur finanziellen Beteiligung der ansässigen Bevölkerung etabliert werden. In Dänemark besteht im Rahmen der Windenergie eine ähnlich große Akteursvielfalt wie in Deutschland. Bis

Ende der neunziger Jahre war der Betrieb von Windenergieanlagen (WEA) an Land gesetzlich auf Akteure in einem bestimmten geografischen Umkreis der Anlage beschränkt.

Die Regelung wurde im Rahmen der Liberalisierung des Elektrizitätssektors 1998 aufgehoben. Während der Ausbau der Windenergie in den 90er Jahren hauptsächlich durch lokale Genossenschaften vorangetrieben wurde, dominierten den Markt ab dem Jahr 2000 Privateigentümer und kommerzielle Projektentwickler. Politische Rahmenbedingungen und niedrige Fördertarife führten zwischen 2002 und 2008 zu einem fast vollständigen Erliegen des Ausbaus der Windenergie an Land. Trotzdem kam es vermehrt zu Konflikten und zu zunehmendem Widerstand gegen die Umsetzung neuer Windenergie-Projekte auf lokaler Ebene. Als Gründe können unter anderem die Verknappung geeigneter Standorte, größere Turbinen und die abnehmende Beteiligung lokaler Akteure bei gleichzeitig zunehmender Kommerzialisierung von Projekten angeführt werden.

Seit 2009 verfolgt die dänische Regierung ein ambitioniertes Klima- und Energieprogramm. Mit dem „Promotion of Renewable Energy Act“ wurden zudem verschiedene Regelungen eingeführt, um die Akzeptanz für neue Windenergieanlagen an Land und in Küstennähe zu erhöhen und eine finanzielle Beteiligung lokaler Akteure an neuen Projekten zu ermöglichen.

Demnach ist der Projektierer von Windenergieanlagen an Land verpflichtet, mindestens 20% der Anteile der errichteten Anlage(n) der lokalen Bevölkerung anzubieten. Seit 2013 greift diese Regelung auch bei Offshore-Windkraftanlagen in Küstennähe (sogenannte „Nearshore Anlage“, die in weniger als 16 km Entfernung von der Küste errichtet werden). Das

Verfahren der Anteilsvergabe ist gesetzlich geregelt. So müssen die Projektierer einer Anlage den betreffenden Bürgern Informationen mit detaillierten finanziellen und technischen Angaben zugänglich machen und den Bürgern mindestens acht Wochen nach der öffentlichen Bekanntgabe die Möglichkeit geben, Anteile zu erwerben. Das Verfahren unterliegt der Aufsicht des dänischen Übertragungsnetzbetreibers Energinet.dk.

Zunächst haben alle volljährigen Personen mit dauerhaftem Wohnsitz im Umkreis von 4,5 km der Windkraftanlage ein Vorkaufsrecht von maximal 50 Anteilen. Im Fall von Nearshore-Anlagen wurde der Radius auf 16 km erweitert. Werden die 20%-Anteile von diesem Personenkreis nicht ausgeschöpft, so werden die verbleibenden Anteile allen volljährigen Personen mit dauerhaftem Wohnsitz in der Gemeinde angeboten. Die 20% beziehen sich nicht auf die Investitionskosten, sondern auf die berechneten Erlöse aus der durchschnittlichen Stromproduktion über einen Zeitraum von 20 Jahren. Der Preis für einen Anteil entspricht dabei dem Preis von 1000 kWh pro Jahr (durchschnittlich 3.000–4.000 DKK oder € 400–500). Anteilseigner teilen sich gleichberechtigt mit dem Erbauer einer Windkraftanlage Kosten, Risiken, und Profite.

