

Wissenschaftliches Begleitgutachten

EEG 3.0: Ausgestaltungsvorschlag für ein Ausschreibungsmodell für Wind an Land

Auftraggeber:
Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg

Aachen/Würzburg, 18.06.2015

Bearbeitung:

Prof. Dr. Peter Bofinger
Prof. Dr. Markus Ludwigs
Dr. Michael Ritzau
Dr. Ralf Schemm
Stefan Brühl
Lukas Schuffelen

Inhaltsverzeichnis

	Seite
Inhaltsverzeichnis	2
Abbildungsverzeichnis	5
Tabellenverzeichnis	7
Abkürzungsverzeichnis	8
Management Summary	9
TEIL I: Kurzzusammenfassung Ausgestaltungsvorschlag	
Windenergie an Land.....	13
1 Einleitung und Einordnung der Thematik	13
2 Aufgabenstellung und Zielsystem	15
3 Beschreibung des Ausgestaltungsvorschlags für ein	
Ausschreibungsmodell Wind an Land	18
3.1 Ausschreibungsprodukt / Gebot	18
3.2 Auktionsvorbereitung / Präqualifikation.....	19
3.3 Auktionsdurchführung	20
3.3.1 Auktionsmenge und -frequenz.....	20
3.3.2 Auktionsalgorithmus und Zuschlagskriterium	20
3.4 Auktionsabwicklung mit Fristen und Pönalen	23
3.5 Projektplanung und -umsetzung	24
3.5.1 Vergütungsanspruch und -umfang.....	24
3.5.2 Sekundärhandel.....	26
TEIL II: Vertiefende Analyse von ausgewählten	
Ausgestaltungsaspekten.....	27
4 Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells	27
4.1 Motivation und Hintergrund.....	27
4.2 Anforderungen an das Referenzertragsmodell und	
Zielsystem	29
4.3 Stellgrößen des Referenzertragsmodells und Wirkweisen ...	30
4.4 Anpassungsvorschlag für das Referenzertragsmodell	31
4.4.1 Parametrierung und Ableitung der Vergütungsdauerlinie.....	31

4.5	Mögliche Modellalternativen	34
4.5.1	Erweiterung A: Festlegung der maximalen Anfangsvergütungsdauer auf 25 Jahre	34
4.5.2	Erweiterung B: Kopplung der Grundvergütung an die gebotene Anfangsvergütung.....	34
4.6	Wirkungsanalyse und energiewirtschaftliche Bewertung	35
4.6.1	Bedeutung der Anfangs- und der Grundvergütung für das Gebotsverhalten	35
4.6.2	Wirkungsanalyse gegenüber Status Quo EEG bei Variation der Ausschreibungsmenge.....	36
4.6.3	Wirkungsweise bei Veränderung des Marktpreises	38
4.6.4	Wirkungsweise bei Variation der Anfangsvergütung.....	41
4.6.5	Wirkungsweise auf die EEG-Umlage	42
4.7	Europarechtliche Würdigung des Anpassungsvorschlags am Referenzertragsmodell.....	43
5	Verteilung des Anlagenzubaus (Regionalisierung)	45
5.1	Energiewirtschaftlicher Rahmen und Motivation	45
5.2	Malus der aktuellen räumlichen Verteilung des Anlagenzubaus	50
5.3	Anforderungen an die Abwägungsgrundlage für eine Regionalisierung	51
5.4	Ein Umsetzungsvorschlag	52
5.5	Wirkungsanalyse des Regionalisierungsvorschlags.....	56
5.6	Beihilferechtliche Würdigung des Vorschlags zur Regionalisierung.....	58
6	Auktionsdesign	60
6.1	Anforderungen an den Auktionsalgorithmus und das Zielsystem	60
6.2	Ausführung von Ausgestaltungsoptionen für das Auktionsdesign	61
6.2.1	„Sealed-bid“-Auktionen	62
6.2.2	„Open-bid“-Auktionen	64
6.3	Auswahl des Auktionsdesign und energiewirtschaftliche Bewertung	66
6.3.1	Preisentdeckung versus Kollusionsgefahr.....	67
6.3.2	Relevanz des „winner’s curse“ im Bereich der Erneuerbaren Energien.....	68

6.3.3	Vorteile für kleinere Anbieter beim „sealed bid“ Format	69
6.3.4	Sealed-bid als überlegene Lösung	69
6.3.5	Grundsatzentscheidung zwischen „first-price sealed-bid“ und „second price sealed-bid“	69
6.3.6	Ein hybrides „sealed-bid“ Modell, das dem Ziel der Akteurs- vielfalt Rechnung trägt.....	71
6.4	Juristische Bewertung des ausgewählten Auktionsdesigns	73
7	Erhalt der Akteurspluralität	75
7.1	Begriffsabschichtung Akteurspluralität	75
7.2	Motivation für die Abgrenzung	76
7.3	Energiewirtschaftliche Einordnung der De-Minimis- Regelung der EU	79
7.4	Ableitung rechtssicherer Kriterien zur Definition und Abgrenzung	80
7.4.1	Verankerung des Ziels der Akteurspluralität im geltenden Regelungsrahmen	80
7.4.2	Rezeption der Akteurskategorien in den Rechtswissenschaften ..	81
7.4.3	Unionsrechtskonformität von Sonderregeln zum Erhalt der Akteurspluralität.....	82
7.5	Vorschlag für Erhalt der Akteurspluralität im Rahmen der Ausschreibung.....	87
7.6	Energiewirtschaftliche Einordnung des Vorschlags.....	88
8	Literaturverzeichnis	91

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Brutto-Zubau Windenergie an Land gemäß BMWi	16
Abbildung 2	Zusammenfassung des Vorschlags für wesentliche Schlüsselparameter des Ausgestaltungsvorschlags	18
Abbildung 3	Vorschlag eines Regionenmodells für Zuschlagserteilung	22
Abbildung 4	Fristen und Pönalen im Rahmen der Auktionsabwicklung	24
Abbildung 5	alte (EEG 2014) und neue Dauer der Anfangsvergütung	25
Abbildung 6	Auswirkung des angepassten Vergütungsanspruchs auf den Barwert nach Referenzertragsklassen unter Berücksichtigung der Marktchancen..	26
Abbildung 7	Verteilung des deutschlandweiten Potentials nach Windqualität	27
Abbildung 8	Barwertverteilung des aktuellen Referenzertragsmodells (Betrachtung der Erlöse)	28
Abbildung 9	alte (EEG 2014) und neue Dauer der Anfangsvergütung im angepassten Referenzertragsmodell.....	33
Abbildung 10	Auswirkung des angepassten Referenzertragsmodells auf den Barwert unter Berücksichtigung der Erlöse und variablen Kosten sowie der Marktchancen (qualitativ)	33
Abbildung 11	Zeitraum der Anfangsvergütung bei 25 jähriger Zeitdauer für 70%-Referenzertragsstandort im angepassten Referenzertragsmodell	34
Abbildung 12	Zeitraum der Anfangsvergütung bei Wahl des Faktors von 0,40 bzw. 0,45 zur Kopplung des Grundvergütungsniveaus an dem Anfangsvergütungsgebot	35
Abbildung 13	Einfluss Anfangs- und Grundvergütung auf den diskontierten Barwert	36
Abbildung 14	Standortverteilung des Zubaus zwischen 2012-2014	37
Abbildung 15	Einfluss eines Anstiegs des Marktwertes auf 45 €/MWh	39
Abbildung 16	Einfluss eines Anstiegs des Marktwertes auf den relativen Barwert des Referenzertragsstandorts	39
Abbildung 17	aktuell erwartete Entwicklung (BET) von Profilkfaktor, Base-Preis und Marktwert für Wind an Land (Stand: Q2 2015)	40
Abbildung 18	Einfluss einer Veränderung des Anfangsgebotes auf die Wettbewerbssituation	41
Abbildung 19	unterstellte Zubautätigkeit für die Analyse der EEG-Belastung auf Basis des Flächenpotentials.....	42
Abbildung 20	Auswirkung auf die EEG-Umlage bei Zubau eines MW	43
Abbildung 21	Regionale Verteilung der Anzahl an Einspeise-Management Eingriffen pro 100 km ²	46
Abbildung 22	RMSE (Mittlerer quadratischer Vorhersagefehler) der Windleistungsprognose über unterschiedlich große und geographisch unterschiedlich strukturierte Gebiete	48
Abbildung 23	Verteilung des deutschlandweiten Potentials nach Windqualität	51
Abbildung 24	HGÜ-Korridore in Deutschland.....	53
Abbildung 25	Mittlere Erträge am Referenzertrag für Anlagenbestand bis 2013	54
Abbildung 26	Schematische Darstellung des Zuschlagsverfahrens, um Mengenziele je Teilraum zu erreichen.....	55

Abbildung 27	Installierte Leistung je Bundesland im Szenario B* 2024.....	56
Abbildung 28	Regionalisierter Zubau in nördliche und südliche Teilzonen	57
Abbildung 29	Auktionsformate für Beschaffungsauktionen mit mehreren identischen Gütern	62
Abbildung 30	Übersicht der Akteure in der Planungsphase, inkl. dem schützens- werten Bereich	75
Abbildung 31	Anlagenzahl und installierte Leistung je Windpark – Bestand 2014.....	79
Abbildung 32	Anteile unterschiedlicher Eigentümergruppen an der installierten Leistung Windenergie an Land 2012.....	90

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Zielsetzung/Wirkungsweise der einzelnen Komponenten des Referenzertragsmodells im Vergütungssystem für Windenergie an Land.....	30
Tabelle 2	Annahmen zur Modellparametrierung eines angepassten Referenzertragsmodells	32
Tabelle 3	Einfluss der relativen Barwert-Erhöhung bei uniform pricing	38
Tabelle 4	Netzausbau in Abhängigkeit vom Windausbau; eigene Darstellung nach NEP 2014.....	46
Tabelle 5	Verteilung des Zubaus Windenergie an Land nach potenziellen Standorten	47
Tabelle 6	Kostenschätzungen von Anbietern bei einer Beschaffungsauktion (Rangfolge nach den kostengünstigsten Einheiten in Klammern).....	63
Tabelle 7	Kostenschätzungen von Anbietern bei einer Beschaffungsauktion (Rangfolge nach den kostengünstigsten Einheiten in Klammern).....	64
Tabelle 8	Gebote und Zuteilung (in eckiger Klammer) bei einer Ausubel Auktion	66
Tabelle 9	Synopse Auktionsverfahren	73

Abkürzungsverzeichnis

AC	engl. alternating current, zu Deutsch Wechselstrom
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
AGVO	Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
DC	engl. direct current, zu Deutsch Gleichstrom
DECC	Department of Energy and Climate Change
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (kurz: Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EU	Europäische Union
EuG	Gericht der Europäischen Union
EuGh	Gerichtshof der Europäischen Union
EUV	Vertrag über die Europäische Union
Fn.	Fußnote
HGÜ	Hochspannung-Gleichstrom-Übertragung
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
kW	Kilowatt (Maßeinheit der elektrischen Leistung)
kWh	Kilowattstunde (Maßeinheit der Arbeit/Energie)
MW	Megawatt (Maßeinheit der elektrischen Leistung)
MWh	Megawattstunde (Maßeinheit der Arbeit/Energie)
NEP	Netzentwicklungsplan
PV	Photovoltaik
SME	Small and medium-sized enterprises
Rn.	Randnummer
WACC	engl. weighted average cost of capital, zu Deutsch gewichteter durchschnittlicher Kapitalkostensatz

Management Summary

Zur Erreichung der ambitionierten Klimaschutzziele kommt im Strombereich der Windenergie an Land eine besondere Bedeutung zu, da diese Technologie deutschlandweit über große Potenziale zu günstigen Stromgestehungskosten verfügt. Das Bundesministerium für Wirtschaft- und Energie hat angekündigt, nach dem Beginn der Pilotausschreibung von PV-Freiflächenanlagen nun konkrete Vorschläge für die Umstellung auf Ausschreibungsmodelle für weitere Erneuerbare-Energien-Technologien vorzulegen.

Bei einer detaillierteren Betrachtung der Technologie Wind an Land ergeben sich hierbei jedoch einige spezifische Anforderungen, welche durch ein auf diese Technologie zugeschnittenes Ausschreibungssystem erfüllt werden müssen. Dieses Gutachten soll einen Beitrag liefern, wie mit diesen Anforderungen umgegangen werden kann.

Zu diesen Anforderungen zählen insbesondere:

- **heterogene Akteurs- und kleinteiligere Projektstruktur** mit Wirkungen auf die Marktliquidität und Wettbewerbsintensität im Ausschreibungsprozess
- deutlich **verlängerte Projektvorlaufzeiten und Projektierungskosten** gegenüber PV-Freiflächenanlagen und damit insbesondere für kleine Akteure höhere Zuschlagsrisiken
- **sich deutlich voneinander unterscheidende Standortbedingungen** (Winddargebot an den jeweiligen Standorten) mit der Folge, dass:
 - der Ausschreibungsgegenstand (d.h. ein Gebot bzw. Windenergieprojekt) kein homogenes Gut darstellt
 - weniger windhöfliche Standorte auf Basis des gegenwärtigen Referenzertragsmodells in einem Ausschreibungssystem somit **keine** Wettbewerbsfähigkeit erreichen können
 - die 2012-2014 am **meisten** zugebaute Standortklasse (Referenzertragsstandort von 70%) hierbei signifikante Standortnachteile besitzt
 - Standorte mit hoher Windhöflichkeit im aktuellen Modell systematische Wettbewerbsvorteile aufweisen und dadurch tendenziell Überrenditen erwirtschaften können.
- **höhere Relevanz des weiteren Zubaus** hinsichtlich der volkswirtschaftlichen Kosten, einer ausgewogenen regionalen Teilhabe und der grundsätzlichen (technologie-spezifischen) Akzeptanz

Würden hierfür keine gesonderten Regelungen eingeführt, bestünde das Risiko einer Schief-lage in der räumlichen Verteilung des Windenergiezubaus mit einer noch deutlich zuneh-menden Konzentration im Norden. Ebenso bestünde das Risiko einer damit einhergehenden

Verringerung der Wettbewerbsintensität¹ mit der Folge einer nicht kosteneffizienten Förderung der Technologie Windenergie an Land. Ohne Sonderregelungen würde zudem ein Ausschluss von kleineren Akteuren drohen.

Ein möglicher Lösungsansatz zum Erhalt der Akteursvielfalt in einem regional ausgewogenen liquiden wettbewerblich organisierten Ausschreibungssystem erfordert einen **Dreiklang von Maßnahmen**. Als wesentliche Lösungsansätze zur Implementierung einer wettbewerblichen und ausreichend liquiden Ausschreibung muss eine Kombination aus einer **Anpassung des Referenzertragsmodells**, einem Ausschreibungsmechanismus für eine **regional ausgewogene Verteilung** des künftigen Windenergieausbaus und eines **gesonderten Preisfestlegungsmechanismus für kleinere, schützenswerte Akteure** zum Erhalt der Akteursvielfalt eingeführt werden. Die hier erarbeiteten Lösungsvorschläge dienen als Beitrag der fachlichen Diskussion, ohne hierbei einen Ausschluss anderer Umsetzungsmöglichkeiten vorzunehmen.

- **Anpassung des Referenzertragsmodells**

Grundsätzlich kann am bestehenden und etablierten Referenzertragsmodell festgehalten werden, das sich aus einer zeitlich gestaffelten Anfangsvergütung und der Grundvergütung zusammensetzt. Im Rahmen der Auktion wird nun auf die Anfangsvergütung geboten.

Ein fairer und kosteneffizienter Wettbewerb erfordert zwingend ein homogenes Ausschreibungsgut. Um den flächendeckenden Ausbau der Windkraft zu gewährleisten, muss das Referenzertragsmodell **angepasst** werden. Es wird dringend empfohlen, hierbei die Standorte ab einer Güte von 70% Referenzertrag zu staffeln. Eine Möglichkeit hierfür wäre, die Dauer der Anfangsvergütung im EEG derart anzupassen, dass 70%-Standorte im Vergleich zu windstärkeren Standorten in den Genuss einer mindestens 20-jährigen Anfangsvergütung kommen und gleichzeitig die Dauer der Anfangsvergütung für windstärkere Standorte zu senken. Auf diese Weise könnte es gelingen, den Wettbewerbsnachteil weniger windhöflicher Gebiete im Bietprozess um die Höhe der Anfangsvergütung teilweise auszugleichen. Die Höhe der Anfangsvergütung und damit die grundsätzliche Projektrentabilität wird am Ende aber über den in der Auktion bestimmten Gebotspreis festgesetzt.

Als weiteres Element ist die Grundvergütung gegenüber der jetzigen Höhe abzusenken. Für windstarke Standorte würden sich im Gegenzug schneller als im derzeitigen EEG Chancen aus der Vermarktung des erzeugten Stroms an der Strombörse ergeben. Dieser marktgetriebene Anreiz bietet windstarken Standorten im Vergleich zu den windschwächeren Standorten eine zusätzliche Marktchance.

Das in diesen Elementen angepasste Referenzertragsmodell lässt nach unserer Einschätzung bei Unterstellung der heutigen Anfangsvergütung von 8,9 ct/kWh nicht erwarten, dass es durch eine solche Anpassung des Referenzertragsmodells zu einem Anstieg der EEG-Umlage kommt.²

¹ Wettbewerbsintensität meint hier das grundsätzliche Projektentwicklungspotential, dass in Form von Geboten in die Auktion gebracht wird.

² Die Prüfung erfolgte auch auf Basis der Annahmen des IE Leipzigs zur Untersuchung der Wirtschaftlichkeit bei Variation der Anfangsvergütungsdauer (Falkenberg & Schiffler, 2015).

- **Regionalisiertes Ausschreibungssystem**

Die höchstmögliche Liquidität wird erreicht, wenn die Rahmenbedingungen so gestaltet werden, dass alle geeigneten Windstandorte in Deutschland in einer Auktion gemeinsam anbieten. Mit einer Regionalisierung kann erreicht werden, dass auch Referenzertragsstandorte bzw. Projekte an der Auktion teilnehmen, die ohne diese Differenzierung aufgrund eines höheren Zuschlagsrisikos der Auktion fern geblieben wären. Das Referenzertragsmodell für sich betrachtet, gewährleistet aber noch keinen mit der aktuellen Netzausbauplanung synchronisierten Zubau der Windenergie an Land. So könnten künftig auch die windschwächeren Standorte im Norden anstatt der Standorte mit ähnlicher Windhöflichkeit im Süden ausgebaut werden, wenn keine weitere Anpassung vorgenommen würde. Daher wird vorgeschlagen, die Bundesländer in zwei Teilräume (Nord und Mitte/Süd) zu unterteilen.

Alle Standorte beider Teilräume bieten weiterhin in einer deutschlandweiten Auktion an, so dass ein wettbewerbsstarker liquider Markt gewährleistet bleibt. Bei der einheitlichen Auktion wird alleinig sicherstellt, dass jeweils 40% des Zuschlags den kostengünstigsten Standorten sowohl in den norddeutschen als auch den mittel- und süddeutschen Bundesländern erteilt wird. Dies entspricht der Verteilung des Windenergiezubaues der letzten Jahre. Die restlichen 20% bleiben ungebunden, so dass der Zubau je nach Auktionsergebnis zwischen 40% und maximal 60% in einem der beiden Teilräume stattfindet. Sollte ein Teilraum den vorgesehenen Ausbau nicht erreichen, könnte die Auktion mit Geboten des anderen Teilraums aufgefüllt werden. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass der vorgesehene Zubaukorridor erreicht wird.

- **Non competitive bid für kleinere Marktakteure**

Um die Akteursvielfalt in der Umsetzung der Energiewende zu erhalten, sollen kleinere Akteure eine Zuschlagsgarantie durch Abgabe eines non competitive bids erhalten. Ein non competitive bid zeichnet sich dadurch aus, dass es im Gegensatz zu den regulären Geboten keine Vergütungsforderung enthält, da es aufgrund der garantierten Zuschlagserteilung nicht relevant ist. Diese Gebote werden in der Gebots-Merit-Order als erstes berücksichtigt und erhalten den markträumenden Preis, d.h. den Preis des letzten gerade noch bezuschlagten Gebots.

Das für kleinere Akteure existenzbedrohende Problem hoher versunkener Kosten, die nach abgeschlossener, kostenintensiver Projektentwicklung aus einer Nichtbezuschlagung des Projekts resultieren (Zuschlagsrisiko), wäre damit ausgeräumt. Die anderen – nicht privilegierten – Akteure erhalten bei Zuschlag den gebotenen Preis (pay-as-bid). Zusätzlich wird durch diesen Mechanismus in der Auktionsausgestaltung die Marktliquidität weiter gestärkt.

Für die Abgrenzung des Bereichs der kleineren, schützenswerten Akteure wird eine Kombination aus der De-Minimis-Regelung der EU-Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien von bis zu 6 MW oder 6 Erzeugungsanlagen (maximal also insgesamt 36 MW) sowie der KMU-Definition der EU vorgeschlagen. Um die Zahl der hierunter fallenden Akteure allerdings nicht auf Kosten der verbleibenden Marktliquidität zu groß ausfallen zu lassen, sind in beiden Regelungen Abstufungen möglich, indem der Kreis der schützenswerten Akteure bspw. beim KMU-Kriterium nur auf die Klein- und Kleinstunternehmen beschränkt wird. Ein regelmäßiges Monitoring sollte hier sicher-

stellen, dass der Kreis der zu schützenden Akteure dem Kreis der durch die Regelung erfassten Marktakteure auch tatsächlich entspricht.

Der in diesem Gutachten vorstellte Ausgestaltungsvorschlag sichert **energiewirtschaftliche und volkswirtschaftliche Vorteile durch die:**

- Gewährleistung eines ausreichend liquiden Wettbewerbs zur Zuschlagserteilung,
- Gewährleistung eines engeren Zusammenrückens von Erzeugung und Verbrauch,
- Vermeidung einer vermehrten Abregelung von Windenergieanlagen im Norden,
- Herstellung einer robusten Planungsgrundlage für die Netzausbauplanung,
- Erhöhung der Verlässlichkeit und Versorgungssicherheit durch eine meteorologische Diversifizierung auf Basis einer ausgewogenen räumlichen Verteilung des Zubaus,
- ausgewogene Verteilung der Wertschöpfung über das gesamte Bundesgebiet, die zu einer Erhöhung der Akzeptanz vor Ort führt,
- Verteilung der infrastrukturellen Veränderungen über das gesamte Bundesgebiet.

TEIL I: Kurzzusammenfassung Ausgestaltungsvorschlag Windenergie an Land

1 Einleitung und Einordnung der Thematik

Der **Ausbau der erneuerbaren Energien (EE)** in Deutschland und vielen anderen europäischen Ländern ist eine **Erfolgsgeschichte**. Die installierte Leistung an EE für die Stromerzeugung hat sich in Deutschland von gut 12.000 MW im Jahr 2000 auf mehr als 93.000 MW Ende 2014 nahezu verachtfacht³. In der Europäischen Union hat sich die installierte Leistung an EE seit 2000 von ca. 150.000 MW⁴ auf etwa 332.000 MW⁵ in 2012 erhöht.

Begünstigt haben diese Entwicklung maßgeblich **Fördersysteme für EE**, die auf **staatlich festgesetzte Einspeisetarife bzw. -prämien** für jede erzeugte Kilowattstunde Strom setzten. Auf erhebliche Kostendegressionen bei den EE-Technologien (insbesondere bei der Photovoltaik) wurde jedoch teilweise erst mit größerem Zeitverzug durch die Anpassung der Einspeisetarife reagiert⁶. Als Folge ergaben sich teilweise erhebliche Abweichungen im Ausbau der EE gegenüber den anvisierten Mengenzielen. Ein Anstieg der EEG-Umlage folgte, der allerdings auch ein Resultat des Verfalls der Marktpreise (Merit-Order-Effekt⁷, Überkapazitäten an konventionellen Kraftwerken und fehlende Marktintegration der EE) war.

Gemäß den im vergangenen Jahr verabschiedeten **Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen der Europäischen Kommission** ist der weitere **Ausbau von erneuerbaren Energien auf Auktionen oder Ausschreibungen umzustellen**. Ziel der Kommission ist es, „den Übergang zu einer kosteneffizienten Energieversorgung durch Marktmechanismen [zu] gewährleisten“ (Rn. 108) und damit die erforderliche Förderhöhe zum Bau und Betrieb regenerativer Anlagen wettbewerblich ermitteln zu lassen.

Auch wenn die Anwendbarkeit der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien auf das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) nach wie vor umstritten ist, hat die Bundesregierung entschieden, die Vorgaben der Europäischen Kommission zur Einführung von Ausschreibungsverfahren mit der Novellierung des EEG 2014 in nationales Recht zu kodifizieren. Bis **spätestens 2017** soll demnach die **Höhe der finanziellen Förderung** für stromerzeugende EE-Anlagen **über Ausschreibungen ermittelt** werden (§ 2 Abs. 5 S. 1 EEG 2014). Erste Erfahrungen werden

³ Vgl. BMWi (Hrsg.): Erneuerbare Energien im Jahr 2014: Erste Daten zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland auf Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik, 02/2015.

⁴ Über 80% der installierten Leistung an EE stammte 2000 aus Wasserkraft, siehe (European Communities, 2004).

⁵ (BMWi (Hrsg.), 2014).

⁶ Siehe beispielsweise die Entfaltung der Wirkung des sog. atmenden Deckels, d.h. der Kopplung der Vergütungsdegression an den jährlichen Ausbau an EE. Der atmende Deckel wurde mit der Novellierung des EEG 2009 in Deutschland eingeführt.

⁷ Der Merit-Order-Effekt beschreibt die Verdrängung einer Stromerzeugungsanlage mit hohen Grenzkosten durch einen Stromerzeuger mit geringeren Grenzkosten.

seit Anfang 2015 mit der Ausschreibung im Technologiesegment der PV-Freiflächenanlagen gesammelt.

Grundsätzlich sehen die europäischen Beihilfeleitlinien technologieneutrale Ausschreibungen für EE vor, erlauben aber zugleich Ausnahmen, sowohl was die Durchführung von Ausschreibungen insgesamt als auch was die Technologieneutralität betrifft (vgl. Rn. 126). Die nachstehenden Analysen beruhen auf der Annahme der energiewirtschaftlichen Gebotenheit und (hieraus resultierend) der rechtlichen Zulässigkeit einer technologiespezifischen Ausschreibung. Des Weiteren wird im Folgenden auch von der jüngst durch den EuGH in den Rechtssachen *Ålands Vindkraft*⁸ und *Essent Belgium*⁹ bestätigten EU-Kompatibilität (Art. 34 AEUV¹⁰) einer territorial beschränkten Ökostrom-Forderung ausgegangen, wie sie aktuell § 4 EEG¹¹ zugrunde liegt.¹² Eine gesonderte energiewirtschaftliche und juristische Analyse zu diesen Sachverhalten wird **nicht** im Rahmen dieses Begleitgutachtens vorgenommen.

⁸ EuGH, Rs. C-573/12, ECLI:EU:C:2014:2037 – Ålands Vindkraft.

⁹ EuGH, verb. Rs. C-204-208/12, EnWZ 2014, S. 511 – Essent Belgium.

¹⁰ Vgl. daneben noch Rn. 122 der – in Kapitel 4.4.4 noch zu beleuchtenden – Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien (ABl.EU 2014, C 200/1) wo explizit anerkannt wird, dass es für die Mitgliedstaaten von Interesse wäre, „zunächst einen Mechanismus für die Zusammenarbeit zu schaffen, bevor sie eine grenzübergreifende Förderung zulassen, da andernfalls die in Anlagen in anderen Ländern erzeugte Energie nicht auf ihre nationalen Ziele nach der Erneuerbare-Energien-Richtlinie angerechnet wird“.

¹¹ Zur vorsichtigen, an enge Voraussetzungen geknüpften Öffnung des Fördersystems in § 2 Abs. 6 EEG: *Moench*, in: ders./Dannecker/Ruttloff (Hrsg.), Beiträge zum neuen EEG 2014, 2014, S. 9 (30 f.).

¹² Zur perspektivischen Diskussion territorial beschränkter Fördermechanismen bei fortschreitendem Ausbau der erneuerbaren Energien bzw. bei Wegfall der bindenden nationalen Gesamtziele vgl. *Ludwigs*, EuZW 2014, 627 (628); *ders.*, in: Müller/Kahl (Hrsg.) Erneuerbare Energien in Europa, 2015 (i.E.), unter B.I.2.; s. auch *Kahl/Bews*, JZ 2015, 232 (234) m.w.N.

2 Aufgabenstellung und Zielsystem

Das **Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württembergs** beabsichtigt, den Prozess zur Reform des EEG zur Einführung von Ausschreibungen aktiv und konstruktiv zu begleiten. Zu diesem Zweck hat es ein Konsortium bestehend aus der **BET GmbH** und den **Professoren Bofinger und Ludwigs** beauftragt, es in der Positionierung zu den geplanten Ausschreibungsverfahren für EE wissenschaftlich zu begleiten.

Im Rahmen dieser Begleitung entstand das vorliegende **wissenschaftliche Begleitgutachten**. In diesem Gutachten soll keine weitere Grundsatzdebatte über die Vor- und Nachteile eines Ausschreibungsmodells für EE erfolgen. Es soll vielmehr ein **Ausgestaltungsvorschlag** vorgestellt werden, welcher die Ziele **Kosteneffizienz, Mengensteuerung** und Erreichung der **EE-Ausbauziele, Marktintegration** sowie den **Erhalt der Akteurspluralität** im Rahmen des politisch gesetzten Ausschreibungsmodells **gewährleisten** kann.

Der **Fokus** wird in diesem Gutachten allein auf die Technologie **Wind an Land** gesetzt. Gerade für den Bereich der **Windenergie an Land** unterscheiden sich die Markt- und Ausgangssituation in sehr vielen Bereichen fundamental vom PV-Freiflächensegment (u.a. Wettbewerbssituation, Genehmigungsprozess, Akteurs- und Marktstrukturen, Heterogenität der Standortbedingungen). Erfahrungen aus den ersten Ausschreibungsrunden im PV-Freiflächensegment¹³ können damit nur sehr begrenzt auf diese Technologie übertragen werden, so dass hier **Erweiterungen im Ausschreibungsdesign** notwendig sein werden.

Die **Windenergie an Land** ist neben der Photovoltaik die **zentrale kostengünstige regenerative Technologie**, die das Rückgrat der zukünftigen Energieversorgung bilden soll¹⁴. Mit einer installierten Leistung von 38,2 GW Ende 2014 ist sie bereits heute eine der wichtigsten erneuerbaren Erzeugungsquellen für Strom in Deutschland.

Das EEG 2014 sieht in § 3 Nr. 1 einen jährlichen Ausbaupfad für die Windenergie von 2,5 GW Leistung vor. Diese Leistungsmarke ist als Netto-Zubau zu verstehen. Etwaige Rückbauten von bestehenden Windenergieanlagen sind zusätzlich zu ersetzen, um den Ausbaupfad einzuhalten (sog. Brutto-Zubau). Damit ergeben sich nach Projektionen des BMWi, die in Abbildung 1 dargestellten Brutto-Zubaumengen. Der erforderliche Ausbau der Windenergie an Land zur Einhaltung des Ausbaupfades steigt bis in den Anfang der 2020 Jahre sukzessive auf über 5 GW an. Dies entspricht einer deutlichen Zunahme des künftigen Ausbaus gegenüber den historischen Zubauaktivitäten. Der historische Zubau lag in den Jahren 2005-2013 im Mittel bei etwa 1.900 MW je Jahr (BMWi (Hrsg.), 2015).

¹³ Die erste Ausschreibung für PV-Freiflächenanlagen fand am 15.04.2015 statt. 150 MW Leistung wurden ausgeschrieben, Projekte im Umfang von 157 MW Leistung haben einen Förderzuschlag erhalten. Die nächste Ausschreibungsrunde ist für den 01.08.2015 angesetzt.

¹⁴ Die dritte Säule des EE-Ausbaus in Deutschland in Bezug auf die installierte Leistung, die Offshore-Windenergie, wird allen bisherigen Studien zufolge in absehbarer Zeit wohl nicht das Kostenniveau von Windenergie an Land erreichen.

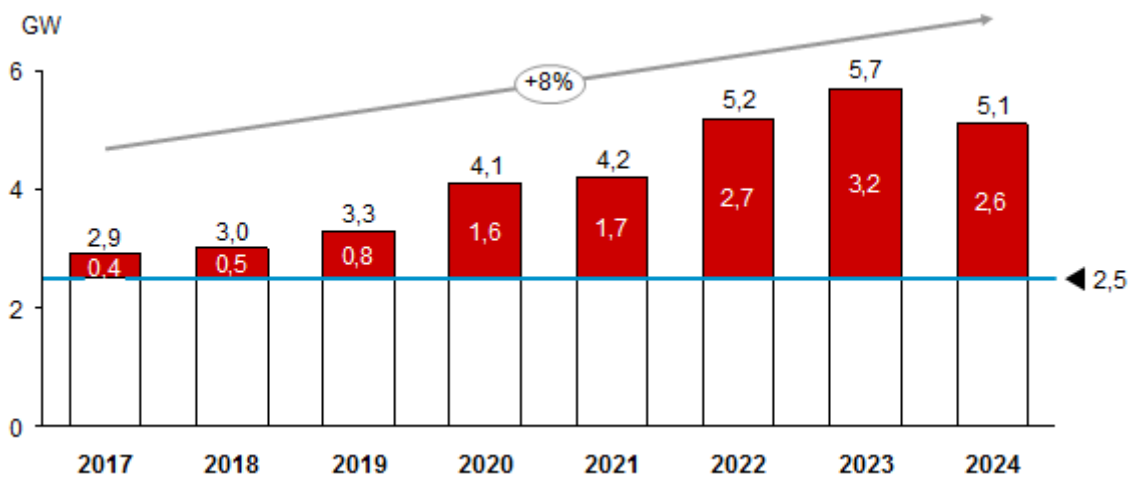


Abbildung 1 Brutto-Zubau Windenergie an Land gemäß BMWi (BMWi (Hrsg.), 2015)

Die Zielkriterien, nach denen der vorliegende Vorschlag eines Ausschreibungsverfahrens für Wind an Land im Rahmen dieses Gutachtens maßgeblich ausgestaltet wurde, sind:

- das Erreichen des (jährlichen) Ausbauzieles (Effektivität)
- die Kostenreduktion im Sinne einer statischen und dynamischen Effizienz¹⁵
- der Erhalt der Akteurspluralität
- der Erhalt eines gesamtdeutschen Anlagenzubaus
- die Vereinbarkeit mit EU-Recht
- die Einfachheit und Praktikabilität des Vorschlags
- eine höchstmögliche Kontinuität zum heutigen Förderregime

Die Kriterien finden an verschiedenen Ausgestaltungsaspekten des Ausschreibungsdesigns Berücksichtigung. Die **gesamthafte Darstellung** des Ausgestaltungsvorschlags für ein **Ausschreibungsmodell für Windenergie an Land** findet sich in **Kapitel 3**. Innerhalb der **Kapitel 4 bis 7** werden die **thematischen Schwerpunkte** des Ausgestaltungsvorschlags separat aufgearbeitet. Einen besonderen Fokus setzt das wissenschaftliche Begleitgutachten dabei auf die Aspekte:

- **Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells** (Kap. 4)
- **Verteilung des Anlagenzubaus (Regionalisierung)** (Kap. 5)
- **Auktionsdesign und** (Kap. 6)
- **Erhalt der Akteurspluralität,** (Kap. 7)

da diese Aspekte maßgeblich die Erreichung der oben genannten Zielkriterien bestimmen.

Sollte sich trotz größter Bemühungen dennoch herausstellen, dass sich die oben genannten Kriterien weniger effektiv und effizient durch Ausschreibungen als durch das derzeitige Modell der Einspeisetarife mit gleitender Marktprämie erreichen lassen, sollte vom Spielraum

¹⁵ Im Sinne der statischen Kosteneffizienz hat die Ausgestaltung des Ausschreibungsverfahrens zu den „minimalen“ Kosten führen. Hierbei ist insbesondere eine „Überförderung“ einzelner Standorte zu vermeiden. Im Sinne der dynamischen Kosteneffizienz hat der Ausgestaltungsvorschlag Innovationswirkung für weitere, zukünftige Kostenreduktionen zu entfalten.

der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien der EU-Kommission Gebrauch gemacht werden. Von einer zwingenden Umstellung der Förderung von EE auf Auktionen bzw. Ausschreibungen sollte in diesem Fall abgesehen werden.

3 Beschreibung des Ausgestaltungsvorschlags für ein Ausschreibungsmodell Wind an Land

Die wesentlichen Punkte des Ausgestaltungsvorschlags für ein Ausschreibungsverfahren Windenergie an Land sind in der folgenden Abbildung zusammengefasst und werden überblicksartig in diesem Kapitel beschrieben. Daneben erfolgt in Teil II des Gutachtens eine detaillierte Auseinandersetzung mit den Punkten „Referenzertragsmodell“ in Kapitel 4, der Verteilung des Zubaus (Regionalisierung) in Kapitel 5, dem Auktionsdesign in Kapitel 6 sowie der Ableitung von zu privilegierenden Akteuren im Rahmen der Auktionsdurchführung in Kapitel 7. In den jeweiligen Abschnitten erfolgt auch eine energiewirtschaftliche und rechtliche Einordnung des Ausgestaltungsvorschlags.

Produkt	Produkt-eigenschaften	<ul style="list-style-type: none"> ■ Technologiedifferenzierte Ausschreibung für Wind an Land ■ Gebot eines Standorts mit definierter Nennleistung ■ Gebot erfolgt auf die Anfangsvergütung (ct/kWh) ■ Keine Gebotsobergrenzen oder Gebotsunterbegrenzungen; beliebig viele Gebote je Bieter möglich
Auktions-vorbereitungen	Präqualifikation	<ul style="list-style-type: none"> ■ Nachweis eines Standorts ■ BlmSchG-Genehmigung oder kurze Realisierungsfrist nach Zuschlagserteilung ■ Finanzieller Nachweis: Bid-Bond (Erstsicherheit)
Auktions-durchführung	Auktions-algorithmus	<ul style="list-style-type: none"> ■ Auktionator: BNetzA ■ 3-4 Auktionen pro Jahr ■ Gebotsabgabe im geschlossenen Orderbuch
	Zuschlags-kriterium	<ul style="list-style-type: none"> ■ Gebotspreis als primäres Zuschlagskriterium, bei Einhaltung der Mindestquoten je Region ■ Pay-as-bid für große Marktakteure ■ Market Clearing Preis (MCP) für kleinere Marktakteure, sofern gilt: Gebotspreis \leq MCP
Auktions-abwicklung	Fristen und Pönale-Mechanismus	<ul style="list-style-type: none"> ■ Frist für Hinterlegung der Zweitsicherheit nach Zuschlagserteilung ■ Beginn der Anfangsvergütung bei Inbetriebnahme, spätestens aber ab dem zweiten Jahr nach Zuschlagserteilung ■ Realisierungsfrist von bis zu drei Jahre nach Zuschlagserteilung; danach Entzug des Zuschlags und Einbehaltung der Zweitsicherheit ■ Nicht fristgerecht errichtete Projekte können erneut an der Auktion teilnehmen (hier gilt aber eine Gebotsobergrenze)
Projektplanung und -umsetzung	Vergütungsanspruch und -umfang	<ul style="list-style-type: none"> ■ Weiterhin gleitende Marktprämie ■ Vergütung über 20 Jahre ■ Weiterentwicklung des zweistufigen Referenzertragsmodells
	Sekundärhandel	<ul style="list-style-type: none"> ■ Keine Übertragbarkeit des Vergütungsrechts auf andere Projekte ■ Übertragbarkeit des Gesamtprojekts soll ermöglicht werden

Abbildung 2 Zusammenfassung des Vorschlags für wesentliche Schlüsselparameter des Ausgestaltungsvorschlags

3.1 Ausschreibungsprodukt / Gebot

Das Ausschreibungsprodukt (aus Sicht des Auktionators) bzw. Gebot (aus Bietersicht) ist als konkretes, aber nicht zwangsläufig bereits errichtetes Windenergieprojekt inkl. des Standorts eines Bieters definiert. Hinter einem Gebot steht damit stets ein Windenergieprojekt. Die genauen Anforderungen an einen Bieter, die für die Abgabe eines qualifizierten, für die Zuschlagserteilung zu berücksichtigenden Gebots eingehalten werden müssen, regeln die Präqualifikationsvoraussetzungen. Ergeben sich bei der Gebotsprüfung Abweichungen in

den Gebotsunterlagen zu den Präqualifikationsvoraussetzungen, erfolgt eine Disqualifikation dieses Gebots. Es ist damit ungültig.

