

Bewertung von Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell für Anlagen erneuerbarer Energienutzung

Laufzeit des Vorhabens: 26.2.2014 – 19.5.2014

Endbericht

Auftraggeber:

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V:

Auftragnehmer:

IZES gGmbH
Institut für ZukunftsEnergieSysteme
Altenkesseler Str. 17
66115 Saarbrücken
Tel.: +49-(0)681-9762-840
Fax: +49-(0)681-9762-850
hauser@izes.de

Autoren: Eva Hauser, Andreas Weber, Alexander Zipp, Uwe Leprich -
unter Mitarbeit von Stefan Hofmüller und Johannes Kochems

Saarbrücken, den 19.5.2014

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	III
Abbildungsverzeichnis	V
1 Kurzfazit: Bewertung von Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell für Anlagen erneuerbarer Energienutzung.....	1
2 Zusammenfassung.....	3
3 Einleitung: Bewertungskriterien für EE-Ausschreibungen als Instrument der Energiewende	9
4 Vorgabenentwürfe zu EE-Ausschreibungen auf EU- und Bundesebene .	14
4.1 Pläne bzgl. Ausschreibungen auf EU-Ebene.....	14
4.2 Pläne bzgl. Ausschreibungen im EEG-Entwurf 2014.....	16
5 Theoretische Grundlagen zu Ausschreibungen und Auktionen als Instrumente der Energiepolitik.....	20
5.1 Grundsätzliche Zielsetzungen von Ausschreibungen	20
5.2 Kurzer Überblick zur Auktionstheorie.....	21
5.2.1 Klassische Eingutauktionen.....	22
5.2.2 Mehrgüterauktionen.....	23
5.3 Herausforderungen des „mechanism design“	25
5.3.1 Wert des Gutes aus Sicht der Bieter	25
5.3.2 ‚Designfehler‘ und deren Folgen.....	26
5.4 Grundsätzliche Einordnung von EE-Ausschreibungen aus energiepolitischer Sicht	29
6 Herausforderungen an ein Ausschreibungsdesign im Rahmen der Zieltrias	

des EEG 2014.....	37
6.1 Einführung der obligatorischen Direktvermarktung.....	38
6.1.1 Der Anlagenwert aus Sicht des Direktvermarkters	39
6.1.2 Folgen für den Anlagenbetreiber	40
6.2 Ziel: Kostensenkung	41
6.2.1 Kosten der Marktintegration.....	43
6.2.2 Kosten der Refinanzierung und des Betriebs	43
6.2.3 Administrative Kosten	45
6.2.4 Kostensenkungspotentiale und Akteure	45
6.3 Ziel: EE-Ausbau.....	46
6.3.1 Bietkosten, Zielerreichung und Pönalen	49
6.4 Ziel: Akteursvielfalt.....	52
6.5 Zwischenfazit	55
7 Erfahrungen mit FEE-Ausschreibungen im Ausland	57
7.1 Brasilien	59
7.2 Frankreich.....	66
7.3 Niederlande	73
7.4 Zwischenfazit zu ausländischen Erfahrungen.....	78
Literaturverzeichnis	81
Anhang I: Bewertungskriterien energiepolitischer Instrumente.....	84
Anhang II: Saisonale und geographische Komplementarität von Windenergie und Wasserkraft in Brasilien.....	87
Anhang III: Ergebnisse der Ausschreibungen für PV-Dachanlagen zwischen 100 und 250 kWp in Frankreich seit 2011	89

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Struktur und Zieltrias (gemäß des geplanten EEG 2014) von EE-Ausschreibungen.....	5
Abbildung 2: Akteursvielfalt auf den verschiedenen Wertschöpfungsstufen des EE-Anlagenbaus	6
Abbildung 3: Bereits festgelegte und noch festzulegende Parameter für Ausschreibungen von EE-Anlagen in Deutschland	8
Abbildung 4: Zieltrias des EEG 2014.....	10
Abbildung 5: Akteursvielfalt auf den verschiedenen Wertschöpfungsstufen des EE-Anlagenbaus	11
Abbildung 6: Übersicht der Bewertungskriterien energiepolitischer Instrumente	12
Abbildung 7: Bereits festgelegte und noch zu erarbeitende Parameter für Ausschreibungen in der BRD	18
Abbildung 8: Preisbildung Mehrgüterauktion	25
Abbildung 9: Struktur und Zieltrias (gemäß des geplanten EEG 2014) von EE-Ausschreibungen.....	36
Abbildung 10: Kostensenkungspotentiale durch Ausschreibungen	42
Abbildung 11: schematische Darstellung der Kostensenkungspotentiale.....	46
Abbildung 12: Mögliche Konflikte bei der Steuerung des EE-Ausbaus mittels Ausschreibungen.....	47
Abbildung 13: Beispiel Konflikt zwischen Bietkosten und Fehlschlagswahrscheinlichkeit	50
Abbildung 14: Teilnahmehürden und Akteursvielfalt.....	53
Abbildung 15: mögliche Zielkonflikte bei der Umsetzung von Ausschreibungen.....	55
Abbildung 16: Größenvergleich und installierte Leistung der Windenergie in Deutschland und Brasilien (Stand: Ende 2013; gerundete Werte)	59
Abbildung 17: Brasilianische Windkarte	60
Abbildung 18: Brasilianische Landflächen mit Windgeschwindigkeiten über 7m/ s und dort installierbare Windleistung gemäß brasilianischem Windatlas.....	61
Abbildung 19: Windenergie in Brasilien nach Regionen gegliedert	62
Abbildung 20: Entwicklungsverlauf und Wachstumsprognose von Windenergie	

bis 2018.....	62
Abbildung 21: Durchschnittspreise Windenergie Auktionen in USD/ MWh von 2009-2013	64
Abbildung 22: Zeitplan der PV-Ausschreibungen in Frankreich.....	68
Abbildung 23: Ausschreibungsergebnisse in F für dachintegrierte Anlagen (100 - 250 kWp) und höchste EEG-Vergütungsstufe (Dach aufgeständert; <30 kWp) in D.....	70
Abbildung 24: Anteile der einzelnen Bieter an der kontrahierten Leistung	73
Abbildung 25: installierte Leistung der Windenergie in den Niederlanden.....	75
Abbildung 26: Umsetzungsraten der im SDE+ kontrahierten Projekte zu Beginn des Jahres 2014.....	77
Abbildung 27: Saisonale Komplementarität zwischen Wind- und Wasserkraft in Brasilien	87
Abbildung 28: Regionale Verteilung des Wasserkraftpotentials in Brasilien	88
Abbildung 29: Ergebnisse der einzelnen Ausschreibungen für PV-Dachanlagen zwischen 100 und 250 kWp in Frankreich seit 2011	89

1 Kurzfazit: Bewertung von Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell für Anlagen erneuerbarer Energienutzung

Ausschreibungsverfahren sind ein komplexes ökonomisches Instrument, das theoretisch auch zur Finanzierung des Ausbaus erneuerbarer Energien genutzt werden kann. Sein Nutzen-Kosten-Verhältnis ist allerdings aktuell nicht belastbar wissenschaftlich abzuschätzen.

Zum Nutzen von Ausschreibungen werden häufig folgende Hoffnungen geäußert:

- höhere Kosteneffizienz durch wettbewerbliche Bestimmung der notwendigen Zahlungen,
- akkuratere Einhaltung der Mengenziele und dadurch insbesondere Verhinderung von gravierenden Zielüberschreitungen sowie
- stärkere Abschirmung der Politik von Einflüssen der Lobbys der erneuerbaren Energien.

Die vorliegende Studie zeigt auf, dass die theoretisch höhere Kosteneffizienz des Instruments durch deutlich höhere Transaktions- und Finanzierungskosten konterkariert werden und sogar in ihr Gegenteil umschlagen kann; die Folge wären in der Summe höhere Kosten für die Erreichung der Ausbauziele.

Insbesondere ausländische Erfahrungen zeigen auch, dass Ausschreibungen keinesfalls zu verlässlichen Zubaumengen führen müssen. Häufig haben die Gewinner der Ausschreibungen die Anlagen aus unterschiedlichen Gründen nicht errichtet, was die Bedeutung einer wirksamen Pönalisierung für diese Fälle unterstreicht. Pönalisierungen wiederum erhöhen die Projektrisiken und damit die Finanzierungskosten. Die Probleme mit real existierenden Ausschreibungssystemen haben in einigen Ländern¹ bereits dazu geführt, dass Ausschreibungssysteme wieder abgeschafft wurden.

Es spricht vieles dafür, das Instrument der Ausschreibungsverfahren nicht nur eindimensional mit dem Kriterium der Kosteneffizienz zu bewerten; mindestens die Kriterien Zielerreichung und Akteursvielfalt sollten möglichst gleichrangig Beachtung finden, um den Fortgang der Energiewende in Deutschland nicht zu gefährden. Unabhängig vom jeweiligen Ausschreibungsdesign sind Zielkonflikte dabei offensichtlich unvermeidbar, die zugunsten der einen oder anderen Zielsetzung entschieden werden müssen und dadurch die Gleichrangigkeit faktisch aufheben.

¹ Darunter Großbritannien, Portugal, Irland, Luxemburg.

Dies konzediert auch die Europäische Kommission, die in den neuen EU-Energie-Beihilferichtlinien eine Reihe von Gründen aufführt, warum Ausschreibungen zu suboptimalen Ergebnissen führen können. Damit motiviert sie sogenannte de-minimis-Regeln, die im Interesse der Akteursvielfalt kleinere Akteure von der Teilnahme an Ausschreibungen freistellen und die im Übrigen deutlich weiter gefasst sind als die auffällig restriktiven de-minimis-Regeln im vorliegenden Entwurf der Bundesregierung zur EEG-Novelle.

Die Bundesregierung hat in diesem Entwurf auch vorgeschlagen, in Deutschland bei der Freiflächen-Photovoltaik erste Ausschreibungserfahrungen zu sammeln. Nicht zuletzt vor dem Hintergrund der vielfältigen und häufig ernüchternden ausländischen Beispiele spricht alles dafür, diese Erfahrungen sehr sorgfältig und vor allem ergebnisoffen auszuwerten, bevor man Ausschreibungen auf andere Segmente und Technologien der erneuerbaren Energien ausweitet. Jedenfalls erscheint die Formulierung in der EEG-Novelle (§2 Abs. 5), dass „die finanzielle Förderung und ihre Höhe für Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas bis spätestens 2017 durch Ausschreibungen ermittelt werden (soll)“, in diesem Zusammenhang unnötig apodiktisch und der Komplexität einer so weitreichenden Veränderung des Finanzierungsmodells für erneuerbare Energien nicht angemessen.

2 Zusammenfassung

Der Entwurf des EEG 2014 stellt gegenüber dem aktuellen EEG insbesondere die Kosteneffizienz in den Vordergrund. Der neue Absatz 2 im EEG 2014 enthält nun das „Ziel, den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch stetig und kosteneffizient auf mindestens 80 Prozent bis zum Jahr 2050 zu erhöhen.“

Als ein Mittel zur Erzielung der ‚Kosteneffizienz‘ soll gemäß §3, Absatz 5 bis spätestens 2017 verbindlich die ‚Förderhöhe‘ des angestrebten Zubaus von rund 6 GW (zusammengesetzt aus einem jährlich *angestrebten* Zubau an Stromerzeugungsanlagen von jeweils 2,5 GW Wind (Nettozubau) und PV, knapp 800 MW offshore und 100 MW Biomasse) durch Ausschreibungen ermittelt werden. Gleichzeitig soll die Akteursvielfalt bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gewahrt bleiben.