Zusätzlich ist geplant, Erbauern von küstennahen Anlagen einen Bonus in Höhe von DKK 0.01/kWh (€ 0.0013) anzubieten, wenn mindestens 30% der Anteile im Besitz der lokalen Bevölkerung und der lokalen Unternehmen sind. Um eine breite Beteiligung zu wahren, darf allerdings keine Partei alleine mehr als 5% der Anteile halten. Ob diese Regelungen in Kraft treten können ist jedoch mit Verweis auf die Beihilferichtlinien und das Wettbewerbsrecht der Europäischen Union noch unklar.¹²

Erste Erfahrungen mit dieser Regelung in Dänemark zeigen, dass zum Erreichen einer breiten Beteiligung die Ausgestaltung regelmäßig überprüft werden sollte. Bis 2011 wurden in rund der Hälfte der Fälle nicht alle Anteile an lokale Anteilseigner verkauft – das führte zu einer Dominanz von institutionellen Investoren. Daher wurde das Gesetz 2013 novelliert. So wurde beispielsweise der Verkaufszeitraum von ursprünglich vier auf acht Wochen erhöht und das Vorkaufsrecht der Bürger im 4,5-km-Umkreis auf maximal 50 Anteile begrenzt. Als nachteilig an dieser Regelung wird jedoch von kleinen Akteuren die als gering bewertete Quote von 20–30% empfunden, da somit unzureichende Kontroll- und Entscheidungsrechte bestünden.

Juristischer Exkurs: Herkunftsbezogene Partizipationsmöglichkeiten und die Anforderungen der europäischen Grundfreiheiten

Maßnahmen zur Sicherstellung der Partizipationsmöglichkeiten bei EE-Projekten zielen häufig – wie die Beispiele aus Dänemark zeigen – auf eine Einbindung lokaler Akteure ab. In vielen Fällen sind lokale Akteure gleichzeitig auch kleine Akteure (private Haushalte, Landwirte, Bürgerwindparks und Energiegenossenschaften etc.). Europarechtlich eindeutiger ist es jedoch, wenn man nicht auf die lokale Verankerung abzielt, sondern – ohne Rekurs auf ortsgebundene Parameter – allein auf die herkunftsneutrale Größe der Akteure an sich. Der Grund dafür ist, dass herkunfts- und ortsbezogene Vorteile, die einem gewissen Adressatenkreis vorbehalten werden oder bleiben, meist zugleich eine Benachteiligung und mögliche Diskriminierung derjenigen Akteure in anderen Mitgliedsstaaten darstellen, die nicht in den Genuss der Vorteile kommen. Solche Konstellationen will das Europarecht möglichst ausschließen bzw. verlangt es dafür einen triftigen Rechtfertigungsgrund.¹³

¹² Aus europarechtlicher Perspektive ist die Sachlage nicht eindeutig. Ein Vorkaufsrecht für Anwohner im Umkreis von 4,5 km oder 16 km im Fall von Nearshore WEA könnte im Hinblick auf die erleichterte Erreichung der EU Ausbauziele durch erhöhte lokale Akzeptanz begründet werden. Allerdings trifft dies eventuell nicht auf die zweite Gruppe von Bürgern innerhalb der Gemeindegemarkung in mehr als 4,5 km Entfernung zur WEA zu, da diese von den unmittelbaren Auswirkungen und Emissionen einer WEA genauso wenig betroffen sein können wie Bürger im Rest des Landes oder der EU. Vgl.: Egelund Olsen, B. (2014 (forthcoming)). *Regulatory Financial Obligations for Promoting Local Acceptance of Renewable Energy Projects. Renewable Energy Law in the EU: Legal Perspectives on Bottom Up Approaches*. T. Schomerus and M. Peeters. Cheltenham, UK, Edward Elgar.

¹³ Siehe dazu auch Kahl/Kahles/Müller, *Anforderungen an den Erhalt der Akteursvielfalt bei der Umstellung auf Ausschreibungen im EEG*, Würzburger Berichte zum Umweltenergie recht Nr. 9 vom 18.08.2014.