Ein Windenergieprojekt bzw. das Gebot kann eine oder mehrere Windenergieanlagen umfassen. Der Standortbezug eines Gebots soll strategisches Bieten und Marktmissbrauch durch nachträglichen Verkauf oder Übertragung der Förderberechtigung auf andere Standorte vorbeugen. Hierdurch ließe sich die Wirtschaftlichkeit von Projekten hebeln, Anbieter mit einem größeren Gebotsportfolio würden systematisch bevorteilt und der Anreiz auf strategisches Bieten erhöht, indem Vergütungsforderungen geboten werden, die nicht mehr den eigentlichen spezifischen Projektkosten entsprechen würden.

Ein Gebot umfasst die Nennleistung der auf dem Standort zusammengefassten Windenergieanlagen. Es erfolgt keine Limitierung der minimal bzw. maximal zu bietenden Nennleistung oder Anlagenanzahl. Neben Angabe der Nennleistung wird auch die geforderte spezifische Anfangsvergütung [ct/kWh] seitens des Bieters im Gebot benannt.

Ein Bieter kann mehrere Windenergieprojekte bieten, abgebildet in jeweils einzelne Gebote im Rahmen der Ausschreibung. Es erfolgt auch hier keine Begrenzung der Anzahl der maximal möglichen Gebote. Der Vergütungsanspruch wird analog zum aktuellen EEG auf die eingespeiste Energie zugewiesen (siehe § 19 EEG 2014).

Ein Bieter kann wiederholt mit einem nicht bezuschlagten Projekt an den Folgeausschreibungen teilnehmen, sofern er die Präqualifikationsanforderungen erfüllt. Windenergieprojekten, die bereits eine Vergütung erhalten haben, ist der Zugang zum weiteren Ausschreibungsverfahren hingegen verwehrt. Bieter, die nach Zuschlagserteilung die Zweitsicherheit nicht hinterlegen (siehe Kapitel 3.4 „Auktionsabwicklung mit Fristen und Pönalen“), dürfen in späteren Auktionen mit ihrem Projekt weiterhin anbieten.¹⁶

3.2 Auktionsvorbereitung / Präqualifikation

Im Rahmen der Zugangsvoraussetzung zur Auktionsteilnahme sollten u.a. folgende Daten angegeben werden:

- Angaben zum Unternehmen, wie KMU-Status gemäß den Definitionen der EU (für mögliche gesonderte Behandlung kleinerer schützenswerter Akteure)
- Standort des Windparks
- Leistung in kW des Windparks bzw. Gebots
- ggf. Nachweis der BImSchG-Genehmigung
- Eidesstattliche Erklärung über die Rechtmäßigkeit der Angaben

Damit eine geringe Abbruchwahrscheinlichkeit bzw. ein hoher Realisierungswille zum Ausdruck gebracht wird, sollte ein materieller Nachweis in Form der (nicht zwangsläufig rechtskräftigen) BImSchG-Genehmigung für die Teilnahme an der Auktion gefordert werden¹⁷. Die-

¹⁶ Um strategisches Bieten zu vermeiden, könnte zusätzlich bestimmt werden, dass das neue Gebot den ursprünglichen Gebotspreis nicht übersteigen darf.

¹⁷ Sollte ein Bieter gleichwohl für seinen entwickelten Windpark eine Genehmigung nach BImSchG besitzen, reicht als Nachweis beim Auktionator die Angabe des Aktenzeichens der BImSchG-Genehmigung, der ausstellenden Behörde sowie das Datum der Ausstellung aus.

se wird aber nicht als zwingend erforderlich angesehen, sofern eine kurze Umsetzungsfrist von zwei bis drei Jahren an den Zuschlag gekoppelt ist (siehe Kapitel 3.4 „Auktionsabwicklung mit Fristen und Pönalen“). Eine kurze Umsetzungsfrist diszipliniert indirekt die Bieter, entsprechend vorentwickelte Projekte zu bieten, um nicht in die Pönalezahlung zu laufen. Der Realisierungswille bei vergleichsweise weit fortentwickelten Windparkprojekten ist zudem größer, was zugleich die zu erwartende Realisationsquote der bezuschlagten und errichteten Windparks erhöht.

Analog zur Freiflächenverordnung ist aus finanzieller Sicht eine Erstsicherheit, ein sog. Bid-Bond, für die Auktionsteilnahme zu hinterlegen, der bei Nachweis der BImSchG-Genehmigung reduziert werden kann (z.B. Halbierung). Der Bid-Bond zur Auktionsteilnahme dient dazu, die Ernsthaftigkeit des Gebotes zu demonstrieren und einem Rücktritt nach Zuschlagserteilung entgegenzuwirken. Anlass hierfür könnte bspw. ein nicht zufriedenstellendes Vergütungsniveau sein, weshalb eine erneute Teilnahme mit dem Projekt an der nächsten Ausschreibungsrunde angestrebt würde.

3.3 Auktionsdurchführung

3.3.1 Auktionsmenge und -frequenz

Damit eine stetige Projektentwicklung stattfinden kann, sollten 3-4 Ausschreibungen pro Jahr vorgesehen werden, bei möglichst ähnlichen Ausschreibungsmengen je Auktion innerhalb eines Kalenderjahres. Die jährlich ausgeschriebene Leistung sollte sich an der Projektion des Bruttozubaues des BMWi zur Einhaltung des Ausbaukorridors Wind an Land orientieren. Hierzu ist ein entsprechendes Monitoring zu entwickeln und zu implementieren. Daneben sollte überprüft werden, ob eine erwartete Nicht-Realisierungsquote durch eine Erhöhung der Ausschreibungsmenge berücksichtigt werden sollte. Dies sollte nach den Erfahrungen der ersten Ausschreibungen und Umsetzungsfristen geprüft werden. Für eine möglichst gute Planungssicherheit der Teilnehmer sollten Projektionen des Ausbaubedarfs jährlich für die nächsten 5 Jahre indikativ zur Verfügung gestellt werden. Die Ausschreibungsmengen der nächsten 4-6 Auktionen sollten bindend rollierend veröffentlicht werden. Für jeden Auktionsstichtag sollte eine Anmeldefrist bis 4-6 Wochen vor der Auktion gelten. Bei der ab 2017 ausgeschriebenen Leistung ist die noch unter dem EEG 2014 zu installierende Leistung bis einschließlich dem 31.12.2018 (§ 102 Nr. 3 EEG 2014) zu berücksichtigen.

Auktionator ist wie bei der PV-Freiflächenverordnung die Bundesnetzagentur. Auch für die Windenergie an Land sollte auf eine Online-Auktion zurückgegriffen werden.

3.3.2 Auktionsalgorithmus und Zuschlagskriterium

Zunächst werden alle Bieter aufgefordert, ihr Gebot mit Leistungsumfang, Vergütungsfordderung sowie den weiteren Nachweisen einzureichen. Für die Zuschlagserteilung werden alle eingegangenen gültigen Gebote preislich aufsteigend geordnet und bis zur ausgeschriebenen Menge bezuschlagt. Das letzte gerade noch bezuschlagte Gebot erhält den Zuschlag im vollen Leistungsumfang, auch wenn dadurch die ausgeschriebene Leistungsmenge leicht übertroffen wird. Die bezuschlagten Bieter erhalten ihren Gebotspreis (sog. pay-as-bid Preisregel), wie in Kapitel 6.3.5 hergeleitet.

Sofern es sich bei einem Bieter um einen kleineren Akteur, d.h. ein Klein- bzw. Kleinstunternehmen nach der KMU-Definition der EU handelt und das gebotene Projekt innerhalb der De-Minimis-Regelung von sechs Erzeugungsanlagen mit maximal 36 MW Leistung der europäischen Beihilfeleitlinien fällt, erhält dieser Akteur eine gesonderte Behandlung. Für die kleineren Akteure besteht die Möglichkeit im Rahmen der Gebotsabgabe mit einem sog. non competitive bid ohne konkrete Vergütungsforderung in die Auktion zu gehen. Dies ermöglicht diesen Bietern, einen garantierten Auktionszuschlag zu erhalten und das Zuschlagsrisiko für sich zu eliminieren. Die ausgeschriebene Auktionsmenge reduziert sich entsprechend um die kumulierte Leistung der eingegangenen Gebote bzw. non competitive bids der kleineren Akteure. Die kleineren Akteure erhalten anschließend den sich aus der Auktion ergebenden market clearing Preis, d.h. die Vergütungsforderung des letzten, gerade noch bezuschlagten Gebots, das nicht von einem kleineren Akteur stammt. Um dem sich hieraus für kleinere Akteure ergebenden Preisrisiko in Abhängigkeit vom market clearing Preis der Auktion zu begegnen, kann den kleineren Marktakteure die Möglichkeit eingeräumt werden, innerhalb einer bestimmten Frist nach Auktionsende vom Gebot zurückzutreten. Sollten kleinere Akteure von dieser Regelung Gebrauch machen, erhalten entsprechend der wegfallenden Menge die günstigsten, in der letzten Auktion nicht gezogenen Gebote nachträglich den Zuschlag.

Kleinere Akteure müssen aber nicht zwangsläufig ein non competitive bid abgeben. Es ist ihnen freigestellt, welchen Gebotspreis sie setzen wollen. Einen garantierten Zuschlag erhalten sie aber nur dann, sofern ihr Gebotspreis unterhalb des sich einstellenden market clearing Preises liegt. Sofern der Gebotspreis eines kleineren Akteurs oberhalb des market clearing Preises liegt, erhält er keinen Zuschlag, da er nicht zu einer Realisierung des Projekts verpflichtet werden soll, dessen Erlöse keinen für ihn wirtschaftlichen Anlagenbetrieb ermöglichen.

Sollte entgegen den hier getroffenen Empfehlungen als Preisregel für die Auktion ein uniform pricing gewählt werden, kann auch der sich hieraus ergebender Vergütungspreis als Referenzvergütungsanspruch für die kleineren Akteure herangezogen werden. Hinsichtlich der Preisforderung kommt es damit zu keiner Differenzierung zu den übrigen, großen Akteuren. Zentrales Ziel eines Auktionsdesigns, dass dem Erhalt der Akteursvielfalt Rechnung trägt, sollte die Minimierung des Zuschlagsrisikos für eben diese kleineren Akteure darstellen.

Um auch zukünftig einen auf Deutschland verteilten Zubau von Windenergieanlagen zu erhalten, ist eine regionale Steuerung erforderlich, die eine garantierte Ausbaumenge in Mittel- und Süddeutschland vorsieht. Das unter Kapitel 3.5.1 beschriebene angepasste Referenzertragsmodell berücksichtigt zwar grundsätzlich die unterschiedlichen Windgüten und deren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit eines Projekts stärker als bisher. Aber auch ein angepasstes Referenzertragsmodell kann aufgrund gegebener topografischer und meteorologischer Bedingungen keinen deutschlandweiten Ausbau der Windenergie an Land garantieren, da auch der Norden 75-90% Referenzertragsstandorte aufweist (vgl. Abbildung 7), deren Erschließung vielfach günstiger ist als im Süden.

Es werden zwei Teilräume definiert, um noch ausreichend liquide Teilmärkte zu garantieren. Die Aufteilung kann, wie in Kapitel 5 erläutert, in Norddeutschland sowie Mittel- und Süddeutschland erfolgen. Zum nördlichen Teilraum gehören die Bundesländer Brandenburg, Berlin, Hansestadt Bremen, Hansestadt Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Sachsen-Anhalt und Schleswig-Holstein. Den mittleren und südlichen Teilraum bilden

damit die übrigen Bundesländer, wie Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz, Saarland, Sachsen sowie Thüringen.

Nach dem Auktionsende werden die qualifizierten Gebote der Teilnehmer gemäß ihrer Vergütungsforderung aufsteigend sortiert. Sofern bis zur Erreichung der ausgeschriebenen Auktionsmenge (Leistung) mindestens 40% der bezuschlagten Gebote in Bezug auf ihre Leistung jeweils auf den nördlichen sowie mittleren/südlichen Teilraum entfallen, erhalten alle Gebote ihren Zuschlag. Erreicht einer der beiden Teilräume allerdings nicht den Mindestanteil von 40%, so kommt es zu einer Umordnung der preislich aufsteigend sortierten Gebote. Die günstigsten, gerade nicht mehr bezuschlagten Gebote/Projekte des Teilraums, der die 40% nicht erreicht hat, ersetzen die teuersten gerade noch bezuschlagten Gebote/Projekte des anderen Teilraums. Die übrigen 20% der ausgeschriebenen Leistungsmengen des Auktionators werden im freien Wettbewerb über alle Gebote ermittelt. Sollte die kumulierte Leistung der qualifizierten Gebote eines Teilraums weniger als 40% betragen, füllt der andere Teilraum die fehlende Menge bis zur Erreichung der ausgeschriebenen Menge entsprechend auf. Abbildung 3 stellt grafisch das Zuschlagsverfahren und die Regionenzuteilung dar.

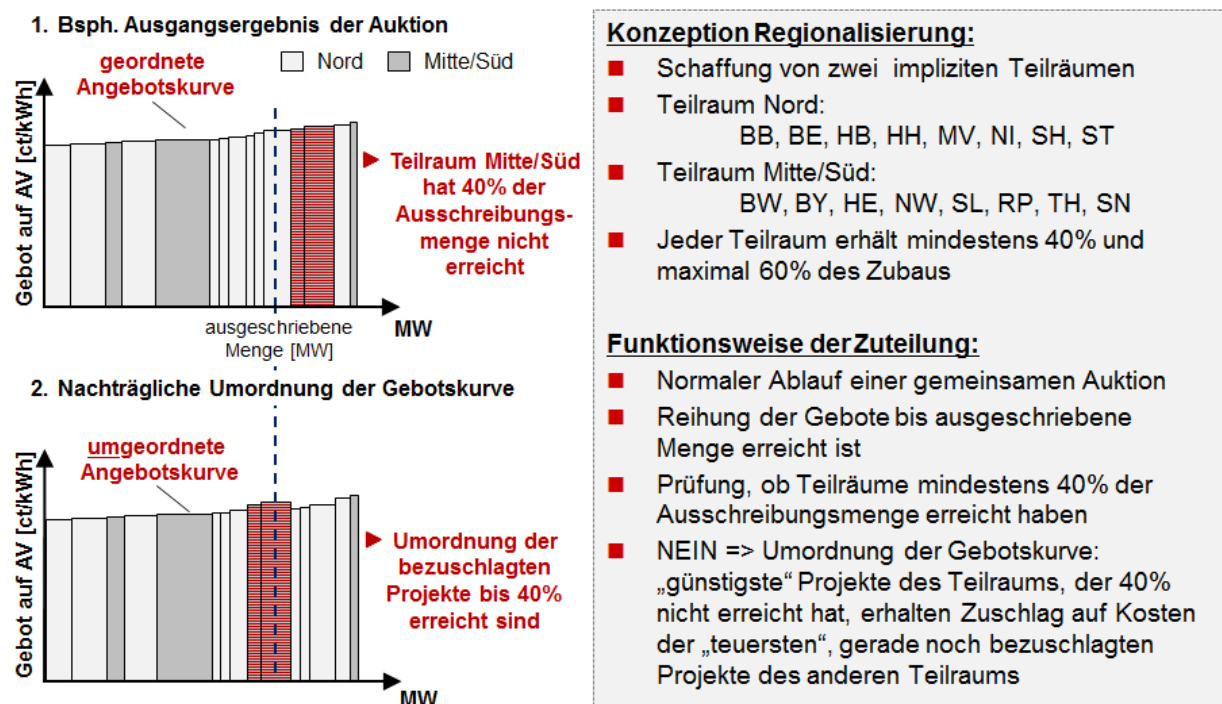


Abbildung 3 Vorschlag eines Regionenmodells für Zuschlagserteilung

Mit diesem Regionalisierungsvorschlag werden keine Eingriffe in das Auktionsverfahren vorgenommen, es besteht weiterhin eine gemeinsame Auktion über alle Standorte. Es ergibt sich damit kein Zusatzaufwand für die Bieter. Erst im Rahmen der nachträglichen Zuschlagserteilung durch den Auktionator (BNetzA) wird der Standort für die Sicherstellung der Quoten berücksichtigt. Zusätzlich kann durch diese „Regionalisierung“ erreicht werden, dass die Marktliquidität potentiell steigt, da nun Referenzertragsstandorte bzw. Projekte an der Auktion teilnehmen, die ohne diese Differenzierung aufgrund eines höheren Zuschlagsrisikos der Auktion fern geblieben wären. Hierdurch wird die Wettbewerbsstruktur erhöht und die Energiewende weiterhin einer breiten Akteursstruktur zugänglich gemacht.

3.4 Auktionsabwicklung mit Fristen und Pönalen

Im Rahmen der Auktionsabwicklung werden unterschiedliche Fristen voneinander abgegrenzt (siehe Abbildung 4), die nach der Zuschlagserteilung gelten. Bei der Bewertung der Länge der Fristen ist zu berücksichtigen, dass es den Bietern selbst überlassen zu entscheiden, wann Sie mit ihrem Projekt in die Auktion gehen wollen.

- **Frist zur Hinterlegung der Zweitsicherheit nach Zuschlagserteilung**

In Folge der Zuschlagserteilung ist eine Bürgschaft (Zweitsicherheit) fällig, welche innerhalb einer kurzen Frist nach Zuschlagserteilung von dem jeweiligen Bieter zu hinterlegen ist. Die Hinterlegung der Zweitsicherheit soll eine Nichtrealisierung aus strategischen Gründen nach Zuschlagserteilung unterbinden. Erfolgt keine Hinterlegung, verfällt der Gebotszuschlag. Es werden dann entsprechend die Gebote im Rahmen der Auktion nachgezogen, welche gerade nicht den Zuschlag erhalten hatten, um das geplante Ausschreibungsvolumen wieder zu erreichen. Der Auktionator behält die Erstsicherheit ein, das Projekt bzw. Gebot darf weiterhin an Folgeauktionen teilnehmen, allerdings den einmal geforderten Gebotspreis nicht erhöhen.

- **Frist für den Vergütungsbeginn**

Der Zuschlag im Rahmen der Auktion soll mit einer möglichst kurzen Umsetzungsfrist verbunden sein, um eine adäquate Mengensteuerung der Ausschreibung zu unterstützen. Erfolgt die Inbetriebnahme des gebotenen Standortes innerhalb von zwei Jahren (24 Monaten) nach Zuschlagserteilung, beginnt ab dem gleichen Zeitpunkt auch der Vergütungsanspruch. Die Zweitsicherheit wird in diesem Zusammenhang vollständig zurückbezahlt.

Erfolgt die Inbetriebnahme innerhalb des dritten Jahres nach Zuschlagserteilung, wird der Anfangsvergütungszeitraum und korrespondierend der Gesamtvergütungszeitraum um die Anzahl der vollendeten Monate gekürzt, welche die 24 Monate ab Zuschlagserteilung übersteigen. Der Windpark wird im Endeffekt so gestellt, als wenn der Vergütungsbeginn zwei Jahre (24 Monate) nach Zuteilung des Zuschlags begonnen hätte. Die Zweitsicherheit wird auch in diesem Fall bei Inbetriebnahme vollständig zurückbezahlt. Es gibt somit innerhalb der ersten drei Jahre kein hartes Abbruchkriterium, sondern einen finanziellen Anreiz, den Standort innerhalb der ersten beiden Jahre bzw. möglichst frühzeitig im dritten Jahr in Betrieb zu nehmen.

- **Frist zur finalen Projektumsetzung bzw. zum Leistungsnachweis**

Falls innerhalb der ersten drei Jahre (36 Monate) keine Inbetriebnahme erfolgt, verfällt der Vergütungsanspruch des Projekts. Daneben wird die hinterlegte Zweitsicherheit des Bieters durch den Auktionator nicht zurückerstattet. Es besteht für das Projekt in diesem Fall die Möglichkeit der Neuteilnahme an einer weiteren Auktion. Hierbei darf das Gebot nicht den ursprünglich erhaltenen Vergütungsanspruch übersteigen, um auch in diesem Fall eine strategische Nichtrealisierung zu vermeiden.

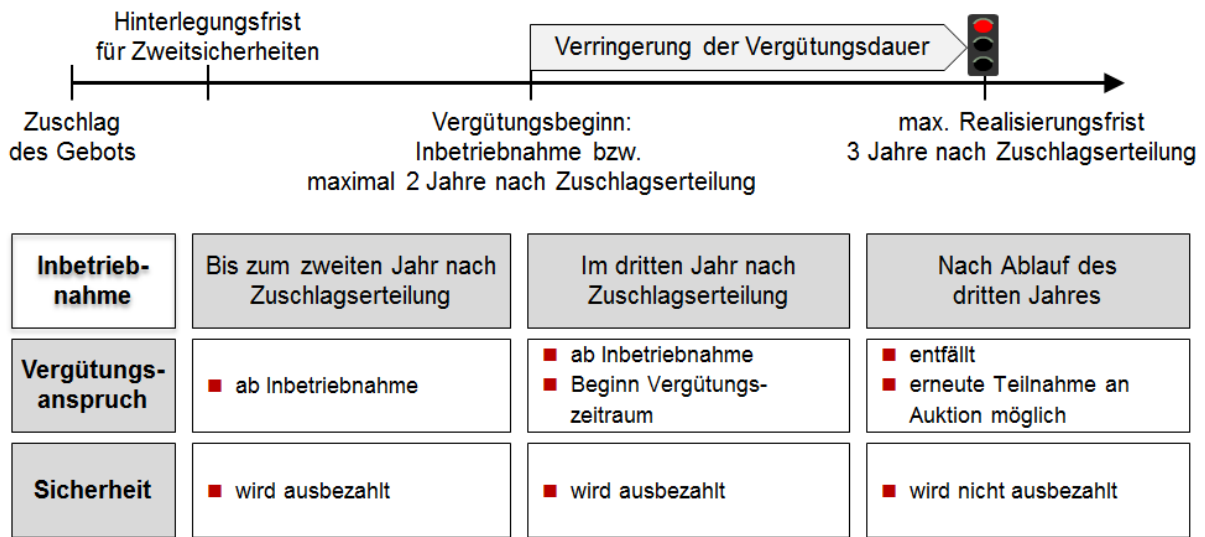


Abbildung 4 Fristen und Pönalen im Rahmen der Auktionsabwicklung

3.5 Projektplanung und -umsetzung

3.5.1 Vergütungsanspruch und -umfang

Äquivalent zum aktuellen EEG 2014 soll weiterhin die Pflicht zur Direktvermarktung im Rahmen des Marktprämienmodells bestehen bleiben. Im Rahmen des Vergütungsanspruchs soll eine Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells zugrunde gelegt werden. Die **Eingriffe** am bekannten und in der Branche akzeptierten zweistufigen Referenzertragsmodell sollen **möglichst gering** ausfallen.

Wie in der bisherigen Systematik des Referenzertragsmodells soll weiterhin eine Anfangs- und Grundvergütung beibehalten werden. Innerhalb der Auktion wird auf die **Anfangsvergütung geboten**. Die Dauer der Anfangsvergütung soll hierbei mit dem Ziel angepasst werden, dass auch weniger windhöfliche Binnenstandorte insbesondere zwischen 70% und 90% Referenzertragsstandort im Wettbewerb die Chance auf Zuteilung erhalten. Hierzu wird der Zeitraum der Anfangsvergütung bereits ab einem Referenzertrag größer 70% kontinuierlich abgesenkt¹⁸. Für den 70% Referenzertragsstandort ergibt sich eine Anfangsvergütungsdauer von 20 Jahren.

¹⁸ Mit der Harmonisierung des 70% Referenzertragsstandorts wird diese Klasse wettbewerbsfähig zu den übrigen höheren Referenzertragsklassen und stärkt damit die Liquidität des Marktes. Diese Liquidität ist für die Erreichung der Zubauziele von über 5.000 MW/a erforderlich, um das Risiko eines unzureichenden Wettbewerbs um eine Zuschlagserteilung zu minimieren.

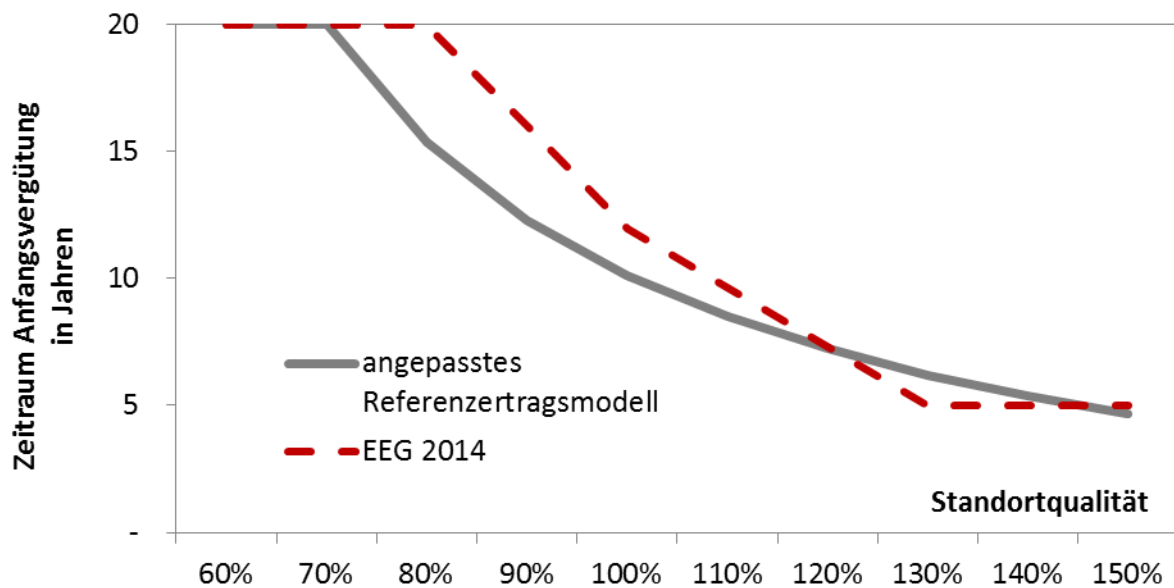


Abbildung 5 alte (EEG 2014) und neue Dauer der Anfangsvergütung

Der Zeitraum der Grundvergütung ergibt sich aus dem **maximalen Vergütungszeitraum von 20 Jahren** abzüglich des Zeitraums für die Anfangsvergütung. Die **Grundvergütung** wird vom Auktionator **gesetzt**. Durch eine Absenkung der Grundvergütung kann erreicht werden, dass insbesondere Anlagen mit guter Windhöffigkeit vergleichsweise stärker von den mittelfristig steigenden Marktwerten¹⁹ auf dem Großhandelsmarkt in der Direktvermarktung profitieren, eine zusätzliche Rendite erwirtschaften und gleichzeitig früher aus der EEG-Förderung entlassen werden können. Damit wird der Marktintegration Rechnung getragen.

Trotz der Absenkung der Grundvergütung bleibt aber der Anreiz zum Zubau möglichst windhöffiger Standorte erhalten, indem der Marktpreis eine Chance für windhöffige Standorte darstellt, Zusatzrenditen zu generieren. Diese Marktchance wird unmittelbar realisiert, sobald der Marktwert des Windstroms die Grundvergütung übersteigt. Daneben ergibt sich durch die Absenkung der Grundvergütung die Möglichkeit einer stärkeren und schnelleren Marktintegration der Anlagen zur Entlastung der EEG-Umlage.

¹⁹ Der Marktwert definiert den mengengewichteten spezifischen Erlös am Spotmarkt.

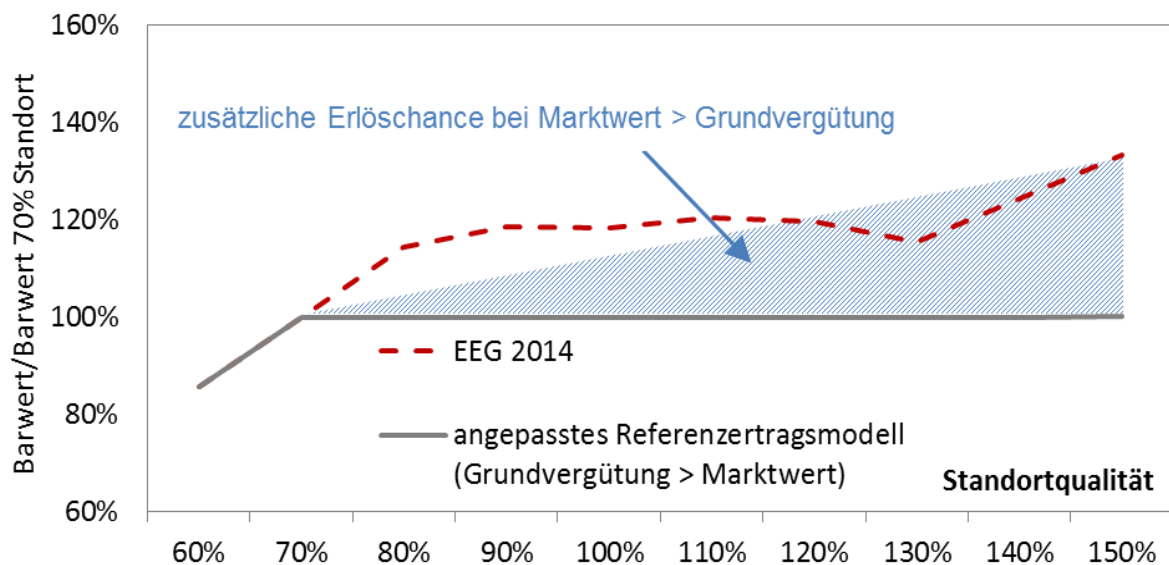


Abbildung 6 Auswirkung des angepassten Vergütungsanspruchs auf den Barwert nach Referenzertragsklassen unter Berücksichtigung der Marktchancen

Im Ergebnis wird mit den Anpassungen ein homogeneres Ausschreibungsgut geschaffen und damit die Marktliquidität, d.h. der Umfang der grundsätzlich durch Bieter entwickelten Standorte gestärkt.

3.5.2 Sekundärhandel

Im Rahmen der Zuteilung des Vergütungsanspruchs ist keine Übertragbarkeit auf andere Projekte möglich. Das Vergütungsrecht ist standortbezogen. Eine Veräußerung eines Windparks nach Zuschlagserteilung und Inbetriebnahme ist dagegen grundsätzlich möglich. Falls jedoch das Vergütungsrecht im Rahmen der KMU-Definition gewährt wurde, muss dieses weiterhin erfüllt bzw. nachgewiesen werden. Wird andernfalls das Projekt an einen anderen Akteur verkauft, der nicht mehr unter die Kriterien der kleineren Akteure fällt, erhält er für das Projekt nur noch den mittleren mengengewichteten pay-as-bid Vergütungspreis, der aus der Auktion resultierte, in der das Projekt bzw. Gebot selbst den Zuschlag erhalten hatte.

TEIL II: Vertiefende Analyse von ausgewählten Ausgestaltungsaspekten

4 Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells

4.1 Motivation und Hintergrund

Für die Erreichung des in § 3 Nr. 1 EEG formulierten Ziels eines jährlichen Nettozubaues von 2.500 MW in der Kategorie Wind an Land ist ein jährlicher Bruttozubau von etwa 3.000 MW bis 5.000 MW notwendig. Um diesen notwendigen Brutto-Zubau in der Spitze von 5.000 MW sicherzustellen, ist die Schaffung eines hinreichend liquiden Marktes notwendig, siehe Abbildung 1.

Ein Großteil des Flächenpotentials entfällt auf Standorte zwischen 60% bis 110% Referenzertrag (siehe Abbildung 7). Insgesamt ergibt sich eine große Spannweite der Windhöffigkeit von ca. 60 bis 150% Referenzertrag der bislang bebauten Standorte.

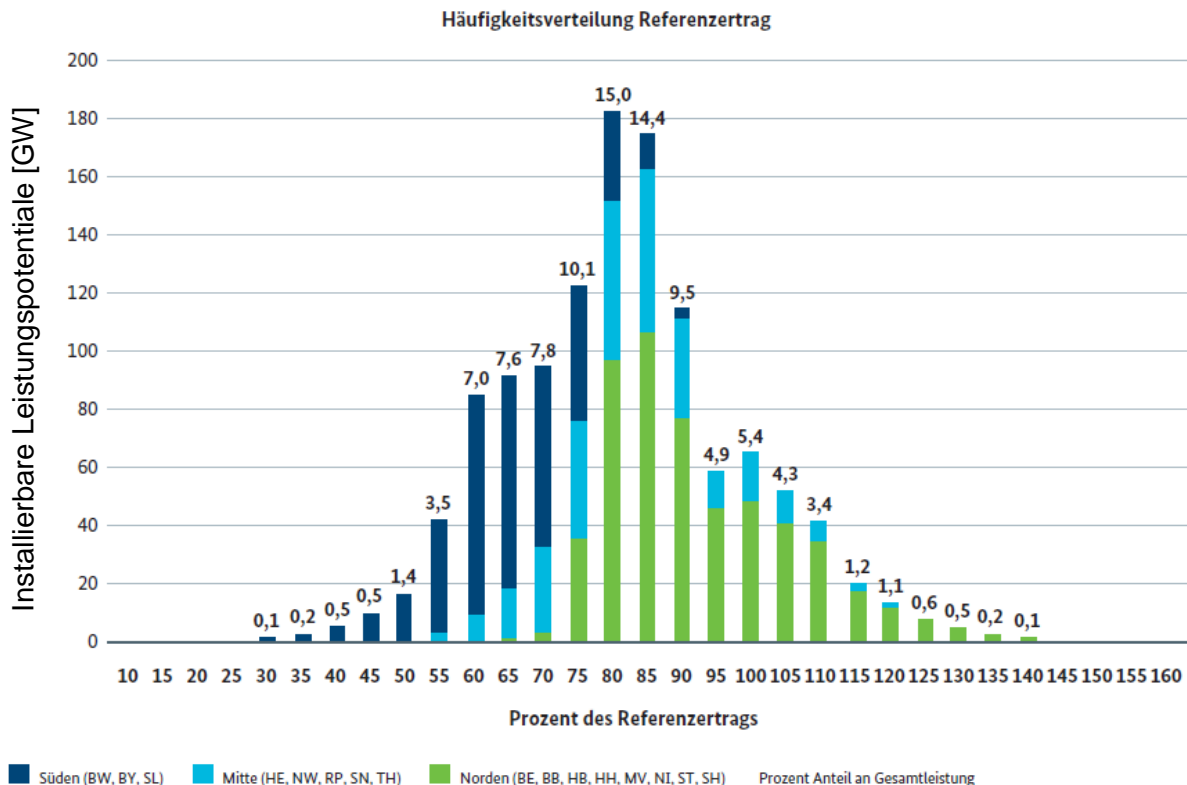


Abbildung 7 Verteilung des deutschlandweiten Potentials nach Windqualität (BMW (Hrsg.), 2015)

Im aktuellen EEG 2014 ist ein Referenzertragsmodell hinterlegt, womit anhand einer standortabhängigen Anfangsvergütungsdauer (siehe linke Graphik in Abbildung 8) eine gewisse

Nivellierung des Barwertes der Standorte erzielt werden soll.²⁰ Hierzu erfolgt eine Absenkung der Anfangsvergütungsdauer zwischen den Standorten 80% bis 130% Referenzertrag. Für eine erste **grobe** Bewertung der Wirkung des Referenzertragsmodelles in der heutigen Ausprägung kann und muss auf Grund der unterschiedlichen Zahlungsströme (Anfangs- und Grundvergütung) auf den diskontierten Barwert der Erlöse abgestellt werden, die über die technische Nutzungsdauer von derzeit rund 20 Jahren erwartet werden.²¹

Bei Betrachtung des resultierenden Barwertes der Erlöse aus Anfangs- und Grundvergütung in Abhängigkeit der Standortqualität im EEG 2014 wird ersichtlich, dass der erzielbare Barwert sehr stark von der Standortgüte abhängt.²² In der linken Graphik von Abbildung 8 ist der Zeitraum dargestellt, in der die erhöhte Anfangsvergütung von 89 €/MWh gezahlt wird. Für Standorte mit einer Zeitdauer der Anfangsvergütung kleiner 20 Jahre erfolgt in der restlichen Zeit (Zeitraum der Grundvergütung) eine Grundvergütung von 49,5 €/MWh. In der rechten Graphik von Abbildung 8 ist der resultierende Barwert der Erlöse aus Anfangsvergütung und Grundvergütung im Verhältnis zum Barwert der Erlöse eines 70%-Referenzstandortes dargestellt. Hier ist ein deutlicher Anstieg zwischen dem 60%-Referenzertragsstandort bis hin zum 150%-Referenzertragsstandort erkennbar, der sich auch bei Hinzunahme der Kosten nicht maßgeblich verändern würde. In einem Ausschreibungsmodell bedeutet dies, dass besonders ertragreiche Standorte einen systematischen relativen Vorteil haben, der durch die heutige Ausgestaltung des Referenzertragsmodells nicht ausreichend nivelliert wird. Besonders ausgeprägt ist der Nachteil für Windstandorte mit 80% und weniger Referenzertrag, die gleichwohl ein hohes Ausbaupotenzial aufweisen, wie Abbildung 7 zeigt.

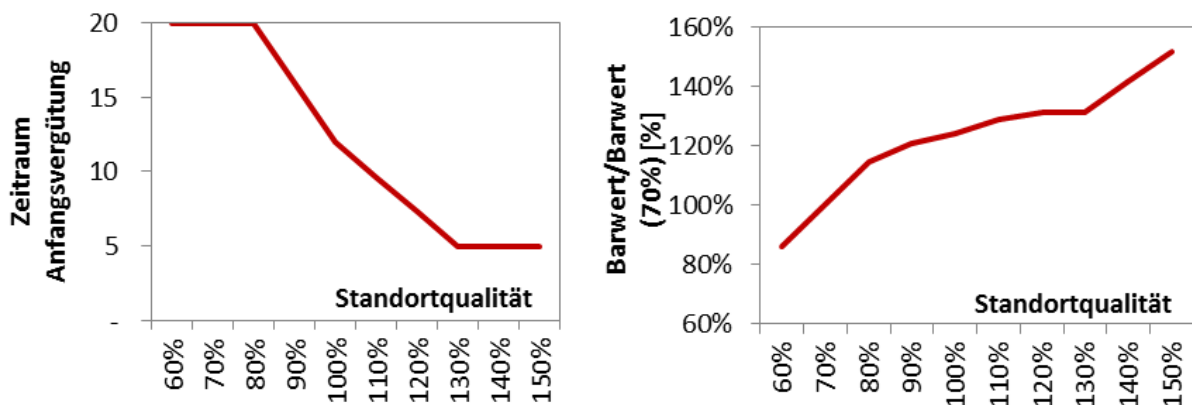


Abbildung 8 Barwertverteilung des aktuellen Referenzertragsmodells (Betrachtung der Erlöse)

²⁰ Die Anfangsvergütung (EEG 2014 89 €/MWh) ist höher als die Grundvergütung von 49,5 €/MWh. Das Referenzertragsmodell legt fest, welche Zeitdauer der Anfangsvergütung für jede Referenzertragsklasse vorgesehen ist. Hierdurch erhalten weniger windhöfliche Standorte über die Gesamtdauer von 20 Jahren eine höhere spezifische Vergütung als windhöfliche Standorte und können dadurch den Nachteil der geringeren Vollbenutzungsstunden teilweise ausgleichen.