Auch auf EU-Ebene wird ein solcher ‚Systemwechsel‘ angestrebt: *„Different national support schemes need to be rationalised to become more coherent with the internal market, more cost-effective and provide greater legal certainty for investors.“* (Europäische Kommission 2014 , S. 7) In diesem Zusammenhang strebt auch die EU-Kommission und insbesondere die Generaldirektion Wettbewerb eine weitgehende Nutzung ‚marktkonformer‘ Mechanismen, und dabei insbesondere Ausschreibungen an.

Die Befürworter von Ausschreibungen führen insbesondere zwei Gründe für deren Vorteilhaftigkeit gegenüber anderen Instrumenten ins Feld: zum einen ihre vermeintlich höhere (statische) ökonomische Effizienz im Vergleich zur administrativen Festlegung von Zahlungsströmen, zum anderen die Annahme, die Finanzierung erneuerbarer Energien könnte durch Ausschreibungen sachgerechter über ‚den Markt‘ bestimmt werden, und weniger vom Ruch des Hinterzimmer-Lobbyismus und möglicher ‚Deals‘ zu Lasten Dritter belastet sein.

Von Seiten des Gesetzgebers wird bekräftigt, dass die Kosteneffizienz nicht das einzige Ziel im Rahmen der Modifikation der Gesetzgebung bzgl. des Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung sein soll. Die Erreichung der EE- und Umweltziele selbst soll gewährleistet werden, aber auch weitere, wie die Akteursvielfalt oder die Rechtssicherheit für Investoren.

Diese verschiedenen Ziele zeigen, dass die Energiewende mehr ist und mehr sein soll als ein buchhalterischer Abgleich von Einnahmen und Ausgaben: Die Energiewende ist ein gesellschaftliches Zukunftsprojekt, das die Beteiligung vieler Menschen benötigt und für das die entsprechenden Voraussetzungen bestehen müssen, damit diese sich an ihr beteiligen können und wollen und damit zu ihrem Gelingen beitragen.

Die Einführung und Umsetzung von Ausschreibungen statt der bislang praktizierten festen Einspeisevergütungen oder anstelle von Prämienmodellen, deren Prämie administrativ festgelegt wird, sollten letztendlich genau diesem Anspruch genügen: Sie

müssen Teil der vielfältigen Rahmenbedingungen sein, die die Energiewende zum Erfolg führen können.

Die Ergebnisse dieser Studie zeigen, dass Ausschreibungsverfahren bzw. die damit verbundenen Auktionen bis dato kaum die ihnen zugesprochenen positiven Effekte aufweisen, dafür aber erhebliche Fragen bei der praktischen Umsetzung aufwerfen:

- Bereits das Auktionsdesign stellt eine wesentliche Herausforderung dar, da selbst geringfügige Fehlentscheidungen weitreichende Folgen zeitigen können.
- Sollen Ausschreibungsverfahren zur Umsetzung energiepolitischer Ziele genutzt werden, muss zuerst klar definiert werden, welches die jeweils angestrebten energiepolitischen Ziele sind.
- Bei der Konzeption von Ausschreibungsverfahren muss insbesondere darauf geachtet werden, wie die Risikoübernahme zwischen Bieter und nachfragender Institution ausgestaltet wird und welche Auswirkungen dies auf das Bietverhalten und die Akteursvielfalt haben kann.
- Der Zwiespalt zwischen hohen Anforderungen an mögliche Bieter, damit der Auktionator sicher sein kann, dass möglichst viele der kontrahierten Anlagen auch wirklich gebaut werden, und den hohen Aufwendungen, die im Fall eines Misserfolges zu ‚sunk costs‘ für den Bieter werden, muss gelöst werden.
 - o Am Beispiel Frankreichs konnte gezeigt werden, dass bereits für die Erarbeitung eines Dossiers für eine PV-Dachanlage zwischen 100-250 kWp mehrere Wochen Arbeit notwendig sind. Somit werden an diesen Ausschreibungen nur solche Bieter teilnehmen, die sich den Aufwand und dieses Risiko von späteren ‚sunk costs‘ leisten können und wollen. Dieses Risiko wäre bei Windenergie, aber auch bei Biogasanlagen, Geothermie oder Wasserkraft aufgrund der weitaus längeren Genehmigungsverfahren und -anforderungen um ein Vielfaches höher.²
 - o Das Beispiel der Niederlande lässt derzeit viele Fragen offen, warum bislang die Umsetzungsrate pro Jahr und Technologie so unterschiedlich ist und weswegen die kontrahierten Bieter ihre Anlagen nicht gebaut haben.
- Damit verbunden zeichnen sich starke Veränderungen der Akteursstruktur bei den Investoren in EE-Anlagen ab: Viele kleine und mittlere Akteure, die bislang die EEG-Anlagen in Deutschland mehrheitlich finanziert haben, würden mit hoher Wahrscheinlichkeit keine Chance zur Marktteilnahme haben. Dies zeigt sich sowohl bei den generellen Untersuchungen von Auktionsdesigns als auch den praktischen Erfahrungen in vielen Ländern, die bereits Ausschreibungsverfahren durchgeführt haben.

² (Leuphana/ Nestle 2014, S. 84f) halten bei Windparks durchaus Kosten in Höhe sechsstelliger Beträge für die notwendigen Vorarbeiten zur Teilnahme an einer Auktion für möglich.

- Nicht zuletzt zeigt das Beispiel Frankreichs, dass die Vergütungszahlungen an die kontrahierten Bieter offensichtlich weniger geeignet erscheinen, die Kostensenkungspotentiale innerhalb der gesamten Wertschöpfungskette auszuschöpfen, als die dynamische Degression im Rahmen des bestehenden EEG.

Die Studie zeigt, dass eine erfolgreiche Umsetzung von Ausschreibungen als ein Puzzle aufgefasst werden kann, bei dem im Idealfall alle Teile ineinandergreifen und sich zu einem vollständigen Gefüge ergänzen. Zwischen den drei Teilzielen und ihren einzelnen Determinanten bestehen jedoch auch Zielkonflikte, von denen heute nicht klar ist, wie sie zufriedenstellend aufgelöst werden können, so dass sich das ‚Puzzle‘ möglicherweise gar nicht zu einem stimmigen Gesamtbild zusammenfügen lässt. Aus heutiger Sicht ist nicht eindeutig auszumachen, welche Kombination der Teile zusammen passt und ob sich die Umsetzung der Zieltrias damit erreichen lässt.



Abbildung 1: Struktur und Zieltrias (gemäß des geplanten EEG 2014) von EE-Ausschreibungen
 Darstellung: IZES gGmbH

Die Studie zeigt weiter, dass im Besonderen die heute bestehende Akteursvielfalt durch zusätzliche Kosten und Risiken, die durch Ausschreibungen entstehen können, sowie durch vorliegende Skaleneffekte bei den Kosten der Teilnahme an den Teilmärkten des Stromsektors, die eindeutig größeren Unternehmen einen Vorteil verschaffen, gefährdet wird. Der Verlust der Akteursvielfalt kann aber für das Gelingen der Energiewende besonders nachteilig werden.

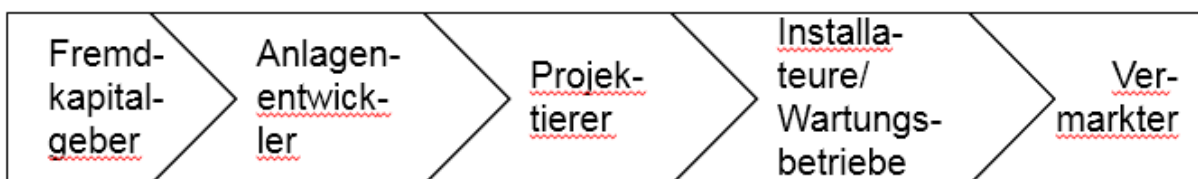


Abbildung 2: Akteursvielfalt auf den verschiedenen Wertschöpfungsstufen des EE-Anlagenbaus
 Darstellung: IZES gGmbH

Die beträchtlichen Ausbauziele (rund 6 GW Nettozubau pro Jahr) benötigen viele Akteure, die dazu beitragen, sei es als (private) Investoren, als Planer oder Installateure:

- Bereits im Bereich der Kapitalgeber (ob als Einzeleigentümer, als Bürgerenergiegenossenschaft bzw. in der verschiedenen Formen der Bürgerbeteiligung) zeichnet die Bürgerenergie im Jahr 2012 im weiteren Sinne für knapp die Hälfte der installierten Leistung bzw. für knapp ein Drittel des investierten Kapitals verantwortlich. (vgl. Leuphana/ Nestle 2014, S. 8 und 14)
- Gerade diese Partizipationsmöglichkeit sollte als wichtiger Pfeiler der Akzeptanzsicherung für den Bau der Anlagen und die Übernahme der Kosten durch die Stromendnutzer nicht unterschätzt werden.
- Die Struktur der in der Bundesrepublik gebauten Anlagen zur Erzeugung von Strom aus EE ist durchweg als ‚heterogen‘ und eher kleinteilig zu bezeichnen. Bei Windenergie z. B. liegen keine exakten Angaben zur durchschnittlichen Windparkgröße oder zur Anzahl der Anlagen pro Windpark vor, eine stichprobenartige Auswertung der Daten der ÜNB lässt aber darauf schließen, dass auch die in den Jahren 2011 und 2012 gebauten Windparks in der Bundesrepublik im Mittelwert und im Median weniger als 5 Anlagen besitzen und deren installierte Leistung im Schnitt klar im einstelligen Megawattbereich liegt. Dies hat sicherlich für die einzelnen Energieträger unterschiedlich zu gewichtende Gründe (nutzbare Dachflächen, hohe Besiedlungsdichte der Bundesrepublik, Verfügbarkeit, Transportkostenstruktur und langfristige Sicherung biogener Energieträger oder das Dargebot an Fließenergie bei Laufwasserkraftwerken

etc.). Viele dieser Faktoren sind jedoch nicht mittels einer anderen Vergütungsstruktur (Ausschreibungen statt fester Einspeisetarife) veränderbar. Ausschreibungen würden vor allem dazu führen, dass höhere Transaktionskosten für jeden Neubau generiert würden. Zusätzlich zum Risiko der sunk costs wird dies die Investitionsbereitschaft der Bürger in EE weiter abschwächen.

- Gerade eine hohe Zahl heterogener Unternehmen aller Wertschöpfungsstufen bietet bessere Voraussetzungen dafür, dass notwendige technische und prozessuale Innovationen durch den Wettbewerb untereinander entstehen, als eine kleine Anzahl Unternehmen, insbesondere wenn diese die gleiche vertikale Integration über die verschiedenen Wertschöpfungsstufen hinweg besitzen. Gerade ein solcher Konzentrationsprozess kann zu vermachteten Marktstrukturen und zu Markteintrittsbarrieren für neue Unternehmen führen (vgl. Monopolkommission 2007, S. 85).
- Weiterhin darf auch die Rolle einer hohen Anzahl an Akteuren für die technologische Weiterentwicklung der bei weitem noch nicht im Reifestadium befindlichen EE-Technologien nicht unterschätzt werden.