Einschlägig ist hier zunächst der Schutzbereich der Niederlassungsfreiheit nach Art. 49 Abs. 1 AEUV und/oder der Kapitalverkehrsfreiheit nach Art. 63 Abs. 1 AEUV. Diese beiden Grundfreiheiten stehen in einem engen Zusammenhang. Eine Abgrenzung erfolgt in der Rechtsprechung des EuGH danach, ob Direktinvestitionen (dann Niederlassungsfreiheit) oder Portfolioinvestitionen (dann Kapitalverkehrsfreiheit) betroffen sind.¹⁴ Im Falle von lokaler Bürgerbeteiligung an EE-Projekten scheint die Niederlassungsfreiheit einschlägig zu sein, da ein potenzieller Investor aus einem anderen Mitgliedstaat aufgrund der verpflichtenden Beteiligung der lokalen Bürger an seiner Investitionsentscheidung gehindert werden könnte. Im Ergebnis sind die Anforderungen an die Rechtfertigung von solchen Einschränkungen der beiden Grundfreiheiten jedoch sehr ähnlich, da der EuGH jeweils fordert, dass eine entsprechende Maßnahme nur aus „zwingenden Gründen des Allgemeinwohls“ gerechtfertigt werden kann. Was der EuGH hierunter versteht, hat er in zahlreichen Urteilen konkretisiert. Zur Möglichkeit der Rechtfertigung einer zwingenden Bürgerbeteiligung an EE-Projekten anhand der Niederlassungsfreiheit und/oder der Kapitalverkehrsfreiheit liegt allerdings bislang keine einschlägige Rechtsprechung der Luxemburger Richter vor.

Das oben vorgestellte dänische Modell dient augenscheinlich der Verbesserung der lokalen Akzeptanz von Windkraftanlagen, indem es die lokale Bevölkerung zu Anteilseignern und damit auch zu Profiteuren der Stromproduktion macht. Zumindest mittelbar kann eine solche Regelung damit auch dem verstärkten Ausbau von Windkraft und dem Umwelt- und Klimaschutz sowie der Verbesserung der Energieversorgungssicherheit durch den Ausbau erneuerbarer Energien dienen.

Sind solche Ziele aber in der Rechtsprechung des EuGH als zwingende Gründe des Allgemeinwohls anerkannt?

Sogenannte „*Einheimischenmodelle*“ sind als grundfreiheitliches Problem bislang vor allem aus dem Planungsrecht mit Hinblick auf die Reservierung von Grundstücken für Gemeindeangehörige bekannt. Dazu hat der EuGH im Jahr 2013 entschieden, dass aus Gründen des Erhalts der sozialen Struktur innerhalb einer Gemeinde die Beschränkung der Niederlassungsfreiheit grundsätzlich gerechtfertigt sein kann.¹⁵ Dabei hat der EuGH jedoch eine Rechtfertigung nur angenommen, soweit die Maßnahme ausschließlich „*die am wenigsten begüterte einheimische Bevölkerung*“ bevorzuge. Der Geltendmachung weitergehender Gemeinwohlbelange im Sinne einer planerischen Steuerung stand der EuGH bislang zurückhaltend gegenüber.¹⁶ Des Weiteren ist aus der EuGH-Rechtsprechung zur Kapitalverkehrs- und Niederlassungsfreiheit die Problematik der sogenannten „Sonderaktien“ bekannt.¹⁷ Hier hat der EuGH als zwingenden Grund des Allgemeinwohls grundsätzlich auch die Versorgungssicherheit mit wichtigen Gütern, wie etwa die Energieversorgung, anerkannt¹⁸. Allerdings sind diese Fälle etwas anders gelagert als die Fälle der Bürgerbeteiligung, da sich hier der Staat selbst mit Sonderrechten ausgestattete Anteile an strategisch wichtigen Energieunternehmen sicherte. Solche Sonderaktien werden bei Bürgerbeteiligungen an EE-Projekten wohl nicht regelmäßig ausgegeben, es handelt sich vielmehr um „normale“ Anteile. Es bleibt jedoch die Erkenntnis, dass grundsätzlich auch die Energieversorgungssicherheit einen zwingenden Grund des Allgemeininteresses darstellen kann. Der Umweltschutz ist in der Rechtsprechung des EuGH zur Beschränkung der Grundfreiheiten schließlich

¹⁴ Vgl. *EuGH Truck Center*, C-282/07, Slg. 2008, I-10767, Rn. 25.