²¹ Der hier verwendete Barwert diskontiert die Erlöse aus Anfangs- und Grundvergütung auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme mit einem Zinssatz von 4,6% (IE Leipzig, 2014). Der in Kapitel 4.4.1 verwendete Barwert berücksichtigt auch eine Abschätzung der variablen Kosten.

²² Die mangelnde Nivellierung ist auch bei Integration der standortabhängigen Kosten weiterhin vorhanden, siehe hierzu auch (Falkenberg & Schiffler, 2015).

Standorte unter 80% Referenzertrag würden somit durch das aktuelle Referenzertragsmodell im Rahmen einer Ausschreibung noch stärker benachteiligt und unterliegen damit hohen Zuschlagsrisiken. Als Folge könnten zwei Phänomene auftreten.

Entweder werden diese Standorte bei einem geringen Ausschreibungsvolumen aufgrund der hohen Zuschlagsrisiken nicht mehr weiter projiziert (es sind Vorlaufkosten im Rahmen der Projektierung mit der Auktion verbunden). Dies hätte eine verringerte Liquidität und damit auch eine geringere Wettbewerbsintensität zur Folge. Bei einem hohen Ausschreibungsvolumen könnten wiederum die Standorte mit geringerer Windhöflichkeit preissetzend sein. Windhöflichere Standorte könnten dies in ihr Bietverhalten einbeziehen und auf Basis der gleichen gebotenen Anfangsvergütung einen höheren Barwert erzielen (siehe hierzu auch Überlegungen in Kapitel 6).

4.2 Anforderungen an das Referenzertragsmodell und Zielsystem

Das zentrale Anliegen des EEG ist in § 1 Abs. 1 EEG wie folgt beschrieben: *„Zweck dieses Gesetzes ist es, insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zu fördern.“* Im Fokus des wettbewerbsorientierten Ausschreibungssystems muss somit u.a. die Effizienz von Kapital-, Projektentwicklungs- und Betriebskosten stehen. Hierzu ist die Schaffung einer hohen Liquidität im Ausschreibungssystem auf Basis von Akteurspluralität und eines homogenen Ausschreibungsguts hinsichtlich der Standortgüte notwendig, so dass im Gebotsprozess die Kosteneffizienz nicht von den Vorteilen der Windhöflichkeit überlagert wird. Dies hätte zur Folge, dass auch weniger windhöfliche Standorte im Rahmen der Ausschreibung systematische Zuschlagschancen erhalten.

Daneben soll die Anpassung des Referenzertragsmodells zum einen die Marktintegration der Anlagen stärken und zudem Anreize für die Projektentwickler bieten, die „besten“ Standorte zu entwickeln. Dieser Anreiz sollte nicht durch die Anfangs- bzw. Grundvergütung über die EEG-Umlage refinanziert werden, sondern über die potentiellen Markterlöse. Bei Anpassung des Referenzertragsmodells für Standortklassen kleiner 80% sollte ein Ansteigen der EEG-Umlage vermieden werden bzw. der Nettoeffekt über alle Standortklassen ausgeglichen sein.

Letztendlich soll das Referenzertragsmodell auch ein möglichst einfaches und transparentes Ausschreibungsdesign ermöglichen, so dass keine weiteren komplexen Anpassungen im Auktionsdesign notwendig sind.

4.3 Stellgrößen des Referenzertragsmodells und Wirkweisen

Im aktuellen Referenzertragsmodell sind folgende Stellgrößen vorhanden:

Tabelle 1 Zielsetzung/Wirkungsweise der einzelnen Komponenten des Referenzertragsmodells im Vergütungssystem für Windenergie an Land

Zielstellung Wirkungsweise	
Vergütungs- dauer	dient zur Nivellierung der Referenzertragsklassen und der Schaffung eines homogenen Gutes
Anfangs- vergütung	dient insbesondere dazu, Fremdkapitalgeber mit geringen Risikoprämien auszustatten und den Kapitaldienst zu erleichtern
Grund- vergütung	wirkt als Risikoabsicherungskomponente gegenüber Marktpreisrisiken in der Grundvergütungsphase
Marktpreis/ Marktwert	Chancenpotential im Falle von steigenden Marktpreisen insb. in der Grundvergütungsphase

- **Vergütungsdauer/Vergütungsdauerlinie**

Die maximale Vergütungsdauer sollte sich an den technischen Gegebenheiten der Windenergieanlagen orientieren. Die bisherige Vorgabe des EEG sieht eine maximale Vergütungsdauer von 20 Jahren vor. Laut Gesprächen mit Herstellern²³ ist in der Zukunft auch eine Laufzeit von 25 Jahren möglich.

- **Anfangsvergütung**

Eine höhere Anfangsvergütung ermöglicht einen hohen Cash-Flow und damit einhergehend entsprechende Liquidität zu Beginn der Laufzeit im Betrieb der Windenergieanlage. Windkraftanlagen werden derzeit zu 70% bis 90% mit Fremdkapital finanziert. Im Fall einer Fehleinschätzung des Windertragsgutachtens, bzw. meteorologisch bedingter Ertragsschwankungen, gewährleistet die Anfangsvergütung i.d.R. trotzdem die Bedienung des Kapitaldienstes, so dass nur geringe Risikoprämien für die Fremdkapitalbereitstellung gefordert werden. Damit die Kosteneffizienz auch bei Einführung der Ausschreibung bzgl. der Fremdkapitalrisikoprämien gewährleistet ist, sollte im angepassten Referenzertragsmodell weiterhin eine Spreizung zwischen Anfangs- und Grundvergütung vorgesehen werden.

- **Grundvergütung/Marktpreis**

Die hohe Grundvergütung im EEG 2014 von 49,5 €/MWh liegt deutlich oberhalb des aktuell und wahrscheinlich auch zukünftig erzielbaren Marktwertes für Wind an Land (derzeit unter 30 €/MWh). Aufgrund der hohen Differenz zwischen Marktwert und

²³ Workshop des BMWi zum Referenzertragsmodell; allerdings fehlen hier belastbare Praxiserfahrungen.

Grundvergütung stellt der Strommarktpreis im Rahmen des Referenzertragsmodells auch zukünftig für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung eine untergeordnete Rolle dar.²⁴

Eine abgesenkte Grundvergütung sollte auch bei Novellierung des Referenzertragsmodells beibehalten werden, um als Risikoabsicherungskomponente gegenüber Marktpreisrisiken wirken zu können. Hierdurch können erhöhte Risikoprämien aus der zukünftigen Marktpreisunsicherheit vermieden werden, so dass auch dies die Kosteneffizienz positiv beeinflusst.

Bei Absenkung der Grundvergütung gewinnt das wettbewerblich ermittelte Strommarktpreissignal eine stärkere Bedeutung für die Bewirtschaftung der Anlagen am Strommarkt.²⁵ Sobald die erzielbaren Marktwerte die Höhe der Grundvergütung überschreiten, kann ein zusätzlicher Erlös oberhalb der Grundvergütung erzielt werden (Chancenpotential).

4.4 Anpassungsvorschlag für das Referenzertragsmodell

Die **Eingriffe** am bekannten und in der Branche akzeptierten Referenzertragsmodell sollen **möglichst gering** ausfallen. Die Logik und die Hauptparameter bleiben weiterhin unverändert. Analog zur bisherigen Systematik des Referenzertragsmodells soll weiterhin eine Anfangs- und Grundvergütung beibehalten werden. Innerhalb der Auktion wird auf die **Anfangsvergütung geboten**. Die **Grundvergütung** wird vom Regulator **gesetzt**.²⁶ Der Zeitraum der Grundvergütung ergibt sich aus dem **maximalen Vergütungszeitraum von 20 Jahren** abzüglich des Zeitraums für die Anfangsvergütung.

Folgende Anpassungen werden am Referenzertragsmodell vorgeschlagen:

Der Zeitraum der Anfangsvergütung nimmt bereits ab einem Referenzertrag größer 70% kontinuierlich ab.²⁷ Darüber hinaus soll die Grundvergütung abgesenkt werden. Hierdurch wird eine Nivellierung der Standorte erreicht.

4.4.1 Parametrierung und Ableitung der Vergütungsdauerlinie

Die Wirkungsweise des Modells soll beispielhaft an der folgenden **Parametrierung** veranschaulicht werden, wobei die prinzipiellen Wirkmechanismen des Vorschlags gegenüber einer exakten und endgültigen Parametrierung im Vordergrund stehen.²⁸

²⁴ Der Marktwert für Windstrom an Land liegt aktuell aufgrund der gesunkenen Börsenstrompreise deutlich unterhalb der Grundvergütung.

²⁵ Damit einhergehend ist eine stärkere Marktintegration auch auf den Marktstufen jenseits des Spotmarktes (insbesondere der Terminmarkt) zu erwarten und auch anzustreben.

²⁶ Alternativ wäre eine Kopplung ex ante über einen Faktor an die Anfangsvergütung denkbar, siehe Erweiterung B in Kapitel 4.5.

²⁷ zur Erläuterung siehe Fn. 18.

²⁸ Es werden somit in den weiteren Ausführungen keine finalen Festlegungen/Feinparametrierung der Anfangsvergütungsdauer bzw. der Absenkung der Grundvergütung vorgenommen, sondern die Wirkungsweise bei unterstellter Parametrierung untersucht. Im Anschluss bei einer eventuellen Implementierung des Vorschlags muss eine konkrete Festlegung und umfangreichere Barwertbetrachtung inkl. der fixen Kosten und der sonstigen Parameter wie Vollbenutzungsdauer vorgenommen werden. Es ist nicht davon auszugehen, dass sich die hier getätigten grundsätzlichen Aussagen verändern.

Die Daten für die Parametrierung orientieren sich an den Ausarbeitungen des IE Leipzig zum Erfahrungsbericht des EEG 2014. Die Annahmen zur Parametrierung sind in Tabelle 2 hinterlegt:

Tabelle 2 Annahmen zur Modellparametrierung eines angepassten Referenzertragsmodells

Parameter	Ausprägung
WACC ²⁹	4,6% ³⁰
Variable Betriebskosten	20 €/MWh ^{31,32}
Vergütungsdauer	20 Jahre
Vollbenutzungsdauer	2800h ³³ für 100% Standort; linear skaliert auf andere Standorte
Grundvergütung	35 €/MWh

Um das Vorgehen zur Ermittlung der angepassten Dauer der Anfangsvergütung je Referenzstandort (dargestellt in Abbildung 9) nachvollziehen zu können, sind die nachfolgenden Anmerkungen zum **methodischen Vorgehen** relevant. Grundlage der Ermittlung und Ableitung der Anfangsvergütungsdauer bildet der Barwert (Erlöse abzüglich den variablen Betriebskosten) der einzelnen Referenzertragsstandorte. Die Anfangsvergütungsdauer für den Referenzertragsstandort von 70% wird exogen auf 20 Jahre festgeschrieben. Für alle anderen Referenzertragsstandorte über 70% wird nun die Anfangsvergütungsdauer errechnet. Dabei wird die Anfangsvergütungsdauer ermittelt, welche ausreicht, um den gleichen Barwert wie ein 70% Referenzertragsstandort zu erreichen. Um die Ergebnisse vergleichbar zu machen, wird von einer auskömmlichen, dem EEG 2014 entsprechenden Anfangsvergütung von 89 €/MWh ausgegangen. Diese Berechnung wird für 10%-Intervalle (70%, 80%, usw.) durchgeführt, zwischen diesen 10%-Intervallen wird die Kurve dann linear interpoliert.

Im **Ergebnis** zeigt sich folgendes: Anhand der beispielhaften Parametrierung wird die Anfangsvergütungsdauer für die Referenzertragsstandorte 80% bis 120% zur Nivellierung des Barwertes zwischen den Standorten gegenüber dem aktuellen Status Quo abgesenkt. Gleichzeitig erfolgt eine kontinuierliche Absenkung der Anfangsvergütungsdauer bis zum 150% Referenzertragsstandort auf ca. 5 Jahre. Der Vergleich zum Status Quo lässt sich in Abbildung 9 erkennen:

²⁹ WACC meint den gemischten Kapitalkostensatz, der für die Diskontierung der Zahlungsströme über den Betrachtungshorizont herangezogen wird. Dieser setzt sich zusammen aus dem Eigenkapitalanteil und dem Eigenkapitalkosten sowie dem Fremdkapitalanteil und deren Kosten zusammen.

³⁰ In Anlehnung an IE Leipzig, 2014.

³¹ In Anlehnung an IE Leipzig, 2014 und eigene Einschätzungen. Aus Vereinfachungsgründen haben wir auf eine periodenscharfe Trennung (Jahr 1-10 bzw. Jahr 11-20) verzichtet.

³² Die fixen Betriebskosten (wie z.B. fixe Pachtkosten) werden in diesem Zusammenhang nicht berücksichtigt, da sie den Barwert für alle Referenzstandorte gleichermaßen beeinflussen.

³³ In Anlehnung an IE Leipzig, 2014.

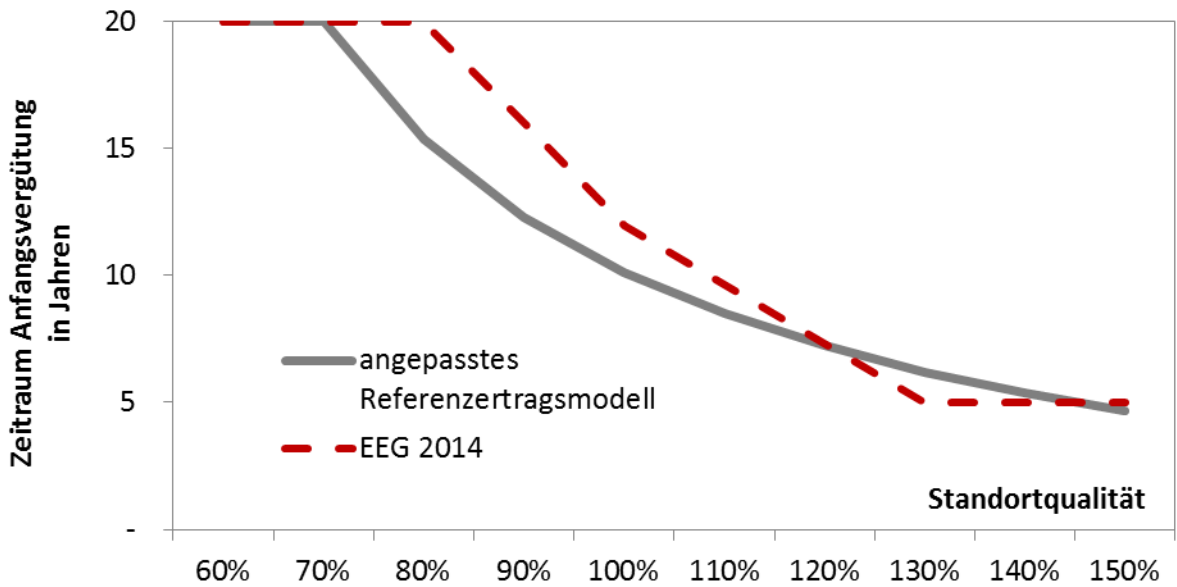


Abbildung 9 alte (EEG 2014) und neue Dauer der Anfangsvergütung im angepassten Referenzertragsmodell

Die Auswirkungen auf den Barwert lassen sich anhand Abbildung 10 veranschaulichen. Mit Hilfe der Absenkung der Grundvergütung und der veränderten Anfangsvergütungsdauer über die jeweiligen Referenzklassen kann der Barwert zwischen den Klassen 70% bis 150% in Bezug auf die regulierten Vergütungen (bei Ignorierung eventueller Markterlöse) nivelliert werden. Eine solche Nivellierung des Barwertes ist notwendig, damit auch weniger windhöfliche Standorte in der Ausschreibung systematisch berücksichtigt werden können. Dies bedeutet aufgrund der oben erwähnten zusätzlichen Marktchancen für die besseren Standorte jedoch auch, dass es weiterhin einen Anreiz hin zu besseren Standorten geben wird.

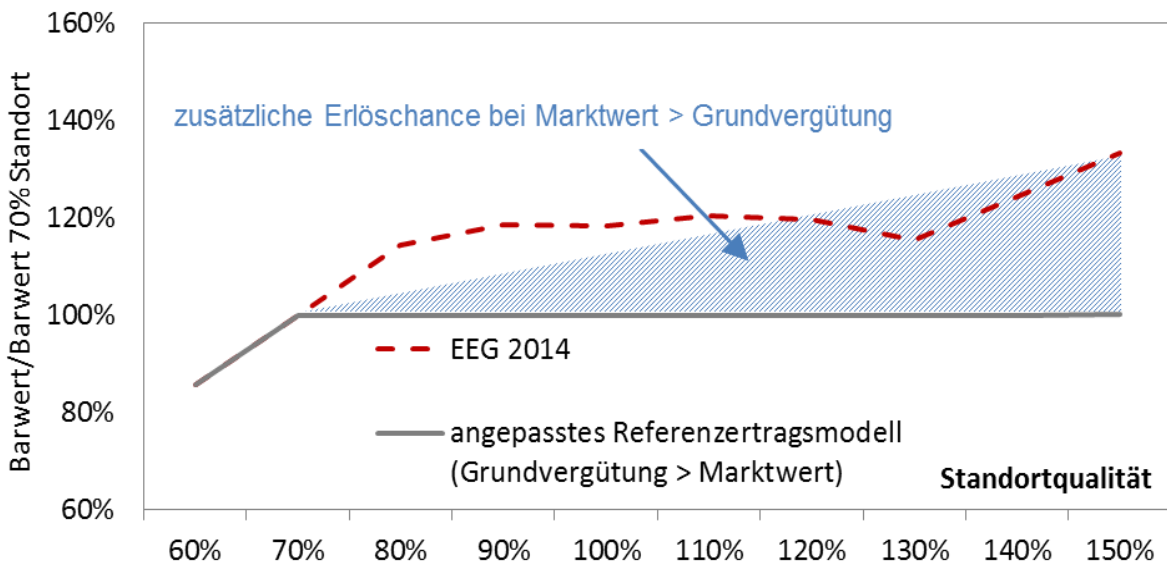


Abbildung 10 Auswirkung des angepassten Referenzertragsmodells auf den Barwert unter Berücksichtigung der Erlöse und variablen Kosten sowie der Marktchancen (qualitativ)

4.5 Mögliche Modellalternativen

4.5.1 Erweiterung A: Festlegung der maximalen Anfangsvergütungsdauer auf 25 Jahre

Als mögliche Modellvariation und -erweiterung kommt in Betracht, die maximale Laufzeit der Anfangsvergütungsdauer auf 25 Jahre festzulegen. In der vorliegenden Parametrierung wurde der 70% Referenzertragsstandort mit einer Anfangsvergütungsdauer von 25 Jahren belegt und die Anfangsvergütungsdauer der restlichen Standorte entsprechend des äquivalenten Barwertes ausgeprägt. In diesem Fall ist die Absenkung der Anfangsvergütungsdauer bei vorliegender Parametrierung gegenüber der aktuellen EEG 2014 Vergütungsdauer weniger stark angepasst. Bei windhöffigeren Standorten kommt es zu einer leichten Erhöhung gegenüber dem EEG 2014, um der deutlichen Absenkung der Grundvergütung entgegen zu wirken. Es ergeben sich somit für die übrigen Standorte gegenüber dem Status Quo geringere Änderungen in ihrer jeweiligen Anfangsvergütungsdauer.

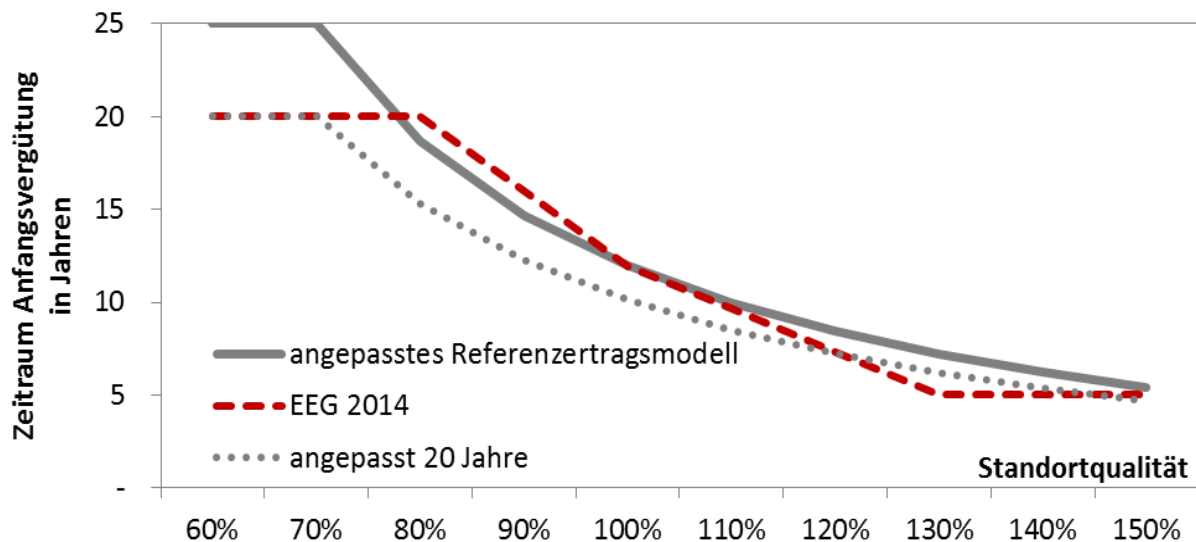


Abbildung 11 Zeitraum der Anfangsvergütung bei 25 jähriger Zeitdauer für 70%-Referenzertragsstandort im angepassten Referenzertragsmodell

Im Vergleich zur 20-jährigen Vergütungsdauer ist bei Annahme einer 25 jährigen Vergütungsdauer von geringeren geforderten Anfangsvergütungen auszugehen, weil eine längere Zeitdauer der Anfangsvergütung eine weniger hohe Anfangsvergütung benötigt, um insgesamt den gleichen Barwert zu erhalten.

4.5.2 Erweiterung B: Kopplung der Grundvergütung an die gebotene Anfangsvergütung

Im Falle, dass auch die Grundvergütung wettbewerblich und nicht regulatorisch vorgegeben werden soll, kann diese dynamisch an die gebotene Anfangsvergütung gekoppelt werden:

$$\text{Grundvergütung} = \text{Faktor} * \text{Anfangsvergütung}$$

Im Sinne einer stärkeren Marktintegration sollte der Faktor auch in diesem Modell so gewählt werden, dass eine erwartete Absenkung der Grundvergütung gegenüber dem heutigen Modell zustande kommt. In der folgenden Abbildung ist die Parametrierung der Anfangsvergütungsdauer auf Basis eines Faktors von 0,45 bzw. 0,40 dargestellt. Auswirkungen ergeben sich hier insb. in der Vergütungsdauer durch windhöfliche Standorte.

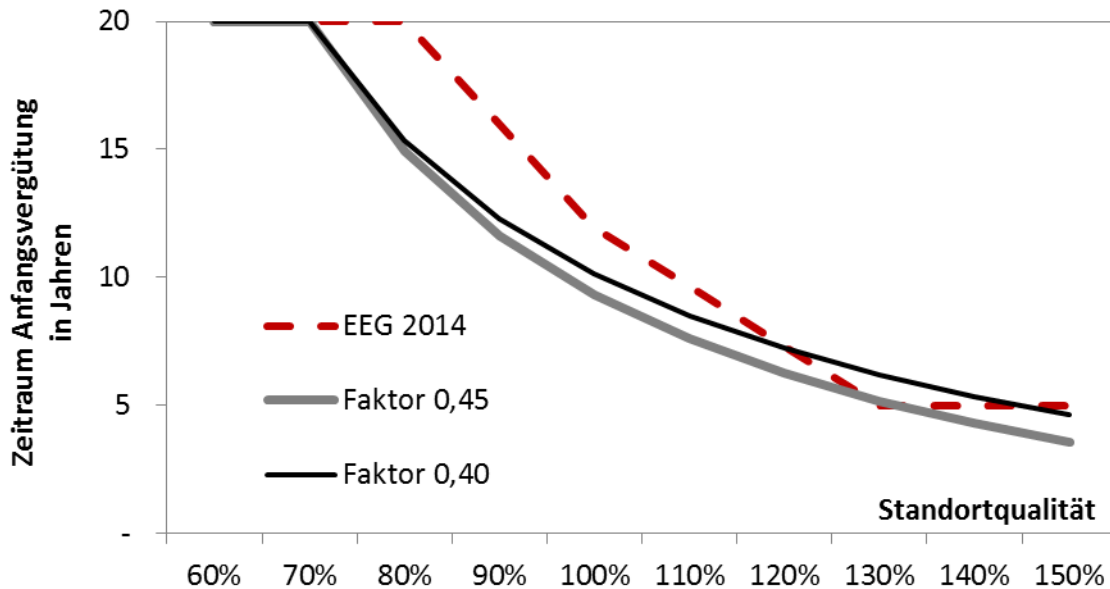


Abbildung 12 Zeitraum der Anfangsvergütung bei Wahl des Faktors von 0,40 bzw. 0,45 zur Kopplung des Grundvergütungsniveaus an dem Anfangsvergütungsgebot

4.6 Wirkungsanalyse und energiewirtschaftliche Bewertung

Im weiteren Verlauf soll die Wirkungsweise des Modellvorschlages mit Hilfe der hier vorgenommenen **beispielhaften** Parametrierung veranschaulicht werden.

4.6.1 Bedeutung der Anfangs- und der Grundvergütung für das Gebotsverhalten

Im Rahmen des Vorschlags wird eine externe regulatorische Vorgabe bzgl. der Grundvergütung seitens des Auktionators vorgegeben. In diesem Zusammenhang wird somit nicht der komplette Vergütungsanspruch, sondern nur die Anfangsvergütung wettbewerbsfähig gesetzt. Zur Beurteilung des Einflusses der Anfangs- und der Grundvergütung auf den Barwert und damit den Stellenwert für die jeweiligen Marktakteure dient folgende Auswertung, in welcher die Zusammensetzung des Barwertes aufgeteilt nach Anfangs- und Grundvergütung dargestellt ist (bei einer Anfangsvergütung von 89 €/MWh und einer Diskontierung von 4,6%):

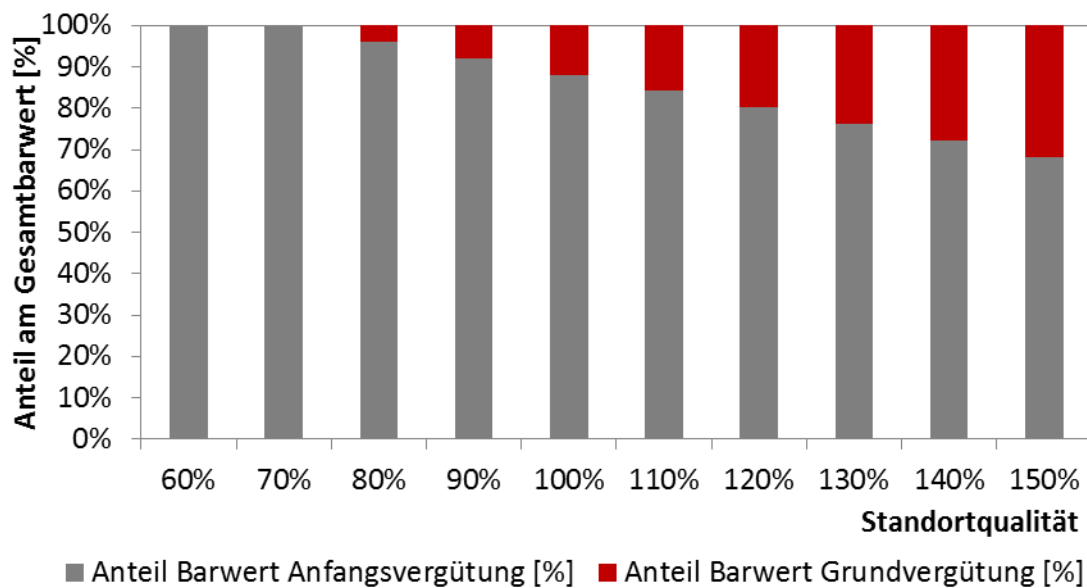


Abbildung 13 Einfluss Anfangs- und Grundvergütung auf den diskontierten Barwert

Es zeigt sich, dass die Anfangsvergütung für die Mehrheit der potentiellen Standorte (Referenzklassen 60% bis 110% entsprechen ca. 90% des gesamten Flächenpotentials) für 100% bis 84% des gesamten Barwertes verantwortlich ist. Es kann somit davon ausgegangen, dass die wettbewerblich festgelegte Anfangsvergütung für diese Standorte den maßgeblichen Einflussfaktor darstellt.

Für die Referenzertragsstandorte 120% bis 150% (Anteil kleiner 5% gemäß BMWi (Hrsg.), 2015) sinkt dieser Anteil bei vorliegender Parametrierung nicht unter 67%. Es ist somit auch für diese Standorte von einer signifikanten Bedeutung der wettbewerblich festgelegten Anfangsvergütung im Gebotsverhalten auszugehen. Eine Reduzierung der Anfangsvergütung beeinflusst somit auch den Barwert windhöflicher Standorte signifikant, welche nur eine geringe Anfangsvergütungsdauer besitzen.

Daneben verliert die regulatorisch festgesetzte Grundvergütung, welche im Modell als Risikoabsicherungskomponente gedacht ist, ihren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage, sobald der Marktwert der Einspeisung am Strommarkt die abgesenkte Grundvergütung übersteigt.

4.6.2 Wirkungsanalyse gegenüber Status Quo EEG bei Variation der Ausschreibungsmenge

Bei Betrachtung der Verteilung des Zubaus zwischen 2012 bis 2014 (Abbildung 14) wird ersichtlich, dass auch ein Ausbau der Referenzklasse 60% bis 70% stattgefunden hat. Der Standort 70% ist von der Gesamtzahl mit 886 installierten Anlagen sogar der am meist bebaute Standort, so dass dessen Bedeutung auch in Hinblick auf die Liquidität und Wettbewerbsintensität im Ausschreibungsverfahren ersichtlich ist. Es ist somit zu untersuchen, welche Auswirkungen sich hieraus im Ausschreibungssystem ergeben.

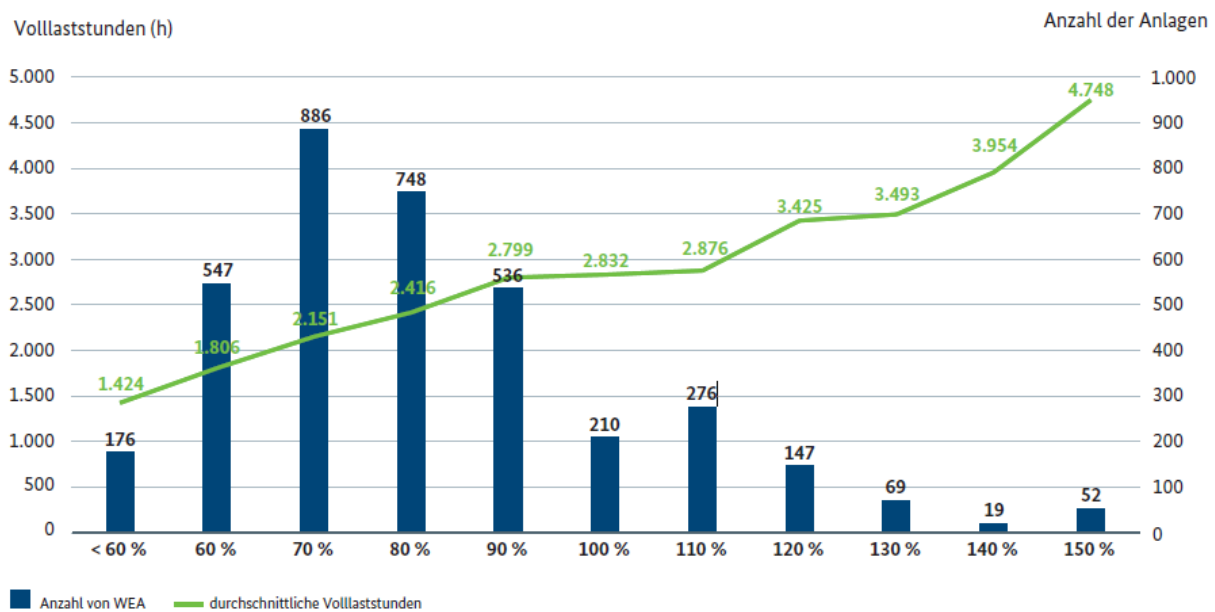


Abbildung 14 Standortverteilung des Zubaus zwischen 2012-2014 (BMW i (Hrsg.), 2015)

Projiziert auf die Zukunft wird in den ersten fünf Jahren der Ausschreibung (Periode 2017 bis 2022) der Bruttozubaubedarf zwischen 2.900 MW und 5.200 MW variieren (siehe Abbildung 1). Auch bei geringerer Variation des Ausschreibungsvolumens und entsprechender zeitlicher Glättung ist davon auszugehen, dass möglicherweise unterschiedliche Referenzklassen je nach Auktionsrunde das marginale Gebot stellen werden.

Im Folgenden wird untersucht, welche Auswirkung eine Variation der Standortgüte im Schnittpunkt zwischen Angebot und Nachfrage auf die übrigen bezuschlagten Standorte haben würde. Bei Annahme einer Einführung eines uniform pricings zeigt sich, dass im EEG 2014 bei Preisfestlegung eines 60% oder 70% Referenzertragsstandortes die übrigen Standorte direkt deutliche Mehrerlöse und damit korrespondierend höhere Barwerte erzielen könnten (maximal 48%). Die Vergütungsforderung eines 60% Referenzertragsstandortes müsste für die Sicherstellung eines wirtschaftlichen Betriebs gegenüber dem heutigen Niveau steigen, wovon im uniform pricing automatisch alle anderen bezuschlagte Gebote profitieren. In diesem Fall wäre keine kosteneffiziente Förderung erreicht. Analog würden auch im Rahmen der Einführung eines pay-as-bid Verfahrens windhöffigere Standorte durch strategische Gebote (entsprechend des notwendigen Gebotes des 60% oder 70% Referenzertragsstandortes für die Erreichung des Ausbaukorridors) die Möglichkeit erhalten, erhöhte Barwerte zu erzielen.

Tabelle 3 Einfluss der relativen Barwert-Erhöhung bei uniform pricing

Auswirkung auf den Barwert relativ zum preissetzenden Standort	60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
Standort 60% EEG 2014	0%	14%	29%	33%	33%	35%	34%	30%	39%	48%
Standort 70% EEG 2014		0%	14%	19%	18%	20%	20%	15%	24%	33%
Standort 60% BET Vorschlag	0%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%
Standort 70% BET Vorschlag		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Der Vorschlag der Gutachter könnte diese Wirkungsweise abschwächen. Allein bei Preisfestsetzung unterhalb der 70% Standorte (z.B. für einen 60% Referenzertragsstandort) ergibt sich für die übrigen Standorte die Möglichkeit für erhöhte Barwerte, welche aber deutlich unterhalb der aktuellen Systematik liegen würden (maximal 14%).

4.6.3 Wirkungsweise bei Veränderung des Marktpreises

Ziel der Parametrierung ist es, die regulierten Erlösmöglichkeiten so vorzugeben, dass über möglichst viele Standorte gleiche Wettbewerbsbedingungen vorherrschen und im Rahmen der Ausschreibung die Kosteneffizienz im Vordergrund der Betrachtung steht. Das Modell besitzt aber weiterhin eine Lenkungswirkung zu Erschließung möglichst windhöffiger Standorte. Diese können ein Zusatzpotential bei steigenden Strommarktpreisen (Marktwert steigt über die Grundvergütung) aktivieren. Dieses Zusatzpotential unterliegt der Marktpreisunsicherheit und ist somit risikofrei nicht zu erzielen.

Diese sind beispielhaft für ein Ansteigen des Marktwertes des eingespeisten Windstroms auf 45 €/MWh in der folgenden Abbildung dargestellt:

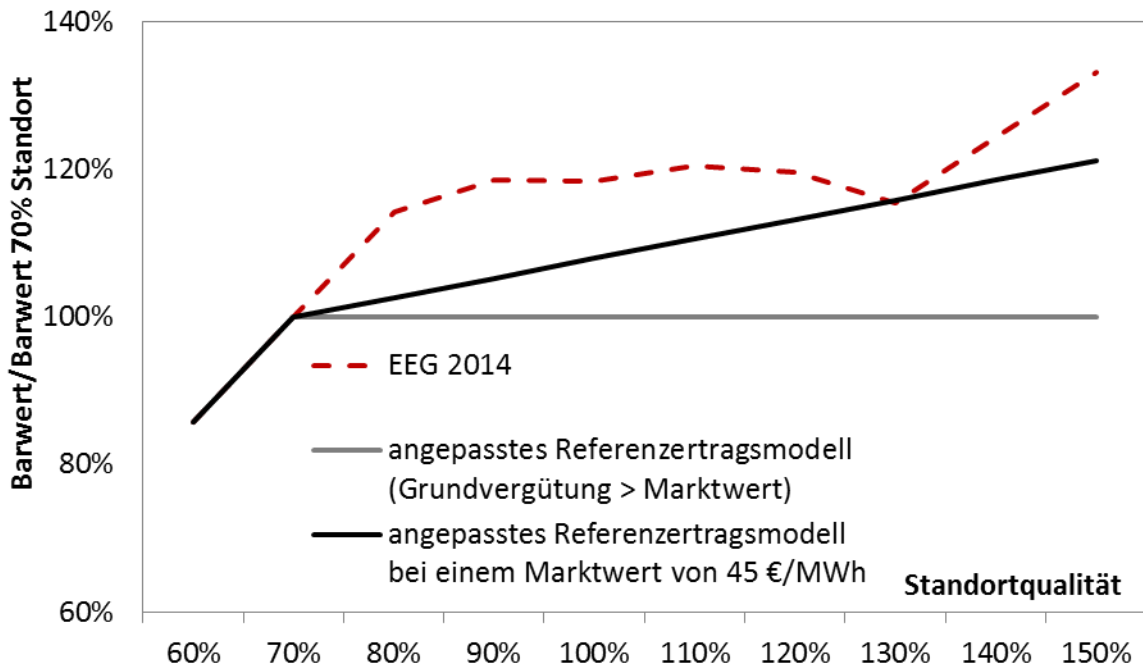


Abbildung 15 Einfluss eines Anstiegs des Marktwertes auf 45 €/MWh

Bei Variation des Marktwertes zeigt sich, dass dieses Potential nur für Standorte innerhalb der Grundvergütung entsteht. Das dadurch hervorgerufene Chancenpotential wird vom Markt refinanziert und belastet die EEG-Umlage nicht.