Im Rahmen dieser Studie wird aufgezeigt, dass die beiden wesentlichen Argumente für den Einsatz von Ausschreibungen bis dato nicht überzeugen:

Die theoretische Hauptmotivation für Ausschreibungen – die (statische) ökonomische Effizienz - ist bislang im Bereich des EE-Ausbaus weder nachgewiesen noch kann sie als alleiniges Bewertungskriterium für die Eignung von Finanzierungsmodellen dienen und muss in einen umfassenderen Kriterienkatalog eingebettet werden.

Die zweite Motivation für Ausschreibungen – die Befreiung der Politik vom Verdacht der Lobbyistenwillfährigkeit - stellt ebenso wenig einen unbedingten Grund für einen ‚Systemwechsel‘ dar. Die Festlegung von Vergütungshöhen lässt sich durchaus auch mit einem transparenteren, flexibleren Prozess mit kostenbasierten zeitnahen Anpassungsmechanismen kombinieren, ohne dass darunter die Erschließung von Kostensenkungspotentialen leiden muss.

Auch gilt es abzuwägen, inwieweit man Entscheidungen der Legislative, die klaren Prozessregeln bezüglich ihrer Erarbeitung, der Transparenz und der gerichtlichen Eintragbarkeit unterliegen, durch eine äußerst komplexe Regelsetzung ablösen will. Letztlich bedeutet die Umstellung vom heutigen System hin zu Ausschreibungen, dass der komplette Ausschreibungsmechanismus (wohl zusätzlich noch technologydifferenziert) festgelegt werden muss. (Vgl. Abbildung 3).

Wenn Ausschreibungen dazu dienen sollen, die Zieltrias des EEG zu erfüllen, müssen vor einer generalisierten Ausschreibung wissenschaftlich begleitete Erfahrungen vorliegen bzw. ausreichend repräsentativ ausgestaltete Pilotvorhaben umgesetzt werden, in denen nachgewiesen wird, ob und unter welchen Bedingungen die Erreichung der

EEG-Ziele sicher gestellt bleibt. Die in den EU-Energie-Beihilferichtlinien genannten de-Minimis-Regeln sowie die dort bereits (vgl. EEAG vom 08.04.2014, Rn. 127, Abs. 1, Satz 2, Alinea (i) – (iii)) zitierten Gründe, warum Ausschreibungen zu suboptimalen Ergebnissen führen können, sollten dabei besondere Beachtung finden.

Die ausländischen Erfahrungen zeigen, dass Ausbauziele mittels Ausschreibungen auch unterschritten werden oder im Fall von ‚underbidding‘ und resultierender Marktkonzentration mittelfristig gefährdet sein können.

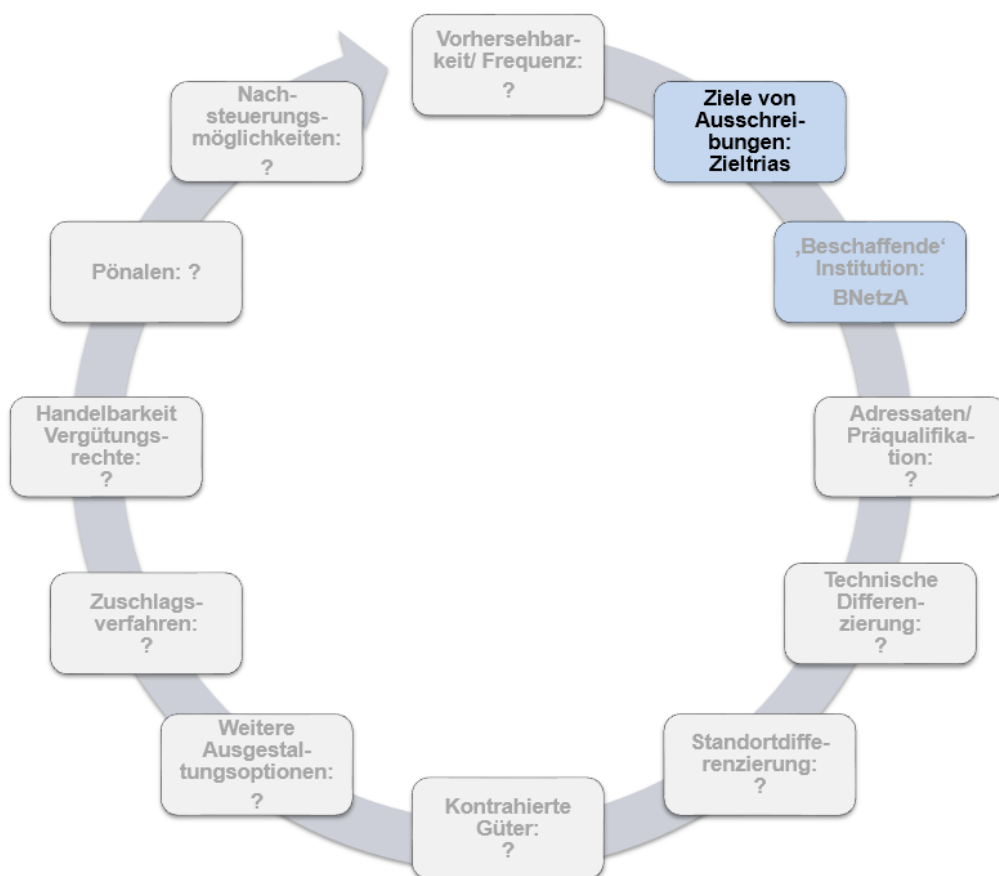


Abbildung 3: Bereits festgelegte und noch festzulegende Parameter für Ausschreibungen von EE-Anlagen in Deutschland

Darstellung: IZES gGmbH

Vor dem Hintergrund der oben dargestellten Erkenntnisse dieser Studie erscheint eine vorschnelle Einführung von Ausschreibungen nicht sachgerecht und erfordert aufgrund der erheblichen Ausgestaltungs- und Parametrierungsfragen eine ausreichend lange Erprobungs- und Evaluierungszeit. Erst danach kann eine fundierte Entscheidung für oder gegen die umfassende Einführung von Ausschreibungen als energiepolitisches Instrument getroffen werden.

3 Einleitung: Bewertungskriterien für EE-Ausschreibungen als Instrument der Energiewende

Gemäß dem Gesetzentwurf zum EEG 2014 vom 8.4.2014 (im Folgenden „Entwurf zum EEG 2014“, oder kurz „Entwurf EEG 2014“) ist die Energiewende, die verstanden wird als eine „*Energieversorgung ohne Atomenergie und mit stetig wachsendem Anteil erneuerbarer Energie*“ (Entwurf EEG 2014, Stand 8.4.2014, S. 1) ein

„notwendiger Schritt auf dem Weg in eine Industriegesellschaft, die dem Gedanken der Nachhaltigkeit, der Bewahrung der Schöpfung und der Verantwortung gegenüber nachfolgenden Generationen verpflichtet ist. Zugleich macht sie die Volkswirtschaft unabhängiger von knapper werdenden fossilen Rohstoffen und schafft neue Wachstumsfelder mit erheblichen Arbeitsplatzpotenzialen. Die Energiewende verbindet daher wirtschaftlichen mit sozialem und ökologischem Erfolg.“ (Entwurf EEG 2014, Stand 8.4.2014, S. 1)

Damit soll die Energiewende übergeordneten gesellschaftlichen Zielen dienen: Sie stellt einen Baustein auf dem Weg in eine nachhaltige Industriegesellschaft dar.

So setzt sich die Bundesregierung das Ziel, die Energiewende „*konsequent und planvoll*“ fortzuführen. Diese Vorgabe einer ‚planvollen und konsequenten‘ Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromversorgung wird durch die folgenden konkreten Ziele operationalisiert:

„den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung [...]

- *bis zum Jahr 2025 auf 40 bis 45 Prozent*
- *und bis 2035 auf 55 bis 60 Prozent zu steigern“* (Entwurf EEG 2014, Stand 8.4.2014, S. 2³)

Zugleich soll die Novelle des EEG

„die Kostendynamik der vergangenen Jahre beim Ausbau der erneuerbaren Energien durchbrechen und so den Anstieg der Stromkosten für Stromverbraucherinnen und Stromverbraucher begrenzen.“ (Entwurf EEG 2014, Stand 8.4.2014, S. 1)

Im Rahmen der Energiewende schlägt die Bundesregierung nun zur Erreichung dieser quantitativen Zielsetzungen neue Instrumente der Mengensteuerung des Ausbaus der regenerativen Stromversorgung vor.

Als eines dieser neuen Instrumente soll spätestens ab 2017 die „*erforderliche[n] Förderung für die erneuerbaren Energien wettbewerblich über technologiespezifische*

³ Einfügung der Spiegelstriche durch die Autoren dieser Studie

Ausschreibungen ermittelt werden.“ (Entwurf EEG 2014, Stand 4.3.2014, S. 2) Dabei soll jedoch „eine möglichst breite Akteursvielfalt gewährleistet bleiben.“ (Entwurf EEG 2014, Stand 8.4.2014, S. 174)

Die Einführung des energiepolitischen Instruments der Ausschreibungen geschieht für die Bundesregierung somit zur Verfolgung mehrerer Zielsetzungen. Neben der übergeordneten gesellschaftlichen Zielsetzung des Umbaus der Industriegesellschaft, die intertemporal nachhaltig und ressourcenschonend wirtschaftet und sich von fossilen Rohstoffen unabhängiger macht sowie sich neue Wachstumsfelder erschließt, sollen auch

- eine Unterbrechung der Kostendynamik beim Ausbau der erneuerbaren Energien,
- die möglichst genaue Erreichung der gesetzten EE-Ausbaukorridore im Stromsektor und
- eine möglichst breite Akteursvielfalt

erzielt werden. Diese Zieltrias des EEG 2014 wird in der folgenden Darstellung verdeutlicht:

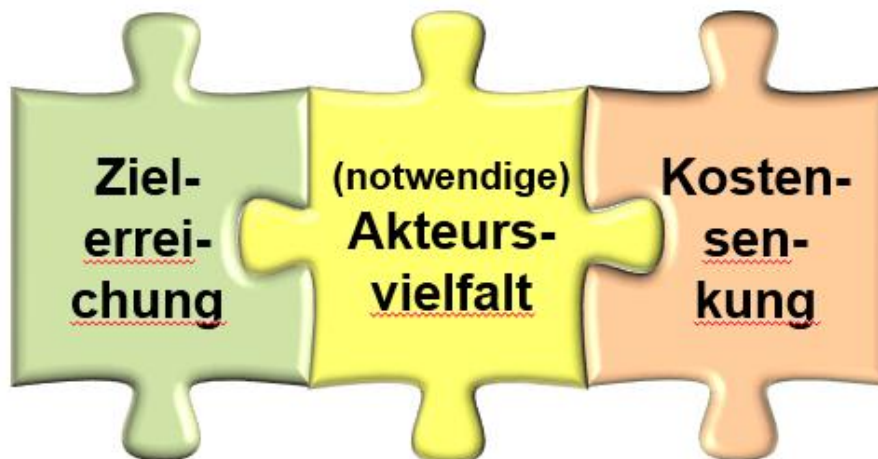


Abbildung 4: Zieltrias des EEG 2014

Darstellung: IZES gGmbH

Dabei muss auf die besondere Rolle der notwendigen Akteursvielfalt hingewiesen werden: Ohne das Vorhandensein der notwendigen Akteure als zentralem Puzzlestück der Zieltrias, werden die Ziele der Kostensenkungen sowie das Erreichen des notwendigen EE-Zubaus nur schwierig umzusetzen sein. Die beträchtlichen Ausbauziele (gesamt rund 6 GW an neuen Anlagen pro Jahr) benötigen viele Menschen, die dazu

beitragen, ob als (private) Investoren oder als Planer oder Installateure. Und gerade eine hohe Zahl an Unternehmen aller Wertschöpfungsstufen kann weitaus besser dafür sorgen, dass notwendige technische und prozessuale Innovationen durch den Wettbewerb untereinander entstehen als eine kleine Anzahl Unternehmen, insbesondere wenn diese alle die gleiche vertikale Integration über die verschiedenen Wertschöpfungsstufen hinweg besitzen. Gerade ein solcher Konzentrationsprozess kann zu vermachteten Marktstrukturen und zu Markteintrittsbarrieren für neue Unternehmen führen (vgl. Monopolkommission 2007, S. 85)



Abbildung 5: Akteursvielfalt auf den verschiedenen Wertschöpfungsstufen des EE-Anlagenbaus

Darstellung: IZES gGmbH

Die hier vorliegende Kurzstudie vermittelt – gerade vor dem Hintergrund dieser mehrdimensionalen gesellschaftlichen Einbettung der Energiewende und ihrer möglichen Instrumente – Einschätzungen, inwieweit und unter welchen Voraussetzungen Ausschreibungen⁴ zur Erreichung dieser Zieltrias beitragen können.

Dies geschieht auf zwei Untersuchungsebenen:

- ein ökonomischer Teil, in dem vor allem anhand grundsätzlicher Überlegungen untersucht wird, inwieweit Ausschreibungen dazu geeignet sein können, die gesetzte Zieltrias zu erreichen und
- ein ‚empirischer‘ Teil, in dem auf der Basis eines eigens erarbeiteten Vergleichsschemas die bisher durchgeführten Ausschreibungen in anderen Ländern auf ihre Effektivität und auch auf ihre Erreichung weiterer sozio-ökonomischer Ziele untersucht werden.

Für beide Untersuchungsebenen werden entsprechend der mehrdimensionalen Ziele auch mehrdimensionale Bewertungskriterien angesetzt. Dies geschieht grundsätzlich auf der Basis der in (IZES/ BET/ Prof. Bofinger 2013, S. 36ff) hergeleiteten Kriterien,

⁴ Vgl. zur Unterscheidung zwischen Ausschreibung und Auktion Kap. 5.1.

die nach Sachbereich in vier Kriteriengruppen⁵ gegliedert werden (vgl. Abbildung 6)

Kriteriengruppen	Einzelne Kriterien/ Ziele
Ökonomische Eigenschaften/Wirkungen	Dynamische Effizienz Kosteneffektivität Transaktionskosten Verteilungswirkung Stärkung von Wettbewerb
Technisch-ökologische Kriterien	Effektivität Versorgungssicherheit Umweltwirkungen/ Ressourcenschonung
Umsetzbarkeit/Steuerbarkeit	Konformität Kontinuität Flexibilität Praktikabilität
Gesellschaftliche Einbettung	Akzeptanz Unmittelbare Partizipation

Abbildung 6: Übersicht der Bewertungskriterien energiepolitischer Instrumente
Darstellung in Anlehnung an IZES/ BET/ Prof. Bofinger 2013, S. 36

Im Rahmen dieser Studie werden insbesondere die technisch-ökologischen Kriterien (Zielerreichung und eine auf die hiesige Fragestellung angepasste Definition der Versorgungssicherheit⁶) und die ökonomischen Eigenschaften und Wirkungen untersucht. Wenn im Rahmen des empirischen Teils zu den Erfahrungen anderer Staaten weitere, für die bundesrepublikanische Diskussion wichtige Erfahrungen bzgl. der Umsetzbarkeit und Steuerbarkeit der jeweils gewählten Instrumente vorgefunden werden, sollen diese ebenso in den beiden Hauptteilen der Studie behandelt werden.

Zu Beginn erfolgt eine kurze Darstellung der gegenwärtig (Stand 16.4.2014) auf EU- und auf Bundesebene angedachten Pläne bezüglich der Nutzung von Ausschreibungen zur Umsetzung der EE-Ziele (Kap.4) und anschließend eine kurze Einführung zu

⁵ Vgl. die vollständige Darstellung der Kriterien im Anhang 1

⁶ Vgl. hierzu insbesondere Kap. 7.

Auktionen (im Sinne eines ökonomischen Mechanismus innerhalb eines Ausschreibungsverfahrens) und zu Ausschreibungsverfahren als Instrument der Energiepolitik. (Kap. 5). Darin werden Ausschreibungsverfahren strukturiert dargestellt. Mit dieser analytischen Grundlage sollen zuerst die verschiedenen Elemente und Phasen eines Ausschreibungszyklus dargestellt werden, um anschließend die Herausforderungen analysieren zu können, die sich einerseits bei den einzelnen Elementen der Ausschreibungsverfahren, aber auch in deren Interaktionen ergeben. In Kap. 5 erfolgt dann eine detaillierte Analyse, inwieweit das Instrument der Ausschreibungen generell, aber auch gerade die im Referentenentwurf zum EEG 2014 vorgesehenen geeignet sein kann, zur Erreichung der Zieltrias des zu novellierenden EEG beizutragen. In Kap. 6 werden die Erfahrungen verschiedener Länder mit Ausschreibungsverfahren für fluktuierende Stromerzeugungstechnologien vorgestellt. Diese Darstellung erhebt (insbesondere nicht im Rahmen einer solchen Kurzstudie) keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Vielmehr sollen die Herausforderungen an ein erfolgreiches Auktionsdesign, das der benannten Zieltrias verpflichtet sein soll, im Fokus stehen.

4 Vorgabenentwürfe zu EE-Ausschreibungen auf EU- und Bundesebene

4.1 Pläne bzgl. Ausschreibungen auf EU-Ebene

Auf europäischer Ebene sah der Leitlinienentwurf vom Dezember 2013 (Kommission 18.12.2013) für staatliche Umwelt- und Energiebeihilfen 2014-2020 grundsätzlich Ausschreibungen für ‚etablierte‘ Technologien vor, damit eine Förderung grundsätzlich nicht als Beihilfe anzusehen ist.⁷ Dabei gelten Technologien als ‚etabliert‘, wenn sie einen gewissen, noch genau zu definierenden Mindestanteil an der Stromerzeugung auf EU-Ebene aufweisen. Im damaligen Leitlinienentwurf wurden hierfür (ohne weitere Begründungen oder Erläuterungen) Werte zwischen 1-3% vorgeschlagen. Stromerzeugungstechnologien, deren EU-weiter Anteil darunter liegt, gelten als ‚weniger etabliert‘ (vgl. Kommission 18.12.2013, Rn. 119).

Mit der aktuellen, jedoch noch nicht endgültig verabschiedeten Fassung⁸ der ‚Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020‘ vom 8.4.2014 (im Folgenden „EEAG“ für ‚Environmental and Energy Aid Guidelines‘) ist die angesprochene Unterteilung in ‚etablierte‘ und ‚weniger etablierte‘ Technologien entfallen. Ausschreibungen zur Förderung erneuerbarer Energien sollen laut aktuellem Entwurf grundsätzlich ab dem Jahr 2017 durchgeführt werden (vgl. EEAG vom 08.04.2014, Rn. 127, Abs. 1, Satz 2⁹), sofern die Mitgliedsstaaten nicht berechtigte Einwände gegen die Durchführung von Ausschreibungsverfahren vorbringen. Hierunter fallen insbesondere:

- der Nachweis, dass nur eine geringe Zahl an Projekten für Ausschreibungsverfahren in Frage käme,
- das Aufzeigen, dass in einem wettbewerblichen Bietprozess höhere Kosten gegenüber einem alternativen Förderregime auftreten könnten sowie
- das Argument, dass es durch Ausschreibungen nur zu einer geringen Zahl an Projektrealisierungen kommen könnte, beispielsweise durch das sogenannte „underbidding“. (vgl. EEAG vom 08.04.2014, Rn. 127, Abs. 1, Satz 2, Alinea (i) – (iii)).

Die Kommission präzisiert, dass Ausschreibungen im Sinne des Leitlinienentwurfs auf

⁷ Abweichung sind dennoch möglich bedürfen jedoch der Anmeldung und Genehmigung der Kommission (vgl. Kommission 18.12.2013, Rn. 63).

⁸ Diese Richtlinien gelten als „adopted in principle“ (vgl. EEAG vom 9.4.2014, S.1); ihre formale Verabschiedung muss noch erfolgen. Dabei wird darauf hingewiesen, dass diese Version nur zu Informationszwecken veröffentlicht wird und damit der gültigen Version im Amtsblatt der Europäischen Union nicht vorgegriffen werden soll.

⁹ Sofern nicht anders angegeben beziehen sich alle hier zitierten Stellen bzw. Randnummern (= Rn.) aus den EEAG aus der Version vom 09.04.2014.

der Basis „*eindeutiger, transparenter und diskriminierungsfreier Kriterien*“ durchgeführt werden sollen. (vgl. Rn. 127) erfolgen. Darüber hinaus können die Ausschreibungsverfahren auf verschiedene Technologien begrenzt werden, wenn davon auszugehen ist, dass in einem technologie-neutralen Verfahren suboptimale Ergebnisse erzielt werden würden, die auch mittels des Ausschreibungsdesigns nicht verbessert werden können. Folgende Beispiele werden hierfür angeführt:

- das langfristige Potential einer bestimmten neuen und innovativen Technologie,
- die Notwendigkeit, Diversifizierung („diversification“) zu erzielen,
- Netzrestriktionen oder Netzstabilität,
- die Kosten der Systemintegration oder
- die Notwendigkeit Marktverzerrungen in Rohstoffmärkten durch Anreize im Biomassesektor zu vermeiden. (vgl. Rn. 127, Abs. 3, Satz 1, Alinea (iv) – (viii))
-

Dabei lässt die Formulierung „in view of in particular“ darauf schließen, dass die Kommission sich bewusst ist, dass noch weitere Faktoren zu ‚suboptimalen‘ Ausschreibungsergebnissen führen können. (vgl. Rn. 127, Abs. 3, Satz 1)

Weiterhin ist eine Übergangsphase für die Jahre 2015 bis 2016 vorzusehen, in der mindestens 5% der ‚geplanten‘ („planned“) neuen elektrischen Leistung von EE-Stromerzeugungsanlagen mittels wettbewerblicher Gebotsverfahren vergeben werden sollen. (vgl. Rn. 127, Abs. 1, Satz 1)

Daneben sieht die Kommission eine De-minimis-Regelung vor, nach der für Anlagen kleiner 1 MW oder für Demonstrationsvorhaben bzw. für eine Schwelle von 6 MW oder bis zu sechs Windkraftanlagen mit Gültigkeit ab 2017 kein wettbewerbliches Verfahren zur Ermittlung der Vergütungen durchgeführt werden muss. (vgl. Rn. 128) In diesen Fällen sollen die in den Randnummern 125 und 126 festgelegten Regeln gelten. Diese verlangen mit Wirkung vom 1.1.2015, dass

- die Vergütungszahlungen in Form einer Marktprämie (zusätzlich zu den Markterlösen) geleistet werden sollen,
- die Anlagenbetreiber (oder ihre Dienstleister) die üblichen Bilanzkreisverantwortlichkeiten wahrnehmen sollen, sofern ausreichend liquide intraday-Märkte existieren und
- Maßnahmen ergriffen werden sollen, damit Anlagenbetreiber keinen Anreiz haben, Strom bei negativen Preisen einzuspeisen. Bei Anlagen unterhalb von 500 kW Leistung, bei Demonstrationsanlagen oder bei 3 MW oder 3 Anlagen im Falle der Windkraft entfällt zudem die für sonstige Anlagen ab 2015 gültige Pflicht zur Direktvermarktung des erzeugten EE-Stromes (vgl. Rn. 126).