¹⁵ *EuGH*, *EuZW* 2013, 507 Rn. 50 ff.

¹⁶ Vgl. *Nachweise bei Kümpfer/Milstein, Vergesellschaftung des Windes?*, *ZfBR* 2013, 742, 750.

¹⁷ Vgl. *die Auflistung der relevantesten Fälle von Bröhmer*, in: *Calliess/Ruffert, EUV/AEUV*, 4. Auflage, Art. 65 AEUV, Rn. 27 ff.

¹⁸ *EuGH Kommission/Frankreich*, C-483/99, Slg. 2002, I-4781 (auch wenn in diesem Fall die konkrete Ausgestaltung des Sonderaktienrechts unzulässig war); *EuGH Kommission/Belgien*, C-503/99, Slg. 2002, I-4809, Rn. 48 ff.

ebenfalls als zwingender Grund des Allgemeinwohls anerkannt, wenn auch primär im Rahmen von Beschränkungen der Warenverkehrsfreiheit¹⁹. Hierzu zählt auch der Klimaschutz durch den Ausbau erneuerbarer Energien²⁰.

Ob die mit einer gesetzlich vorgeschriebenen Bürgerbeteiligung an EE-Projekten verfolgte Verbesserung der lokalen Akzeptanz, verbunden mit mittelbaren Zielen wie dem Umwelt- und Klimaschutz oder der Versorgungssicherheit, einen zwingenden Grund des Allgemeinwohls darstellen kann, erscheint somit nach der bisherigen Rechtsprechung des EuGH nicht ausgeschlossen, hängt aber maßgeblich von der Ausgestaltung und dem seitens des Gesetzgebers verfolgten Zweck und dem getätigten Begründungs-

aufwand ab. Ob das Ziel einer hohen Akteursvielfalt einen geeigneten Rechtfertigungsgrund darstellt, wäre noch zu klären. Ein Modell, das allein die Akteursvielfalt an eine herkunftsbezogene Sonderregelung für lokale Akteure knüpft, dürfte jedoch nicht ohne weiteres als europarechtskonform gelten: Die Parameter „klein“ und „lokal“ mögen zwar bisweilen korrelieren, aber zwingend ist ihre Verbindung nicht. Am Maßstab der Grundfreiheiten gemessen, dürfte es daher immer einfacher sein, Regelungen zu schaffen, die allein auf die Akteursgröße abzielen und in einem herkunftsneutralen Gewand daherkommen. Sonderregelungen für kleine und mittelständische Unternehmen (KMUs) sind dem Europarecht jedenfalls nicht fremd.

4. Fazit und Empfehlungen

Die Vergütungssätze und die Förderberechtigungen für erneuerbare Energien sollen ab 2017 in Deutschland über Ausschreibungen ermittelt werden. Dadurch soll der Zubau zu möglichst geringen Kosten erfolgen und im Einklang mit dem europäischen Beihilferecht stehen. In diesem IASS Working Paper wurden Vorschläge für ausgewählte Ausgestaltungsoptionen von Ausschreibungen unterbreitet, um die Akteursvielfalt im Bereich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland zu erhalten. Dabei wurden Erfahrungen aus Kanada, Spanien und Dänemark herangezogen, die im Rahmen der PV-Pilotausschreibung getestet werden könnten.