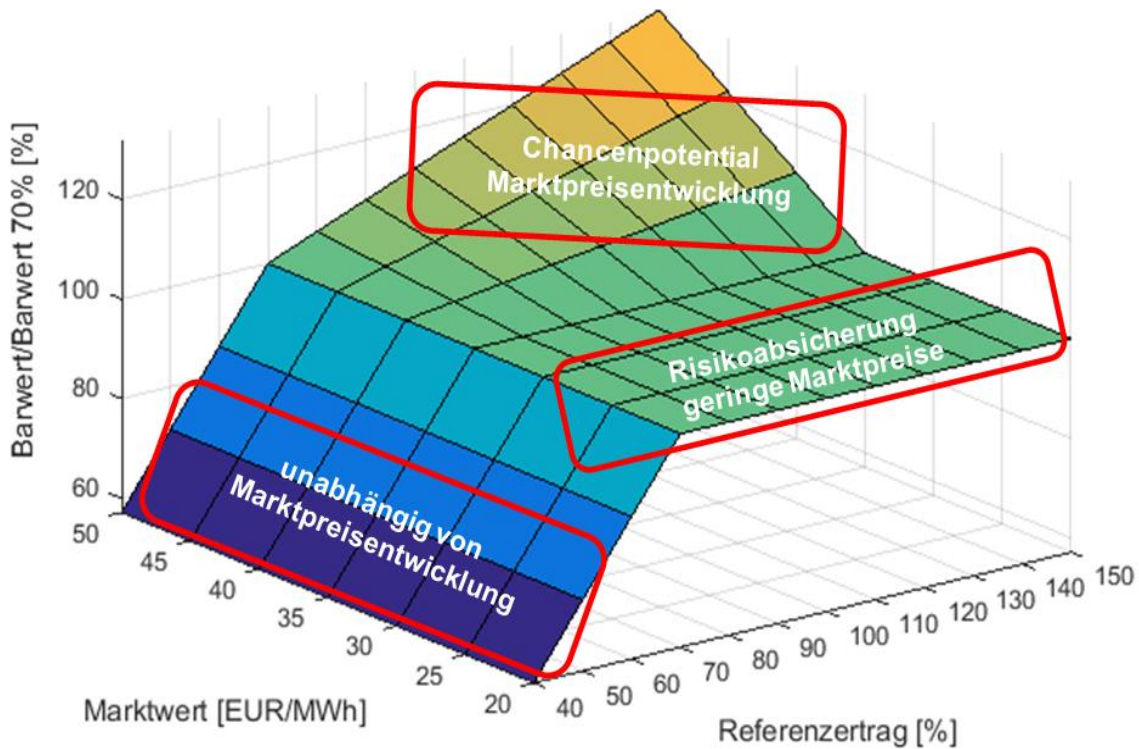


Abbildung 16 Einfluss eines Anstiegs des Marktwertes auf den relativen Barwert des Referenzertragsstandorts

Das bisher theoretisch dargestellte Chancenpotential muss durch die einzelnen Marktteilnehmer abgeschätzt werden. Für die Erwartungsbildung über die zukünftige Entwicklung des Marktwertes von Wind an Land müssen hierzu zum einen Projektionen für die zukünftigen Spotpreise als auch die Entwicklung des Profilkoeffizienten vorgenommen werden.³⁴ In der Regel werden für den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren hierzu Fundamentalmodelle verwendet, da die liquide handelbare Forwardkurve nur einige Jahre in die Zukunft reicht. Insofern basiert diese Projektion auf Annahmen (z.B. Entwicklung der Brennstoffpreise, des Kraftwerksparks, der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien, ...), welche nur unter Unsicherheit abgeschätzt werden können.³⁵

In der folgenden Abbildung ist die Entwicklung des Profilkoeffizienten, des Spot-Base-Preises als auch des Marktwertes im Zeitablauf anhand des BET-Fundamentalmodells abgebildet. Es handelt sich bei dem hier dargestellten Szenario nicht um ein Extrem-Szenario, sondern um den Erwartungswert seitens BET (Stand Q2 2015). Es zeigt sich, dass eine Erholung des Base-Preises in den Jahren ab 2020 auf bis zu 60-70 €/MWh aufgrund des Kernenergieausstiegs und ansteigender Brennstoffkosten erwartet wird.³⁶ Gleichzeitig sinkt aufgrund der ansteigenden installierten Leistung in Wind an Land und Wind auf See aber der Profilkoeffizient für Wind an Land. Der Marktwert steigt somit unterproportional bis 2035 auf bis zu 46 €/MWh an.

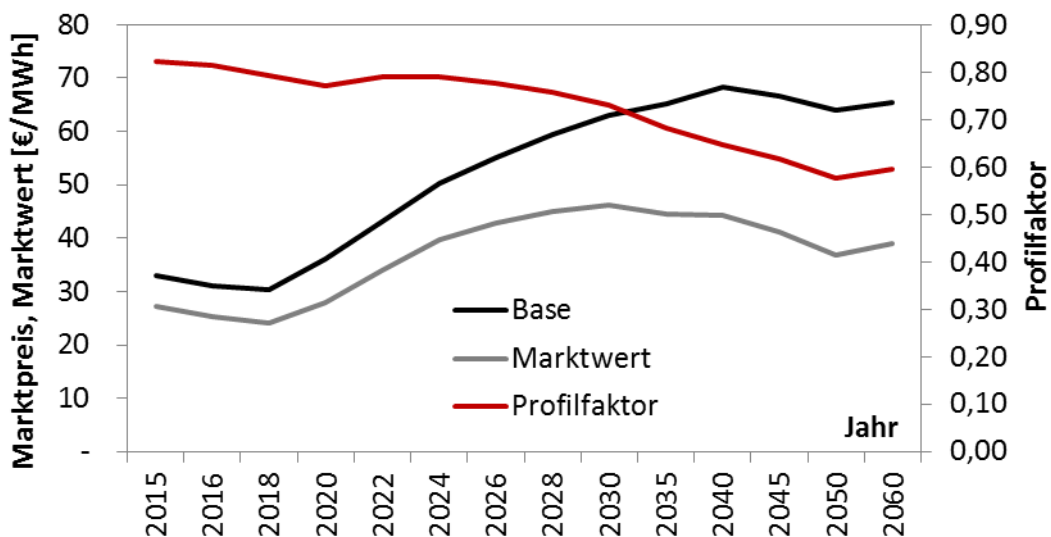


Abbildung 17 aktuell erwartete Entwicklung (BET) von Profilkoeffizient, Base-Preis und Marktwert für Wind an Land (Stand: Q2 2015)

³⁴ Der Profilkoeffizient definiert das Verhältnis aus durchschnittlichem Spot-Marktpreis des jeweiligen Jahres (Base-Preis) und mengengewichteten spezifischen Erlösen aus der Einspeisung. Ein Profilkoeffizient kleiner eins bedeutet, dass eine Windkraftanlage im Durchschnitt weniger erlöst als eine Bandlieferung gleicher Menge.

³⁵ Die im BET Szenario verwendeten Brennstoffpreise orientieren sich an dem World Energy Outlook 2014. Der Preis für Steinkohle steigt real auf ca. 110 \$/t, der Gaspreis real auf ca. 30 €/MWh (H₀) bis zum Jahr 2030.

³⁶ Der Kernenergieausstieg und der Abbau fossiler Überkapazitäten führen zu einer „Verknappung“ des Angebots in den kommenden 15 Jahren. Gleichzeitig steigen die Grenzkosten der fossilen Kraftwerke aufgrund zunehmender Brennstoffkosten. Beides wirkt sich preissteigernd aus. Ab dem Jahr 2040 wird dieser Effekt durch den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien leicht überkompensiert, so dass der Marktpreis ab diesem Zeitpunkt wieder leicht abnimmt.

Auf Basis der aktuellen Erwartung liegt der Marktwert für die späteren Jahre oberhalb der Grundvergütung von 35 €/MWh. Eine Realisierung dieses Chancenpotentials für windhöffige Standorte ist damit möglich und kann nicht als realitätsfern angesehen werden.

4.6.4 Wirkungsweise bei Variation der Anfangsvergütung

Im nächsten Schritt wird untersucht, welche Anreize im Modell bestehen, ein möglichst wettbewerbsfähiges Gebot zu platzieren. Hierzu wird auf Basis der vorgenommenen Parametrierung das Gebot auf die Anfangsvergütung um 10% nach oben und unten gegenüber der aktuellen Anfangsvergütung variiert.

Unter der Annahme, dass alle Standorte die gleiche Anfangsvergütung bieten, ist in folgender Abbildung wiederum der Barwert des jeweiligen Standortes im Verhältnis zum Barwert des 70% Referenzertragsstandortes dargestellt. Eine ansteigende Kurve deutet darauf hin, dass windhöffige Standorte bei gleichem Gebot einen höheren Barwert erzielen können als weniger windhöffige Standorte. Eine fallende Kurve signalisiert den gegenteiligen Effekt.

Falls alle Standorte ein gleiches Gebot von mehr als 89 €/MWh abgeben würden (beispielsweise 97,9 €/MWh) würden windhöffige Standorte hierbei einen geringeren Barwert erzielen als weniger windhöffige Standorte (siehe grüne Kurve). Eine Verringerung der gebotenen Anfangsvergütung unterhalb des aktuellen Wertes von 89 €/MWh führt zu einer Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit der guten Standorte. Das Modell reizt somit an, dass windhöffige Standorte zur Sicherstellung der Zuschlagswahrscheinlichkeit angehalten werden und möglichst niedrige, entsprechend der wahren Kosten, einzustellende Anfangsvergütungen bieten. Unterhalb des 70% Referenzertragsstandortes ergibt sich keine Veränderung der **relativen** Wettbewerbsfähigkeit bei Variation der Anfangsvergütung.

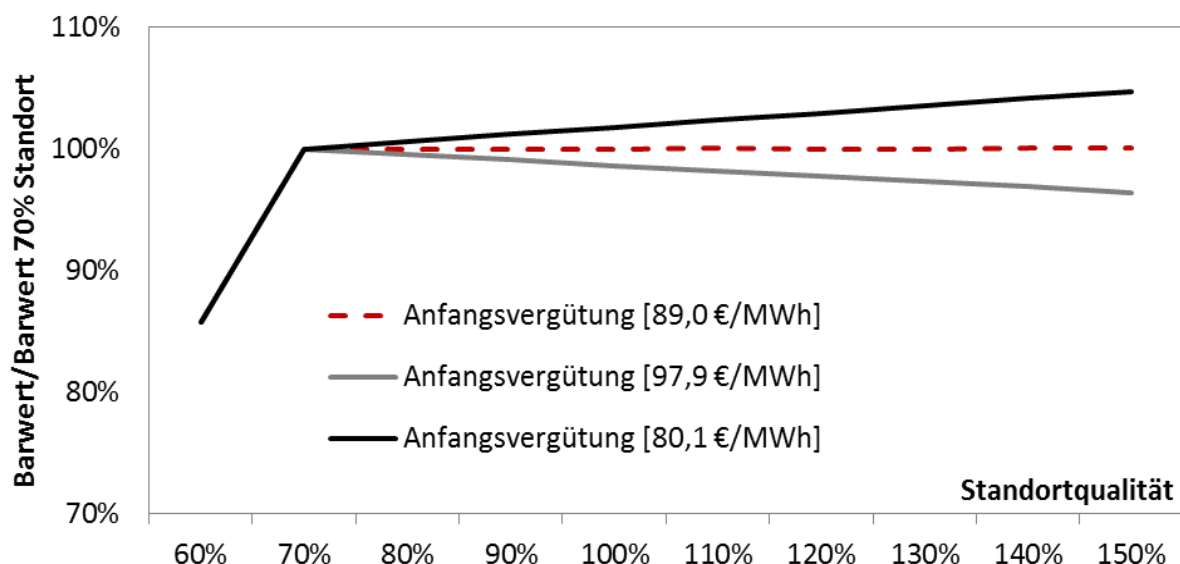


Abbildung 18 Einfluss einer Veränderung des Anfangsgebotes auf die Wettbewerbssituation

4.6.5 Wirkungsweise auf die EEG-Umlage

Im Folgenden soll die Wirkungsweise auf die EEG-Umlage analysiert werden. Hierzu wird folgende Verteilung der Zubautätigkeit (vereinfacht entsprechend des Flächenpotentials der BMWi-Marktstudie) vorgenommen.

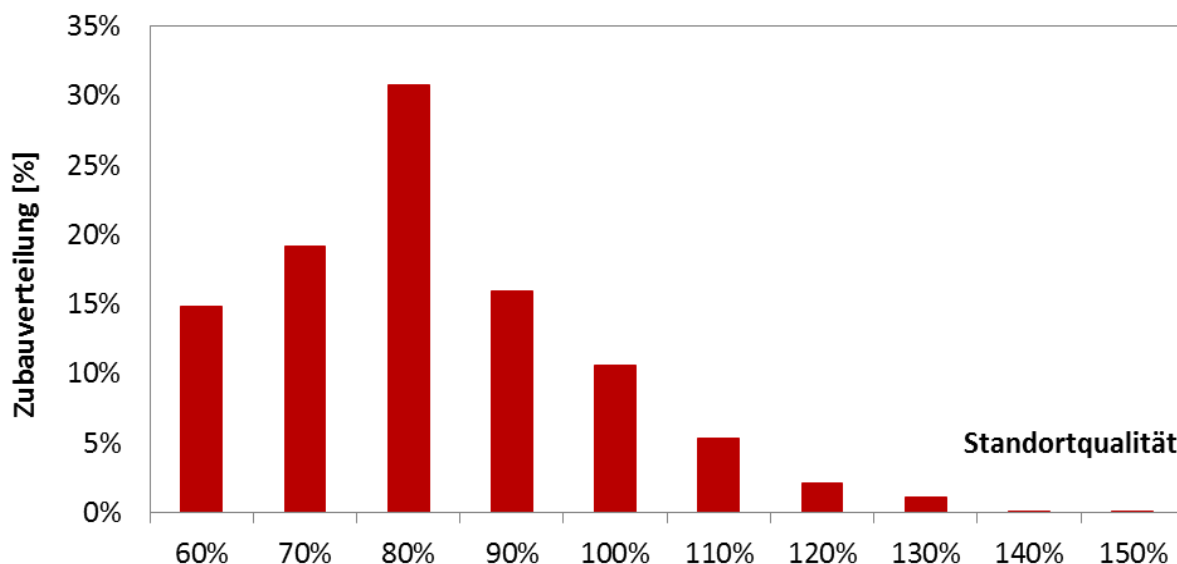
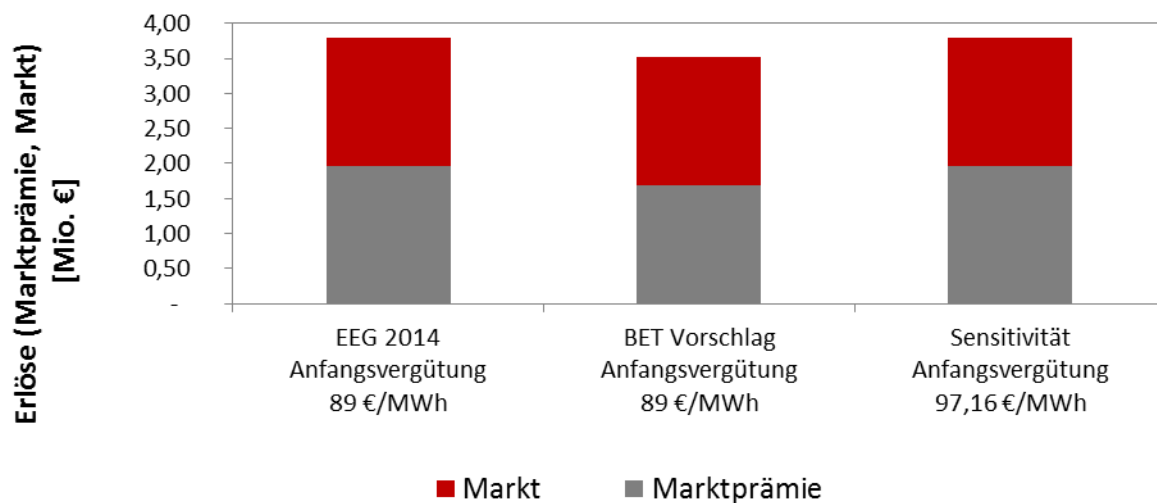


Abbildung 19 unterstellte Zubautätigkeit für die Analyse der EEG-Belastung auf Basis des Flächenpotentials (BMWi (Hrsg.), 2015)

In Abbildung 20 sind die für die oben unterstellte Zubautätigkeit resultierenden, nicht diskontierten Erlöse vom Markt (im Rahmen der Direktvermarktung roter Balken) und durch die EEG-Umlage finanziert (Marktprämie: grauer Balken) für die Gesamtlaufzeit von 20 Jahren pro MW installierter Leistung dargestellt. Für die Erlöse im Rahmen der Direktvermarktung wurde das in Abbildung 17 dargestellte BET Szenario unterstellt.

Abbildung 20 Auswirkung auf die EEG-Umlage bei Zubau eines MW³⁷

Anhand des aktuellen Referenzertragsmodells (EEG 2014) würden seitens der EEG-Umlage über die Marktprämie 1,96 Mio. EUR über die Laufzeit von 20 Jahren pro MW installierter Leistung finanziert. Bei gleicher Anfangsvergütung (also 89 €/MWh) würden in dem BET Vorschlag durch die Marktprämie nur 1,69 Mio. EUR finanziert. Das EEG-Konto würde durch die Absenkung der Grundvergütung und der verringerten Zeitdauer der Anfangsvergütung entlastet. Eine gleichwertige EEG-Umlage-Belastung aus dem BET-Vorschlag gegenüber dem EEG 2014 würde sich erst bei einem Anstieg der wettbewerblich gebotenen Anfangsvergütung auf 97,16 €/MWh einstellen. Ein Anstieg könnte erfolgen, falls auf Basis des Barwertes des 70% Referenzertragsstandortes im heutigen System keine durch die Marktteilnehmer geforderte Rendite erzielt werden kann. Analysen des IE Leipzig legen allerdings nicht nahe, dass hiervon auszugehen ist (Falkenberg & Schiffler, 2015). In diesem Fall wäre beim Übergang zu dem vorgeschlagenen Modell ggf. mit leicht höheren gebotenen Anfangsvergütungen zu rechnen. Kompensiert werden könnte dieser Effekt durch die bis zur Einführung des Systems noch zu erzielenden Kostensenkungen bzw. durch die im Wettbewerb angereizte Kosteneffizienz. Aus Sicht der Gutachter ist jedenfalls nicht davon auszugehen, dass durch die Anpassung des hier vorgestellten Referenzertragsmodells per se höhere Belastungen des EEG-Kontos resultieren.

4.7 Europarechtliche Würdigung des Anpassungsvorschlags am Referenzertragsmodell

Von zentraler Bedeutung für die europarechtliche Würdigung des Anpassungsvorschlags am Referenzertragsmodell sind die in Kapitel 7.4 näher zu beleuchtenden – Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien der EU-Kommission vom 28. Juni 2014³⁸. Im Ausgangspunkt ist festzuhalten, dass die Leitlinien grundsätzlich standortneutral ausgestaltet sind.³⁹ Hieraus folgt eine

³⁷ Der Zahlungsstrom wurde für diese Berechnung nicht diskontiert. Es wurde der Marktwert des BET Szenarios verwendet.

³⁸ Mitteilung der Kommission „Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020“ v. 28.6.2014 (nachfolgend: Leitlinien), ABl.EU 2014, C 200/1; *Frenz*, ZNER 2014, 345 ff.; *Fuchs/Peters*, RdE 2014, 409 (411 ff.).

³⁹ Vgl. auch *Bonn/Heitmann/Reichert/Voßwinkel*, et 2014, Heft 1-2, 42 ff.

Begründungspflicht für standortspezifische Differenzierungen, wie sie das Referenzertragsmodell kennzeichnen.⁴⁰ Tragfähig erscheint insoweit vor allem die – auch mit dem hier unterbreiteten Anpassungsvorschlag angestrebte – Gewährleistung gleicher Wettbewerbsbedingungen unter Beibehaltung von Anreizen hin zu besseren Standorten. In diesem Lichte ist zugleich die Vereinbarkeit mit den Leitlinien-Kriterien der Diskriminierungsfreiheit des Ausschreibungsverfahrens (Rn. 126) sowie der Angemessenheit der Beihilfe (= Beschränkung auf das erforderliche Minimum, Rn. 69 ff.) zu bejahen.⁴¹ Zu einem anderen Befund kann nur gelangen, wer – entgegengesetzt zur hier erfolgten energiewirtschaftlichen Bewertung – von einer Überförderung nicht der guten und sehr guten Standorte, sondern der mittelguten Wind-Standorte ausgeht.⁴² Der Sicht des EEG-Gesetzgebers entspricht dies indes nicht. Beleg hierfür liefert die Begründung des Gesetzentwurfs der Bundesregierung zum EEG 2014. Dort heißt es explizit, dass „[d]urch die Kürzung der Förderung für Windenergieanlagen an Land (...) die bestehende Überförderung, die insbesondere an windstarken Standorten besteht, *abgebaut* werden [soll].“⁴³

Als komplexer stellt sich die Beibehaltung der Unterscheidung zwischen Grund- und Anfangsvergütung dar. Insoweit ist ein Einwand bezüglich der *Grundvergütung* denkbar, wenn diese – wie im Grundmodell unter Kapitel 4.4.1 – vorab durch eine externe regulatorische Vorgabe seitens des Auktionators fixiert wird. Hiergegen könnte einerseits bei strenger Leitlinienauslegung vorgebracht werden, dass es sich um die (partielle) Beibehaltung einer ex ante hoheitlich fixierten Förderung unter Verstoß gegen die in Rn. 126 geforderte Durchführung eines „reinen“ Bieterverfahrens handelt. Andererseits ließe sich entgegen, dass die Grundvergütung nur als Risikoabsicherungskomponente konzipiert ist, die sich bei einer beihilferechtlichen Gesamtbetrachtung als Ergänzung zur wettbewerblich festgelegten Anfangsvergütung darstellt und in der „Mischkalkulation“ mit der wettbewerblich ermittelten Grundvergütung den deutlich kleineren Anteil einnimmt. Folgt man der erstgenannten strikten Interpretation, wäre für das unter Kapitel 4.4.1 vorgeschlagene (Hybrid-)Modell dennoch Raum, wenn beispielsweise der Nachweis erbracht wird, dass eine Ermittlung der Grundvergütung im Wege der Ausschreibung zu einem „höheren Förderniveau“ führen würde (vgl. Rn. 126 der Leitlinien). Die Nachweispflicht trifft hier allerdings den Mitgliedstaat, wobei die unter Kapitel 4.6 erfolgten Hinweise auf ein verstärktes Marktpreissignal bzw. die dynamische Effizienz mögliche Anknüpfungspunkte bilden könnten. Mit Blick auf die Leitlinienkompatibilität bietet eine Kopplung von Anfangs- und Grundvergütung das höchste Maß an Rechtssicherheit. In diesem Fall würde auch die Grundvergütung – zumindest mittelbar – durch die Ausschreibung bestimmt.

⁴⁰ Die beihilferechtliche Genehmigung des neuen EEG (mit dem aktuellen Referenzertragsmodell in § 49) durch Beschluss v. 23.7.2014 (SA.38632 – C (2014) 5081 final) zeigt im Übrigen, dass eine standortbezogene Betrachtung auch aus Sicht der EU-Kommission nicht a priori ausgeschlossen ist.

⁴¹ Zur Verkopplung von Diskriminierungsfreiheit und Angemessenheit vgl. Rn. 126 der Leitlinien (Fn. 38).

⁴² In diese Richtung *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 (1117).

⁴³ BT-Drs. 18/1304, S. 92 (Hervorhebung v. *Verf.*).

5 Verteilung des Anlagenzubaus (Regionalisierung)

5.1 Energiewirtschaftlicher Rahmen und Motivation

Seit der Liberalisierung und den Unbundling-Vorgaben im Stromsektor sind die EEG-Vergütung und untergeordnet der Strommarktpreis das dominante Steuerungselement für die Investitionsentscheidung in EEG-geförderte Technologien. Dies gilt für den Einsatz und den Bedarf an Investitionen in EE-Erzeugungsanlagen gleichermaßen wie für deren regionale Verteilung. Im derzeitigen Marktumfeld wird die Investitionsentscheidung in Windenergieanlagen überwiegend aus betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten getroffen, derzeit maßgeblich getrieben von der Windhöufigkeit und den Projektierungs- sowie Kapital- und Betriebskosten am Standort. Daneben ist die planungsrechtliche Machbarkeit ein wesentlicher Gesichtspunkt. Netztopologische Fragestellungen spielen hierbei für die einzelnen Marktakteure nur eine nachrangige Rolle und werden im Entscheidungsverhalten nur untergeordnet berücksichtigt.

Um jederzeit die Stromversorgung zu gewährleisten, wird über das Stromnetz ein räumlicher Ausgleich zwischen Erzeugungs- und Verbrauchszentren hergestellt. Das Netz hat somit eine dienende Rolle und muss sich den Gegebenheiten, die der (Erzeugungs-)Markt vorgibt, anpassen. Dabei wird ein weitgehend engpassfreies Netz angestrebt. Dies bedeutet, dass deutschlandweit ein einheitlicher Marktpreis für am Großhandelsmarkt gehandelten Strom existiert. Ein möglichst umfassender Netzausbau verspricht die größtmögliche Effizienz für den Markt. Der überregionale Netzausbau lief aber dem Anlagenzubau, speziell dem der erneuerbaren Energien, hinterher. Eine volkswirtschaftlich optimierte Synchronisierung der Planung von EE- und Netz-Ausbau findet bisher nicht statt.

Da sich derzeit sowohl Angebot als auch Nachfrage einzelwirtschaftlich optimieren, ist die Erreichung eines volkswirtschaftlichen Optimums nicht gewährleistet. Im Ausschreibungssystem werden nicht alle volkswirtschaftliche Effekte und die damit verbundenen Kosten in der Gebotsstellung integriert, welche vom weiteren Ausbau der Windenergie betroffen sind.

Wesentliche **volkswirtschaftliche Kosten**, durch die **externe Effekte** entstehen können, sind:

- **Abschaltung bzw. Spitzenkappung von Windenergie-Anlagen**

Im derzeitigen Vergütungsmechanismus werden Windenergieanlagen bei Netzengpässen abgeregelt und erhalten, sofern die Einspeisemanagement-Maßnahme durch Engpässe in der Netzkapazität hervorgerufen wurde, eine Entschädigungszahlung⁴⁴. Aufgrund der bestehenden Verteilungssituation für Windenergie an Land, die einen Leistungsschwerpunkt im Norden und Osten Deutschlands aufweist, sind die Einspeisemanagementmaßnahmen in diesen Regionen besonders hoch, wie Abbildung 21 zeigt.

⁴⁴ § 15 Abs. 1 S. 1 und 2 EEG 2014 regelt den Vergütungsanspruch für EEG-Anlagenbetreiber.

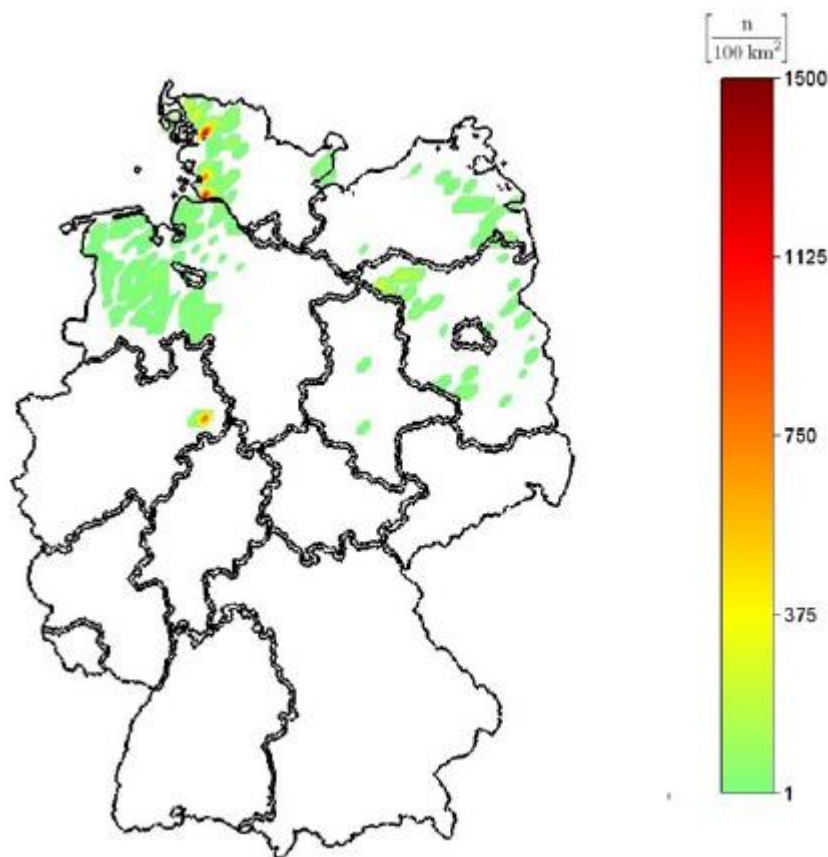


Abbildung 21 Regionale Verteilung der Anzahl an Einspeise-Management Eingriffen pro 100 km² (IE Leipzig, 2014)

Ein Ausschreibungsmechanismus, der Standorte im Norden systematisch bevorzugt, würde dieses Ungleichgewicht weiter verstärken.

- **Netzausbau**

Im Netzentwicklungsplan (NEP) wird der Netzausbau für drei unterschiedliche Zukunftsszenarien bestimmt. Wesentliche Kenngröße und Einflussparameter sind sowohl die Windausbaumenge als auch deren Verteilung. In den Ausführungen des NEP wird der Zusammenhang deutlich (Übertragungsnetzbetreiber, 2014):

Tabelle 4 Netzausbau in Abhängigkeit vom Windausbau; eigene Darstellung nach NEP 2014

Szenario	Installierte Leistung Wind an Land [GW]	Erzeugung in SH, NI, MV [TWh]	Neubau DC [km]	Neubau AC [km]	Netzverstärkung [km]
A 2024	49	41	2.200	1.300	5.200
B* 2024	55	46	2.300	1.300	5.300
C 2024	87	78	3.400	1.300	5.700

- Neben der Erkenntnis, dass ein Zubau von EE-Anlagen insgesamt einen Einfluss auf den Netzausbaubedarf hat, wird im NEP auch die Erzeugung von Windenergie an Land in den nördlichen Bundesländern besonders herausgehoben. Im Verfahren des NEP ist bereits implizit ein regional diversifizierter Zubau vorgesehen. Im aktuellen NEP 2014 erfolgt die Regionalisierung in der Prognose zu 50% gemäß der Bestandsverteilung und zur anderen Hälfte nach potenziellen Standorten. Die „zur Windkraftnutzung geeigneten Standorte“ werden dabei noch unterteilt bzgl. ihrer mittleren Windgeschwindigkeit.

Tabelle 5 Verteilung des Zubaus Windenergie an Land nach potenziellen Standorten (vgl. NEP 2014)

Windgeschwindigkeit (in 80 m ü. G. im Jahresmittel) [m/s]	Anteil [%]
>7,3	15,0
> 6,4 bis < 7,3	12,5
> 5,5 bis < 6,4	10,0
> 4,6 bis < 5,5	7,5
< 4,6	5,0

Falls nun eine Ballung bspw. im Norden erfolgen würde, wäre ein größerer Netzausbaubedarf die Folge. Eine regionale Verteilung des Zubaus könnte die Robustheit der Netzausbauplanung positiv unterstützen.

- Redispatch-Maßnahmen und Kosten**

Derzeit existieren Engpässe im Netz. Dies bedeutet, dass die u.a. von EE-Anlagen erzeugte und eingespeiste Energie einer Region nicht vollständig abtransportiert werden kann, da das Netz nicht ausreichend dimensioniert ist. Dies kann das Marktgeschehen verzerren und das Starten von Kraftwerken hinter dem Engpass notwendig machen. Dieser Vorgang wird als Redispatch bezeichnet. Die **Anzahl an Eingriffen** ins Netz hat in den letzten Jahren **zugenommen**. So fanden laut Monitoringbericht 2014 der BNetzA im Jahr 2013 in 7.965 Stunden Eingriffe statt (Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt, 2014), was gegenüber 2012 (Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt, 2013) eine Steigerung um 11% darstellt. Mit der Zunahme der Redispatch-Maßnahmen stiegen auch die hierauf entfallenden Kosten, die über die Netznutzungsentgelte auf die Letztverbraucher umgelegt werden. Eine Konzentration von Windenergie an Land in Gebieten, in denen bereits Redispatch häufig auftritt, würde die Kosten weiter ansteigen lassen. Daher ist eine Streuung unter Berücksichtigung des geplanten Netzausbaues zu befürworten.

- **Regelenergiebedarfe und -kosten**

Regelenergie wird benötigt, um das Gleichgewicht zwischen Erzeugungs- und Verbraucherleistung jederzeit sicherzustellen, um die Netzfrequenzhaltung (50,2 Hz) zu garantieren. Sofern es bspw. zu einer Abweichung in der Erzeugungsschätzung und der tatsächlichen Einspeisung einer EE-Anlage kommt, sich die Lastprognose aber erfüllt, resultieren Frequenzabweichungen im Netz. EE-Anlagen und speziell Windenergieanlagen betrifft dieser Effekt, aufgrund der Unsicherheiten, die jede Wettervorhersage birgt. Mit einer größeren Verteilung der Erzeugungsstandorte kann der Prognosefehler in der Erzeugungsschätzung reduziert und damit der Bedarf an Regelenergie reduziert werden. Umgekehrt könnte eine Ballung in einzelnen Regionen eine **größere Regelenergievorhaltung** bedingen und somit zusätzliche Kosten hervorrufen. (vgl. Abbildung 22). Die Kosten der Regelenergievorhaltung und -bereitstellung werden über die Netznutzungsentgelte direkt auf die Stromletztverbraucher sowie über den Ausgleichsenergiemechanismus auf die Stromproduzenten umgelegt.

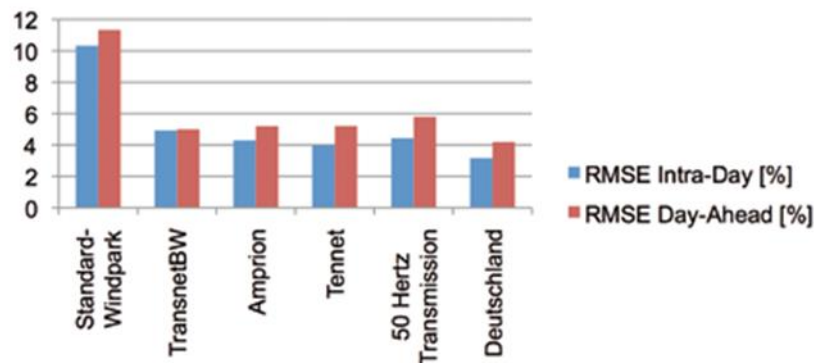


Abbildung 22 RMSE (Mittlerer quadratischer Vorhersagefehler) der Windleistungsprognose über unterschiedlich große und geographisch unterschiedlich strukturierte Gebiete (BET; IZES; Stiftung Umeltenergierecht, 2013)

Die oben genannten mit dem weiteren Ausbau der EE-Technologien verbundenen „externen Kosten“ sind nur sehr aufwendig in ein Ausschreibungsmodell zu integrieren (z.B. über eine G-Komponente⁴⁵). Aufgrund der damit verbundenen Komplexität wird aus Sicht der Gutachter von einer direkten Integration von weiteren Komponenten in ein Zuschlagskriterium abgeraten.

Darüber hinaus existieren weitere **Faktoren**, die bei der Frage der Regionalisierung des zukünftigen Ausbaus der Windenergie an Land berücksichtigt werden müssen:

- **Akzeptanz von Windenergieanlagen erhöhen**

Die Energiewende hat zu einem deutlichen Ausbau von erneuerbarer Energien geführt. Dennoch ist dies erst ein erster Teil des Weges hin zu dem angestrebten rege-

⁴⁵ Bisher werden nur Netznutzungsentgelte bei der Stromentnahme erhoben. Eine G-Komponente würde auch Stromeinspeisern ein regional differenziertes Entgelt auferlegen. Daraus ergeben sich allerdings eine Vielzahl von weiteren, komplexen Fragestellungen, insbesondere die Wirkung auf den Handelsmarkt, weswegen dies kein kurzfristiger Lösungsansatz sein kann.

nerativen Erzeugungssystem mit mindestens 80%iger Energieerzeugung aus regenerativen Quellen. Daher ist es enorm wichtig, die Akzeptanz innerhalb der Bevölkerung auch weiterhin hoch zu halten. Zunehmend werden Infrastrukturprojekte von Bürgern oder sogar Ländern (z.B. Bayern im Zusammenhang mit einem HGÜ-Korridor) zu verhindern versucht.

Eine deutliche Ballung von Energieinfrastrukturen (sowohl Erzeugung als auch Netzinfrastuktur) an einzelnen Orten führt zu infrastrukturellen Belastungen, wodurch die Akzeptanz sinken könnte. Eine Regionalisierung könnte aber ermöglichen, dass große Ansammlungen von Windenergieanlagen grundsätzlich nicht ausgeschlossen würden, jedoch die Verteilung tendenziell zu geringeren Ansammlungen führt. Der Herstellung oder Wahrung gleichwertiger und ausgeglichener infrastruktureller und ökologischer (Lebens-)Verhältnisse nach Art. 72 Abs. 2 GG und § 1 und 2 ROG würde dadurch ebenfalls entsprochen.

Umgekehrt ist für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende der Ausbau von „EE vor Ort“ unter Einbezug von Bürgern (bereits in den Planungsprozessen) essentiell. Auch in Mittel- und Süddeutschland bestehen starke Bestrebungen, den Ausbau von EE weiter voranzutreiben. Dieser Antrieb sollte nicht durch einen systematischen Wettbewerbsnachteil von 70-80% Standorten im Rahmen eines Ausschreibungsmodells zum Erliegen kommen, sondern zwecks der Erhaltung des übergeordneten Zieles durch eine Regionalisierung Unterstützung finden.

- **Wettbewerb nicht einschränken**

Bei einem Ausschreibungsverfahren, wie der geplanten Beschaffungsauktion für EE, ist die Wettbewerbssituation elementar für ein funktionierendes System. Ohne ausreichenden Überschuss an Geboten über die gewünschte Zielmenge kann keine wettbewerbliche Preisfindung stattfinden, der Zuschlagspreis würde sich nahe dem (zuvor administrativ festgelegten) Maximalgebotspreis orientieren. Eine Regionalisierung von Windenergieanlagen sollte in keinem Fall die Wettbewerbssituation einschränken. Jede weitere Unterteilung des Gesamtgebietes führt zu einer Marktzersplitterung.

Dem gegenüber kann aber eine Regionalisierung auch zu einer Stärkung des Wettbewerbs beitragen. Bei einem großen einheitlichen Wettbewerbsmarkt ohne Regionalisierungskomponente kann die Erwartungshaltung der Bieter dazu führen, im Vergleich leicht teurere Standorte (bspw. 70 bis 80% Standorte) gerade nicht mehr zu entwickeln und anzubieten. Das Risiko einer Nichtbezuschlagung in Verbindung mit dem Anfall hoher versunkender Kosten für die Projektplanung und -genehmigung würde aufgrund der Wettbewerbssituation als zu hoch eingestuft. Derartige Projekte und auch Marktakteure, die solche Projekte in der Vergangenheit umsetzten, würden aus dem Markt gedrängt. Angesichts der langen Realisierungszeiträume (siehe Studie der Fachagentur Windenergie an Land) kann dies auf regionaler Ebene einen „Fadenriss“ hervorrufen. Aufgrund des sukzessive zunehmenden Ausbaubedarfs der Windenergie an Land (siehe Abbildung 1) ist es aber wichtig diese Akteure für den Erhalt und die Stärkung der Marktliquidität weiterhin und kontinuierlich am Markt zu halten. Mit der Einführung einer regionalen Komponente, aber ohne Zersplitterung in mehrere Teilauktionen, könnten die Erwartungshaltung der sonst aus dem Markt gedrängten Akteure verbessert und diese Projekte auch zukünftig umgesetzt werden.

- **Wertschöpfung stärken und verteilen**

Windenergieanlagen ermöglichen Privatpersonen Erträge durch die **Verpachtung von Grundstücken** auf denen die Windenergieanlagen errichtet werden, **regionalen Firmen** Aufträge bei der Erschließung, Planung, Genehmigung und Errichtung des Windparks, **Gemeinden** Gewerbesteuererinnahmen aufgrund der Niederlassung der Betreibergesellschaft in der entsprechenden Kommune. Es gibt viele weitere Beispiele für die Steigerung der Wertschöpfung, die durch den Bau von Windenergieanlagen vor Ort erhöht werden. Eine Regionalisierung sichert einen gleichmäßigeren Mittelfluss über Deutschland verteilt.