Diese Paragraphen werfen jedoch praktische Fragen von hoher Bedeutung auf: Einerseits wird nicht festgelegt, auf welchen Teilmarkt des Stromsektors (insbesondere der Vortageshandel oder der Intraday-Handel) sich der Passus bzgl. der negativen Preise bezieht. Dies ist jedoch sehr problematisch, da sich die Preise im Vortageshandel nicht aufgrund der wirklichen Einspeisung, sondern ausschließlich aufgrund der *Erwartungen* bzgl. der Einspeisung der einzelnen Energieträger bilden. Im Intraday-Handel hingegen gibt es keinen einheitlichen Preis, sondern nur einen *im Nachhinein gebildeten* gewichteten Durchschnittspreis. Weiterhin ist nicht eindeutig festgelegt, ob es bei den De-minimis-Regelungen für die Windkraft (Ausschreibungen nicht verpflichtend bei 6 MW oder 6 Windkraftanlagen und Direktvermarktung nicht verpflichtend bei 3 MW oder 3 Windkraftanlagen) eine Hierarchie gibt oder ob jeweils eines der beiden Kriterien schon zur Überschreitung des Schwellenwertes reicht.

Nicht zuletzt ist in Bezug auf die EEAG zu beachten, dass diese einerseits nicht den Charakter eines formal verabschiedeten Gesetzes haben und somit auch ohne ein langwieriges Gesetzesverfahren wieder geändert werden können. Andererseits werden auch Zweifel geäußert, inwieweit die Kommission mit den EEAG nicht ihren eigenen, im Energietitel (Art. 194) des AEUV definierten Kompetenzbereich überschritten hat.¹⁰ Ebenso wird angezweifelt, ob durch die Beihilferichtlinien nicht die in der Erneuerbaren-Richtlinie 2009/28/EG formulierten Wahlmöglichkeiten der Mitgliedstaaten zur eigenständigen Entscheidung bzgl. der Umsetzung ihrer EE-Ziele eingeschränkt werden. (vgl. zu diesen Punkten auch SUER 2014, Folien 36ff)

4.2 Pläne bzgl. Ausschreibungen im EEG-Entwurf 2014

Der aktuelle Gesetzesentwurf des EEG 2014 vom 8.4.2014 sieht in §2 Abs. 5 „*Grundsätze des Gesetzes*“ vor, dass die

„finanzielle Förderung und ihre Höhe sollen für Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas bis spätestens 2017 durch Ausschreibungen ermittelt werden. Zu diesem Zweck werden zunächst für Strom aus Freiflächenanlagen Erfahrungen mit einer wettbewerblichen Ermittlung der Höhe der finanziellen Förderung gesammelt. Bei der Umstellung auf Ausschreibungen soll die Akteursvielfalt bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erhalten bleiben.“

Ausschreibungen im Entwurf zum EEG 2014 werden legal definiert als „*ein objektives, transparentes, diskriminierungsfreies und wettbewerbliches Verfahren zur Bestimmung der Höhe der finanziellen Förderung*“ (vgl. Entwurf EEG 2014, §5 Nr. 3) und sind

¹⁰ Vgl. hierzu z.B. <http://www.cep.eu/index.php?id=1559#16113>, Abruf am 15.4.2014

damit grundsätzlich weiter gefasst als im Vergaberecht.¹¹

Die grundsätzlichen Ziele, die (auch) im Rahmen von Ausschreibungen bestehen, sind:

- die Erreichung eines stetigen, jährlichen Ausbaupfades je Technologie um einen Anteil von Erneuerbaren Energien bis 2025 auf 40%-45% und 2035 auf 55%-60% an der Bruttostromerzeugung zu erzielen,
- die Erhaltung der Akteursvielfalt (vgl. Entwurf EEG 2014, § 2, Abs. 5),
- die „Förderkosten zu senken“¹², was jedoch nicht weiter ausgeführt wird. In diesem Kontext ist davon auszugehen, dass geringere (energieträgerspezifische, auf die eingespeiste Einheit bezogene) Vergütungs- bzw. Prämienzahlungen als im Rahmen des staatlich festgelegten Einspeisevergütungstarifs gemeint sind.

Im Rahmen des Entwurfs zum EEG 2014 werden ebenfalls die Anforderungen an zukünftige Ausschreibungen definiert. Allerdings sollen diese in einem ersten Schritt begrenzt werden auf die Ausschreibung der Förderung von Solarstrom auf Freiflächen. Diese sollen als Pilotvorhaben sobald wie möglich gestartet werden, um erste Erfahrungen mit Ausschreibungen zu sammeln.

Als zwingend notwendige Anforderungen sieht §53, Abs. 2 im Entwurf zum EEG 2014 vor, dass

- dem Anlagenbetreiber im Rahmen einer Ausschreibung eine Förderberechtigung erteilt worden ist,
- die Anlage im Bereich eines für Solarenergie beschlossenen Bebauungsplans errichtet werden muss,
- der Strom ausschließlich zur Netzeinspeisung und nicht zum Eigenverbrauch dient,

Darüber hinaus sieht der neue §33 Abs. 3 EEG 2014 vor, dass sechs Monate nach der ersten Ausschreibung¹³ die Marktprämie für Freiflächenanlagen abgeschafft wird und vollständig durch Ausschreibungen ersetzt wird. Auch sind die Ergebnisse jeder Ausschreibung hinsichtlich ihrer Förderhöhe von der Bundesnetzagentur zu veröffentlichen.

¹¹ Siehe Begründung dazu Entwurf EEG 2014 S. 124.

¹² Vgl. die Begründung zu § 33 EEG 2014 des aktuellen Referentenentwurfs: „Ziel ist es dabei, die Förderkosten für erneuerbare Energien zu senken und eine feste Begrenzung des Ausbaus zu ermöglichen.“ Entwurf EEG 2014, S. 174f)

¹³ Im Entwurf wird nicht festgelegt, ob es sich hier um das Pilotvorhaben handelt oder die geplante generelle Nutzung von Ausschreibungen zur Ermittlung der Vergütungshöhe.

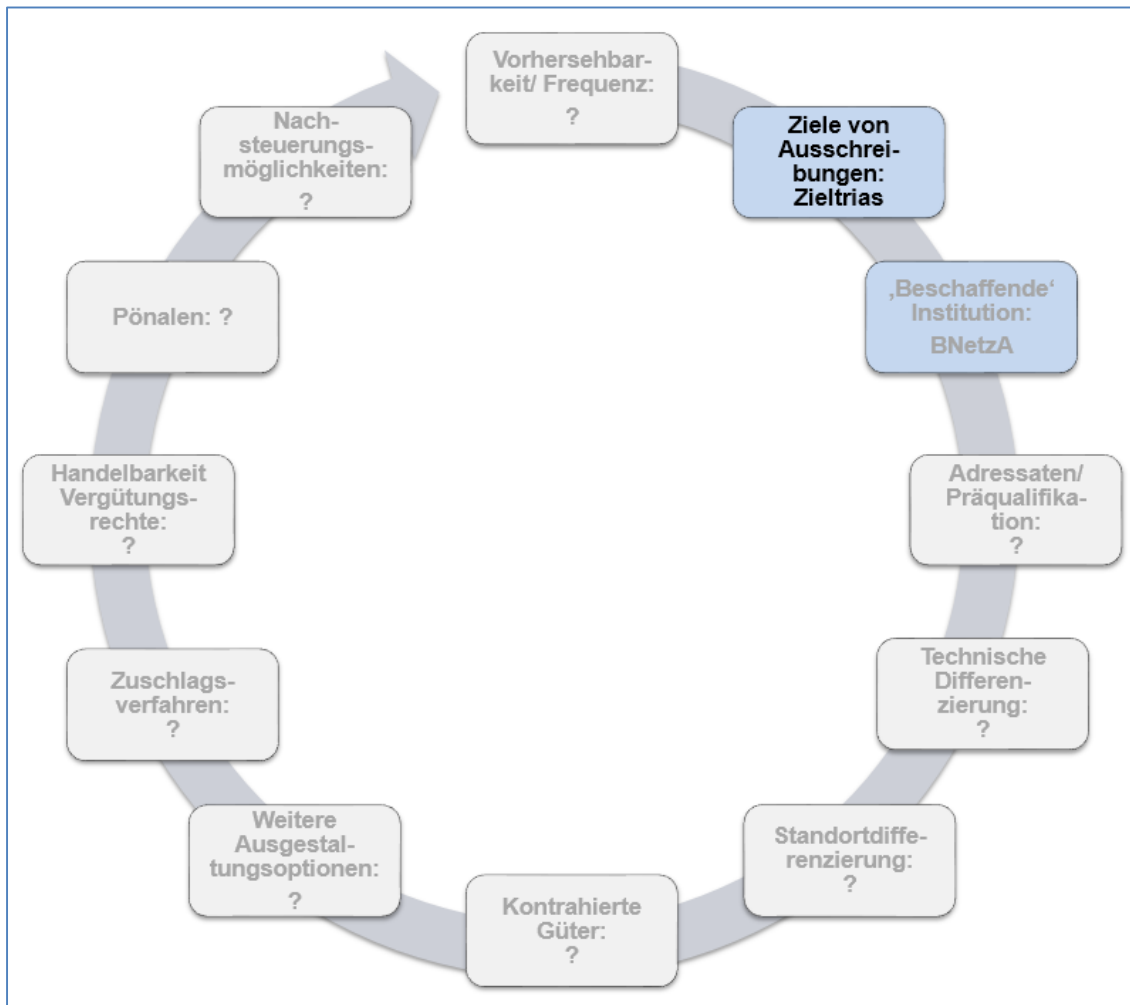


Abbildung 7: Bereits festgelegte und noch zu erarbeitende Parameter für Ausschreibungen in der BRD
 Darstellung: IZES gGmbH

Weiterhin enthält der Entwurf zum EEG 2014 im § 85 eine Verordnungsermächtigung, die die Bundesregierung ohne die Zustimmung des Bundesrates ermächtigt, weitere Regelungen bezüglich dieser Pilotvorhaben auf dem Verordnungsweg zu erlassen. Die Ermächtigungsgrundlage für diese Verordnung, § 64 EEG 2014, ist dabei sehr weit gefasst und trifft keine Einschränkung hinsichtlich der Art der Förderung, Losgrößen, Fristen, Voraussetzungen oder Verfahren und lässt insoweit einen sehr weiten Spielraum, wie die Ausschreibungen zu gestalten sind bzw. mit welchen auktionstheoretischen Anreizen sie letztendlich konkretisiert werden.