Zunächst sollte ein Systemwechsel von administrativ berechneten zu wettbewerblich ermittelten Vergütungssätzen reiflich überdacht werden. Die administrative Bestimmung der Vergütungssätze kann zwar suboptimal sein, da der staatliche Regulierer bei der Festsetzung über unzureichende Informationen verfügt (Informationsasymmetrie) und anfällig ist für kurzfristige Begünstigung von Partikularinteressen (Lobbying). Bei der Betrachtung der Kosteneffizienz der Finanzierung sind jedoch auch die systemischen Risiken von Ausschreibungen zu berücksichtigen. Neben den Risiken, die durch die beschlossene verpflichtende Direktvermarktung von EE-Strom in

¹⁹ Vgl. EuGH, Slg. 1988, S. 4607 Rn. 9; EuGH Aher Waggon, Slg. 1998, I-4473 Rn. 20; EuGH Radelberger, Slg. 2004, I-11763 Rn. 75; EuGH, Slg. 2010, I-2055 Rn. 50.

²⁰ Vgl. EuGH PreussenElektra, C- C-379/98, Slg. 2001, I-2099.

Deutschland entstehen (Tisdale, Grau et al. 2014), entstehen im Rahmen von Ausschreibungen vor allem in der Phase der Projektentwicklung höhere Risiken und dadurch Kosten. Bei der Kalibrierung der Förder- und Finanzierungsinstrumente sollte der Gesetzgeber daher die möglichen Effizienzgewinne durch eine wettbewerblich organisierte Festlegung der gleitenden Marktprämien gegen die höheren Risiken und etwaigen Risikoprämien beachten. Zwischen den beiden gesellschaftspolitischen Zielen der Kosteneffizienz und dem Erhalt der Akteursvielfalt ist eine transparente Abwägung notwendig.

Für den Erhalt der Akteursvielfalt bei Ausschreibungen sollten die von der EU gewährten De-minimis-Regeln (Rn. 127 der EU-Beihilfeleitlinien) vollständig ausgeschöpft werden. Kleinere PV- und Biogas-Anlagen (bis 1 MW) und Windparks mit bis zu sechs Anlagen oder 6 MW Leistung könnten weiterhin über administrativ festgesetzte Vergütungssätze realisiert werden. Um das Risiko bei der Refinanzierung der Anlagen gering zu halten und so kleine Akteure zu beteiligen, sollten weiterhin gleitende Marktprämien ausgeschrieben werden.

Zunächst könnten zudem niedrige Qualifikationsanforderungen etabliert werden. Insbesondere die Höhe der zu hinterlegenden Sicherheiten (Bürgschaften) und die Höhe der Pönale bei Nichterfüllung haben einen Einfluss auf Partizipationsmöglichkeiten von nicht-institutionellen Akteuren. Gegebenenfalls können auch niedrigere Bürgschaften und Pönale für bestimmte Akteursgruppen definiert werden.

Über staatliche Fonds kann zudem das Risiko im Rahmen der Projektentwicklung abgedeckt werden. Hier sind die dargestellten Fondsmodelle in Ontario und Dänemark von Interesse, um etwa Genossenschaften in diesem frühen Stadium der Projektentwicklung zu unterstützen.

Des Weiteren besteht die Möglichkeit, die Finanzierung von EE-Anlagen durch Bürger aus der unmittelbaren Umgebung anzureizen. In Dänemark wurden hierzu in den vergangenen Jahren erste Erfahrungen gesammelt. Hier ist der Erbauer von küstennahen oder Onshore-Windenergieanlagen verpflichtet, mindestens 20% der Anteile der lokalen Bevölkerung anzubieten. Die juristische Analyse dieser sogenannten „*Einheimischenmodelle*“ zeigt jedoch, dass unter Umständen eine Differenzierung nach Akteursgröße einfacher mit dem EU-Recht in Einklang zu bringen ist.

Neben den hier formulierten Vorschlägen sind weitere Ausgestaltungsoptionen zu prüfen. Dazu zählt die Vorentwicklung von Standorten auf Grundstücken in öffentlichem Besitz, um das Risiko im Rahmen der Flächenentwicklung zu reduzieren; die Berücksichtigung anderer Faktoren als des gebotenen Preises bei der Projektauswahl (beispielsweise der Grad der Bürgerbeteiligung und der lokalen Wertschöpfung); die administrative Festlegung von Vergütungssätzen für bestimmte Akteursgruppen auf Basis vorheriger Ausschreibungsrunden. Die in den Pilotausschreibungen für Freiflächen-PV gewonnenen Erfahrungen sind zudem nicht ohne Weiteres auf andere Technologien übertragbar, da etwa Unterschiede bezüglich des Planungshorizonts und die Marktstruktur betreffend bestehen. Weitere Pilotausschreibungen für andere Technologien sind daher empfehlenswert.