- **Netzentgelte**

Die Netzentgelte werden in Deutschland regional verschieden erhoben. Sie sind schon heute unterschiedlich, da regional unterschiedlich starker Ausbaubedarf besteht. Der Ausbau von Windenergie an Land ist ein Kostentreiber der Netzentgelte. Regionale Ballung kann zu **größer werdenden Unterschieden** bei den lokalen Netzentgelten (z.B. Ostdeutschland) führen.

5.2 Malus der aktuellen räumlichen Verteilung des Anlagenzubaus

Mit dem Wechsel auf ein Ausschreibungsverfahren für Windenergie an Land erhalten nicht mehr alle Projekte per se einen Vergütungsanspruch. Vielmehr „konkurrieren“ in diesem Förderregime Windenergieprojekte um Zuschlagserteilung. Es findet also eine wettbewerbliche Förderzuteilung statt, die über den spezifischen Gebotspreis bzw. der geforderten Vergütungshöhe entschieden wird. Aufgrund der meteorologischen und topografischen Bedingungen besitzt der Norden und Osten Deutschlands strukturell günstigere und windhöffigere Standorte als Mittel- und Süddeutschland. Das Referenzertragsmodell versucht diese unterschiedlichen Standortbedingungen durch die Anpassung der Dauer der Anfangsvergütung auszugleichen und so unterschiedliche (Referenzertrags-)Standortgüten anzugleichen.

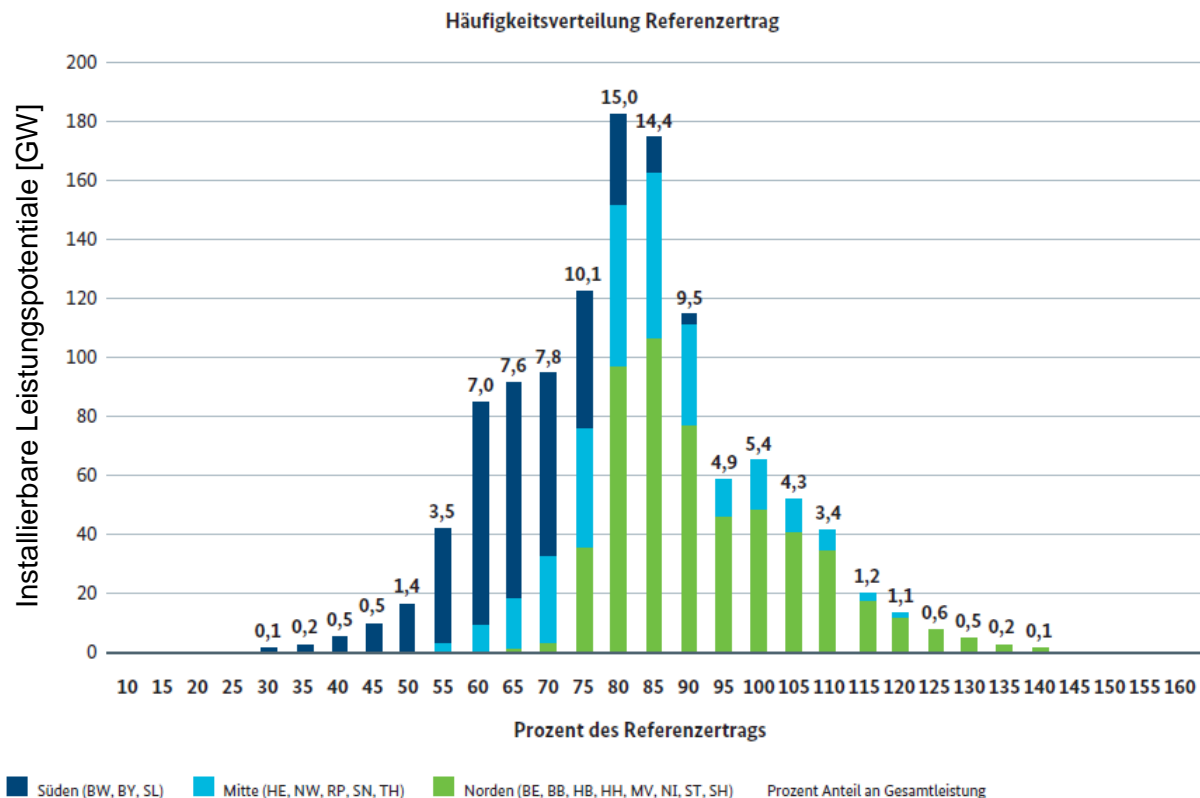


Abbildung 23 Verteilung des deutschlandweiten Potentials nach Windqualität (BMW (Hrsg.), 2015)

Das Vorkommen von Standorten ist allerdings nicht über Deutschland gleichverteilt. Im Norden Deutschlands gibt es sowohl sehr gute Standorte mit Referenzertragsgüten deutlich über 130%, aber auch z.B. 70% bis 80% Standorte. In Abbildung 23 ist die Spreizung in der Güte der Potentialflächen für den Norden Deutschlands durch die grünen Balken gekennzeichnet. Dem gegenüber ist das Dargebot in weiten Teilen Mittel- und Süddeutschlands auf die „unteren“ Referenzertragsklassen beschränkt. Zwar wird mit dem bestehendem Referenzertragsmodell versucht, einen teilweisen Ausgleich der unterschiedlichen Ertragsklassen herzustellen. Dennoch verbleibt in einem Ausschreibungssystem ein systematischer Standortvorteil für Standorte im Norden, die zudem häufig noch über günstigere Netzanschluss- oder Standorterschließungskosten verfügen.

Daher ist ohne eine zusätzliche regionalisierende Komponente, die die geografische Verteilung des Zubaus in einem gewünschten Ausmaß steuert, eine zunehmende Konzentration des Ausbaus auf den Norden und Osten Deutschlands nicht auszuschließen.

5.3 Anforderungen an die Abwägungsgrundlage für eine Regionalisierung

Falls eine Regionalisierung umgesetzt werden soll, sind eine Reihe von Faktoren zu beachten, die im Folgenden diskutiert werden:

- **Kosteneffizienz**

Die gewählte Regionalisierung sollte so ausgestaltet werden, dass ein volkswirtschaftliches Optimum aus regionalem Zubau und damit verbundenem erforderlichem

Netzausbau angereizt wird. Dabei sind nicht nur statische, sondern auch **dynamische Effizienzeffekte** zu beachten.

- **Meteorologische und topologische Gegebenheiten**
Den unterschiedlichen meteorologischen und topologischen Gegebenheiten innerhalb Deutschlands, die sich bspw. in **unterschiedlichen Windzonen** äußern, muss angemessen Rechnung getragen werden.
- **Erhöhung der Planungsgrundlage**
Für die Netzausbauplanung (siehe NEP) ist eine möglichst hohe Planungssicherheit im Hinblick auf die regionale Verteilung der EE-Anlagen anzustreben. Nur so kann gewährleistet werden, dass der Netzausbau mit seinen sehr langen Planungs- und Nutzungsdauern nicht am regionalen Bedarf vorbei geplant und umgesetzt wird (Gefahr der Unter- oder auch Überdimensionierung). Einer verlässlichen und synchronen Planung von Netz- und regionalem EE-Ausbau kommt aufgrund auch der unterschiedlichen Planungs- und Nutzungsdauern eine hohe Bedeutung zu. Eine regionale (Mindest-)Vorgabe würde den Netzplanungsprozess gegenüber einer Prognose, wie der Markt die Investitionen verteilt, vereinfachen.
- **Wettbewerbswirkung**
Jede Form der Regionalisierung hat einen ausreichenden Wettbewerb um Zuschlagserteilung (Förderung) sicherzustellen, d.h. eine ausreichende **Marktliquidität**. Die Größe der Regionen darf nicht zu klein dimensioniert sein, damit eine ausreichende Anzahl an Standorten in Wettbewerb treten kann und umgekehrt die gesteckten Submengenziele auch erreicht werden können.
- **Einfachheit und Praktikabilität**
Eine geringe Anzahl an Zonen reduziert den Administrationsaufwand für den Regulator und für die Auktionsteilnehmer. Weiterhin darf die Festlegung der ausgeschriebenen Mengen (Leistung) je Zone nicht in ein lokales, politisches Tauziehen ausarten, dessen Gefahr tendenziell mit zunehmender Zonenanzahl steigt. Dies sind wesentliche Aspekte hinsichtlich der entstehenden **Transaktionskosten**, die möglichst gering ausfallen sollten.

Bei der Festlegung der Art der Regionalisierung, wie bspw. der Anzahl der Teilräume gilt es somit zwischen unterschiedlichen dargestellten Aspekten abzuwägen.

5.4 Ein Umsetzungsvorschlag

Ein Vorschlag, der politisch diskutiert wird, teilt die Anzahl der Bundesländer in **zwei Teilräume** auf.

Die diskutierte Definition der Teilräume sieht folgende Zuordnung der Bundesländer vor:

- **Nördlicher Teilraum:** BB, BE, HB, HH, MV, NI, SH, ST
- **Mittlerer und südlicher Teilraum:** BW, BY, HE, NW, SL, RP, TH, SN

Diese Unterteilung kombiniert die dargelegten Argumente für eine Regionalisierung dahingehend, dass sowohl das Winddargebot (d.h. die Windpotenziale) beachtet wird, die Topologie als auch die Netzproblematik. Je nach Gewichtung der oben stehenden Argumente könnte auch eine andere Zuteilung der Teilräume gewählt werden. Die gewählte Regionalisierung würde überdies aus Netzsicht einen Mehrwert generieren, da sie tendenziell die bestehenden Engpässe entlasten würde (vgl. Abbildung 21). Weiterhin verbinden alle diskutierten HGÜ-Korridore die beiden Teilräume, womit implizit auch der Bedarf aufgezeigt wird. In der folgenden Abbildung 24 sind die Korridore des Bundesbedarfsplangesetzes (A, C, D) und des NEP (zusätzlich B) dargestellt.

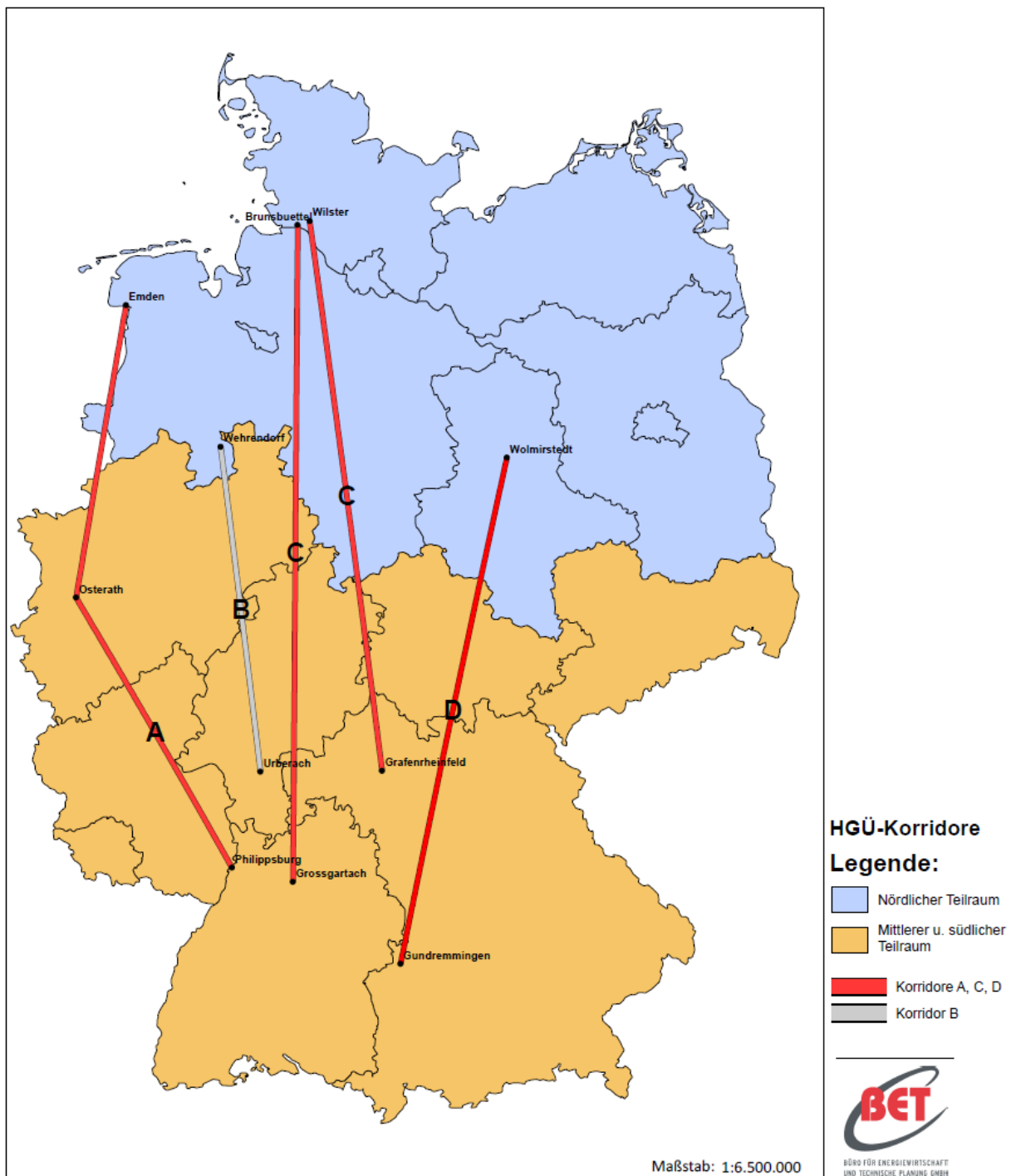


Abbildung 24 HGÜ-Korridore in Deutschland

Die Regionen der Mittelgebirge zum südlichen Teil der beiden Zonen zu zählen, erscheint insoweit auch erwägenswert, da die Standorte dort auf Grund z. B. turbulenterer Windverhältnisse und höherer Erschließungskosten (Waldstandorte im Mittelgebirge) über objektiv schwierigere Bedingungen verfügen.

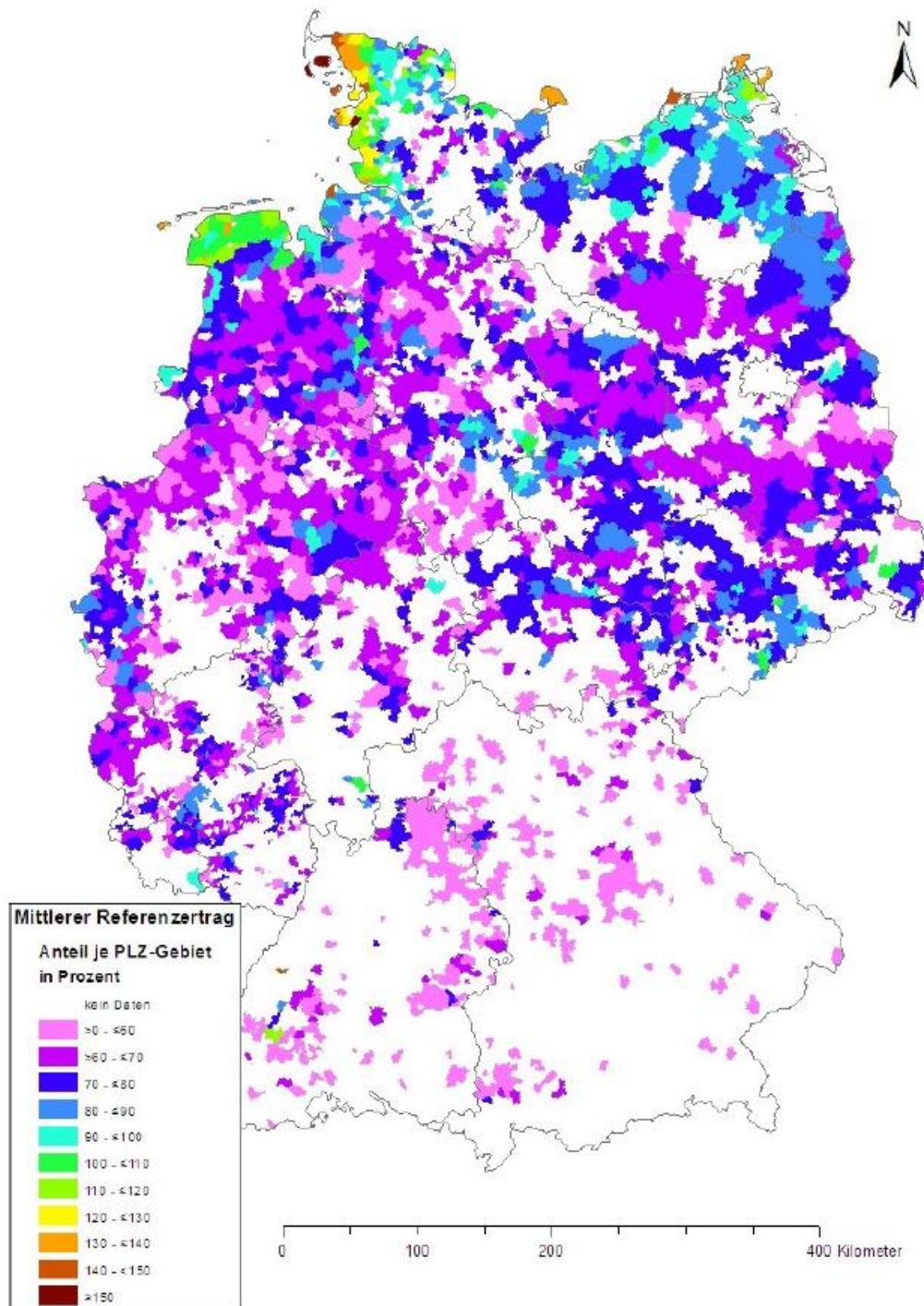


Abbildung 25 Mittlere Erträge am Referenzertrag für Anlagenbestand bis 2013 (IE Leipzig, 2014)

Das Vorkommen von Standorten ist nicht gleichverteilt über Deutschland. Im Norden Deutschlands gibt es sowohl sehr gute Standorte als auch z.B. 70%-Referenzertragsstandorte, siehe Abbildung 25. Jedoch ist das Dargebot in weiten Teilen Mit-

tel- und Süddeutschlands auf die ‚unteren Güteklassen‘ beschränkt, wie Abbildung 7 bereits in der Potentialauswertung darstellte.

Das vorgeschlagene Regionenmodell sieht vor, dass weiterhin **eine** deutschlandweite **Auktion** stattfindet. Darin bieten alle Investoren auf das gleiche Produkt. Die Gebote werden aufsteigend sortiert. Die Gebote erhalten einen regionalen Stempel und werden den beiden Teilräumen zugeordnet. Für die ausgeschriebene Menge wird nun überprüft, ob die zuschlagsfähigen Gebote entsprechend ihrer Reihenfolge per se dazu führen, dass in **beiden Teilräumen jeweils mindestens 40%** erreicht werden.

Falls beide Teilräume mindestens 40% erreicht haben, werden die Gebote nach ihrem Gebotspreis aufsteigend bezuschlagt. In diesem Fall bleibt die Reihenfolge der zuschlagsfähigen Gebote unberührt; im Ergebnis könnte sich z.B. einstellen, dass in der einen Zone 60%, und in der anderen Zone 40% bezuschlagt werden.

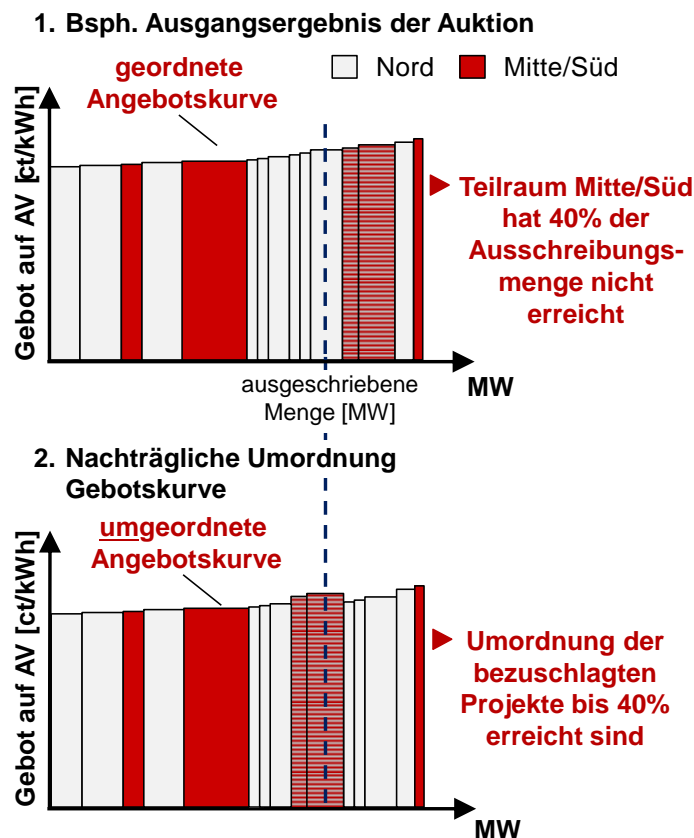


Abbildung 26 Schematische Darstellung des Zuschlagsverfahrens, um Mengenziele je Teilraum zu erreichen

Wenn jedoch ein Teilraum, z.B. Mitte/Süd, weniger als 40% Anteil hat, wird die Gebots-Merit-Order umsortiert. Dabei werden die günstigsten nicht bezuschlagten Gebote aus dem Teilraum Mitte/Süd so lange aufsteigend bezuschlagt, bis die Menge 40% der Gesamtmenge umfasst. Gleichzeitig verlieren die teuersten bezuschlagten Gebote aus der Region Nord absteigend ihren Förderzuschlag. Die dann nachträglich bezuschlagten Gebote des Teilraums Mitte/Süd erhalten eine Förderung in Höhe ihres Gebotspreises (pay-as-bid). Die folgende Abbildung illustriert den Prozess des Umsortierens. Dabei rücken die beiden gestreif-

ten Angebotsblöcke in der Gebots-Merit-Order vor die günstigeren Gebote aus dem Teilraum Nord. Sollten für einen Teilraum nicht die erforderlichen 40% an Gebotsmengen in die Auktion eingehen, werden diese automatisch durch die verbleibenden Gebote des anderen Teilraums aufgefüllt, sodass die Erreichung des Mengenziels weiterhin sichergestellt ist. In diesem Fall würde der andere Teilraum mehr als 60% der Gebote auf sich vereinen.

5.5 Wirkungsanalyse des Regionalisierungsvorschlags

Nach Abwägung der vorgestellten Argumente erscheint die Regionalisierung in zwei Teilräume als geeigneter Kompromiss zwischen den diskutierten Vor- bzw. auch Nachteilen einer Splittung.

Wird die gewählte Regioneneinteilung zu Grunde gelegt, ergibt sich eine recht gute Übereinstimmung mit dem aktuellsten Netzentwicklungsplan (2014, 2. Entwurf), wie in Abbildung 28 gezeigt.

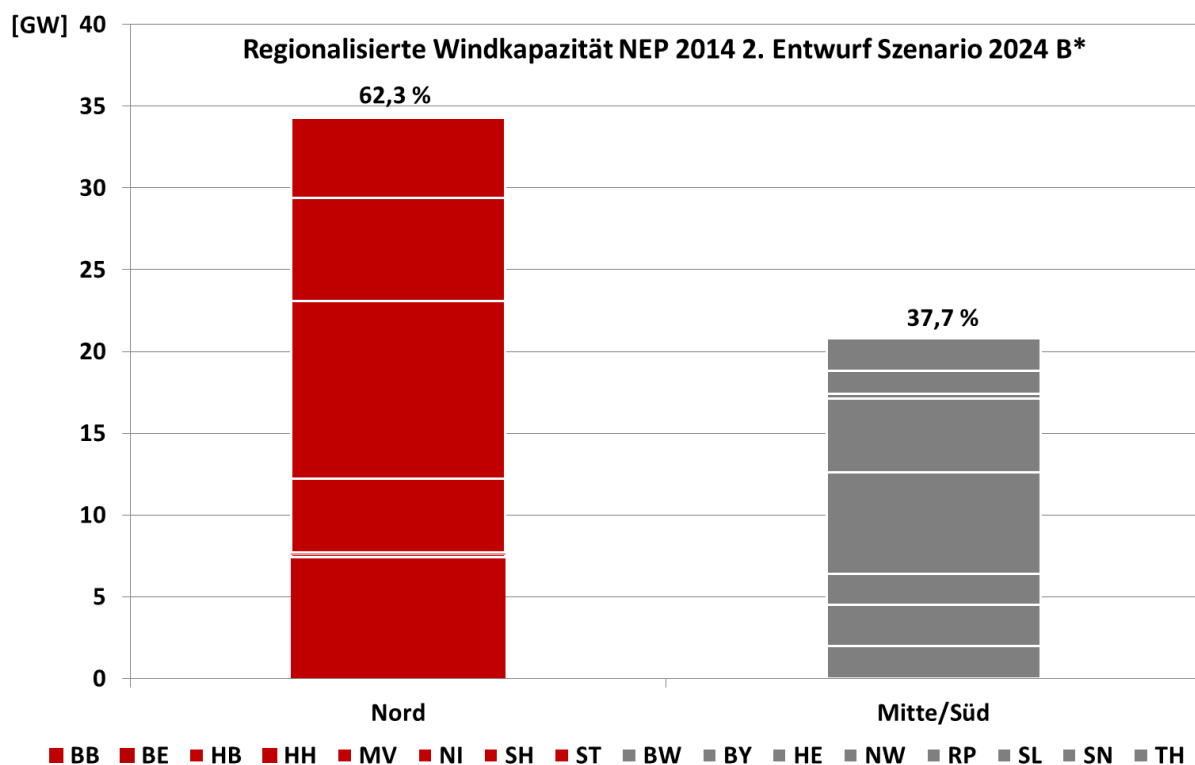


Abbildung 27 Installierte Leistung je Bundesland im Szenario B* 2024 (Übertragungsnetzbetreiber, 2014)

Die Übertragungsnetzbetreiber legen der Planung des notwendigen Übertragungsnetzes der Zukunft einen Anteil der Windenergie an Land von 62,3% in den „nördlichen“ Bundesländern und 37,7% in dem Teilraum ‚Mitte/Süd‘ zu Grunde. Um die Robustheit dieses Verfahrens nicht zu konterkarieren, sollte dieser Anteil nicht unterschritten werden. Eine ungleichmäßigere Aufteilung zu Lasten der Mitte/Süd-Zone hätte tendenziell zusätzlichen Netzausbau zur

Folge. Da der Netzausbau in den letzten Jahren nicht wie geplant umgesetzt wurde, könnte eine darüber hinaus gehende Regionalisierung die Robustheit des Gesamtsystems stärken.

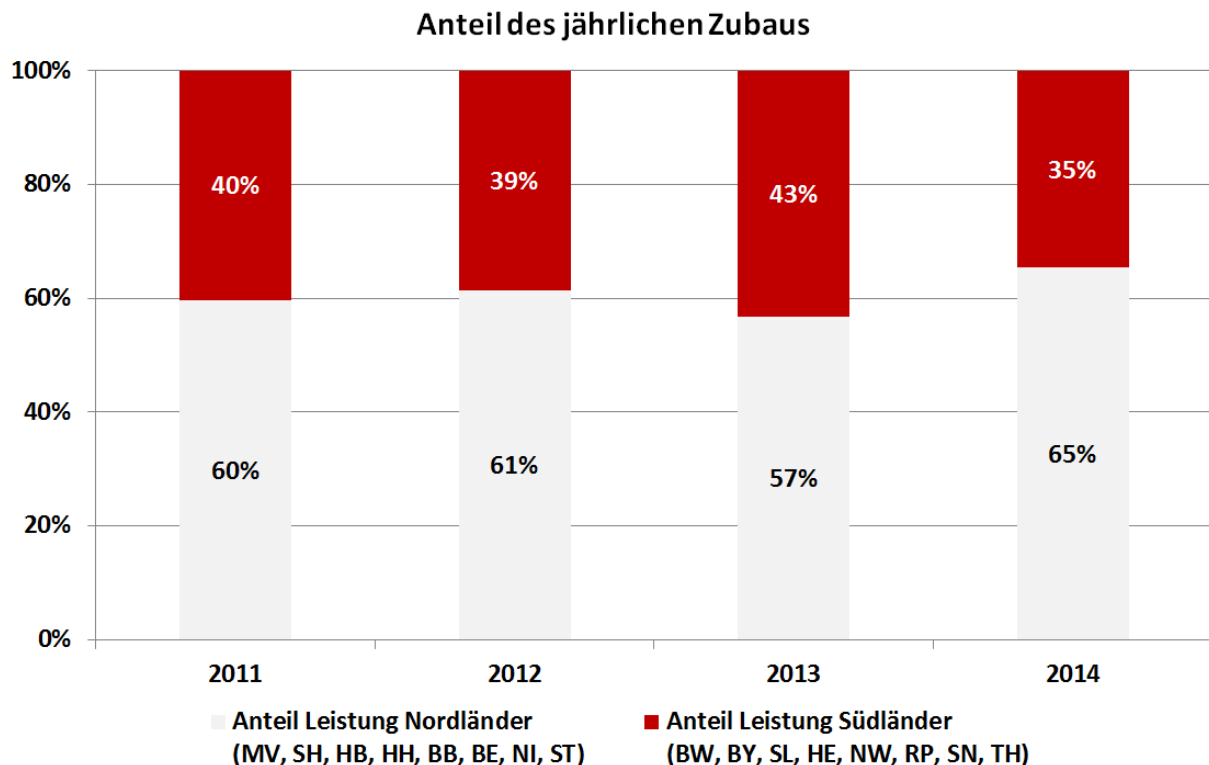


Abbildung 28 Regionalisierter Zubau in nördliche und südliche Teilzonen⁴⁶

Abbildung 28 gibt die historische Zubauverteilung gemäß der Zonenzuordnung wieder. Die Parametrierung auf 40% erscheint somit auch auf Grund der übrigen 20% Schwungmasse als realistische Größenordnung. Die UBA-Potentialstudie ermittelte überdies für den mittleren und südlichen Teil Deutschlands einen Anteil von 53,7% (bzw. 26.510 km²) am gesamtdeutschen Flächenpotential für Windenergie an Land (Lütkehus, Salecker, & Adlunger, 2013). Die Möglichkeit der Erreichung der Quote ist damit grundsätzlich gegeben.

- **Kosteneffizienz:**

Bei Betrachtung des historischen Zubaus und des NEP 2014 hat die regionale Mindestkomponente auf die historische Bautätigkeit und die unterstellte erwartete zukünftige regionale Verteilung nahezu keine Auswirkung.

Darüber hinaus ist ein wichtiger Aspekt die **dynamische Effizienz**: Schwankender und perspektivisch steigender Bruttozubaubedarf kann besser mit höherer Marktliquidität und Wettbewerb kosteneffizient im Verfahren bewerkstelligt werden. Ohne Regionalisierung wäre zu erwarten, dass zunächst Standorte im Norden einen großen Anteil hätten. Daher würden perspektivisch immer weniger Standorte im Süden entwickelt werden. Ohne Regionalisierung würden somit die Projektentwickler im Süden, die nicht in den ersten Runden, wo nur geringer Zubau notwendig ist, aussterben;

⁴⁶ Eigene Darstellung nach DEWI, abrufbar unter: http://www.dewi.de/dewi_res/index.php?id=23#.

Markteintrittsbarrieren bei eingeschwungenen Zustand werden als eher hoch eingeschätzt.

- **Systemsicherheit:**

Die im **NEP** zu Grunde gelegte Regionalisierung stellt sicher, dass ein **robuster Netzausbau** erfolgen kann.

Der Vorschlag berücksichtigt die aktuelle Netzbelastung und **verringert** tendenziell die notwendigen **Eingriffe** in den Systembetrieb.

- **Wettbewerb:**

Die Regionalisierung stellt eine Möglichkeit der **Wettbewerbserhöhung** dar, durch den Anreiz der Planung von Standorten, die sonst in einem deutschlandweiten Wettbewerb nicht bezuschlagt würden.

Gleichzeitig reduziert es die **Liquidität** nicht, da weiterhin nur eine Auktion durchgeführt wird.

- **Weitere Faktoren:**

Die Belastung für die Bürger wird deutschlandweit aufgeteilt. Eine weitere Spreizung der **Netzentgelte** innerhalb Deutschlands wird zumindest **gedämpft**.

Chancenpotenziale der **Partizipation von Bürgern** und **Gemeinden** werden gerechter verteilt.

5.6 Beihilferechtliche Würdigung des Vorschlags zur Regionalisierung

Die Implementierung einer regionalen Komponente in das Ausschreibungsverfahren muss ebenfalls beihilferechtskonform ausgestaltet sein. Auch hier sind die – in Kapitel 7.4 noch näher zu beleuchtenden – Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien der EU-Kommission vom 28. Juni 2014⁴⁷ zu beachten. Parallel zu den Ausführungen in Kapitel 4.7 ist insbesondere darzulegen, dass das vorgeschlagene Modell eine sachlich begründete Differenzierung beinhaltet, die zur Gewährleistung von wirksamem Wettbewerb und Kosteneffizienz beiträgt. Das *BMW* ist insoweit gegenteiliger Ansicht und betont das eine „[m]engenmäßige Aufteilung auf Regionen (...) Wettbewerb ein[schränkt]“.⁴⁸ Ausweislich der energiewirtschaftlichen Analyse in Kapitel 5.5 ist indes festzuhalten, dass die regionale Komponente gerade einen Beitrag zur Wettbewerbsintensität leistet, da eine höhere Anzahl von regional abgegrenzt agierenden Akteuren in den Ausschreibungswettbewerb eintreten kann. Im Hinblick auf die hiermit verbundene Wahrung bzw. Steigerung der Kosteneffizienz in dynamischer Perspektive steht das Modell auch im Einklang mit der allgemeinen „Soll-Vorgabe“ zur Auswahl der „kosteneffizientesten“ Beihilfeempfänger in Rn. 99 der Leitlinien. Im Übrigen ist das Zielsystem so ausgestaltet, dass es weder zu einer Reduktion der Marktliquidität noch zu einem Eingriff in das einfache Auktionsverfahren kommt. Es bleibt bei einer Auktion für alle Standorte, ein Zusatzaufwand für die Auktionsteilnehmer entsteht nicht. Durch die Begrenzung auf nur zwei implizite Teilräume wird zudem der Gefahr von Marktchmactausübung Rechnung

⁴⁷ Nachweis in Fn. 38.

⁴⁸ *BMW*, Workshop Ausschreibungsmodelle für Wind an Land - Fristen, Präqualifikationen und Pönalen, Vortrag v. 13.04.2015, Folie 8.

getragen. Schließlich wird die Implementierung einer regionalen Komponente auch durch die hiermit verbundene Begrenzung negativer externer Effekte (u.a. durch die größere Robustheit der Netzausbauplanung) sachlich abgestützt.

6 Auktionsdesign

Für das Auktionsdesign wird ein hybrides Verfahren vorgeschlagen. Es sieht für die größeren Marktakteure ein „first-price sealed-bid“-Format, d.h. ein „pay-as-bid“ Preisverfahren innerhalb einer geschlossenen Auktion vor. Die Bieter sehen nicht die Gebote der anderen großen Marktteilnehmer. Für die kleineren Marktakteure soll im Rahmen einer De-Minimis-Regelung eine Zuteilung zum markträumenden Preis stattfinden („second-price sealed-bid“). Hierbei kann zwischen einem Einheitspreisverfahren, dem sog. „uniform pricing“, und einem differenzierten Preisverfahren, der sog. „Vickrey multi-unit Auktion“ für die kleineren Akteure unterscheiden werden, siehe Abbildung 29. Das „sealed-bid“-Verfahren (d.h. die geschlossene Auktion) weist den Vorteil auf, dass es keine Spielräume für kollusives Verhalten der größeren Marktteilnehmer eröffnet. Der Nachteil dieses Verfahrens besteht darin, dass es keine Preisentdeckung für die Bieter untereinander ermöglicht. Die Notwendigkeit hierfür erscheint im konkreten Anwendungsfall der Auktionierung von Vergütungen für Erneuerbare Energien jedoch als nicht sehr hoch. Im Gegensatz zum „second-price sealed-bid“ Format nimmt das „first-price sealed-bid“ Format mit der „pay-as-bid“ Preisregel den größeren Anbietern die Möglichkeit, durch ihre Gebote einen strategischen Einfluss auf den markträumenden Preis auszuüben. Für die kleineren Anbieter garantiert die einheitliche Zuteilung zum markträumenden Preis, dass sie auf jeden Fall bei der Auktion zum Zuge kommen und dass sie dabei auch die relativ beste Vergütung erzielen. Das hier vorgeschlagene hybride Format ist gleichwohl einfach und transparent und sorgt somit dafür, dass eine hohe Beteiligung an den Auktionen zu erwarten ist. Die Einbeziehung aller Anbieter in ein einheitliches Auktionsverfahren hat im Gegensatz zu einem gesonderten Zuteilungsmechanismus für kleinere Anbieter den Vorteil, dass die Auktion durch eine hohe Wettbewerbsintensität gekennzeichnet ist.

6.1 Anforderungen an den Auktionsalgorithmus und das Zielsystem

Im Rahmen eines Ausschreibungsmechanismus für Erneuerbare Energien kommt dem Auktionsalgorithmus eine zentrale Stellung zu⁴⁹. Dabei wird unter einem Auktionsalgorithmus das **Zuteilungsverfahren** beschrieben, mit dem in einer Verkaufsauktion oder einer Beschaffungsauktion („reverse auction“) der markträumende Preis bestimmt wird. Im Fall von mehreren Einheiten eines zu versteigernden Objektes werden die von den einzelnen Bietern zu zahlenden Preise bestimmt. Bei einer Beschaffungsauktion, wie sie bei der Förderung erneuerbarer Energien anzuwenden ist, geht es bei dem Zuteilungsverfahren um die Bestimmung der markträumenden Förderprämie. Konkret wird dabei die Vergütungsforderung bestimmt, bei der ein Marktgleichgewicht zwischen dem aggregiertem Angebot und der für eine Auktion vorgegebenen Menge hergestellt wird. Je nach Ausgestaltung des Auktionsverfahrens kann die markträumende Förderprämie von den Förderprämien divergieren, die den einzelnen Bietern gewährt werden.

Aus einer rein ökonomischen Sichtweise besteht bei einer **Beschaffungsauktion**, wie sie für die Auktion bei Erneuerbaren Energien erforderlich ist, die optimale Lösung darin, dass die Leistung von den Anbietern erbracht wird, die die **niedrigsten Kosten** aufweisen.

⁴⁹ Man findet hierfür in der Literatur eine breite theoretische Basis. Für die praktische Ausgestaltung von Auktionsverfahren ist diese jedoch teilweise nur „of second-order importance“ (Klemperer 2004, S. 104).

Wie muss nun eine Auktion ausgestaltet werden, damit ein solches Ergebnis auch tatsächlich realisiert werden kann? Wie (Klemperer, 2004) betont, muss es unabhängig von dem gewählten Auktionsalgorithmus grundsätzlich darum gehen, dass sich das Verfahren durch einen möglichst **uneingeschränkten Wettbewerb** auszeichnet. Nur so kann gewährleistet werden, dass sich in der Auktion tatsächlich der Anbieter mit den geringsten Kosten durchsetzt und dass die Versteigerung zudem zu möglichst geringen Kosten für den Fördermechanismus und damit die Verbraucher führt. Damit es zu einem uneingeschränkten Wettbewerb kommt, müssen zwei Voraussetzungen gewährleistet sein.

- Es sollten sich alle potentiellen Interessenten an der Auktion beteiligen können. Das Auktionsformat sollte also für möglichst viele Teilnehmer, und insbesondere kleinere Anbieter, attraktiv sein. Deshalb sollten die Regeln einer Auktion möglichst **einfach und transparent** ausgestaltet werden.
- Absprachen (Kollusion) zwischen den Bietern sollten vermieden werden. Dies hängt zum einen vom gewählten Auktionsalgorithmus ab. Zum anderen werden die Spielräume für Absprachen auch durch eine große Beteiligung an einer Auktion eingeschränkt.