Sie ermöglicht es der Bundesregierung selbst, Strom aus Freiflächenanlagen, die in einem anderen Mitgliedstaat der Europäischen Union errichtet worden sind, unter der Voraussetzung, dass die „tatsächliche Auswirkung des in der Anlage erzeugten Stroms auf das deutsche Stromnetz oder auf den deutschen Strommarkt vergleichbar ist zu der Auswirkung, die der Strom bei einer Einspeisung im Bundesgebiet hätte“. (§ 85; Abs. 2, Alinea 1, c)).

Weiterhin wird die Bundesregierung ermächtigt, im Rahmen einer Verordnung „eine andere juristische Person des öffentlichen Rechts mit den Ausschreibungen zu betrauen oder in entsprechendem Umfang eine juristische Person des Privatrechts zu beauftragen“. (§ 85; Abs. 4, Alinea 1)

Das nächste Kapitel soll einen kurzen Überblick über auktionstheoretische Grundlagen geben und anhand von Beispielen aus anderen Wirtschaftszweigen, in denen Ausschreibungsverfahren genutzt worden sind, generelle Herausforderungen an die Ausgestaltung von Auktionen aufzeigen.

5 Theoretische Grundlagen zu Ausschreibungen und Auktionen als Instrumente der Energiepolitik

5.1 Grundsätzliche Zielsetzungen von Ausschreibungen

Ausschreibungen können – bei richtiger Ausgestaltung – zu kostengünstigeren Ergebnissen zu führen als beispielsweise freihändige Vergaben oder staatlich festgelegte Zahlungen.

Im Rahmen von Ausschreibungen entfällt eine oftmals mühsame Marktrecherche, um die notwendigen Kosten für das jeweilige Gut in Erfahrung zu bringen. Aufgrund ihres wettbewerblichen Charakters sind sie grundsätzlich dafür geeignet, die minimalen Kosten der teilnehmenden Bieter offen zu legen und so ein auf das ausgeschriebene Gut beschränktes, kosteneffizientes¹⁴ Ergebnis zu liefern.

Sie erfreuen sich insbesondere bei der Vergabe öffentlicher Aufträge einer großen Beliebtheit.

So kommt beispielsweise der Landesrechnungshof Baden-Württemberg bei der Untersuchung der Wirkung der Vergabe öffentlicher Bau- und Dienstleistungen zu dem Schluss, dass die *„mit Abstand wirtschaftlichsten Angebote [...] mit der öffentlichen Ausschreibung [erzielt wurden]“* und die *„VwV Beschleunigung öA [im Allgemeinen] ihr Ziel verfehlt hat“* (Rechnungshof BaWü 2012). Der Rückgriff auf eine freihändige Vergabe oder auch eine beschränkte Ausschreibung führte nicht zu Vorteilen, sondern war im Ergebnis oftmals auch teurer.

Auch im Bausektor gibt es hinsichtlich der konkreten Ausgestaltung von Ausschreibungen eine Diskussion über die anzuwendenden Verfahren. So weisen bspw. Uhl & Höppner darauf hin, dass eine – wiederum richtig konzipierte – funktionale Ausschreibung der im öffentlichen Sektor praktizierten, konstruktiven¹⁵ Ausschreibung mit Leistungsverzeichnis weit überlegen ist und sich so *„neben einer beträchtlichen Reduktion der Baukosten die Bauzeit um bis zu 40 Prozent senken ließe“* (Uhl & Höppner 2010, S. 1).

Unabhängig von ökonomischen Effizienzgewinnen liegt ein weiterer Grund für Ausschreibungsverfahren in der Senkung der Korruptionsanfälligkeit. So ist ein offenes, transparentes Vergabeverfahren im Rahmen von Ausschreibungen wesentlich weni-

¹⁴ Im Entwurf EEG 2014 sind die Ziele hinsichtlich der Senkung von Kosten bzw. der Kosteneffizienz nicht konsistent beschrieben. Unter 'Kosteneffizienz' verstehen die Autoren in diesem Zusammenhang die Erreichung der Ziele zu minimalen Kosten.

¹⁵ Bei einer funktionalen Ausschreibung werden lediglich Zielvorgaben, bspw. eine Fußgängerbrücke ausgeschrieben. Bei konstruktiven Ausschreibungen wird auch das ‚wie‘ konkret umrissen, so zum Beispiel, welche Art von Stein zu verwenden ist.

ger der Möglichkeit zur Korruption ausgesetzt und daher breiter akzeptiert als freihändige Vergaben.

Ob die bisherigen Erfahrungen mit Ausschreibungen auf die Vergabe von Förderungen für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien übertragbar sind oder vielmehr sein können, bedarf jedoch weiterer Untersuchungen.

So weichen wesentliche Charakteristika der derzeit praktizierten öffentlichen Ausschreibungen wie das Vorhandensein heterogener Güter¹⁶, die Möglichkeit der Nachverhandlung im Sinne von Nachträgen oder auch die Kosten zur Teilnahme an den Ausschreibungen, unter Umständen erheblich von den Anforderungen ab, welche bei einer Ausschreibung der Förderung von FEE zu berücksichtigen sind.

5.2 Kurzer Überblick zur Auktionstheorie

Ausschreibungen im Sinne des EEG 2014 sollen „*objektive, transparente, diskriminierungsfreie und wettbewerbliche Verfahren zur Bestimmung der Höhe der finanziellen Förderung*“ (Entwurf EEG 2014, § 3 Nr.3) sein.

Als Arbeitsdefinition soll aktuell Folgendes gelten:

- ‚Ausschreibung‘ ist der Überbegriff eines öffentlichen Vergabeverfahrens,
- ‚Auktion‘ beschreibt den ökonomischen Mechanismus innerhalb der Ausschreibungen.

Aus spieltheoretischer Sicht handelt es sich bei einem wettbewerblichen Vergabeverfahren um eine Auktion. Diese ist neben der Bieterstruktur unter anderem durch die zugrunde liegenden Zuschlags- und Preisfestlegungsverfahren im Rahmen der Auktionstheorie gekennzeichnet, welche nachfolgend erläutert werden sollen. Dabei ist zwischen ‚Verkaufsauktionen‘ und ‚Kaufauktionen‘ zu unterscheiden. Verkaufsauktionen sind – vereinfacht ausgedrückt – dadurch gekennzeichnet, dass ein Gut zum höchstmöglichen Preis veräußert werden soll. Über ‚Kaufauktionen‘ soll ein Gut oder eine Dienstleistung erworben werden. Hierzu zählen ebenfalls die Ausschreibungen von EE-Anlagen.

Im Wesentlichen lassen sich Auktionsmodelle anhand folgender Merkmale kategorisieren:

- Art der Gebotsabgabe: offen oder verdeckt,
- Anzahl der Gebotsstufen: einstufig oder mehrstufig,
- Zuschlagsregel, die bestimmt, welcher Bieter erfolgreich war,
- Preisregel, die bestimmt, welchen Preis der (erfolgreiche) Bieter zu zahlen

¹⁶ Sofern nicht konkrete, einzelne Standorte ausgeschrieben werden.

- hat (bzw. im Falle der Ausschreibungen von Förderung deren Höhe),
- Auktionsumfang: Eingut- oder Mehrgüterauktionen,
- Ablauf: sequentiell oder simultan.

Diese Kriterien bestimmen in Kombination mit weiteren Regelungen¹⁷ die Anreize, die bei den Bietern gesetzt werden und in der Folge das (zu erwartende) Ergebnis einer Auktion bzw. einer Ausschreibung.

Im Folgenden sollen nun die wesentlichen Typen von Auktionen kurz dargestellt werden: Auktionstheoretisch wird zwischen Ein- und Mehrgüterauktionen unterschieden. Da Mehrgüterauktionen auf der Systematik von Eingutauktionen aufbauen, werden zunächst kurz klassische Eingutverfahren beschrieben, um im Anschluss auf Mehrgüterauktionen einzugehen, welche im Fall der Ausschreibung von Förderungen die relevanten Verfahren sein dürften.

Dabei wird stets eine Kaufauktion beschrieben, bei der der Ausschreibende ein Interesse daran hat, einen möglichst niedrigen Preis zu zahlen. Für Verkaufsauktionen gelten die Ausführungen analog mit umgekehrten Vorzeichen.

5.2.1 Klassische Eingutauktionen

- Englische Auktion (*english auction*)

Eine offene Auktion, bei der solange Gebote abgegeben werden, bis niemand mehr bereit ist, ein niedrigeres Gebot abzugeben. Derjenige mit dem niedrigsten Gebot bekommt den Zuschlag und erhält seinen gebotenen Preis.

- Holländische Auktion (*dutch auction*)

Ebenfalls eine offene Auktion. Im Unterschied zur englischen Auktion wird jedoch ein Minimalpreis festgelegt, den voraussichtlich kein Bieter akzeptieren wird. Der Preis wird sukzessive soweit erhöht, bis sich ein Bieter findet. Zuschlag und Preis richten sich nach dem jeweiligen Gebot.

- Höchstpreisauktion (*first price sealed bid auction*)

Eine verdeckte Auktion, bei der die jeweiligen Bieter keine Informationen hinsichtlich der Zahlungsbereitschaft der anderen Bieter haben. Zuschlag und Gebotspreis fallen

¹⁷ Bspw. Präqualifikationsanforderungen, Preisgrenzen, etc. die in Kap. 5.4 erläutert werden

auch hier zusammen – das niedrigste Gebot gewinnt.

Allen drei Varianten ist gemein, dass Zuschlags- und Preisregel identisch sind bzw. den gleichen Regeln folgen: Das Gebot bestimmt sowohl den Preis als auch, wer die Auktion gewinnt. In der Folge hat grundsätzlich kein Bieter ein Interesse, mit seiner maximalen Zahlungsbereitschaft zu bieten, sondern vielmehr, darunter zu bleiben, um im Falle des Zuschlags einen Gewinn erwirtschaften zu können („bid shading“).¹⁸

- Vickrey-Auktion, auch Zweitpreisauktion (*second price sealed bid auction*)

Eine Entkoppelung von Zuschlags- und Preisregel findet bei der sogenannten Vickrey- oder auch Zweitpreisauktion statt. Dabei werden, analog zur Höchstpreisauktion, die Gebote verdeckt eingeholt. Den Zuschlag bekommt dann der Bieter, der den niedrigsten Preis geboten hat. Er bekommt jedoch den Preis, den der Zweitniedrigste geboten hat. Es gibt für den Bieter keinen zwingenden Anreiz, seine Zahlungsbereitschaft zu verschleiern, da er immer ein besseres Ergebnis erzielt als er geboten hat.