5. Literaturverzeichnis

Cozzi, P. (2012). Assessing Reverse Auctions as a Policy Tool for Renewable Energy Deployment. Medford, MA, Tufts University.

Ecke, J., N. Herrmann, et al. (2014). Weiterentwicklung des EEG aus Verbraucherperspektive – Handlungsbedarf, Ausgestaltungsoptionen, rechtlicher Rahmen, Gutachten im Auftrag der Abteilung Wirtschafts- und Sozialpolitik. Berlin, Friedrich-Ebert-Stiftung.

Egelund Olsen, B. (2014 (forthcoming)). Regulatory Financial Obligations for Promoting Local Acceptance of Renewable Energy Projects. Renewable Energy Law in the EU: Legal Perspectives on Bottom Up Approaches. T. Schomerus and M. Peeters. Cheltenham, UK, Edward Elgar.

Frontier Economics (2014). Technologieoffene Ausschreibungen für Erneuerbare Energien – Studie für EFET Deutschland. London, Frontier Economics Ltd. .

Fürstenwerth, D., B. Praetorius, et al. (2014). Ausschreibungen für Erneuerbare Energien – Welche Fragen sind zu prüfen?. Berlin, Agora Energiewende.

Hauser, E., A. Weber, et al. (2014). Bewertung von Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell für Anlagen erneuerbarer Energienutzung Saarbrücken, Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES gGmbH).

Jacobs, D. (2012). Renewable Energy Policy Convergence in the EU – The evolution of feed-in tariffs in Germany, Spain and France. Farnham, Ashgate Publishing.

Jacobs, D., D. Schäuble, et al. (2014). Bürgerbeteiligung und Kosteneffizienz – Eckpunkte für die Finanzierung erneuerbarer Energien und die Aktivierung von Lastmanagement, IASS Study. Potsdam, Institute for Advanced Sustainability Studies.

Kahl, H., M. Kahles, et al. (2014). Anforderungen an den Erhalt der Akteursvielfalt im EEG bei der Umstellung auf Ausschreibungen, Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht. Würzburg, Stiftung Umweltenergierecht.

Lucas, H., R. Ferroukhi, et al. (2013). Renewable Energy Auctions in Developing Countries. Abu Dhabi, International Renewable Energy Agency (IRENA).

Maurer, L. T. A. and L. A. Barroso (2011). Electricity auctions: An overview of efficient practices. Washington, DC, World Bank, Energy Sector Management Assistance Program.

REN21 (2014). Renewables 2014 – Global Status Report Paris, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century.

Tisdale, M., T. Grau, et al. (2014). Impact of Renewable Energy Act Reform on Wind Project Finance, DIW Discussion Papers 1387. Berlin, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung.



IASS Working Paper September 2014

Institute for Advanced Sustainability Studies Potsdam (IASS) e. V.

Kontakt Autor:

David Jacobs: david.jacobs@iass-potsdam.de

Dominik Schäuble: dominik.schaeuble@iass-potsdam.de

Patrick Matschoss: patrick.matschoss@iass-potsdam.de

Adresse:

Berliner Strasse 130

14467 Potsdam

Deutschland

Telefon 0049 331-28822-389

www.iass-potsdam.de

E-Mail:

media@iass-potsdam.de

Vorstand:

Prof. Dr. Dr. h. c. mult. Klaus Töpfer

Prof. Dr. Dr. h. c. mult. Carlo Rubbia

Prof. Dr. Mark Lawrence

Generalsekretär:

Dr. Dr. Mario Tobias