In den Worten von Klemperer (2004, S. 122): „*In conclusion, the most important features of an auction are its robustness against collusion and its attractiveness to potential bidders*“.

So gesehen, steht das **Ziel der Akteursvielfalt** nicht unmittelbar im Widerspruch zur Zielsetzung eines aus rein ökonomischer Sicht optimalen Verfahrens. Die **Einfachheit und Transparenz** eines Auktionsverfahrens trägt dazu bei, dass kleinere Anbieter nicht generell abgeschreckt werden⁵⁰ und zudem gegenüber größeren Anbietern nicht durch besonders hohe Informations- und Transaktionskosten benachteiligt werden. Ebenso sind Mechanismen, die eine Kollusion zwischen den Bietern vermeiden, vorteilhaft für kleinere Bieter, die hierzu allenfalls bedingt in der Lage sind.

Die hohe Bedeutung des Wettbewerbs für ein effizientes Auktionsverfahren spricht somit grundsätzlich dafür, bei Auktionen für die Förderung erneuerbarer Energien möglichst alle potentiellen Interessenten in ein **einheitliches Auktionsverfahren** einzubeziehen. Etablierte man für die kleineren Anbieter ein gesondertes Zuteilungsverfahren, eröffnet dies den großen Anbietern Spielräume für ein kollusives Verhalten.

Vor dem Hintergrund, dass eine De-Minimis-Regelung für eine bestimmte Art von Akteuren jedoch notwendig ist, um deren Ausscheiden aus dem Markt zu verhindern, sollte diese Regelung zumindest so ausgestaltet werden, dass kollusives Verhalten begrenzt wird. Wie im Folgenden aufgezeigt wird, ist eine besondere Förderung der kleineren Anbieter (De-Minimis-Regelung) auch im Rahmen des einheitlichen Auktionsverfahrens möglich.

6.2 Ausführung von Ausgestaltungsoptionen für das Auktionsdesign

Im Folgenden sollen die wichtigsten Auktionsformate ausschließlich unter der Perspektive einer Beschaffungsauktion („reverse auction“) für mehrere Objekte diskutiert werden. Im

⁵⁰ Klemperer spricht von „entry deterrence“.

Prinzip lassen sich – mit entgegengesetztem Vorzeichen – hierfür dieselben Verfahren wie für eine klassische Verkaufsauktion anwenden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass sich bei der Versteigerung mehrerer Objekte Probleme ergeben, die sich bei der Versteigerung eines einzelnen Objekts nicht stellen.

Grundsätzlich kann man Auktionsverfahren in zwei Hauptgruppen unterteilen (siehe Abbildung 29):

- Bei einem „**sealed-bid**“ Verfahren werden von den Auktionsteilnehmern einmalig verdeckte Gebote abgegeben.
- Bei einem „**open-bid**“ Verfahren werden von den Auktionsteilnehmern offene Gebote abgegeben. Diese werden wiederholt so lange angepasst, bis der Marktausgleich erreicht wird.

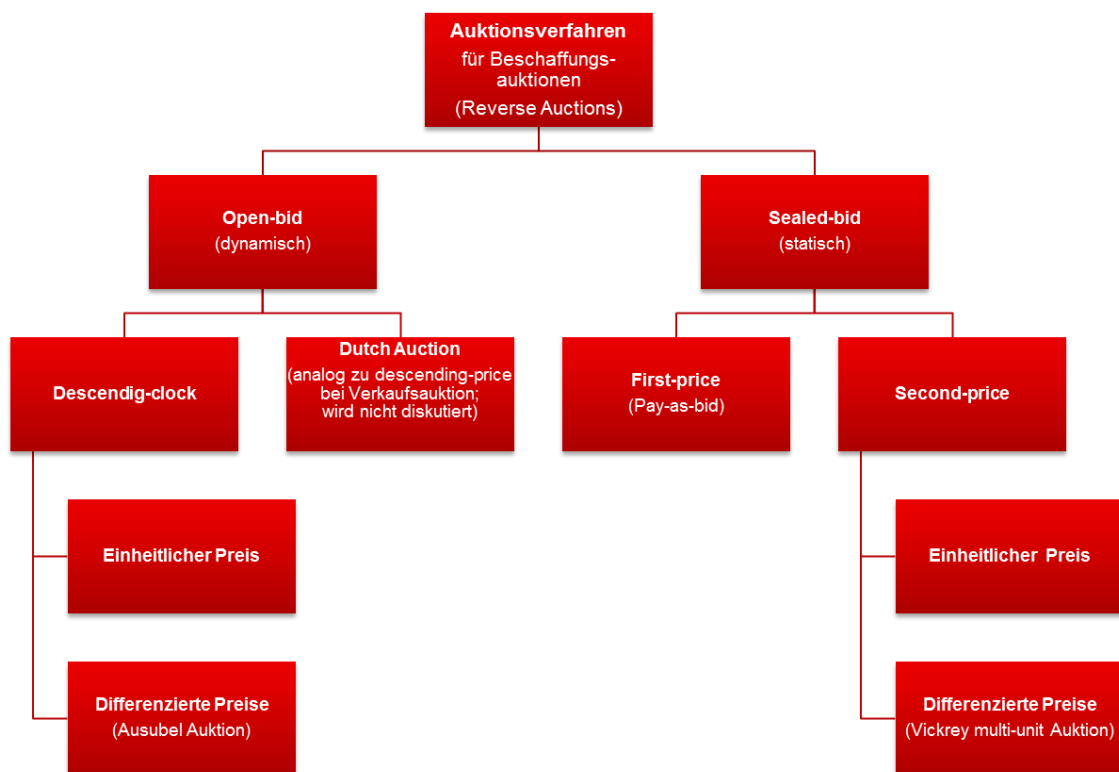


Abbildung 29 Auktionsformate für Beschaffungsauktionen mit mehreren identischen Gütern

6.2.1 „Sealed-bid“-Auktionen

Bei einer Auktion nach dem „**sealed-bid**“ Verfahren müssen die Bieter ein einmaliges verdecktes Gebot abgeben, ohne die Gebote der anderen Interessenten zu kennen. Man spricht deshalb auch von einem statischen Verfahren. Bei diesem Auktionsformat sind im Fall einer „reverse auction“ grundsätzlich zwei unterschiedliche Ausgestaltungsformen möglich.

- Zum einen besteht die Möglichkeit, dass jeder Bieter eine Vergütung in der Höhe seines Gebotes erhält („**first-price sealed-bid**“ bzw. „pay-as-bid“).
- Zum anderen kann die Auktion so ausgestaltet werden, dass sich die Vergütung an den Geboten orientiert, die gerade nicht mehr zum Zuge gekommen sind („**second-**

price sealed-bid“). Im Fall einer Beschaffungsauktion für mehrere Objekte gibt es dabei zum einen die Variante, dass eine **einheitliche Vergütung** in Höhe des markträumenden Preises gezahlt wird („uniform pricing“). Zum anderen kann das Auktionsverfahren auch so ausgestaltet werden, dass **differenzierte Vergütungen** gezahlt werden, die sich an den Geboten orientieren, die nicht mehr zum Zuge gekommen sind. Man bezeichnet dieses Auktionsformat als „multi-unit Vickrey auction“ (siehe Kasten 1).

Kasten 1: Multi-unit Vickrey Auktion

Vom Nobelpreisträger William Vickrey wurde für die klassische sealed-bid Verkaufsauktion gezeigt, dass es sinnvoll sein kann, eine Auktion so auszugestalten, dass der erfolgreiche Bieter nicht einen Preis nach Maßgabe seines Gebotes leisten muss, sondern nach Maßgabe des zweithöchsten Gebotes. Dieses Verfahren soll den Bieter dazu veranlassen, ein Gebot in der Höhe seiner tatsächlichen Wertschätzung für ein Gut anzugeben. Dieses Verfahren kann auch auf eine Versteigerung mehrerer identischer Güter angewendet werden. Am einfachsten wäre dabei eine einheitliche Zuteilung in der Höhe des markträumenden Preises. Wie (Ausubel, An Efficient Ascending-Bid Auction for Multiple Objects, 2004) jedoch gezeigt hat, bietet dies für die Bieter einen Anreiz, nur für die erste Einheit ein Gebot in Höhe ihrer tatsächlichen Wertschätzung abzugeben. Für jede weitere Einheit kommt es zu einer wachsenden Divergenz zwischen der Wertschätzung und dem gebotenen Preis („**shading**“). Dies erklärt sich daraus, dass der markträumende Preis für alle Einheiten zur Anwendung kommt. Diesem Problem trägt die „multi-unit Vickrey auction“ Rechnung, indem sie eine „second-price sealed-bid“ Auktion anstelle des Einheitspreises differenzierte Preise fixiert.

Das Ausschreibungsverfahren soll hier anhand eines einfachen Zahlenbeispiels erläutert werden. Es sollen bei einer Beschaffungsauktion fünf Einheiten versteigert werden. Für diese bestehen bei fünf Anbietern folgende Kostenschätzungen, die eine angemessene Rendite mit einschließen. Dabei wird unterstellt, dass bei den Anbietern für jede zusätzliche Einheit steigende Durchschnittskosten bestehen. Es wird unterstellt, dass die Bieter Gebote in der Höhe ihrer Kosten im Rahmen einer „sealed-bid“ Auktion abgeben.

Tabelle 6 Kostenschätzungen von Anbietern bei einer Beschaffungsauktion
 (Rangfolge nach den kostengünstigsten Einheiten in Klammern)

	A	B	C	D	E
1. Einheit	103 (11)	38 (2)	49 (5)	65 (7)	25 (1)
2. Einheit	113 (12)	46 (4)	125 (13)	74 (8)	45 (3)
3. Einheit	123 (15)	75 (9)	125 (13)	85 (10)	51 (6)

Die fünf günstigsten Einheiten kommen von den Anbietern E (2x), B (2x) und C. Bei der Vickrey Auktion erhalten sie nun jedoch nicht die von ihnen genannte Vergütung, sondern eine Vergütung in Höhe der nicht mehr zum Zuge gekommenen Gebote. Konkret erhält E für die erste Einheit eine Vergütung in Höhe des Gebotes (6), das als erstes nicht mehr bedient wird. Die Vergütung beträgt also 51. B erhält für die erste Einheit eine Vergütung von 65, d.h. in der Höhe des Gebotes (7).

Die Ergebnisse der „Multi-unit Vickrey“ Auktion lassen sich wie folgt zusammenstellen und zugleich mit den Ergebnissen der beiden anderen „sealed-bid“ Formate vergleichen (siehe Tabelle 7):

Tabelle 7 Kostenschätzungen von Anbietern bei einer Beschaffungsauktion
 (Rangfolge nach den kostengünstigsten Einheiten in Klammern)

	A	B	C	D	E	Summe
Pay-as-bid	-	38+46	49	-	25+45	203
Einheitlicher Preis in Höhe des Gebots (6)	-	51+51	51	-	51+51	255
Vickrey Auktion	-	65+75	85	-	51+74	350

Man könnte dabei zu dem Ergebnis kommen, dass die „second-price“- Verfahren für sich genommen zu höheren Kosten bei einer Beschaffungsauktion führen. Allerdings soll durch dieses Verfahren für die Bieter ein Anreiz geschaffen werden, „aggressivere“ Gebote abzugeben. In den Worten von (Ausubel, Auction Theory for the New Economy, 2003):

„(...) the bids do not remain fixed as the auction format is varied. Rather, for a given set of bidder valuations, the bids should be expected to be the highest in the Vickrey auction (because this is the only format without bid shading) and the lowest in the pay-as-bid auction (because the winner’s payment is affected by his own bid, for sure). Thus, the Vickrey auction yields the seller the lowest function of the highest bids, whereas the pay-as-bid auction yields the seller the highest function of the lowest bids, suggesting that the revenue ranking is inherently ambiguous.“

6.2.2 „Open-bid“-Auktionen

Beim Auktionsformat des „**open-bid**“ findet eine öffentliche Abgabe von Geboten statt, so dass jeder Bieter stets über die Gebote der Mitbietenden informiert ist. Die Gebote werden dabei so lange angepasst, bis der Marktausgleich erreicht ist. Man spricht deshalb auch von einer dynamischen Auktion.

Bei **Verkaufsauktionen** ist das klassische Verfahren eine Auktion, wie man sie bei Gemälden oder Antiquitäten kennt. Der Preis wird vom Auktionator so lange angehoben, bis nur

noch ein Bieter übrig bleibt. Dieses Verfahren führt im Prinzip zu einem ähnlichen Ergebnis wie eine „Second price sealed bid“ Auktion, da der erfolgreiche Bieter einen Preis bezahlen muss, der nur geringfügig über der Wertschätzung des zweithöchsten Bieters liegt. Man bezeichnet diese Auktion auch als „**englische Auktion**“ oder als „ascending price“ Auktion.

Ebenfalls ein „open-bid“ Verfahren ist eine Verkaufsauktion, bei der der Preis des zu versteigernden Gutes von dem Auktionator immer weiter abgesenkt wird und der Bieter zum Zuge kommt, der als erster ein Gebot („mine“) abgibt. Man spricht hier auch von der „**holländischen Auktion**“ oder der „descending price“ Auktion. Dieses Verfahren entspricht der „First price sealed bid“ Auktion, da der erfolgreiche Bieter einen Preis nennen muss, ohne die Gebote der anderen Teilnehmer zu kennen, und zu dem von ihm gebotenen Preis auch bezahlen muss. Für **Beschaffungsauktionen** wurde die holländische Auktion bisher nicht in Erwägung gezogen⁵¹.

Bei einer Beschaffungsauktion wird aus der „ascending price auction“ die „**descending clock auction**“. Der Auktionator beginnt mit einer relativ hohen Vergütung und stellt dann fest, ob die angebotene Menge höher ist als die nachgefragte Menge. Ist dies der Fall, senkt er den Preis. Dies wird so lange fortgesetzt, bis der Marktausgleich erreicht ist. Im Ergebnis kommt es dadurch zu einem einheitlichen Preis für alle Bieter. Ein konkretes Beispiel hierfür ist die vom britischen Department of Energy and Climate Change (DECC) durchgeführte Auktion für einen Strom-Kapazitätsmarkt (Harbord & Pagnozzi, 2004).

Durch den einheitlichen Preis für alle Einheiten bei einer Auktion für mehrere identische Güter stellt sich wiederum das Problem des „shading“. Für Anbieter, die mehrere Einheiten anbieten möchten, wird ein Anreiz geschaffen, ihr Angebot für die zweite und alle nachfolgenden Einheiten zu reduzieren. Aufgrund des einheitlichen Preises können sie dann eine höhere Vergütung für alle Einheiten erzielen. Um diesem Effekt entgegenzuwirken, wurde von **Ausubel** ein vergleichsweise komplexes Auktionsverfahren entwickelt, das sich am Modell der „Vickrey Auktion“ im „Sealed-bid“ Verfahren orientiert (Kasten 2).

⁵¹ Sie müsste im Prinzip so ausgestaltet werden, dass der Auktionator sukzessive höhere Vergütungen aufruft. Die Teilnehmer müssen dann die Menge nennen, die sie zu diesem Preis liefern möchten. Der Preis würde solange angehoben, bis der Marktausgleich erreicht wird.

Kasten 2: Ausubel-Auktion bei einer „open-bid“ Auktion

Das Auktionsformat kann anhand des Zahlenbeispiels in Kasten 1 beschrieben werden. Jetzt wird ein „open-bid“ Verfahren unterstellt, bei dem der Auktionator Preise ausruft. Der Auktionator beginnt mit einer Vergütung von etwas unter 75. Bei diesem Preis werden 8 Einheiten angeboten (Tabelle 8). Das Angebot ist also höher als die Nachfrage. Der nächste Sprung ist bei einem Preis von etwas unter 74. Das aggregierte Angebot ist mit 7 Einheiten weiterhin höher als die Nachfrage. Bei dieser Konstellation ergibt sich nun aus der Perspektive des E, dass das aggregierte Angebot seiner Mitbewerber mit 4 Einheiten geringer ist als die Nachfrage. Er hat damit eine Einheit sicher und sie wird ihm bei der Ausubel Auktion zum Preis von 74 zugeteilt. Die nächste Sprungstelle ist bei etwas unter 65. Das aggregierte Angebot ist noch immer geringer als die Nachfrage. Aus der Sicht des E beläuft sich das aggregierte Angebot der verbleibenden Mitbewerber nunmehr auf 3 Einheiten. Er hat somit eine zweite Einheit sicher, die ihm zum Preis von 65 zugeteilt wird. Aus der Sicht des B gilt nun ebenfalls, dass das aggregierte Angebot von C und E mit 4 Einheiten unter der Nachfrage liegt. Er erhält bei einer Ausubel-Auktion somit ebenfalls eine Einheit zu 65. Die nächste Sprungstelle liegt bei etwas unter 51. Bei diesem Preis ist der Marktausgleich erreicht und B und C erhalten jeweils noch eine Einheit zu 51.

Tabelle 8 Gebote und Zuteilung (in eckiger Klammer) bei einer Ausubel Auktion

Gebot von etwas unter	A	B	C	D	E	Summe
75	-	2	1	2	3	8
74	-	2	1	1	3 [1 Einheit zu 74]	7
65	-	2 [1 Einheit zu 65]	1	-	3 [1 Einheit zu 65]	6
51	-	2 [1 Einheit zu 51]	1 [1 Einheit zu 51]	-	2	5

6.3 Auswahl des Auktionsdesign und energiewirtschaftliche Bewertung

Nach der allgemeinen Darstellung der möglichen Auktionsformate für eine Beschaffungsauktion ist zu fragen, wie diese anhand der genannten Kriterien im Rahmen von Ausschreibungsverfahren für Erneuerbare Energien zu beurteilen sind. Dabei soll sequentiell vorgegangen werden. Zunächst soll zwischen dem „sealed-bid“ und dem „open-bid“ Format unterschieden werden. Für das präferierte Verfahren des „sealed-bid“ soll dann in einem zweiten Schritt geprüft werden, ob das „first-price“ oder das „second-price“ Format vorzuziehen ist.

6.3.1 Preisentdeckung versus Kollusionsgefahr

Die Übertragung der verschiedenen Auktionsverfahren auf die Realität ist nicht einfach, da sich die für die Theorie relevanten Effekte in der Praxis oft nur schwer quantifizieren lassen. Bei der Grundsatzentscheidung zwischen einem „sealed-bid“ und einem „open-bid“ Format geht es vor allem um die Abwägung zwischen dem Vorteil der „**Preisentdeckung**“ beim „open-bid“ gegenüber den Nachteilen, die sich aus der Offenheit des Verfahrens im Hinblick auf ein **kollusives Verhalten** der Teilnehmer ergeben können.

Der Vorteil der „open-bid“ Verfahren wird vor allem darin gesehen, dass sie den einzelnen Teilnehmern eine „**Preisentdeckung**“ ermöglichen. Durch die Beobachtung des Verhaltens der anderen Bieter werden Informationen über deren Wertschätzung verfügbar. Damit kann ein Bieter vermeiden, dass er für ein Gut einen unrealistischen Preis bietet. Das „open-bid“-Verfahren trägt also dazu bei, das bei Auktionen häufig zu beobachtende Problem des „**winner's curse**“ (Thaler, 1988) abzumildern. Das Phänomen des „winner's curse“ resultiert daraus, dass der erfolgreiche Bieter bei einer klassischen Auktion einen Preis bezahlt, der höher ist als die in den Geboten zum Ausdruck gebrachte Wertschätzung aller übrigen Teilnehmer. Wenn es sich bei der Auktion um ein Gut handelt, das für alle Teilnehmer einen ähnlichen Wert hat (man spricht dann auch von einem „**common value**“) ist davon auszugehen, dass der erfolgreiche Bieter eine überhöhte Wertschätzung aufweist und damit einen zu hohen Preis bezahlt.⁵² Das Problem des „winner's curse“ besteht grundsätzlich auch bei einer „open-bid“ Auktion, aber es ist besonders hoch bei einer „first-price sealed-bid“ Auktion, bei der keinerlei Informationen über die Wertschätzungen der anderen Bieter verfügbar sind. Unter diesem Aspekt ist das „open-bid“ Format somit dem „sealed-bid“ Format überlegen.

Der Nachteil der „open-bid“ Verfahren ist in erster Linie darin zu sehen, dass das transparente Verfahren ein **Potential für Kollusion** zwischen den Teilnehmern schafft. So kann ein Ring von Bietern beschließen, sich nicht wechselseitig zu überbieten, um dann das Gut in einer internen Versteigerung definitiv zuzuteilen. Der dabei entstandene Gewinn wird auf die Teilnehmer gleichmäßig verteilt.⁵³ Bei der Versteigerung mehrerer Einheiten im Rahmen einer Beschaffungsauktion mit einem einheitlichen Zuteilungspreis kann ein größerer Bieter durch eine Reduktion seines Angebots den Marktausgleich zu einem hohen Preis herbeiführen. Zudem besteht ein Anreiz für die großen Bieter, den Kuchen unter sich aufzuteilen.

In den Worten von Klemperer (2004, S. 135), der sich auf eine klassische Auktion bezieht:

„(...) a standard ascending auction – especially a multi-unit ascending auction – often satisfies all conditions that elementary economic theory tells us are important for facilitating collusion, even without any possibility of interaction or discussion among bidders beyond the information content of their bids.“

Spiegelbildlich dazu besteht der Vorteil des „**sealed-bid**“ Formats darin, dass strategisches Verhalten erschwert wird, während beim „first price sealed bid“ das Problem des „winner's curse“ sehr ausgeprägt ist. Dieser Effekt kann durch einen einheitlichen Zuteilungspreis ver-

⁵² Das klassische Beispiel hierfür sind die niedrigen Renditen von Unternehmen, die sich in den sechziger Jahren Rechte zur Exploration von Offshore-Öl ersteigerten. Siehe dazu Capen, Clapp, & Campell, 1971.

⁵³ Siehe dazu Feldman & Mehra, 1993.

mieden werden. Dadurch wird allerdings das bereits erwähnte Problem des „shading“ geschaffen. Dieses wiederum lässt sich nur durch das vergleichsweise komplexe Verfahren der „Vickrey multi-unit Auction“ vermeiden.

„Sealed-bid“ Auktionsverfahren sind daneben wesentlich einfacher zu implementieren und besitzen weniger Transaktionsaufwand für die Bieter.

6.3.2 Relevanz des „winner’s curse“ im Bereich der Erneuerbaren Energien

Für die Grundsatzentscheidung zwischen „open bid“ und „sealed bid“ bei Ausschreibungsverfahren für Erneuerbare Energien kommt es vor allem darauf an, wie hoch man den Vorteil der „Preisentdeckung“ gewichtet. Dies hängt wiederum davon ab welche Bedeutung man dem Phänomen des „winner’s curse“ in diesem Bereich beimisst.

In der Literatur zu Auktionsverfahren wird hierzu zwischen Gütern mit „**private value**“ und Gütern mit „**common value**“ unterschieden. Ein Gut mit „private value“ zeichnet sich dadurch aus, dass die Wertschätzung individuell unterschiedlich ist und dass sie dabei vor allem durch Informationen bestimmt wird, über die der einzelne Akteur selbst verfügt. Ein Gut mit „common value“ wird in der Literatur dadurch beschrieben, dass es für alle Beteiligten den gleichen Wert hat und dass die Informationen darüber breit gestreut sind.⁵⁴

Im konkreten Fall eines Bietungsverfahrens für die Förderung erneuerbarer Energien ist davon auszugehen, dass es sich tendenziell um einen „**private value**“ handelt. Die relevanten Informationen sind für den einzelnen Bieter verfügbar, ohne dass er dazu auf die Einschätzungen oder Informationen anderer Auktionsteilnehmer angewiesen ist.

- Durch die zumindest für mehrere Jahre **garantierten Vergütungen** ist die Unsicherheit über den Wert grundsätzlich geringer als in anderen Feldern der Wirtschaft.
- Die **Kosten für die Investition, Windertragsberechnungen, Wartungs- und Betriebskosten** sind eindeutig eine private und projektindividuelle Information.
- Da zudem geplant ist, die Auktionen **wiederholt durchzuführen**, ergibt sich über die Zeit hinweg selbst bei dem Format des „sealed-bid“ die Möglichkeit der Preisentdeckung. Windenergieanlagen sind standardisierte Güter, so dass auch aufgrund der zu erwartenden Anzahl an Projekten die Preisentdeckung nicht das eigentliche Problem darstellt.⁵⁵

⁵⁴ Genau genommen gibt es in der ökonomischen Theorie keinen absoluten Wertbegriff, da es sich dabei immer um subjektive Einschätzungen handelt. Die einzige objektive Größe ist der auf einem Markt festzustellende Preis eines Gutes (Stützel, 1976). Der Unterschied zwischen „common value“ und „private value“ lässt sich daher am besten daraus ableiten, dass bei Gütern mit „common value“ in erster Linie erworben werden, um sie weiter zu verkaufen. In diesem Fall kommt es nicht auf die Wertschätzung des Ersterwerbers, sondern auf die Wertschätzungen der potentiellen Zweiterwerber an. Bei einem Gut mit „private value“ steht demgegenüber der Erwerb für den eigenen Verbrauch oder Gebrauch im Mittelpunkt. Deshalb ist hierfür primär die eigene Wertschätzung relevant.

⁵⁵ Angenommen man unterstellt eine durchschnittliche Größe von 6 MW je Windpark bei einer Ausschreibungsmenge von 3.000 MW je Jahr werden für ca. 500 bezuschlagte Gebote die zugehörigen Gebotspreise ermittelt.

Wenn man bei den Auktionsverfahren für Erneuerbare Energien überwiegend die Eigenschaft des „private value“ für gegeben sieht, wird man somit der Notwendigkeit einer Preisentdeckung einen sekundären Stellenwert beimessen.

6.3.3 Vorteile für kleinere Anbieter beim „sealed bid“ Format

Klemperer sieht darüber hinaus aus der Sicht der kleineren Anbieter einen wichtigen Vorteil des „sealed-bid“ Formats gegenüber dem „open-bid“ Format. Bei einer „open-bid“ Beschaffungsauktion müssen die Kleineren damit rechnen, dass sie von den Großen immer unterboten werden können. Dies kann insbesondere bei hohen Transaktionskosten dazu führen, dass sie überhaupt nicht an der Auktion teilnehmen. Für den Fall der klassischen Auktion formuliert das Klemperer (2004, S. 132) wie folgt:

„In an ascending auction a stronger bidder can always top any bid that a weaker makes, and knowing this the weaker bidder may not enter the auction in the first place – which may then allow the stronger bidder to win at a very low price.“

Bei einer „sealed-bid“ Auktion haben die Kleineren demgegenüber grundsätzlich eine Chance, auch gegenüber den Großen zum Zuge zu kommen. Klemperer unterstreicht das, wiederum für eine klassische Auktion, wie folgt:

“(...) a weaker bidder may win at a price that the stronger bidder could have beaten, but did not because the stronger bidder may risk trying to win at a lower price and cannot change his bid later.“

6.3.4 Sealed-bid als überlegene Lösung

Alles in allem spricht das dafür, bei den Auktionen für Erneuerbare Energien auf „sealed bid“ Verfahren zu setzen. Dabei sind nicht nur die Kollusionspotentiale erheblich geringer, auch die Erfolgsaussichten kleinerer Anbieter sind höher einzuschätzen. Es wird im Folgenden gezeigt, dass man durch die spezielle Ausgestaltung eines „sealed-bid“ Verfahrens den Informationsproblemen kleinerer Anbieter zusätzlich Rechnung tragen kann.

In Anbetracht der Vorteilhaftigkeit des „sealed bid“ Formats bei Ausschreibungsverfahren für Erneuerbare Energien sollen daher auch **hybride Verfahren**, die in einem ersten Schritt auf das „descending-clock“ Format („open-bid“) und in einem zweiten Schritt auf das „sealed-bid“ Format setzen, in Folgenden nicht weiter erörtert werden.⁵⁶

6.3.5 Grundsatzentscheidung zwischen „first-price sealed-bid“ und „second price sealed-bid“

Wenn man die Weichenstellung zugunsten des „sealed-bid“ Verfahrens getroffen hat, gilt es eine zweite Grundsatzentscheidung zu treffen. Soll die Zuteilung zum tatsächlich gebotenen Preis vorgenommen werden („first-price sealed-bid“) oder soll eine Zuteilung zum „second-

⁵⁶ Klemperer (2004, A. 116) hält dies für die beste Lösung: „A solution to the dilemma of choosing between the ascending (often called “English”) and the sealed-bid (often called “Dutch”) forms is to combine both in a hybrid, the “Anglo-Dutch”, which captures the best features of both (...).“ In Brasilien wurde dieses hybride Auktionsformat für Energieauktionen angewendet (Maurer & Barosso, 2011).

price“ erfolgen. Letzteres würde dann wiederum eine Entscheidung zwischen einer Zuteilung zu einem einheitlichen Preis oder aber zu differenzierten Preisen nach dem „Vickrey multi-unit“ Format erfordern.

Der Unterschied zwischen „first price“ und „second price“ Verfahren ist a priori nicht einfach festzumachen, da sich dabei zwei gegenläufige Effekte ergeben. Diese Problematik wurde bereits im Kontext der Vickrey-Auktion (Kasten 1) angesprochen. Sie soll hier aber noch einmal anhand einer Beschaffungsauktion für mehrere Güter verdeutlicht werden. Auf den ersten Blick könnte man die „second price“-Lösung, die in diesem Kontext am einfachsten als eine einheitliche Zuteilung zum markträumenden Preis umgesetzt werden kann, als nachteilig für die versteigernde Stelle ansehen. Schließlich erhalten die Bieter eine Vergütung, die höher ist als die ausweislich ihrer Gebote geforderte. Allerdings muss man dabei berücksichtigen, dass die Akteure bei einer „second price“ Auktion niedrigere Vergütungen fordern als bei einer „first price“ Auktion, da sie bei einer Vergütung zum Einheitspreis davon ausgehen können, dass sie eine höhere Vergütung erhalten werden als die von ihnen geforderte.⁵⁷

Dies soll an einem einfachen Beispiel für eine Beschaffungsauktion mit mehreren Gütern verdeutlicht werden. Bei einer „first-price sealed-bid“ Auktion würde ein Bieter eine Vergütung von 7,80 ct/kWh fordern. Der markträumende Preis liege bei 8,10 ct/kWh. So gesehen würde der Bieter im Vergleich zu einer hypothetischen Zuteilung zum einheitlichen markträumenden Preis eine zu hohe Vergütung erhalten. Bei einer „second-price“ Auktion würde er jedoch tatsächlich nur 7,50 ct/kWh fordern, da er weiß, dass er nicht zu dieser Vergütung liefern muss. Wenn sich alle Bieter so verhalten, kann es bei der „second-price“ Lösung zu einer niedrigeren markträumenden Vergütung von 7,70 ct/kWh kommen. Da sich diese sich in einer entsprechenden einheitlichen Vergütung für alle Bieter niederschlägt, ergibt sich somit ein günstigerer Beschaffungspreis als bei der „first-price sealed-bid“-Lösung. Natürlich lässt sich mit willkürlich gewählten Zahlenbeispielen auch das Gegenteil darstellen. Entscheidend ist, dass sich die Gebote mit dem Auktionsformat ändern (Ausubel, Auction Theory for the New Economy, 2003).

In der Literatur findet man keine empirischen Schätzungen über das Ausmaß dieser beiden Effekte. So gesehen ist es a priori kaum möglich, eine klare Entscheidung für eines der beiden Verfahren vorzunehmen. Für das „first price“ Verfahren würde dann jedoch die Tatsache sprechen, dass dabei die Möglichkeit des „**shading**“, also die Abgabe zu niedriger Gebote im Fall mehrerer Einheiten nicht gegeben ist. Bei einem „second price“ Verfahren ließe sich das nur durch das relativ komplexe Verfahren der „multi-unit Vickrey Auktion“ in den Griff bekommen.

Bei einer Präferenz für das „first price sealed bid“ muss jedoch noch berücksichtigt werden, dass bei diesem Verfahren ein Nachteil darin gesehen wird, dass kleinere und weniger informierte Teilnehmer gegenüber größeren Bietern ins Hintertreffen geraten können.

⁵⁷ In den Worten von Klemperer (2004, S 127), der eine klassische “first-price sealed bid” Auktion mit der klassischen “ascending price Auktion” vergleicht, die einer “second price” Auktion entspricht: “(...) it is easy to explain that participants in a sealed-bid auction shade their bids below their values (unlike in an ascending auction), but that the winner determines the price (unlike in an ascending auction), so it is not hard to be convincing that there is no clear reason why either auction should be profitable than the other.”

„(...) ‚pay-your-bid‘ sealed-bid auctions may discourage potential bidders who have only small amounts to trade and for whom the costs of obtaining market information might not be worth paying.“ (Klemperer 2004, S. 115).

Dieses Problem, das auch von Ausubel (2003, S. 143) genannt wird, wiegt im Kontext der Versteigerung bei Erneuerbaren Energien besonders schwer, da es sich nachteilig auf das Nebenziel der „Akteursvielfalt“ auswirken kann. Allerdings kann dem durch spezielle Regelungen zugunsten kleinerer Bieter weitgehend Rechnung getragen werden.

6.3.6 Ein hybrides „sealed-bid“ Modell, das dem Ziel der Akteursvielfalt Rechnung trägt

Wenn man die Grundsatzentscheidung für „sealed-bid“ getroffen hat und dann ein möglichst einfaches Verfahren implementieren möchte, spricht insgesamt vieles für das „first-price sealed bid“. Allerdings ist dann nach einer Lösung zu suchen, die im Rahmen eines solchen Auktionsformats dem Kriterium der „Akteursvielfalt“ Rechnung trägt. Konkret muss es also darum gehen, die für das „first price sealed-bid“ charakteristische Benachteiligung kleinerer und damit weniger informierter Bieter zu vermeiden.

Dies ließe sich relativ einfach dadurch bewerkstelligen, dass kleineren Anbietern die Möglichkeit gegeben wird, Gebote abzugeben, ohne dabei einen konkreten Betrag für die Förderprämie zu nennen. Man spricht hierbei auch von „**non-competitive bids**“.⁵⁸ Zudem könnten alle „non-competitive bids“ kleineren Anbieter im Auktionsverfahren zu einer Einheit aggregiert werden.⁵⁹ Insgesamt entfällt damit für die kleineren Anbieter das Risiko bei einem Auktionsverfahren nicht zum Zuge zu kommen.

Der Informationsnachteil der kleineren Anbieter kann dann dadurch vermieden werden, dass für sie – im Gegensatz zu den größeren Bietern – eine **einheitliche Zuteilung zum markträumenden Preis** vorgenommen wird. Auf diese Weise ergäbe sich eine **hybride Lösung**, bei der die großen Anbieter nach dem „pay-as-bid“ Format bedient werden, womit ihnen die Möglichkeit des „shading“ genommen wird. Demgegenüber erhalten die kleineren Anbieter, die i.d.R. nur für eine Einheit bieten und somit zum „shading“ nicht in der Lage sind, eine einheitliche Zuteilung nach dem Modell des „second-price“.

Darüber hinaus könnte man in einer Erweiterung den Informationsproblemen der kleineren Anbieter noch dadurch Rechnung tragen, dass ihnen ein zeitlich befristetes Rücktrittsrecht eingeräumt wird. Sie haben dann die Möglichkeit, bei einer der folgenden Auktionen erneut zu bieten. Für die übrigen Anbieter müsste dann das „sealed-bid“ Verfahren neu berechnet bzw. zugeteilt werden, ohne dass sie dafür jedoch erneut Gebote abgeben müssten.

Für den hypothetischen Fall, dass bei einer Auktion nur das Aggregat der kleinen Anbieter mit „non-competitive bids“ zum Zuge kommt, müsste die Zuteilung zu einem Referenzpreis erfolgen. Dafür würde sich beispielsweise der markträumende Preis der vorausgegangenen Auktion eignen.

⁵⁸ Am Aktienmarkt findet man dieses Vorgehen in der Form von Kauforders/Verkauforders, die unlimitiert abgegeben werden und dann „billigst“/„bestens“ abgewickelt werden.

⁵⁹ Siehe dazu Klemperer 2004, S. 116.

Sollte ein kleinerer Anbieter sein Projekt nach dem Zuschlag an ein größeres Unternehmen veräußern, müsste der Vergütungsanspruch angepasst werden. Denkbar wäre hierfür der Mittelwert aller Gebote, die nach dem „pay-as-bid“-Verfahren zugeteilt wurden.

Mit einem solchen hybriden Auktionsformat könnte allen wesentlichen Kriterien für ein Ausschreibungsmodell im Bereich Erneuerbarer Energien weitgehend Rechnung getragen werden (Tabelle 9).

- Das einfache Verfahren, insbesondere für die kleineren Anbieter, trägt dazu bei, dass sich viele Bieter beteiligen. Es sorgt also gleichermaßen für **Akteursvielfalt** wie für **Wettbewerb** zwischen den Bietern.
- Das „pay-as-bid“ Format für die größeren Anbieter ermöglicht es, dass Produzentenrenten abgeschöpft werden können und dass ein „shading“ vermieden wird. Dies trägt dazu bei, dass die Förderung Erneuerbarer Energien mit möglichst **niedrigen Kosten** für die Stromverbraucher einhergeht.
- Das „sealed bid“ Format verhindert **Kollusion** zwischen den größeren Anbietern.
- Die bevorzugte Behandlung der kleineren Anbieter trägt potentiellen Informationsnachteilen dieser Bieter Rechnung und sorgt somit zusätzlich für Akteursvielfalt.

Insgesamt ist zu erwarten, dass damit nicht nur den Interessen der kleineren Anbieter Rechnung getragen werden kann, sondern dass zugleich ein funktionsfähiger Wettbewerb in den Auktionen für Erneuerbare Energien geschaffen werden kann. Dies ist eine entscheidende Voraussetzung dafür, dass sich die Kosten der Förderung in Grenzen halten, was wiederum für die politische Akzeptanz der gesamten Energiepolitik von großer Bedeutung ist.

Tabelle 9 Synopse Auktionsverfahren

Verfahren	Kriterien					
	Preis-entdeckung	Vermeiden von Kollusion	Einfaches und transparentes Verfahren	Vermeiden von shading ⁶⁰	Akteursvielfalt	Vermeiden des „winner's curse“
	Kriterium mit geringerer Relevanz	Kriterium mit hoher Relevanz	Kriterium mit hoher Relevanz	Kriterium mit geringerer Relevanz	Kriterium mit hoher Relevanz	Kriterium mit geringerer Relevanz
1. Open-bid						
a) „Descending clock“ Auktion	Erfüllt	Nicht gegeben	Erfüllt	Nicht gegeben	Nur sehr bedingt	Nur bedingt
b) Ausubel-Auktion	Erfüllt	Nicht gegeben	Nur bedingt	Erfüllt	Nur sehr bedingt	Erfüllt
2. Sealed-bid						
a) „First-price sealed-bid“ Auktion	Nicht gegeben	Erfüllt	Erfüllt	Erfüllt	Nur bedingt	Nicht gegeben
b) „Second-price sealed-bid“ Auktion						
i. Zuteilung zu Einheitspreis	Nicht gegeben	Erfüllt	Erfüllt	Nicht gegeben	Erfüllt	Erfüllt
ii. Zuteilung zu differenzierten Preisen (Vickrey-Auktion)	Nicht gegeben	Erfüllt	Nur bedingt	Erfüllt	Nur bedingt	Erfüllt
iii. Hybride Lösung: First-price sealed bid für große Bieter, Einheitspreis für kleinere Bieter	Nicht gegeben	Erfüllt	Erfüllt	Erfüllt	Erfüllt	Nicht gegeben

6.4 Juristische Bewertung des ausgewählten Auktionsdesigns

Das im vorstehenden Kapitel entwickelte hybride „sealed-bid“ Modell muss wiederum den – unter 7.4.3 noch näher zu beleuchtenden – Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien der EU-Kommission vom 28. Juni 2014⁶¹ entsprechen. Dort finden sich indes allein Rahmensetzun-

⁶⁰ Gebote eines Bieters weichen mit der Zahl der Einheiten zunehmend von seiner tatsächlichen Kostenschätzung ab.