5.2.2 Mehrgüterauktionen

Werden mehrere Einheiten eines Gutes nicht mehr als Paket, sondern separat in einer Auktion versteigert, so spricht man von Mehrgüterauktionen.¹⁹

Für die Auktionierung von mehreren Gütern gibt es mehrere unterschiedliche Verfahren. Im Folgenden sollen die drei wesentlichen Auktionsformen bzw. Preisregeln kurz dargestellt werden.²⁰

- Einheitspreisauktion (*uniform price auction*)

Bei diesem Verfahren wird ein einheitlicher Preis bestimmt, der von allen Gewinnern der Auktion zu zahlen ist. Dies kann entweder der Preis des letzten bezuschlagten Gebotes oder der Preis des ersten nicht bezuschlagten Gebots sein. Dabei ist Alternative eins in der Praxis die häufiger anzutreffende Variante (beispielsweise am Day-Ahead-Markt der EPEX).

¹⁸ Vgl. u.a. (Berninghaus, Erhardt, & Güth, 2010) S. 228, (Lucking-Reiley, 1999) S.1064, (Berninghaus, Erhardt, & Güth, 2010) S. 228

¹⁹Vgl. u.a. (Krishna, 2002) S. 165

²⁰ In Anlehnung an (Berninghaus, Erhardt, & Güth, 2010) S.266ff.

- Preisdiskriminierende Auktion (*discriminatory price auction/ pay-as-bid auction*)

Bei dieser Preisregel zahlt jeder (bezuschlagte) Bieter den Preis, den er geboten hat.

- Vickrey Mehrgüterauktion

Hier werden die Preise, die die erfolgreichen Bieter zu zahlen haben, durch die Gebote der jeweils anderen Bieter bestimmt. Die Gebote der Bieter bestimmen damit nicht, welchen Preis der Bieter bekommt, sondern nur, welche Menge des Gutes er erwirbt.

Zur Preisberechnung selbst werden die Preise herangezogen, die zustande gekommen wären, wenn der jeweils (bezuschlagte) Bieter nicht an der Auktion teilgenommen hätte.

Analog zu den Eingutauktionen gilt, dass die Bieter beim Zusammenfallen von Zuschlags- und Preisregel einen Anreiz zum bid shading haben, also unterhalb ihrer maximalen Zahlungsbereitschaft bieten.²¹

- Hybride Auktionen (*Mehrstufiges Verfahren*)

In diesem Auktionsdesign werden zwei Auktionsvarianten miteinander kombiniert, die Auktionsprozesse werden dabei nacheinander durchgeführt. Häufiger angewandte Beispiele sind eine holländische Auktion, der eine preisdiskriminierende Auktion folgt oder eine Höchstpreisauktion, der eine holländische Auktion folgt. In beiden Fällen ist im ersten Auktionsprozess darauf zu achten, dass auch für den zweiten Prozess ausreichend Anbieter übrigbleiben, indem man das Volumen etwas über dem tatsächlich nachgefragten belässt und erst im zweiten Auktionsprozess absenkt.

Zusammenfassend erfolgt eine kurze Übersicht über die Preisbildung der drei klassischen Mehrgüterauktionen an folgendem Beispiel:

Es werden 3 gleiche Güter ausgeschrieben. Jeder Bieter bietet genau für eine Einheit des Gutes. Die dunkelgrauen Flächen bezeichnen jeweils den bezuschlagten Bieter, die Höhe seines Gebotes (gestrichelte Linie) und seinen erzielten Preis.

²¹ (Berninghaus, Erhardt, & Güth, 2010) S. 271

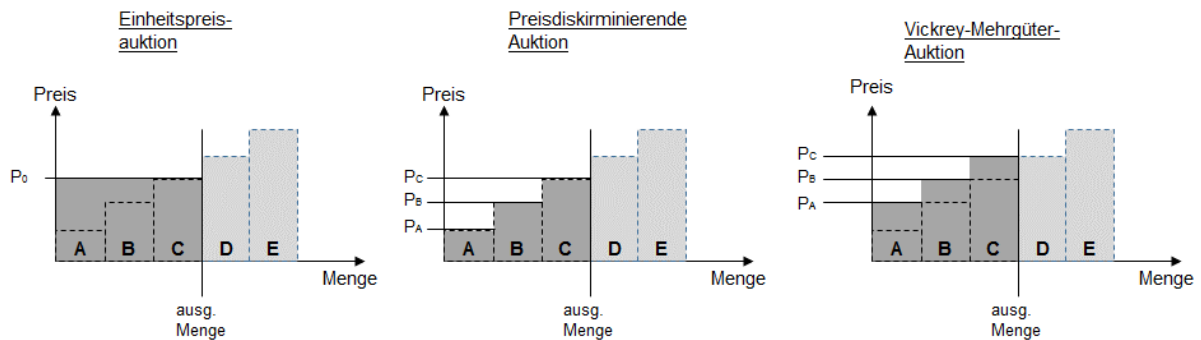


Abbildung 8: Preisbildung Mehrgüterauktion

Darstellung: IZES gGmbH

Abbildung 8 zeigt, weshalb in der Einheitspreisauktion sowie bei preisdiskriminierenden Verfahren ein Bieter kein Interesse hat, zu echten Kosten zu bieten. So kann er bei der preisdiskriminierenden Auktion (pay-as-bid) keinen Gewinn erwirtschaften, wenn dieser nicht Teil des Gebotes ist. Bei der Einheitspreisauktion ist es ungewiss, ob er nicht der preissetzende Bieter sein wird (im Beispiel Bieter C). Darüber hinaus werden aus Sicht des Ausschreibenden die Produzentenrenten maximiert.

Bei der Vickrey-Auktion hingegen erhält jeder erfolgreiche Bieter einen „Zuschlag“ zu seinem Gebot in Höhe der Differenz zum Gebot des nächsten. Die Kosten für den Ausschreibenden sind dabei abhängig von einer ausreichenden Anzahl an „ähnlichen“ Geboten, da immer das nächste, nicht berücksichtigte Gebot den zu zahlenden Preis bestimmt.

5.3 Herausforderungen des „mechanism design“

Neben der Wahl der jeweiligen Preis- und Zuschlagsregeln kann der Verkäufer einer Auktion durch die Festlegung der Rahmenbedingungen Einfluss auf die Auktion nehmen.

So können beispielsweise Preislimits die Gebots- und Bieterstruktur beeinflussen. Die Auktionen können simultan oder sequentiell ausgerichtet werden. Es können auch qualitative Anforderungen an die Bieter aufgestellt werden etc.

Die Summe aller Regeln wird als „mechanism design“ bezeichnet. Hier werden die Anreize bestimmt, die das Handeln der Teilnehmer und damit auch das Ergebnis beeinflussen. Ist das Design „fehlerhaft“, so ist es möglich, dass andere Ergebnisse als ursprünglich beabsichtigt erreicht werden.

5.3.1 Wert des Gutes aus Sicht der Bieter

Die Bewertung der jeweiligen Auktionsverfahren ist unter anderem davon abhängig,

welche Annahmen der Bieter hinsichtlich der individuellen Wertbildung des Gutes unterstellt werden.²² Ist der Wert des Gutes für den jeweiligen Bieter zum Zeitpunkt der Auktion genau bekannt, so hat sich eine Bewertung nach dem independent private value (IPV-)Modell bewährt.²³ Für den Spezialfall, dass die Unsicherheit bzgl. des Wertes für alle Bieter gleich ist, kommt das common value (CV-)Modell zum Einsatz.²⁴ Eine Kombination beider Ansätze kann beispielsweise durch das Modell von Milgrom und Miller (1982) abgebildet werden, bei dem die individuelle Wertbildung der einzelnen Bieter voneinander abhängig ist. Die Wahl des Modells ist entscheidend, um eine Abschätzung hinsichtlich der Anreizwirkung eines Auktionsmodells treffen zu können.

Bei der Bewertung von Förderungen für Erneuerbare Energien ist der Wert für die Bieter ebenfalls als eine Kombination von IPV und CV zu unterstellen, da dieser zum einen von individuellen Präferenzen der Bieter („wie gut passt die ausgeschriebene Menge in mein Portfolio?“), zum anderen von allgemeinen Wertentwicklungen („mit welchem Dargebot ist zu rechnen?“, „wie entwickelt sich der Marktwert?“) abhängt.

5.3.2 ‚Designfehler‘ und deren Folgen

Da das Entwerfen von Ausschreibungen eine hochkomplexe Materie ist, kann es zu unbeabsichtigten Ergebnissen kommen, wie Erfahrungen aus vergangenen Auktionen gezeigt haben. Einige dieser „Fallen“ sollen im nachfolgenden exemplarisch an einigen Beispielen aufgezeigt werden. Die Beispiele sind aus (Berninghaus, Erhardt, & Güth, 2010) und (Klemperer, What really matters in auction design, 2002) entnommen.

- „Winner’s curse“, der Fluch des Siegers

Bei einer Auktion von Gütern, deren Wert sich erst in der Zukunft genau bestimmen lässt, wie beispielsweise bei Lizenzen oder auch Förderungen, die einen Markterlös ergänzen, ohne das Marktrisiko zu eliminieren (bspw. fixe Marktpremie, Kapazitätzahlung), müssen die Bieter Annahmen hinsichtlich der zukünftigen Erlöse treffen. Diese Annahmen sind nun maßgeblich für ihr Gebot. Ist das Gebot allein von der Annahme über den (allgemeinen) Erlös (common value) abhängig, so gewinnt der Bieter, der die optimistischste Annahme getroffen hat. Dieser Effekt ist neben der Einschätzung der zukünftigen Erlöse auch abhängig von der Anzahl der Bieter, die mit zunehmender Zahl den Preis ansteigen lassen (Bazerman & Samuelson, 1983).

²² Angelehnt an (Berninghaus, Erhardt, & Güth, 2010)

²³ Dabei sind die Werte, die der Bieter dem Gut beimisst voneinander unabhängig. Die maximale, individuelle Zahlungsbereitschaft ist eine „private Information“.

²⁴ Bspw. bei der Vergabe von Förderrechten von Öl ist der Wert des Öls abhängig von der Preisentwicklung am Weltmarkt und für alle Bieter identisch. Das Gut besitzt einen objektiven Wert.

- Marktzutrittsbarrieren/Kosten der Teilnahme

Bei Auktionen ist grundsätzlich eine große Anzahl an Bietern gewünscht, um ein (aus Sicht des Auktionierenden) gutes und effizientes Marktergebnis zu erhalten. Allerdings gibt es Hemmnisse, die den Marktzutritt für andere erschweren bzw. verhindern.

So ist es sehr wahrscheinlich, dass in mehrstufigen, offenen Auktionen kapitalstarke Bieter schwächere Bieter immer überbieten können. Dies führt unter Umständen dazu, dass kleinere Bieter gar nicht erst an der Auktion teilnehmen, da sie der Überzeugung sind, ohnehin nicht gewinnen zu können. So gaben beispielsweise bei der Übernahme von Wellcome drugs durch Glaxo im Jahr 1999 die anderen Bieter ihre (grundsätzlich???) höheren Gebote gar nicht erst ab²⁵, da sie überzeugt waren, überboten zu werden. Der erzielte Preis war in der Folge extrem niedrig.