⁶¹ Nachweis in Fn. 38.

gen für das Auktionsdesign und keine Detailvorgaben.⁶² Zum einen ist eine Durchführung anhand eindeutiger, transparenter und diskriminierungsfreier Kriterien gefordert (Rn. 126). Zum anderen wird die Ausschreibung als diskriminierungsfreies Bieterverfahren definiert, das die Beteiligung „einer ausreichend großen Zahl von Unternehmen gewährleistet und bei dem die Beihilfe entweder auf der Grundlage des ursprünglichen Angebots des Bieters oder eines Clearingpreises gewährt wird“ (Rn. 19/43). Schließlich wird gefordert, dass das Volumen einer Ausschreibung begrenzt ist, so dass bei Vorliegen von Knappheit nicht allen Beteiligten eine Beihilfe gewährt werden kann (Rn. 19/43).

Zweifeln ließe sich vorliegend allein an der vorgeschlagenen Kombination von Gebotspreisverfahren und Einheitspreisverfahren. Eine Antwort hierauf setzt freilich die Analyse voraus, ob und inwieweit Sonderregelungen (in Form einer abweichenden Preisregel) für kleinere Bieter zum Erhalt der Akteurspluralität energiewirtschaftlich geboten und rechtlich zulässig sind. Hierauf ist im nachfolgenden Kapitel 7 einzugehen, bevor die Zweifel an der Legitimität eines hybriden Ansatzes unter 7.5 ausgeräumt werden können.

⁶² Hinzuweisen ist zudem auf das die Leitlinien begleitende *Impact Assessment* der EU-Kommission. Dort wird zwar die *descending clock auction* (im Rahmen der Bewertung des Verwaltungsaufwands) hervorgehoben, indes keineswegs als einzig zulässige Auktionsform begriffen (SWD (2014), 139, S. 47: „*Other auction schemes, such as descending clock auctions, have shown considerably lower transaction costs*“).

7 Erhalt der Akteurspluralität

7.1 Begriffsabschichtung Akteurspluralität

Betrachtet man den gesamten Lebenszyklus eines Windparks von der Planung und Genehmigung bis zum Rückbau, sind entlang dieser Wertschöpfungskette die verschiedensten großen und kleinen Akteure aus diversen Bereichen vertreten. Sofern im Rahmen von Ausschreibungen für Wind an Land der Erhalt der Akteurspluralität (oder Akteursvielfalt) adressiert wird, beschränkt sich die Forderung zwangsläufig auf die Bereiche, die durch ein Ausschreibungsverfahren maßgeblich angesprochen werden. Diese Bereiche sind die Projektplanungs- und Genehmigungsphase (Projektentwicklung) sowie die Betriebsphase⁶³.

Versucht man sich nun innerhalb dieser Phasen an einer Definition, was unter „Erhalt der Akteurspluralität“ zu verstehen ist, stößt man schnell an Abgrenzungsschwierigkeiten. Grundlegender Konsens besteht zwar darin, dass unter Erhalt der Akteurspluralität eine gesonderte Behandlung von kleineren Akteuren im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens verstanden wird, da alternativ diese kleineren Akteure aus verschiedenen Gründen aus dem Markt gedrängt würden (siehe Ausführungen in Kapitel 7.2). Welche Akteure aber diesen Bereich der Akteurspluralität genau umfassen, gegenüber anderen Akteursgruppen (rechtlich tragfähig) abgrenzen und wie eine gesonderte Behandlung dieser Akteursgruppen ausgestaltet sein kann, bleibt zumeist unbeantwortet.

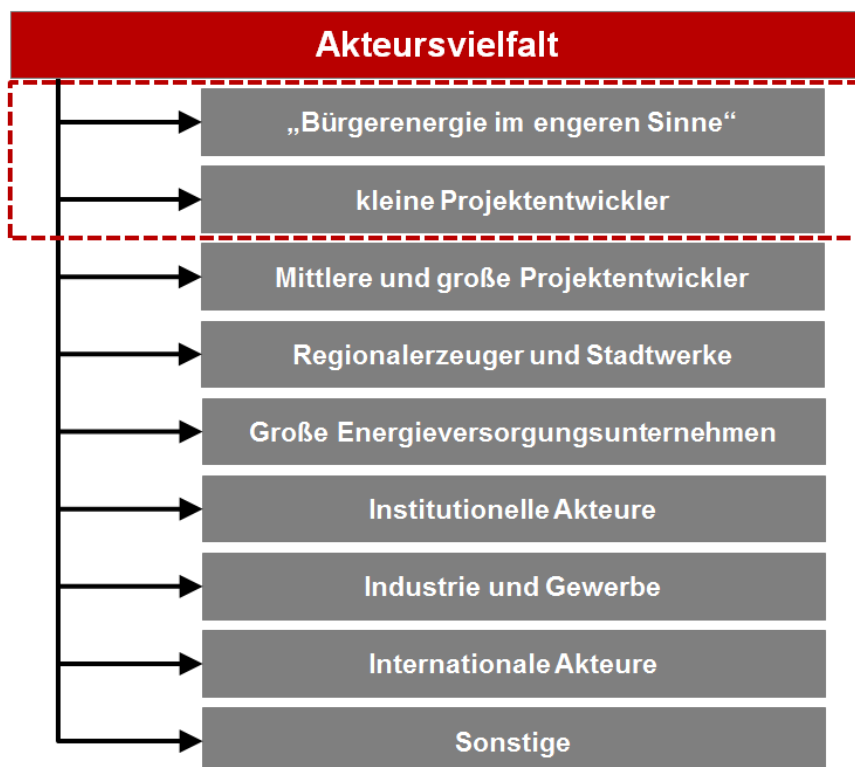


Abbildung 30 Übersicht der Akteure in der Planungsphase, inkl. dem schützenswerten Bereich in Anlehnung an (Wallasch, Lüers, & Rehfeld, 2015)

⁶³ Durch die Einführung von Verkaufs- bzw. Weiterveräußerungsverboten könnte natürlich der Einfluss der Festlegungen eines Ausschreibungsmodells auch auf die Betriebsphase ausgeweitet werden.

Häufig wird unter der Begrifflichkeit der Akteursvielfalt „nur“ die **Bürgerenergie im engeren Sinne** verstanden. Bürgerenergie im engeren Sinne meint Bürgerenergiegesellschaften, bei denen Bürger mindestens 50% Anteil am Eigenkapital der Gesellschaft halten und die Investoren aus der Region stammen (trend:research GmbH, Leuphana Universität Lüneburg, 2013). Unter **Bürgerenergie im weiteren Sinne** werden demgegenüber auch Bürgerbeteiligungen mit überregionalen Akteuren bei einem Minderheitsanteil am Eigenkapital der Gesellschaft verstanden (trend:research GmbH, Leuphana Universität Lüneburg, 2013). Qualitative und/oder quantitative Kriterien, die beide Gruppen abzugrenzen versuchen, bleiben meist vage und unscharf.⁶⁴ Der Rahmen der **Akteurspluralität** sollte allerdings breiter gefasst werden und neben **Bürgerenergiegesellschaften (im engeren Sinne)** ebenfalls kleinere Marktakteure, maßgeblich **kleinere, regional agierende Projektierungsunternehmen** umfassen, wie in Abbildung 30 dargestellt. Diese kleineren Akteure zeichnen sich vielfach dadurch aus, dass sie Entwickler oder Betreiber kleinerer Anlagen sind, d.h. von Windparks mit im Vergleich geringer kumulierter Nennleistung.

7.2 Motivation für die Abgrenzung

Es existieren zwei Hauptgründe, die für eine gesonderte Behandlung dieser kleineren Akteure sprechen. Diese Gründe sind:

- **Zuschlagsrisiko**

Unter Zuschlagsrisiko wird das Risiko verstanden, dass ein Windkraftprojekt für die Teilnahme an der Auktion durch einen kleineren Akteur entwickelt wird⁶⁵, allerdings am Ende nicht zwangsläufig einen Zuschlag erhalten muss. Das Windenergieprojekt ist damit praktisch zwar umsetzungsfähig, allerdings nicht förderberechtigt und damit für den Entwickler nicht refinanzierbar. Sämtliche Vorleistungen, die für die Herstellung der Baureife des Windparks angefallen sind, müssten abgeschrieben werden. Es entstehen sog. versunkene Kosten.

Aufgrund der geringen Zahl sowie geringer finanzieller Mittel ist ein solcher Ausfall durch kleinere Akteure schwer finanziell tragbar und damit existenzbedrohend. Es besteht im Vergleich zu anderen Marktakteuren gerade nicht die Möglichkeit, dieses Zuschlagsrisiko und potentiell entstehende versunkene Kosten durch andere bezuschlagte Projekte abzufangen, weil eine entsprechende Projektpipeline fehlt.

Zwar besteht die Option, die Projektrechte weiter zu veräußern und damit den Anfall an „versunkenen“ Kosten zu reduzieren. Allerdings ist diese Möglichkeit nicht gesichert und hängt stark von der Professionalität eines kleineren Akteurs ab, von dieser Möglichkeit Gebrauch zu machen. Ein Ersatz aller entstandenen Kosten bleibt aber dennoch sehr unwahrscheinlich und führt damit zu einer systematischen Schlechterstellung dieser kleineren Akteure.

Im System der Festvergütung (inkl. dem Marktprämienmodell) bis zum EEG 2014 besteht oder bestand dieses Risiko kaum bzw. tritt nur erhöht in einem sehr frühen Projektstadium auf, der sog. Initiativphase. Das in dieser Phase investierte Kapital ist aber vergleichsweise gering ist. Sich im weiteren Projektverlauf zeigende Genehmi-

⁶⁴ Siehe bspw. trend:research GmbH, Leuphana Universität Lüneburg, 2013 und Degenhart & Nestle, 2014.

⁶⁵ Der Nachweis der BImSchG-Genehmigung für die Präqualifikation eines Teilnehmers wird hier als gesetzt angenommen, siehe Kapitel 3.2.

gungsrisiken sind im aktuellen System des EEG 2014 durch Anpassungen im Planungsvorhaben, wie bspw. der Reduktion der Anzahl der Turbinen, gut handelbar. Das Risiko eines Totalausfalls bzw. einer Nicht-Genehmigungsfähigkeit eines Projekts ist im aktuellen System in späten Projektentwicklungszeiten vergleichsweise gering (Degenhart & Nestle, 2014).

- **Finanzierungsmöglichkeit bzw. Fremdkapitalzugang**

Aufgrund der im Vergleich zur PV höheren Investitionssummen und Leistungsgrößen von Windenergieprojekten ist für kleinere Marktteilnehmer der Zugang zu Fremdkapitalmitteln zur Projektrealisation essentiell. Diese Zugangsmöglichkeit ändert sich aber mit der Umstellung des Förderregimes von Festvergütungen (mit Marktprämienmodell) auf Ausschreibungen essentiell. Da der Fremdkapitalgeber bei den hier betrachteten kleineren Marktakteuren weder auf größeres Einkommen oder Vermögen der Gesellschaft(er) oder auf Besicherungsmöglichkeiten zurückgreifen kann, wird die Entscheidung der Kreditvergabe auf Basis des erwarteten Zahlungsstroms des Windenergieprojekts vorgenommen (Degenhart & Nestle, 2014). Dieser Zahlungsstrom ist aber aufgrund des benannten Zuschlagsrisikos für kleinere Marktakteure vergleichsweise unsicher. Den Möglichkeiten der Fremdkapitalaufnahme werden damit Grenzen gesetzt. In (Degenhart & Nestle, 2014) heißt es: „Generell zeigen aber auch die Interviews mit den Banken, dass die Finanzierung derartiger Projekte unter den Bedingungen eines Ausschreibungssystems kaum noch attraktiv ist.“

Die Verfügbarkeit von Kapital ist aber bereits in der Planungsphase, bspw. für die Anfertigung diverser Gutachten oder die Flächensicherung, erforderlich.

Darüber hinaus werden in der Literatur weitere Risiken für kleinere Akteure angeführt, die sich aus spezifischen Ausgestaltungen des Ausschreibungsverfahrens ergeben können, siehe bspw. (Degenhart & Nestle, 2014). Auf die Anführung dieser ferner genannten Risiken wird an dieser Stelle verzichtet, da durch den hier getroffenen Ausgestaltungsvorschlag (siehe TEIL I) diese Risiken minimiert oder ausgeräumt werden konnten. Ob große Akteure nun prinzipielle Kostenvorteile und damit höhere Erfolgsaussichten im Rahmen einer Ausschreibung besitzen, wird in der Literatur kontrovers diskutiert. Stärkere Verhandlungspositionen gegenüber Zulieferern und Dienstleistern besitzen große Akteure, ebenso wie günstigere Fremdkapitalkonditionen. Dem gegenüber sind die Renditeerwartungen kleinerer Marktakteure tendenziell geringer im Vergleich zu größeren Akteuren. Ob die Vorteile des einen die geringeren Anforderungen des anderen vollständig aufwiegen, soll hier nicht abschließend beurteilt werden.

Gegen einen Ausschluss dieser kleineren Akteure vom Windenergiemarkt sprechen darüber hinaus weitere Gründe, die nachstehend aufgeführt sind:

- **Erhöhung der Marktliquidität und Wettbewerbsintensität**

Indem diese kleineren Akteure weiterhin die Möglichkeit haben, gesicherte Förderzuschläge zu erhalten und weiter Windenergieprojekte zu entwickeln, tragen sie einen Teil zur Erreichung der jährlichen Ausbauziele bei. Dies erhöht die Marktliquidität und damit die Wettbewerbsintensität der über das Ausschreibungsverfahren adressierten Projekte, indem sich die ausgeschriebene Menge um die Leistung der Projekte der kleineren Akteure reduziert.

Vor dem Hintergrund eines bis 2023 kontinuierlich zunehmenden Ausbaurückbaus für Windenergie an Land (siehe Abbildung 1) sind die Beiträge der kleineren Marktakteure essentiell für die Erreichung der Mengenziele. Ein vorzeitiges Ausscheiden dieser Akteure vom Windenergiemarkt stellt die notwendige Marktliquidität gerade für die post 2020er Jahre mit erwarteten Zubauumengen größer 5.000 MW je Jahr grundsätzlich in Frage.

- **Verringerung der Gefahr der Oligopolbildung und Kollusion zwischen Marktteilnehmern**

Die Erhöhung der Marktliquidität reduziert die Möglichkeiten für strategisches Bieten größerer Unternehmen, die insbesondere bei geringer Marktliquidität, wie bspw. einem Unterschreiten der Gebotsmenge gegenüber der ausgeschriebenen Leistung, resultieren kann. Die Möglichkeiten für Preisabsprachen (Kollusion) oder sonstiges strategisches Verhalten können durch die Erhöhung der Wettbewerbsintensität um Zuschlagserteilung reduziert werden.

- **Ausstattung mit geringen Risikoprämien erhöht Kosteneffizienz**

Aufgrund des garantierten Förderzuschlags für Projekte kleinerer Marktakteure, reduzieren sich umgekehrt die Risikoprämien für diese Teilnehmer, was eine höhere Kosteneffizienz in der Förderung dieser Akteure bedeutet. Risikoprämien bzw. Risikoaufschläge führen zu höheren Finanzierungskosten oder höheren Forderungen auf die Eigenkapitalrendite, die sich wiederum erhöhend auf die notwendigen Vergütungssätze auswirken. Indem dieses Risiko gemildert wird, senken sich gleichfalls die erforderlichen Höhen der Vergütungssätze. Eine gesonderte Behandlung führt daher nicht zu einer signifikanten Steigerung der Förderbeiträge.

- **Förderung der Akzeptanz und der Wertschöpfung durch die Energiewende „vor Ort“**

Die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende ist eine gesamtdeutsche Aufgabe. Zunehmend stößt aber der Ausbau von EE bzw. der hierfür erforderlichen Infrastruktur auf große Vorbehalte bis Ablehnung in der Bevölkerung. Die zunehmende Bildung von Bürgerinitiativen ist ein Indikator hierfür.

Die Möglichkeiten der Mitbestimmung an der Projektplanung (bspw. bzgl. Anlagenzahl, Nabenhöhe und Aufstellungsort) sind dabei vielfach nur begrenzt gegeben. Diese Mitsprache- bzw. Mitbestimmungsmöglichkeiten bereits in frühen Planungsphasen von Projekten zu ermöglichen, sind aber ein besonderes Charakteristikum für die hier abzugrenzenden kleineren Marktakteure. Hierdurch kann die direkte Mitwirkung der Bürger an der Energiewende durch eigene Beiträge ermöglicht werden, die gleichzeitig die Akzeptanz für die Energiewende fördern. Zugleich eröffnet sich für Bürger die Möglichkeit, auch von den Vorteilen der Energiewende bspw. durch eine (finanzielle) Beteiligung oder einer regionalen Eigenversorgung zu profitieren.

Ein weiterer Vorzug ist die Stärkung der lokalen Wertschöpfung durch die Errichtung von Windenergieanlagen in Regionen, die alternativ bei Verdrängung der kleineren Akteure nicht zwangsläufig für die Windenergienutzung ausgewählt worden wären.

Weitere Überlegungen, die eine Abgrenzung und gesonderte Behandlung kleinerer Akteure rechtfertigen, werden in Kapitel 6 zum Auktionsdesign getroffen. Vorgestellt wird hierin ein

Vorschlag, wie eine solche gesonderte Behandlung für kleinere Akteure ausgestaltet sein kann.

7.3 Energiewirtschaftliche Einordnung der De-Minimis-Regelung der EU

Die Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 der Europäischen Kommission sehen die Möglichkeit von Ausnahmeregelungen für die Förderung (u.a.) von Windenergieanlagen vor, „(...) für die als Grenzwert eine installierte Stromerzeugungskapazität von 6 MW oder 6 Erzeugungseinheiten gilt (...)“. Würde man von diesem oberen Grenzwert der De-Minimis-Regelung von 6 Anlagen je Windpark⁶⁶ Gebrauch machen, zeigt sich, dass in Bezug auf den Bestand an Windparks, 53% der installierten Leistung (oder 58% der Anzahl an Windenergieparks) unter diese Größenkategorie fällt, wie Abbildung 31 veranschaulicht.

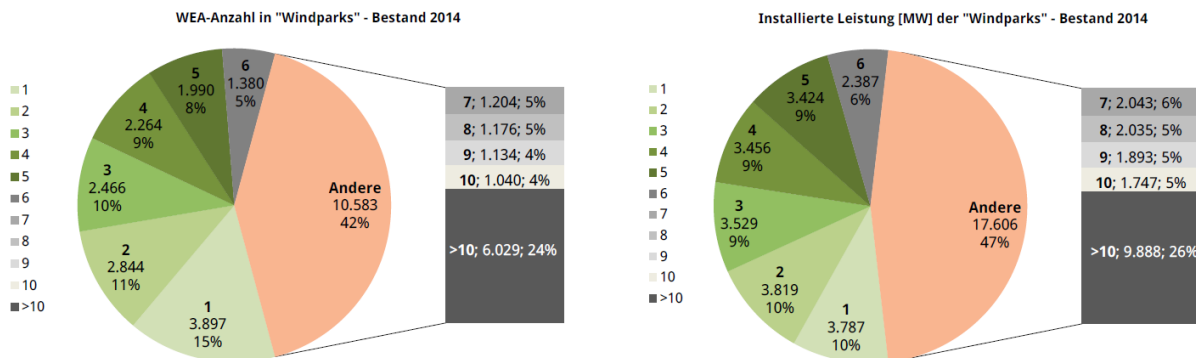


Abbildung 31 Anlagenzahl und installierte Leistung je Windpark – Bestand 2014 (IE Leipzig, 2015)

Würde man also eine solche De-Minimis-(Ober-)Grenze als Grundlage der Abgrenzung zur Ausschreibungspflicht heranziehen, würde die Marktliquidität und damit das Segment, das überhaupt dann über das Ausschreibungsverfahren adressiert würde, vergleichsweise klein ausfallen. Zudem bildet eine solche Grenze ein hohes „Missbrauchspotential“, das sich darin äußern könnte, dass Windparks so klein dimensioniert würden, dass sie trotz größerer Flächen- und Anlagenpotentiale gerade noch unterhalb einer so definierten De-Minimis-Regelung liegen würden. Dieses strategische Agieren würde in Folge die Marktliquidität bzw. die Residualmenge, die über ein Ausschreibungsverfahren angesprochen würde, zusätzlich reduzieren und die Frage nach der grundsätzlichen Sinnhaftigkeit des Ausschreibungsverfahrens stellen.

Aufgrund wachsender Nabenhöhen und Rotordurchmesser von Windenergieanlagen und damit wachsenden Abständen der Windenergieanlagen untereinander bei weiterhin begrenzter Potentialflächen für einen einzelnen Windpark, ist auch zukünftig kaum von einer signifikanten Änderung der Anlagenzahl und kumulierten Leistung je Windpark gegenüber den Bestandsdaten aus Abbildung 31 auszugehen.⁶⁷

⁶⁶ Und einer Leistung von bis zu 36 MW, siehe Ausführungen in Kapitel 7.4.3.

⁶⁷ Siehe auch Ausführungen in BMWi (Hrsg.), 2015.

7.4 Ableitung rechtssicherer Kriterien zur Definition und Abgrenzung

Die Ableitung rechtssicherer Kriterien zur Erhaltung der Akteurspluralität ist in *drei Schritten* zu vollziehen. *Erstens* gilt es zu klären, ob und inwieweit die Zielsetzung als solche dem geltenden Regelungsrahmen auf nationaler und europäischer Ebene entspricht. Hieran anknüpfend wird *zweitens* nach Möglichkeiten einer rechtlichen Rezeption der in Kapitel 7.1 skizzierten Kategorien potentiell schutzwürdiger Akteure gefragt. Schließlich ist *drittens* zu diskutieren, ob und inwieweit für die unterschiedlichen Akteurskategorien Sonderregeln außerhalb bzw. innerhalb des Ausschreibungsverfahrens geschaffen werden können.

7.4.1 Verankerung des Ziels der Akteurspluralität im geltenden Regelungsrahmen

Was zunächst die Verankerung des Ziels der Akteurspluralität im *geltenden Regelungsrahmen* angeht, so ist zwischen den Vorgaben des nationalen Rechts und des EU-Rechts zu unterscheiden. Auf *nationaler Ebene* bestimmt § 2 Abs. 5 S. 3 EEG, dass im Rahmen der Umstellung auf Ausschreibungen „*die Akteursvielfalt bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erhalten bleiben [soll]*“. Ungeklärt ist indes, was genau „Akteursvielfalt“ meint. Weiterführend erscheint insoweit die Begründung der Bundesregierung zum Gesetzentwurf. Dort heißt es explizit, dass „z.B. die Belange von Energiegenossenschaften oder Bürgerprojekten angemessen im weiteren Verfahren berücksichtigt werden“.⁶⁸ Dem EEG-Gesetzgeber kam es mithin weniger auf die *Akteursvielfalt*, als vielmehr auf die Erhaltung eines gewissen Spektrums unterschiedlicher Akteure an.⁶⁹ Ungeachtet dessen bleibt zu betonen, dass die „Soll-Aussage“ in § 2 Abs. 5 S. 3 EEG nur limitierte Steuerungskraft hat. Insbesondere kann hieraus keine Selbstbindung des Gesetzgebers mit Blick auf das EEG 3.0 abgeleitet werden.⁷⁰ Auch unter dem Gesichtspunkt des Vertrauensschutzes ergeben sich, schon mangels hinreichender Konkretheit der Bestimmung, keine Bindungswirkungen.

Fragt man nach *unionsrechtlichen Vorgaben* zur Akteursvielfalt als solcher, fällt der Blick auf die Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien der EU-Kommission vom 28. Juni 2014.⁷¹ Diese beinhalten eine antizipierte, abstrakt-generelle Ausfüllung des in Art. 107 Abs. 3 lit. c AEUV eingeräumten Ermessens für die Erteilung beihilferechtlicher Ausnahmegenehmigungen. Prima facie könnten sich aus der dortigen Definition des Ausschreibungsverfahrens Grenzen für die Erhaltung der Akteursvielfalt ergeben. Die „Ausschreibung“ wird als diskriminierungsfreies Bieterverfahren qualifiziert, „das die Beteiligung einer ausreichend großen Zahl von Unternehmen gewährleistet (...)“.⁷² Versteht man den Rekurs auf die „ausreichend große Zahl“ als Gewährleistung einer „Akteursvielfalt“, könnte sich ein Spannungsverhältnis zu § 2 Abs. 5 S. 3 EEG ergeben. Zu beachten ist indes zum einen, dass sich „Akteursvielfalt“ und „Akteursvielfalt“ nicht ausschließen.⁷³ Zum anderen sprechen die Leitlinien nur von einer

⁶⁸ BT-Drs. 18/1304, S. 110; aus der nur beispielhaften Erwähnung von Bürgerprojekten folgt im Übrigen zugleich, dass Bürgerenergie und Akteursvielfalt nicht gleichzusetzen sind.

⁶⁹ Ebenso *Kahl/Kahles/Müller*, Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht, Nr. 9 (2014), S. 3 f.

⁷⁰ *Salje*, EEG-Kommentar, 7. Aufl. 2015, § 2 Rn. 3: „selbstreferentiell“.

⁷¹ Vgl. bereits den Nachweis in Fn. 38.

⁷² Leitlinien (Fn. 38), Rn. 19 (43).

⁷³ In diese Richtung auch *Mohr*, EnWZ 2015, 99 (100).

„ausreichend großen Zahl“. Diese könnte durch die Erhaltung der Akteursvielfalt gerade mit verwirklicht werden.

7.4.2 Rezeption der Akteurskategorien in den Rechtswissenschaften

Stellt die Akteursvielfalt damit eine im Grundsatz legitime Zielsetzung dar, ist zu klären, für welche Akteure Sonderregeln geschaffen werden könnten. Hier fragt sich zunächst ob die in Kapitel 7.1 angesprochenen Kategorien der *Betreiber kleinerer Anlagen*, der *Bürgerenergie-Akteure* und der *kleineren Akteure* rechtssicher definiert und abgegrenzt werden können.

Hinsichtlich der „kleineren Anlagen (oder Projekte)“ kommt eine direkte Rezeption der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien der EU-Kommission in Betracht. Dort finden sich in den Rn. 125 und 127 gleich zwei *De-Minimis*-Regelungen, die an die Anlagengröße anknüpfen. Vorliegend ist Rn. 127 einschlägig, wonach Beihilfen für Windkraftanlagen mit einer installierten Stromerzeugungskapazität von „6 MW oder 6 Erzeugungseinheiten“ ohne Ausschreibung gewährt werden können. Innerhalb dieses auslegungsbedürftigen (s.u.) Bagatellvorbehalts ist der nationale Gesetzgeber frei darin, die Kategorie der „kleineren Anlagen“ zu definieren. Der Terminus der „kleineren“ Anlage bietet sich dabei insoweit an, als die Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung Nr. 651/2014 (AGVO) den Begriff der „kleinen“ Anlage bereits „besetzt“.⁷⁴

Als komplexer erweist sich dagegen die Erfassung der „Bürgerenergie-Akteure“. Im begrenzten rechtswissenschaftlichen Schrifttum hierzu wird auf eine energiewirtschaftliche Studie von *trend:research* und der *Leuphana Universität Lüneburg* aus dem Jahr 2013⁷⁵ Bezug genommen. Daran anknüpfend erfolgt eine Differenzierung zwischen Bürgerenergie im engeren und im weiteren Sinne. Unter dem *engeren Begriff* werden (Erneuerbare-) Energieprojekte verstanden, in denen „Privatpersonen, landwirtschaftliche Einzelunternehmer oder juristische Personen Eigenkapital investieren und mindestens 50% der Stimmrechte halten“.⁷⁶ Die Investoren müssen zudem „in der Region ansässig sein, in der die jeweiligen EE-Anlagen errichtet werden oder errichtet worden sind“. Von *Bürgerenergie im weiteren Sinne* ist die Rede, „wenn nur geringere Anforderungen an [die] Beteiligungsquote erfüllt werden und die Investoren auch aus anderen Regionen stammen.“ Wenngleich jeweils hinzugefügt wird, dass Großkonzerne ausgenommen sind, weisen diese Bürgerenergie-Begriffe nur eine geringe Trennschärfe auf und bedürften – zur Vermeidung von Rechtsstreitigkeiten – substantieller Konkretisierung, insbesondere im Hinblick auf den erfassten Personenkreis bzw. den örtlichen Radius^{77 78}.

⁷⁴ Art. 43 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 651/2014 der Kommission v. 17.6.2014, ABl.EU 2014, L 187/1; zum begrenzten Anwendungsbereich der AGVO – die es den Mitgliedstaaten erlaubt, Beihilfen ohne vorherige Notifizierung zu gewähren – im vorliegenden Kontext *Münchmeyer/Kahl, Würzburger Berichte zum Umweltenergie-recht, Nr. 10 (2014)*, S. 6 f., mit Verweis auf die Schwellenwerte in Art. 4 Nr. 1 v).

⁷⁵ *trend:research GmbH/Leuphana Universität Lüneburg*, Definition und Marktanalyse von Bürgerenergie in Deutschland, 2013, S. 28; s. auch *Degenhart/Nestle*, Marktrealität von Bürgerenergie und mögliche Auswirkungen von regulatorischen Eingriffen, 2014, S. 3.

⁷⁶ *Maly/Meister/Schomerus*, ER 2014, 147 (149), dort auch die Zitate in den beiden nachfolgenden Sätzen; s. ferner *Grashof*, ER Sonderheft 1/14, 28 (32).

⁷⁷ Vgl. etwa § 5 Abs. 1 des Entwurfs für ein Bürger- und Gemeindebeteiligungsgesetz M-V, bzgl. der „Kaufberechtigten“ für Anteile an einer Projektgesellschaft für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen.

⁷⁸ Kritisch auch *ZSW/Takon/BBG und Partner/Ecofy*, Ausgestaltung des Pilotausschreibungssystems für Photovoltaik-Freiflächenanlagen, Wissenschaftliche Empfehlung v. 10.7.2014, S. 59.

Auf einem stabileren Fundament steht wiederum die Kategorie der „kleineren Akteure“. Insofern ist ein Rekurs auf die KMU-Empfehlung 2003/361/EG der Kommission möglich.⁷⁹ Dort wird zwischen den drei Größenklassen der mittleren, kleinen und Kleinstunternehmen differenziert. Für die Zuordnung gelten Schwellenwerte bzgl. Mitarbeiterzahl (< 250/50/10), Jahresumsatz (\leq 50/10/2 Mio. EUR) und Jahresbilanzsumme (\leq 43/10/2 Mio. EUR). Während die Schwellenwerte für die Mitarbeiterzahl strikt zu beachten sind, steht es den KMU im Übrigen frei, entweder den Schwellenwert für den Jahresumsatz oder den für die Bilanzsumme einzuhalten. Zentral für die Berechnung ist die Frage, welchem *Unternehmenstyp* der betrachtete Wirtschaftsteilnehmer zuzuordnen ist. Im Fokus stehen hier die Beziehungen zu anderen Unternehmen und daraus resultierende Anrechnungspflichten. Relevant könnte dies insbesondere für *Projektgesellschaften* werden, die größeren Firmen gehören. Im Einzelnen differenziert die KMU-Empfehlung (im Anhang) zwischen eigenständigen Unternehmen (Art. 3 Abs. 1), Partnerunternehmen (Art. 3 Abs. 2) und verbundenen Unternehmen (Art. 3 Abs. 3). Während für Partnerunternehmen eine anteilige Berücksichtigung im Rahmen der Schwellenwerte erfolgt, findet bei verbundenen Unternehmen eine volle Anrechnung von Mitarbeiterzahl, Jahresumsatz und Jahresbilanzsumme statt.⁸⁰ Zwar entfaltet die KMU-Empfehlung als solche keine strikte Rechtsverbindlichkeit. Sowohl die Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien (Rn. 19/17) als auch die AGVO (Art. 2 Nr. 2 i.V.m. Anhang I) nehmen hierauf aber explizit Bezug. Eine abweichende Definition der „kleineren Akteure“ erscheint daher schwierig. Denkbar wäre es freilich, nur auf einzelne Bausteine der Empfehlung zurückzugreifen und z.B. allein Klein- und Kleinstunternehmen als „kleinere Akteure“ zu qualifizieren.

7.4.3 Unionsrechtskonformität von Sonderregeln zum Erhalt der Akteurspluralität

Zentraler Prüfungsmaßstab für die auf *dritter Stufe* zu erörternde Frage, ob und inwieweit zugunsten der skizzierten Akteurskategorien Sonderregeln geschaffen werden könnten, sind neben den *Grundfreiheiten* vor allem die *Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien* der Kommission.⁸¹ Die Leitlinien finden indes nur dann Anwendung, wenn der EE-Fördermechanismus überhaupt als Beihilfe im Sinne des Art. 107 Abs. 1 AEUV zu qualifizieren ist. Gerade dies wird von der Bundesregierung für das aktuelle System bestritten. Den jüngsten Höhepunkt der Auseinandersetzung bildet eine am 2. Februar 2015 beim EuG erhobene Nichtigkeitsklage gegen die verfahrensabschließende Entscheidung der Kommission zum EEG 2012.⁸² Selbst wenn das Vorliegen einer Beihilfe aber zu bejahen wäre, müssten auch die Leitlinien

⁷⁹ Empfehlung 2003/361/EG der Kommission v. 6.5.2003, ABl.EU 2003, Nr. L 124/36; vgl. hierzu die Neufassung des „User guide to the SME-definition“ der Kommission aus dem Jahr 2015 (abrufbar unter: <http://ec.europa.eu>); für einen Rekurs auf die KMU-Definition *Kahl/Kahles/Müller* (Fn. 69), S. 11 f.; s. aber auch *ZSW/Takon/BBG und Partner/Ecofy* (Fn. 78), S. 61, mit Hinweis auf sich im Projektentwicklungsprozess ändernde Besitzstrukturen.

⁸⁰ Für konkrete Beispiele: *Europäische Kommission*, User guide to the SME definition, 2015, S. 25 ff. Beachte noch Art. 3 Abs. 4 des Anhangs der KMU-Empfehlung, wonach ein Unternehmen – vorbehaltlich der in Art. 3 Abs. 2 UAbs. 2 aufgeführten Fälle – von vornherein *nicht* als KMU einzuordnen ist, wenn 25 % oder mehr seines Kapitals oder seiner Stimmrechte direkt oder indirekt von einer oder mehreren öffentlichen Stellen oder Körperschaften des öffentlichen Rechts einzeln oder gemeinsam kontrolliert werden.

⁸¹ Zum Spezialfall des Aufwendungsersatzes für nicht bezuschlagte Gebote: *Kahl/Kahles/Müller* (Fn. 69), S. 14 ff.

⁸² Rs. T-47/15, ABl.EU 2015, Nr. C 127/31.

als solche rechtmäßig sein. Dies wird z.T. bezweifelt⁸³ und beschäftigt aktuell ebenfalls das EuG.⁸⁴

7.4.3.1 Betreiber kleinerer Anlagen

Wendet man sich nachfolgend zunächst der Zulässigkeit von Sonderregeln zugunsten der *Betreiber kleinerer Anlagen* zu, so bedarf der Klärung, wie die explizite *De-Minimis*-Regelung in Rn. 127 der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien zu interpretieren ist. Die auch im EU-Recht anwendbaren klassischen Auslegungsmethoden führen hier zu dem Befund, dass eine „Windkraftanlage“ (= Windpark) nicht mehr als 6 „Erzeugungseinheiten“ (= Windenergieanlagen)⁸⁵ umfassen und die einzelne Einheit eine Kapazität von 6 MW nicht überschreiten darf. Die maximale Stromerzeugungskapazität eines „*De-Minimis*-Windparks“ liegt mithin bei 36 MW („6 mal 6-Grenze“).⁸⁶ Gestützt wird diese Interpretation vor allem durch ein *systematisch-teleologisches Argument*. Es basiert auf dem Auslegungsgrundsatz, wonach unterschiedliche Tatbestandsmerkmale einer Norm⁸⁷ so zu interpretieren sind, dass ihnen eine eigenständige Bedeutung zukommt.⁸⁸ Mit Blick auf die *De-Minimis*-Regelung in Rn. 127 folgt hieraus ein *Zweifaches*: Zum einen käme auch bei Betrachtung der Marktanalyse (siehe Abbildung 31) dem *6 MW-Kriterium* keinerlei (beschränkende) Wirkung mehr zu, wenn die 6 Erzeugungseinheiten je für sich eine Kapazität von mehr als 6 MW haben dürften. Zum anderen wäre umgekehrt das Kriterium der *6 Erzeugungseinheiten* bedeutungslos, wenn der gesamte Windpark eine Kapazität von 6 MW nicht übersteigen dürfte. Denn neue Windenergieanlagen haben typischerweise eine Kapazität von deutlich mehr als 1 MW, so dass 6 Erzeugungseinheiten in einem 6 MW-Windpark in der Realität kaum vorkommen dürften.

Die vorstehende Auslegung korrespondiert zudem mit dem *Wortlaut* der Leitlinien. Dort ist explizit von „6 MW oder 6 Erzeugungseinheiten“ die Rede ist. Die Konjunktion „oder“ findet sich in den anderen Sprachfassungen gleichermaßen (engl.: „or“; frz.: „ou“; es: „o“; it.: „o“; pl: „lub“) und spricht für ein *Alternativitätsverhältnis*. Beleg hierfür liefert auch die *Entstehungsgeschichte* der Leitlinien.⁸⁹ So verwendeten noch die deutsche und die französische Entwurfsfassung die Präposition „für“ (statt „oder“) und begrenzten die Ausnahmen vom Ausschreibungsverfahren auf Anlagen mit maximal „5 MW für 3 Erzeugungseinheiten“.

Die hier vorgenommene Interpretation des *De-Minimis*-Vorbehalts wird auch nicht durch den Genehmigungsbeschluss der Kommission zum EEG 2014 in Frage gestellt. Zwar findet sich dort die missverständliche Formulierung wonach „[t]he requirement to conduct a competitive

⁸³ *Ekardt*, ZNER 2014, S. 317 (321); *Kahles/Merkel/Pause*, ER Sonderheft 1/14, 21 (21 f.).

⁸⁴ Vgl. die unter der Rs. T-694/14 anhängige Nichtigkeitsklage der European Renewable Energies Foundation (EREF), ABl.EU 2014, Nr. C 409/56.

⁸⁵ Das Nebeneinander von „Windkraftanlagen“ und „Erzeugungseinheiten“ in Rn. 127 der Leitlinien (Fn. 38) spricht dafür, unter Ersteren „Windparks“ und unter Letzteren die einzelne „Windenergieanlage“ zu verstehen; ebenso *Münchmeyer/Kahl* (Fn. 74), S. 7, unter vergleichender Analyse von Art. 42 Abs. 8 und 10 AGVO.

⁸⁶ Siehe auch *Münchmeyer/Kahl* (Fn. 74), S. 9, die dieses Ergebnis freilich „keineswegs [für] zwingend“ halten; zweifelnd *Bundesregierung*, Antwort auf eine kleine Anfrage v. 3.7.2014, BT-Drs. 18/2199, S. 4 f. (Frage 9), wo freilich eine Überschreitung der 36 (= 6 mal 6) MW-Grenze für „wenig plausibel“ erachtet wird.

⁸⁷ Zur Übertragung der überkommenen Methoden auf die Auslegung von *Soft Law* in Form von Leitlinien, Mitteilungen etc.: *Knauff*, Der Regelungsverbund: Recht und Soft Law im Mehrebenensystem, 2010, S. 496 f. m.w.N.

⁸⁸ Vgl. *Felder*, Juristische Textarbeit im Spiegel der Öffentlichkeit, 2003, S. 174; *Schroth*, in: Kaufmann/Hassemer/Neumann (Hrsg.), Einführung in die Rechtsphilosophie und Rechtstheorie der Gegenwart, 2011, S. 270 (284).

⁸⁹ Ähnlich *Münchmeyer/Kahl* (Fn. 74), S. 4 ff.

bidding process is not mandatory for installations (...) of *not more than 6 MW of 6 generation units* for wind energy (...).⁹⁰ Im Dunkeln bleibt aber, was die Verwendung der mehrdeutigen Präposition „of“ im vorliegenden Kontext bedeuten soll.⁹¹ Zum Teil wird sogar ein bloßer Tippfehler der Kommission vermutet.⁹² In jedem Fall ist zu betonen, dass es maßgeblich auf die Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien selbst ankommt. Diese haben den Charakter von ermessenslenkenden Verwaltungsvorschriften ohne strikte Rechtsverbindlichkeit, aber mit *Selbstbindungswirkung*.⁹³ Wie gezeigt, führt die Auslegung des *De-Minimis*-Vorbehalts in Rn. 127 anhand der klassischen Methoden auch zu einem klaren Befund. Hätte die Kommission hiervon in ihrer Entscheidung zum EEG 2014 im Sinne eines wenig sinnhaften Verständnisses „6 MW für 6 Anlagen“ abweichen wollen, wäre zu erwarten gewesen, dass dies deutlich gemacht und begründet wird. Vor diesem Hintergrund bleibt es bei der allein tragfähigen Interpretation, wonach ein „*De-Minimis*-Windpark“ nicht mehr als 6 Windenergieanlagen umfassen und die einzelne Anlage eine Kapazität von 6 MW nicht überschreiten darf.

Zu betonen ist schließlich, dass die *De-Minimis*-Regelung den Mitgliedstaaten einen *Gestaltungsspielraum* einräumt, den diese nutzen können, aber nicht müssen. So besteht z.B. die Option, eine enger begrenzte Ausnahme von der Ausschreibung zu etablieren. Darüber hinaus erlaubt es der *De-Minimis*-Vorbehalt auch, statt der vollständigen Ausnahme von der Ausschreibung Sonderregeln für kleinere Anlagen im Ausschreibungsverfahren vorzusehen. Konkret ist neben einer separaten Ausschreibung insbesondere daran zu denken – entsprechend dem Vorschlag in Kapitel 6.3.6 – eine andere Preisregel für die Betreiber kleinerer Anlagen (*market clearing price* statt *pay as bid*) festzulegen. Zugunsten eines derartigen Gestaltungsspielraums spricht ein *argumentum a maiore ad minus*: Wenn „*De-Minimis*-Windparks“ sogar vollständig von der Ausschreibung ausgenommen werden können, dann muss es erst recht möglich sein, sie unter Gewährung von Sonderregeln in die Ausschreibung einzubeziehen.⁹⁴ Dies gilt umso mehr, als hierdurch eine höhere Liquidität des Marktes realisiert werden könnte. Solange entsprechende Sonderregeln für kleinere Anlagen keinen diskriminierenden oder Marktzugang hemmenden Charakter gegenüber Investoren aus anderen EU-Mitgliedstaaten haben, sind diese im Übrigen auch mit den europäischen Grundfreiheiten vereinbar.⁹⁵

Zusammenfassend ergibt sich für das Ausschreibungsdesign, dass im Rahmen des Windparks mit bis zu 36 MW erfassenden, *De-Minimis*-Vorbehalts der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien Sonderregeln für die *Betreiber kleinerer Anlagen* grundsätzlich möglich sind. Hier von umfasst ist nicht nur die vollständige Ausnahme vom Ausschreibungsverfahren, sondern gleichsam „erst recht“ die Schaffung von Sonderregeln (wie die Implementierung einer spezifischen Preisregel) im Ausschreibungsverfahren. In einem nächsten Schritt fragt sich dann,

⁹⁰ SA.38632 – C (2014) 5081 final, Rn. 241 (Hervorhebungen v. Verf.).

⁹¹ Vgl. auch das unter <http://www.hans-josef-fell.de> abrufbare Schreiben der Kommissarin M. Vestager v. 12.2.2015, ARES(2015)543710, in dem es undeutlich heißt, dass „die Schwelle bei 6 MW bzw. 6 Erzeugungseinheiten [liegt]“ (Unterstreichung v. Verf.).

⁹² Münchmeyer/Kahl, (Fn.74), S. 7 f.

⁹³ Ludwigs, in: Gundel/Lange (Hrsg.), Neuausrichtung der deutschen Energieversorgung – Zwischenbilanz der Energiewende, 2015, S. 37 (39); Macht/Nebel, NVwZ 2014, 765 (767 f.); Wustlich, NVwZ 2014, 1113 (1114).

⁹⁴ Etwas anderes würde dann gelten, wenn die Einbeziehung in das Ausschreibungsverfahren missbräuchlich erfolgt, um die außerhalb der Ausschreibung geltenden Vorgaben nach Rn. 128 der Leitlinien (Fn. 38) zu umgehen.

⁹⁵ Zum zentralen Marktzugangskriterium vgl. Ehlers, in: ders. (Hrsg.), Europäische Grundrechte und Grundfreiheiten, 4. Aufl. 2014, § 7 Rn. 104 m.w.N. aus der EuGH-Judikatur; s. auch Dietz/T. Streinz, EuR 2015, 50 ff.

inwieweit es weitergehend möglich bzw. gegebenenfalls sogar rechtlich geboten wäre, den Kreis der „Nutznießer“ von Sonderregeln noch weiter zu verengen. Diskussionswürdig ist insoweit eine Begrenzung auf Bürgerenergie-Akteure bzw. auf kleinere Akteure.

7.4.3.2 Bürgerenergie-Akteure

Mit Blick auf die Zulässigkeit von Sonderregeln für *Bürgerenergie-Akteure* ist *prima facie* festzuhalten, dass hiergegen im Rahmen des *De-Minimis*-Vorbehalts in Rn. 127 keine *beihilferechtlichen* Bedenken bestehen. Etwas anderes gilt aber möglicherweise dann, wenn auch bei der Ausfüllung des Bagatellvorbehalts die Diskriminierungsfreiheit zu wahren ist.⁹⁶ Hierfür spricht etwa die Vorgabe in den allgemeinen Vereinbarkeitskriterien der Leitlinien (Rn. 99), wonach die Auswahl der Beihilfeempfänger „diskriminierungsfrei, transparent und offen getroffen werden [muss]“.

In jedem Fall ergibt sich ein Diskriminierungsverbot aus den europäischen Grundfreiheiten.⁹⁷ In Betracht kommen sowohl die Niederlassungsfreiheit (Art. 49 Abs. 1 AEUV) als auch die Kapitalverkehrsfreiheit (Art. 63 Abs. 1 AEUV). Während reine *Portfolioinvestitionen* der Kapitalverkehrsfreiheit unterfallen, wird die Zuordnung von *Direktinvestitionen* kontrovers diskutiert.⁹⁸ Im Hinblick auf die weitgehende Konvergenz beider Grundfreiheiten kommt es hierauf vorliegend aber nicht entscheidend an. Sonderregeln zugunsten von Bürgerenergie-Akteuren beinhalten im Übrigen auch eine rechtfertigungsbedürftige *versteckte Diskriminierung*, die darin wurzelt, dass in der Region ansässige Investoren regelmäßig die deutsche Staatsangehörigkeit (bzw. bei juristischen Personen: Staatszugehörigkeit) besitzen werden.⁹⁹

Entscheidend ist damit, ob die Diskriminierung gerechtfertigt werden kann. Mangels Vorliegens eines geschriebenen Rechtfertigungsgrundes aus Art. 52 Abs. 1 bzw. Art. 65 Abs. 1 AEUV kommen nur die vom EuGH entwickelten ungeschriebenen Rechtfertigungsgründe in Betracht. Diese nicht abschließend definierten „zwingenden Gründe des Allgemeinwohls“ sind nach inzwischen gefestigter Rechtsprechung auch auf Fälle versteckter Diskriminierungen anwendbar.¹⁰⁰ Als Gründe für Sonderregeln zugunsten von Bürgerenergieprojekten ist insbesondere an die *Akteursvielfalt* selbst sowie an die *lokale Akzeptanz (Partizipation)* zu denken.

Was die *Akteursvielfalt* angeht, so liegt ein Rekurs hierauf zwar aufgrund der expliziten Zielbestimmung in § 2 Abs. 5 S. 3 EEG nahe. Ein Modell, in dem die Akteursvielfalt allein durch

⁹⁶ Zur explizit geforderten Diskriminierungsfreiheit des Ausschreibungsverfahrens s. Rn. 126 der Leitlinien (Fn. 38).

⁹⁷ Eine parallele Prüfung von Beihilferecht und Grundfreiheiten ist schon im Hinblick darauf angezeigt, dass die tatbestandliche Einordnung des EE-Fördermechanismus als Beihilfe umstritten und nicht zweifelsfrei ist. Weitergehend für eine Übertragbarkeit des vom EuGH entwickelten *primärrechtlichen Vergaberegimes* (mit den Grundsätzen der Gleichbehandlung und der Transparenz): *Huerkamp*, EnWZ 2015, 195 (196 f.).

⁹⁸ Vgl. jüngst EuGH, Rs. C-244/11, ECLI:EU:C:2012:694 Rn. 22 – Kommission/Griechenland, wonach für Beteiligungen, die es ermöglichen, „einen sicheren Einfluss auf die Entscheidungen einer Gesellschaft auszuüben (...)“ die Niederlassungsfreiheit einschlägig ist.

⁹⁹ In diese Richtung auch *Kahl/Kahles/Müller* (Fn. 69), S. 8 ff.; vgl. ferner *Kümper/Milstein*, ZfBR 2013, 742 (750).

¹⁰⁰ Exemplarisch: EuGH, Rs. C-388/01, ECLI:EU:C:2003:30 Rn. 21 ff. – Dogenpalast.

herkunftsbezogene Sonderregeln für Bürgerenergie-Akteure gewährleistet wird, wirft aber Zweifel an einer *kohärenten und systematischen Zielverfolgung* auf.¹⁰¹

Naheliegender ist der Rekurs auf den Gesichtspunkt der *lokalen Akzeptanz (Partizipation)*. Insoweit kann hinterfragt werden, ob die Akzeptanz als *zwingender Grund* anzuerkennen ist.¹⁰² Hierfür lässt sich immerhin ein *Dreifaches* vorbringen: *Erstens* wird in den europäischen Verträgen wiederholt die Bedeutung der *Bürgernähe* unterstrichen (vgl. Art. 1 Abs. 2 und Art. 10 Abs. 3 S. 2 EUV). *Zweitens* findet die kommunale Selbstverwaltung, als deren Ausdruck die Förderung von Bürgerenergie begriffen werden kann, eine Abstützung in Art. 4 Abs. 2 S. 1 EUV.¹⁰³ *Drittens* ist die Akzeptanz in der Bevölkerung unabdingbar für die tatsächliche Realisierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien und dient damit mittelbar dem Umweltschutz als anerkanntem Rechtfertigungsgrund. Die letztgenannte Verknüpfung wird umso deutlicher, wenn man bedenkt, dass die Beteiligung der einheimischen Bevölkerung auch als eine Art *Kompensation durch Partizipation* für die mit Windanlagen verbundenen Eingriffe in Natur und Landschaft begriffen werden kann. Ungeachtet dieser gewichtigen Argumente erscheint die Tragfähigkeit der *Akzeptanz (bzw. Partizipation)* als Rechtfertigungsgrund aber aus zwei Gründen nicht zweifelsfrei.¹⁰⁴ *Zum einen* ist auf die Missbrauchsanfälligkeit des vage gefassten und stark einzelfallbezogenen¹⁰⁵ Kriteriums hinzuweisen. Nicht auszuschließen ist etwa, dass durch Einwirkung auf die einheimische Bevölkerung gezielt Rechtfertigungsgründe für binnenmarkthemmende Regelungen geschaffen werden. *Zum anderen* zeigt die Rechtsprechung zu Einheimischenmodellen, dass der Gerichtshof Einheimischenprivilegierungen im Grundsatz kritisch gegenübersteht. So spielten Fragen der regionalen und lokalen Selbstverwaltung sowie der Akzeptanz der örtlichen Bevölkerung in der Leitentscheidung zur Grundstücks- und Immobilienpolitik der flämischen Region keine Rolle. Im Übrigen unterzog der EuGH die einschlägige Regelung mit Blick auf die verfolgte soziale Zielsetzung einer strikten Verhältnismäßigkeitsprüfung und verneinte deren Erforderlichkeit.¹⁰⁶

Mit Blick auf das Ziel der Entwicklung rechtssicherer („leitlinienfester“) Kriterien müsste also noch näher erörtert werden, ob und inwieweit ein möglichst trennscharfer und leitlinienkompatibler Bürgerenergie-Begriff entwickelt werden kann.

7.4.3.3 Kleinere Akteure (KMU)

Fragt man im Lichte des Vorstehenden nach herkunftsneutralen Sonderregeln zur Gewährleistung des legitimen Ziels der Akteursvielfalt, kommt hierfür als Anknüpfungspunkt neben der bereits erörterten Anlagengröße die Größe der handelnden Akteure in Betracht. In *beihilferechtlicher Perspektive* sind Sonderregeln zugunsten kleinerer Akteure im Rahmen der *De-*

¹⁰¹ Kritisch auch *Kahl/Kahles/Müller* (Fn. 69), S. 11, mit Verweis darauf, dass die Verbindung der Parameter „klein“ und „lokal“ nicht zwingend ist; zum Kohärenzerfordernis des EuGH: *Lippert*, EuR 2012, 90 ff. m.w.N.

¹⁰² Näher *Kahl/Kahles/Müller* (Fn. 69), S. 9 ff.; s. auch *Kahles/Merkel/Pause*, ER Sonderheft 1/14, 21 (25 f.), mit einem Seitenblick auf die Rechtslage in Dänemark.

¹⁰³ Ausführlich zur Rechtfertigung von Einheimischenprivilegierungen durch die kommunale Selbstverwaltung: *Roeßing*, Einheimischenprivilegierungen und EG-Recht, 2008, S. 392 ff.

¹⁰⁴ Vgl. im Ergebnis auch *Kahl/Kahles/Müller* (Fn. 69), S. 10 f.; *Jacobs et al.*, IASS Working Paper, 9/14, S. 11; *Kahles/Merkel/Pause*, ER Sonderheft 1/14, 21 (25 f.); a.A. *Kment*, Wirtschaftliche Teilhabe von Kommunen und Bürgern aus Mecklenburg-Vorpommern bei der Ausweisung von Flächen für die Windkraftnutzung, 2013, S. 59 f.

¹⁰⁵ Treffend hierzu *Kahl/Kahles/Müller* (Fn. 69), S. 11.

¹⁰⁶ EuGH, verb. Rs. C-197/11, C-203/11, ECLI:EU:C:2013:288 Rn. 55 – Eric Libert.

Minimis-Regelung nach Rn. 127 der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien auch zulässig. Dies gilt umso mehr, als die spezifische Förderung von KMU dem Sinn und Zweck des Bagatellvorbehalts in besonderer Weise entspricht. Hierauf deutet z.B. das die Leitlinien begleitende *Impact Assessment* der EU-Kommission hin. Dort findet sich im „Executive Summary Sheet“ die Aussage, wonach „SMEs [Small and medium-sized enterprises] will be largely unaffected as small installations are exempted“.¹⁰⁷ Dass auch große Unternehmen („Nicht-KMU“) vom Bagatellvorbehalt erfasst werden sollen, um Marktrisiken abzufedern, erscheint dagegen zumindest zweifelhaft. Zu bedenken ist insoweit, dass es sich bei der *De-Minimis*-Regelung um eine Ausnahme vom Grundprinzip der Ausschreibung handelt. Bei der gebotenen engen Auslegung spricht viel dafür, dass hiermit von vornherein nur kleinere Akteure adressiert werden. Anderenfalls bestünde auch die Gefahr, dass gezielt Geschäftsmodelle entwickelt werden, um in den Genuss etwaiger Ausnahmen oder Sonderregeln zu kommen, ohne dass die von der *De-Minimis*-Regelung vorausgesetzte Schutzbedürftigkeit der Akteure besteht.

Außerhalb der *De-Minimis*-Regelung, d.h. für größere Windparks, erscheint eine Privilegierung kleinerer Akteure (KMU) dagegen im Lichte der hier in Rn. 126 der Leitlinien explizit geforderten Diskriminierungsfreiheit des Ausschreibungsverfahrens problematisch. Dies gilt insbesondere dann, wenn man die Ratio des Bagatellvorbehalts (auch) darin sieht, die spezifischen Marktrisiken kleinerer Akteure abzufedern. Vor diesem Hintergrund liegt der Rückschluss nahe, dass im Übrigen Sonderregeln zugunsten von KMU ausscheiden müssen.

Im Rahmen der *Grundfreiheiten* ist zu betonen, dass eine versteckte Diskriminierung nach der Staatsangehörigkeit noch nicht darin gesehen werden kann, dass kleinere Akteure bei Ansässigkeit in der Nähe eines Projekts eher Angebote abgeben werden. Anderenfalls hätte ihre vorzugsweise Einbeziehung stets eine versteckte Diskriminierung zur Folge.¹⁰⁸ Bedenkt man weiter, dass Sonderregeln für KMU gerade die Wettbewerbsgleichheit gegenüber größeren Unternehmen herstellen, wird vielmehr deutlich, dass hierin grundsätzlich keine Marktzugangsbeschränkung und damit auch kein rechtfertigungsbedürftiger Eingriff in die Kapitalverkehrs-/Niederlassungsfreiheit liegt.

7.5 Vorschlag für Erhalt der Akteurspluralität im Rahmen der Ausschreibung

Zusammenfassend bleibt festzuhalten dass die Kategorien der „Betreiber kleinerer Anlagen“ und der „kleineren Akteure“ hinreichend trennscharf zu bestimmen sind. Demgegenüber verbleiben gegenüber der in der Energiewirtschaft diskutierten Definition der „Bürgerenergie-Akteure“ Zweifel hinsichtlich der Rechtssicherheit. In jedem Fall bedürfte eine solche Definition einer substantiellen Konkretisierung. Explizite Sonderregeln zugunsten von Bürgerenergie sind zudem aufgrund der hiermit verbundenen versteckten Diskriminierung europarecht-

¹⁰⁷ SWD(2014), 139, S. 7 f.; s. zudem das Arbeitsdokument *European Commission guidance for the design of renewables support schemes* v. 5.11.2013, in dem darauf hingewiesen wird, dass in manchen Fällen „auctioning ist not appropriate, such as for small scale producers or technologies not easily able to participate in spot markets or bear market risk“ (SWD(2013) 439 final, S. 7); vgl. ferner das Schreiben der Kommissarin Vestager (Fn. 91), in dem von der Berücksichtigung der besonderen Lage „kleiner Erzeuger“ die Rede ist.

¹⁰⁸ Frenz, Beihilfe- und Vergaberecht, 2007, Rn. 3005.

lich nicht unbedenklich, wenngleich sich auch gewichtige Argumente zu ihren Gunsten finden.

Grundsätzlich zulässig und unter dem Gesichtspunkt der Rechtssicherheit vorzugswürdig sind dagegen herkunftsneutrale Sonderregeln für „Betreiber kleinerer Anlagen“ bzw. „kleinere Akteure“. Eine Grenze bildet insoweit die – Windparks mit bis zu 36 MW erfassende – *De-Minimis*-Regelung der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien. Mit Blick auf die konkrete Ausgestaltung kommt im Wege eines „Erst-Recht-Schlusses“ nicht nur die vollständige Ausnahme vom Ausschreibungsverfahren, sondern auch die Etablierung von Sonderregeln im Ausschreibungsverfahren in Betracht. Zulässig ist es z.B., für die „Betreiber kleinerer Anlagen“ eine spezifische Preisregel festzuschreiben (*market clearing price* statt *pay as bid*). Weitergehend ist es möglich und bei der gebotenen restriktiven Auslegung des Bagatellvorbehalts sogar naheliegend, eine solche Sonderregel auf „kleinere Akteure“ i.S. der KMU-Empfehlung zu begrenzen und die Kriterien der „kleineren Anlagen“ und der „kleineren Akteure“ derart zu kombinieren. In diesem Rahmen erweist sich auch das in Kapitel 6.3.6 vorgeschlagene hybride „sealed-bid“-Modell als rechtlich realisierbar. Es ist mit anderen Worten möglich, für kleinere Windparks von bis zu 36 MW („6 mal 6-Grenze“), die von „kleineren Akteuren“ i.S. der KMU-Empfehlung der EU-Kommission betrieben werden, eine vom „pay-as-bid“-Format für größere Anbieter abweichende Preisregel in Form des „market clearing price“ vorzusehen. Dem hybriden Ansatz steht im Übrigen auch nicht entgegen, dass die Ausschreibung in den Leitlinien (Rn. 19/43) als Bieterverfahren definiert wird, „bei dem die Beihilfe *entweder* auf der Grundlage des ursprünglichen Angebots des Bieters *oder* eines Clearingpreises gewährt wird“. Zum einen erscheint es bei der geforderten Zugrundelegung „eindeutiger, transparenter und diskriminierungsfreier Kriterien“ (Rn. 126 der Leitlinien) keineswegs zwingend, von einem strikten Alternativitätsverhältnis beider Preisregeln auszugehen. Zum anderen ist zu bedenken, dass im hier vorgeschlagenen hybriden „sealed-bid“-Modell eine Kombination allein im Hinblick auf die Einbeziehung solcher kleinerer Bieter erfolgt, die von der Ausschreibung sogar vollständig ausgenommen werden könnten.

Inwieweit dieser Ansatz zur Erhaltung der Akteurspluralität auch in energiewirtschaftlicher Perspektive vorzugswürdig ist, bildet den Gegenstand der nachfolgenden Einordnung.

7.6 Energiewirtschaftliche Einordnung des Vorschlags

Marktakteure erhalten einen garantierten Gebotszuschlag, sofern sie sowohl das KMU-Kriterium der EU erfüllen **und** das Projekt die Größen- und Leistungsgrenzen der **De-Minimis-Regelung der europäischen Umweltbeihilfeleitlinien von „6 mal 6 MW“ Windenergieanlagen** einhalten.

Um den Kreis der geschützten Unternehmen auch auf Kosten der Marktliquidität der übrigen Auktion nicht von vornherein zu groß zu fassen, wird vorgeschlagen, innerhalb des KMU-Kriteriums eine Abstufung vorzunehmen. Diese sieht vor, dass lediglich Kleinst- und Kleinunternehmen gemäß der KMU-Definition der EU in Verbindung mit der De-Minimis-Regelung eine bevorzugte Behandlung im Rahmen des Ausschreibungsprozesses erfahren. Eigene Auswertungen für Baden-Württemberg haben zumindest angezeigt, dass der Kreis der zu schützenden Unternehmen hierdurch weiterhin adressiert wird. Mittlere Unternehmen (gemäß der KMU-Definition der EU) mit einer Mitarbeiterzahl von bis 249 Mitarbeiter und einem

Jahresumsatz kleiner gleich 50 Mio. EUR oder Jahresbilanzsumme kleiner gleich 43 Mio. EUR können nach Ansicht der Gutachter als hinreichend groß angesehen werden, das Zuschlagsrisiko tragen zu können. Zumindest Projektierungsunternehmen wird bei einer solchen Unternehmensgröße eine entsprechende Professionalität unterstellt, mit der eine reguläre Auktionsteilnahme möglich scheint.

Zusätzlich muss erfüllt sein, dass die betroffenen Akteure mit ihrer Gebotsforderung unterhalb des market clearing Preises der Auktion liegen, um einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb sicherzustellen und der „winner's curse“ Problematik¹⁰⁹ entgegenzuwirken. Bei der Abgabe eines non competitive bids ist dies in jedem Fall gegeben. Diesen Geboten wird der market clearing Preis zugesichert. Gleichzeitig bliebe eine gewisse Unsicherheit über die Höhe des sich einstellenden market clearing Preis bestehen.

Mit dieser Abgrenzung ist grundsätzlich sicherzustellen, dass ein ausreichender Wettbewerbsmarkt für die eigentliche Ausschreibung verbleibt und der Kreis der gesondert behandelten Akteure nicht zu weit gezogen würde. Marktanalysen, die auf Basis von Bestandsdaten eine Abschätzung der auf die so definierte Gruppe der kleineren Akteure entfallenden Projekte und installierten Leistungen zulassen, existieren allerdings bislang nicht. Hier ist dringend zu empfehlen, weitere Analysen folgen zu lassen, um eine fundierte Einschätzung des Marktanteils dieser kleinen Akteure treffen zu können.

Zwar wurde in (trend:research GmbH, Leuphana Universität Lüneburg, 2013) eine Abschätzung der Anteile von Bürgerenergie im engeren und weiteren Sinne an der installierten Leistung Windenergie an Land vorgenommen, siehe Abbildung 32. Diese Abgrenzung enthält allerdings noch nicht die KMU und De-Minimis Eingrenzung auf sechs Windenergieanlagen mit maximal 36 MW Leistung. Entsprechend den Auswertungen dieser Studie entfällt für den Bestand der installierten Leistung an Windenergieanlagen Ende 2012 50,4% des Anteils auf Bürgerenergie im weiteren Sinne bzw. 24,6% des Anteils an der installierten Leistung auf Bürgerenergie im engeren Sinne (für die Definition beider Gruppen siehe Kapitel 7.2).

¹⁰⁹ „Winner's curse“ oder der Fluch des Gewinners meint, dass sich erst nach Auktionsende herausstellt, dass die bezuschlagte bzw. erhaltene Vergütung nicht ausreichend ist, um einen rentablen Anlagenbetrieb sicherzustellen. Es beschreibt damit die Unsicherheit, die mit der Erlösschätzung, dem sich einstellenden market clearing Preis der Auktion ergeben.

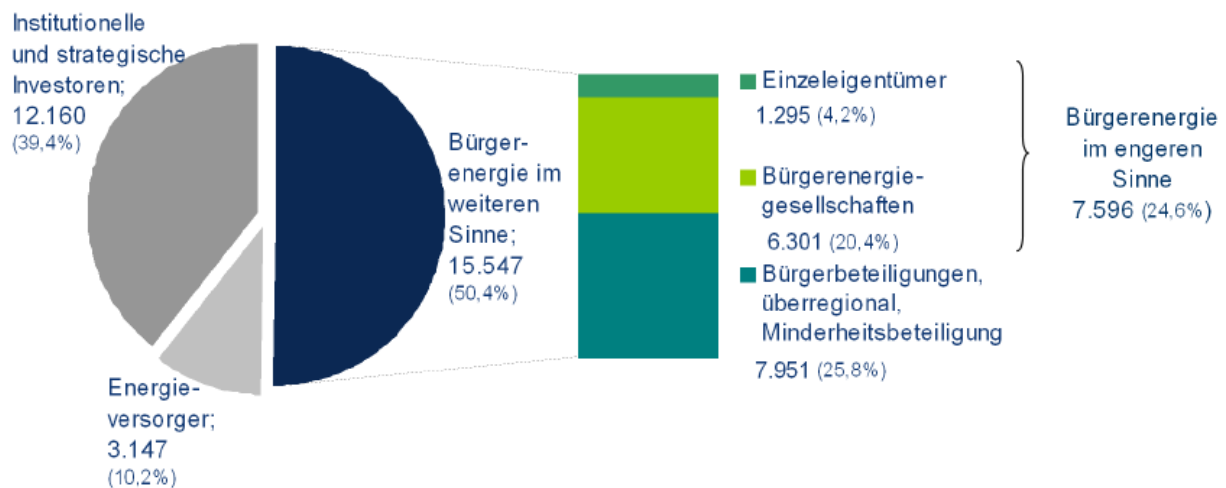


Abbildung 32 Anteile unterschiedlicher Eigentümergruppen an der installierten Leistung Windenergie an Land 2012 (trend:research GmbH, Leuphana Universität Lüneburg, 2013)

Andererseits sind in den oben angeführten Auswertungen der Eigentümergruppe der institutionellen und strategischen Investoren auch Projektierungsunternehmen zugeordnet, ohne jedoch weitere Größenangaben zu den hierunter zu subsumierenden Gesellschaften anzugeben. Eigene Abschätzungen lassen beispielweise vermuten, dass kleinere Projektentwickler an der Gesamtheit der Projektierungsunternehmen einen Anteil von 20-30% ausmachen. Inwieweit also die 50,4% als Obergrenze des Anteils kleinerer Marktakteure zu sehen ist, bleibt auch bei Berücksichtigung der wenigen öffentlich zugänglichen Marktanalysen weiterhin unklar.

Sollte sich also zeigen, dass auf Basis der hier angeführten Kriterien der Bereich der gesondert behandelten, „geschützten“ Akteure einen Anteil größer 20% am Windenergiemarkt ausmacht, sind für die Robustheit des Ausschreibungssystem weitere Eingrenzungen der Gruppe der kleineren Marktakteure zu treffen. Außer Frage steht dabei, dass eine gesonderte Behandlung aus den in Kapitel 7.2 genannten Gründen zwingend geboten scheint.

Denkbar wäre es hier z.B. sich einer weiteren Eingrenzung der Anlagenzahl und Windparkleistung innerhalb der De-Minimis-Regelung zu bedienen oder weitere Kriterien, wie etwa eine geforderte Mindestbeteiligungsquote von Bürgern am Eigenkapital der Gesellschaft zu definieren. Weiterführend könnte insoweit der Blick auf Bestrebungen einzelner Bundesländer wie Mecklenburg-Vorpommern sein, eine finanzielle Beteiligung von Kommunen und Bürgern an Windenergieprojekten an Land verpflichtend vorzusehen (Landtag Mecklenburg-Vorpommern, 2015). Die juristische Tragfähigkeit eines solchen Ansatzes ist allerdings nicht zweifelsfrei und bliebe klärungsbedürftig.

Sollte sich andererseits zeigen, dass die vorgeschlagenen Regelungen den Erhalt der Akteursvielfalt nicht sicherstellen können, müssten weitere Maßnahmen entwickelt werden.

8 Literaturverzeichnis

- Ausubel, L. (2003). Auction Theory for the New Economy. In New Economy Handbook, S. 123-161.
- Ausubel, L. (2004). An Efficient Ascending-Bid Auction for Multiple Objects. American Economic Review: Vol. 94 No. 5, S. 1452-1475.
- BET; IZES; Stiftung Umeltenergie recht. (2013). EEG 2.0: Vertriebe als Integrationsakteure für die Erneuerbaren Energien. Aachen; Saarbrücken; Würzburg.
- BMWi (Hrsg.). (2014). Erneuerbare Energien in Zahlen: Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2013. Berlin.
- BMWi (Hrsg.). (2015). Marktanalyse Windenergie an Land. Berlin.
- BMWi (Hrsg.). (2015). Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Berlin.
- BMWi (Hrsg.). (2015), Workshop Ausschreibungsmodelle für Wind an Land – Fristen, Präqualifikationen und Pönalen, Vortrag v. 13.04.2015.
- Bonn, Heitmann, M.; Reichert, N.; Voßwinkel, G.; J. S. (2014), „Brüsseler Spitzen“: Europäische Impulse für eine EEG-Reform, et, Heft 1/2, S. 42.
- Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt. (2013). Monitoringbericht 2012. Bonn.
- Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt. (2014). Monitoringbericht 2014. Bonn.
- Bundesregierung, Antwort auf eine kleine Anfrage v. 3.7.2014, BT-Drs. 18/2199.
- Capen, E., Clapp, R., & Campell, W. (1971). Competitive Bidding in High Risk Situation. Journal of Petroleum Technology, Vol. 23, S. 641-658.
- Degenhart, H., & Nestle, U. (2014). Marktrealität von Bürgerenergie und mögliche Auswirkungen von regulatorischen Eingriffen. Lüneburg; Kiel.
- Dietz, S. & Streinz, T., Das Marktzugangskriterium in der Dogmatik der Grundfreiheiten, EuR 2015, S. 50.
- Ehlers, D. (2014), Allgemeine Lehren der Grundfreiheiten (§ 7), in: ders. (Hrsg.), Europäische Grundrechte und Grundfreiheiten, 4. Aufl..
- Ekardt, F. (2014), Verfassungs- und unionsrechtliche Probleme des EEG 2014, ZNER, 317.
- Europäische Kommission (2015), User guide to the SME definition, Luxemburg.

- Europäische Kommission, Mitteilung „Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020“ v. 28.6.2014, ABl.EU 2014, C 200/1.
- Europäische Kommission, Commission Staff Working Document – Impact Assessment, Accompanying the document „Communication from the Commission Guidelines on State aid for environmental protection and energy for 2014-2020“, SWD(2014), 139.
- Europäische Kommission, Staatliche Beihilfe SA.38632 (2014/N), C(2014) 5081 final.
- Europäische Kommission, Commission Staff Working Document v. 5.11.2013 – European Commission guidance for the design of renewables support schemes, Accompanying the document „Communication from the Commission Delivering the internal market in electricity and making the most of public intervention“, SWD(2013) 439 final.
- European Communities. (2004). Energy, transport and environment indicators: Data 1991-2001. Luxemburg.
- Falkenberg, D., & Schiffler, A. (2015). Weiterentwicklung Referenzertragsmodell: Voranalysen im Rahmen wettbewerblicher Ausschreibungen. Leipzig.
- Felder, E. (2003), Juristische Textarbeit im Spiegel der Öffentlichkeit.
- Feldman, R., & Mehra, R. (1993). Auctions. IMF Staff Papers, Vol. 40, No. 3, S. 485-511.
- Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). (2015). Windenergie Report Deutschland 2014. Kassel.
- Frenz, W. (2014), Erneuerbare Energien in den neuen EU-Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien, ZNER, S. 345.
- Frenz, W. (2007), Handbuch Europarecht, Band 3: Beihilfe- und Vergaberecht, Berlin - Heidelberg - New York.
- Fuchs, M.-C.; Peters, F. (2014), Die Europäische Kommission und die Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland – eine Bewertung des EEG-Beihilfeverfahrens und der neuen Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien mit einem kritischen Blick auf die Leitlinienpolitik der Kommission, RdE, S. 409.
- Grashof, K. (2014), Ausgestaltung von Ausschreibungen auf Grundlage des EEG 2014, ER, Sonderheft 1/14, S. 28.
- Huerkamp, F. (2015), Das neue „Fördervergaberecht“ bei Freiflächenanlagen, EnWZ, 195
- Harbord, D., & Pagnozzi, M. (2004). Britain's Electricity Capacity Auctions: Lessons from Colombia and New England. The Electricity Journal, S. 54-62.
- IE Leipzig. (2014). Zwischenbericht zur Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG - Vorhaben Ite: Windenergie. Hamburg.

- Jacobs, D. et al. (2014), Ausschreibungen für Erneuerbare Energien in Deutschland – Ausgestaltungsoptionen für den Erhalt der Akteursvielfalt, IASS Working Paper, 9/14.
- Kahl, H.; Kahles, M.; Müller, T. (2014), Anforderungen an den Erhalt der Akteursvielfalt im EEG bei der Umstellung auf Ausschreibungen, Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht, Nr. 9.
- Kahl, W.; Bews J. (2015), Das Recht der Energiewende – Rechtspolitische Perspektiven für mehr Effektivität und Kohärenz, JZ, S. 232.
- Kahles, M.; Merkel, K.; Pause F. (2014), Ausschreibungen auf Grundlage des EEG 2014, ER, Sonderheft 1/14, S. 21.
- Klemperer, P. (2004). Auctions: Theory and Practice. Princeton: Princeton University Press.
- Kment, M. (2013), Wirtschaftliche Teilhabe von Kommunen und Bürgern aus Mecklenburg-Vorpommern bei der Ausweisung von Flächen für die Windkraftnutzung.
- Knauff, M. (2010), Der Regelungsverbund: Recht und Soft Law im Mehrebenensystem, Tübingen.
- Kümper, B.; Milstein, A. (2013), „Vergesellschaftung des Windes“? – Ausgewählte Rechtsfragen sog. Bürgerwindparks in kommunaler Hand –, ZfBR, S. 742.
- Landtag Mecklenburg-Vorpommern. (11. Juni 2015). Internetseite des Energieausschusses des Landtag Mecklenburg-Vorpommerns. Von <http://www.landtag-mv.de/landtag/ausschuesse/ausschuesse/energieausschuss.html> abgerufen
- Lippert, A. (2012), Das Kohärenzerfordernis des EuGH, EuR, S. 90.
- Ludwigs, M., Stand und Entwicklung der Rechtsordnung des Energiebinnenmarktes, in: Müller, Thorsten/Kahl, Hartmut (Hrsg.) Erneuerbare Energien in Europa – Rechtsentwicklungen im EU-Binnenmarkt, Baden-Baden 2015.
- Ludwigs, M., Anmerkung zu EuGH, Urteil v. 01.07.2014, Rs. C-573/12 – Ålands Vindkraft AB./Energimyndigheten, EuZW 2014, S. 627.
- Ludwigs, M., Die Energiewende und der Energiebinnenmarkt – Konvergenzen und Konfliktlinien, in: J. Gundel/K. W. Lange (Hrsg.) (2015), Neuausrichtung der deutschen Energieversorgung – Zwischenbilanz der Energiewende, S. 37.
- Lütkehus, I., Salecker, H., & Adlunger, K. (2013). Potential der Windenergie an Land: Studie zur Ermittlung des bundesweiten Flächen- und Leistungspotenzials der Windenergienutzung an Land. Dessau-Roßlau.
- Macht, F.; Nebel, J. A. (2014), Das Eigenverbrauchsprivileg des EEG 2014 im Kontext des EU-Beihilfeverfahrens und der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien 2014-2020, NVwZ, S. 765.

- Maly, C.; Meister, M.; Schomerus, T. (2014), EEG 2014: Das Ende der Bürgerenergie?, ER, S. 147
- Maurer, L., & Barosso, L. (2011). Electricity Auctions: An Overview of Efficient Practices. Washington, D.C.: The World Bank.
- Moench, C. (2014), Das EEG 2014 – Überblick und Ausblick, in: ders./M. Dannecker/M. Ruttloff (Hrsg.), Beiträge zum neuen EEG 2014, S. 9.
- Mohr, J. (2015), Ausschreibung der finanziellen Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien, EnWZ, S. 99.
- Münchmeyer, H., & Kahl, H. (2014). Der Bagatellvorbehalt bei Ausschreibungen für Windenergie in den Beihilfeleitlinien der Europäischen Kommission. Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht, Nr. 10.
- Roeßing, A. (2008), Einheimischenprivilegierungen und EG-Recht, Berlin.
- Salje, P. (2015), EEG 2014. Kommentar, 7. Aufl., Köln.
- Schroth, U., in: Kaufmann, A./Hassemer, W./Neumann, U. (Hrsg.) (2011), Einführung in die Rechtsphilosophie und Rechtstheorie der Gegenwart, 8. Aufl., Heidelberg u.a.
- Stützel, W. (1976). Wert und Preis. In Handwörterbuch der Betriebswirtschaftslehre, 4. Aufl. (S. 4404-4425). Stuttgart.
- Thaler, R. (1988). The Winner's Curse. Journal of Economic Perspectives, Vol. No. 1, S. 191, 202.
- trend:research GmbH, Leuphana Universität Lüneburg. (2013). Definition und Marktanalyse von Bürgerenergie in Deutschland. Bremen, Lüneburg.
- Übertragungsnetzbetreiber. (2014). Netzentwicklungsplan Strom 2014 - Zweiter Entwurf. Berlin.
- Übertragungsnetzbetreiber. (2014). Regionalisierungsmethodik Erneuerbare Energien für das Szenario B 2024 im Netzentwicklungsplan Strom 2014. Berlin.
- Vestager, M., Schreiben v. 12.2.2015, ARES(2015)543710; abrufbar unter <http://www.hans-josef-fell.de>.
- Wallasch, A.-K., Lüers, S., & Rehfeld, K. (2015). Akteursstrukturen von Windenergieprojekten in Deutschland. Berlin.
- Wustlich, G. (2014), Das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014, NVwZ, S. 1113.
- ZSW/Takon/BBG und Partner/Ecofy, Ausgestaltung des Pilotausschreibungssystems für Photovoltaik-Freiflächenanlagen, Wissenschaftliche Empfehlung v. 10.7.2014.