Auch die Kosten zur Teilnahme an einer Auktion haben Auswirkungen auf die Bieterstruktur und damit das Auktionsergebnis. Als Beispiel sei hier die Auktion der Fernsehrechte in England oder in Schottland genannt, wo hohe Anforderungen an ein regionales Fernsehprogramm und damit hohe Bietkosten in England dazu führten, dass die Lizenz für die Midland Region den Bruchteil eines Pennies pro Einwohner, das einzige Gebot eines Bieters, einbrachte, während in den restlichen Regionen gut 9 – 16 Pfund/ Einwohner erzielt wurden.

- Prädation

Prädation beschreibt ein mögliches ‚Raubtierverhalten‘ von Bietern. Gibt es mehrere Auktionen für Güter, die komplementär sind, so hat ein starker Bieter das grundsätzliche Interesse, in den ersten Auktionen sehr aggressiv vorzugehen. Dieses Verhalten wird so lange angewendet, bis die übrigen Bieter an einer erneuten Auktion gar nicht mehr teilnehmen, wie es bspw. bei der Auktion der Schweizer Mobilfunklizenzen im Jahr 2000 zu beobachten war (vgl. hierzu Bikchandani 1988 sowie Klemperer 2002b).

- Kollusion/strategische Nachfragereduktion am Beispiel der GSM-Versteigerung

Kollusionen, also „Absprachen“, sollen im Folgenden am Beispiel der GSM-Versteigerung erläutert werden. Im Jahr 1999 wurden die GSM-1.800Hz Frequenzen versteigert, an denen die Anbieter D1 und D2 sehr großes Interesse und in der Folge eine sehr hohe Zahlungsbereitschaft hatten. Im Rahmen der simultanen, mehrstufigen Auktion wurden zehn (annähernd) gleiche Blöcke geboten.

Die Auktionsregeln sahen vor, dass das stehende Höchstgebot jeweils um 10% zu erhöhen und auf 100.000 DM zu runden war. Daraufhin bot D2 als erster Bieter 36,4 Mio. DM auf die ersten fünf und 40 Mio. DM auf die letzten fünf Blöcke. Das nächsthöhere Gebot war somit laut Auktionsregeln 40 Mio. DM (36,4 Mio. + 10%, gerundet) und

²⁵ aber kommunizierten

entsprach dem Gebot des zweiten Blocks. Die Gebote von D2 waren somit als „Friedensangebot“ zu interpretieren, sich das Angebot zum (vermutlich viel zu niedrigen) Preis von 40 Mio. DM je Block zu teilen, was auch im Ergebnis geschah – ohne direkt miteinander zu kommunizieren.

Ähnliche Kollusionen bzw. (indirekte) Absprachen gab es bspw. auch im englischen Strommarkt 1999 (markets office of gas and power, 1999).

- Nachträgliches Bedauern (regret problem) am Beispiel der UMTS-Frequenzen

Bei der darauf folgenden UMTS-Auktion im Jahr 2000 wurden 12 Blöcke in einer Mehr-rundenauktion angeboten. Für eine kleine Lizenz mussten zwei, für eine große Lizenz drei Blöcke erworben werden. Damit die Auktion enden konnte, musste mindestens einer der insgesamt sieben Bieter aussteigen, was in der 127ten Bietrunde zum Preis von ca. 5,2 Mrd. DM je Block geschah. Da jedoch einige Anbieter auf eine große Lizenz aus waren, ging der Bieterwettbewerb insgesamt bis zur 173ten Runde zum Preis von 8,2 Mrd. DM – ohne dass einer drei Blöcke erhielt. In der Folge erwarb jedes Unternehmen kleine Lizenzen zum Preis von ca. 16,4 Mrd. DM (2 x 8,2), obwohl diese Aufteilung bereits schon in der 127ten Runde zum Preis von ca. 10,4 Mrd. DM möglich gewesen wäre.

- Marktstruktur

Auch Überlegungen der Akteure hinsichtlich bestehender oder zukünftiger Marktstrukturen können die Gebote beeinflussen. So besteht ein grundsätzliches Problem darin, dass die Anbieter, die einen Markt bereits besetzen, bereit sind, einen höheren Preis für die Abschottung vor neuen Anbietern zu zahlen als neue Anbieter für den Eintritt in den (ihnen fremden) Markt zu leisten bereit sind. Auch können größere Firmen bereit sein, ihre grundsätzlich hohe Nachfrage zu Gunsten niedrigerer Kosten im Rahmen der Auktion zu reduzieren.

Die obigen Beispiele für Probleme mit Auktionsverfahren sind nicht vollständig und können durch ein angepasstes Auktionsdesign durchaus verhindert oder zumindest eingegrenzt werden. Sie sollen lediglich aufzeigen, dass es extrem schwierig ist, eine „gute“ Auktion zu entwerfen und auch kleine Fehler zu sehr ungünstigen Ergebnissen führen können.

Im folgenden Abschnitt werden daher die spezifischen Herausforderungen an *energie-wirtschaftliche Ausschreibungsverfahren* beleuchtet. Dazu werden insbesondere die in ihnen enthaltenen Elemente bzw. Phasen strukturiert dargestellt.

5.4 Grundsätzliche Einordnung von EE-Ausschreibungen aus energiepolitischer Sicht

Ausschreibungen für Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien umfassen die Veröffentlichung einer bestimmten Leistung oder mehrerer Leistungen, die zu bestimmten Konditionen von privaten oder auch staatlichen Unternehmen erbracht werden sollen. Um Missverständnisse mit dem Begriff der ‚elektrischen Leistung‘ zu vermeiden, wird im Folgenden von ‚kontrahierten Gütern‘ gesprochen.

Auf die entsprechende Ausschreibung können Interessierte im Rahmen eines Auktionsverfahrens ein Gebot bzw. Gebote abgeben, aus denen schließlich die Vergabe an die erfolgreichen Bewerber sowie der Preis für die ausgeschriebenen Güter ermittelt werden. Ausschreibungs- und Auktionsverfahren lassen sich nach vielfältigen Eigenschaften unterscheiden, die im Folgenden kurz vorgestellt werden.

An erster Stelle stehen die **Ziele, die mit der Ausschreibung für EE-Anlagen verfolgt werden**. Diese werden in der Regel primär einen energiepolitischen Ursprung haben, jedoch auch wirtschafts- und innovationspolitische Ziele betreffen. Hierzu zählen hauptsächlich:

- Erhöhung der Anteile (spezifischer) EE-Technologien an der Stromerzeugung,
- Erhöhung der installierten Leistung (spezifischer) EE-Technologien,
- Gewährleistung einer verbesserten Mengensteuerung hinsichtlich des Anlagenzubaues,
- Erhöhung der Systemstabilität durch Erbringung von Systemdienstleistungen durch EE-Technologien,
- Einsparung von fossiler und nuklearer Primärenergie (um die Exportabhängigkeit zu reduzieren),
- Dekarbonisierung der Stromerzeugung,
- Industrie-/innovationspolitische Förderung bestimmter EE-Technologien,
- Harmonisierung der regionalen Verteilung von EE-Anlagen (um die gesellschaftliche/politische Akzeptanz des EE-Ausbaus zu erhöhen oder um regionale einspeisebedingte Ausgleichseffekte zu erzielen oder vielfach lokale Wertschöpfung ermöglichen zu können),
- Konjunkturpolitische Maßnahmen zur Stärkung der Binnennachfrage sowie
- Minimierung der Netzerweiterungskosten durch gezielte EE-Standortwahl.

Diese exemplarischen Ziele sollten ausschlaggebend für die Wahl der weiteren Ausgestaltungsoptionen für EE-Ausschreibungen als energiepolitisches Instrument sein, was sich im Zitat einer Weltbank-Studie widerspiegelt:

„Energy policy should drive auction design, not vice-versa.“
(Maurer & Barroso 2011, S. 92)

Eine erste Ausgestaltungsvariante stellt die Art der **institutionellen Organisation zur Beschaffung der zu erbringenden Leistung** dar. Hier erfolgt eine Unterscheidung zwischen:

- dem Single-Buyer-Konzept, bei dem der Staat als alleiniger Nachfrager auftritt und entsprechende Vergütungsverträge eingeht,
- einem zentralisierten Planungskonzept, bei dem der Staat die Ausschreibungen und Auktionsprozesse zentral abwickelt, die Vergütungsverträge jedoch zwischen dezentralen Institutionen (z. B. Netzbetreiber) und den Anbietern der Leistungen geschlossen werden und
- einem dezentralen Planungskonzept, bei dem sowohl Ausschreibungen als auch Auktionen von dezentralen Institutionen durchgeführt und anschließend von diesen ebenfalls die Verträge abgeschlossen werden.

Die Art der Ausschreibungsveröffentlichung betrifft die **Adressaten der nachgefragten Leistung**. Die Ausschreibung kann entweder öffentlich sein, sodass jeder potentielle Anbieter sich beteiligen kann, oder aber auch geschlossen sein, sodass bereits eine Auswahl auf einen bestimmten Kreis an potentiellen Anbietern getroffen wurde.

Zusätzlich können die Adressaten der Ausschreibung über bestimmte **Präqualifikationsbedingungen** bestimmt oder eingeschränkt werden. Im Bereich von EE-Stromerzeugungsanlagen sind vielfältige genehmigungsrechtliche Aspekte für die Teilnahme am Ausschreibeverfahren möglich, die in einem sogenannten Lastenheft festgehalten werden können:

- Gutachten über die Erreichbarkeit des Standorts mit den notwendigen Geräten zur Errichtung und Instandhaltung,
- Gutachten über die Eignung des Grundstücks zur Errichtung der geplanten EE-Anlage (z. B. Tragfähigkeit),
- Gutachten zur Verfügbarkeit des Netzanschlusses oder ggf. bereits die unterschrittsreife, vertragliche Absicherung über den Netzanschluss der zu errichtenden Anlage,
- Standortgenehmigung unter ökologischen Aspekten (Gewährung des Artenschutzes, der Geräuschemissionen, Schattenwurf etc.),
- Vorverträge mit den Grundstückseigentümern.

Die im Lastenheft festgehaltenen Präqualifikationsbedingungen geben vor, welche Vorleistungen seitens der Anbieter bereits übernommen werden müssen. Indirekt wird damit der Zeitpunkt der Auktion innerhalb der Projektierungsphasen für FEE-Anlagen

vorgegeben. Somit sind die Präqualifikationsbedingungen entscheidend für die Risikoübernahme zwischen Bieter und nachfragender Institution. Es ist ebenfalls möglich, dass ein Anbieter für die Errichtung und den Betrieb einer FEE-Anlage an einem bereits umfänglich erschlossenen Standort in einem Ausschreibungsverfahren gesucht wird. In diesem Fall würde die ausschreibende Institution einen Großteil des Planungsrisikos übernehmen.

Weiterhin können aber auch gewisse finanzielle Sicherheiten von den Bietern verlangt werden, damit die ausschreibende Institution die Ernsthaftigkeit des jeweiligen Gebots bzw. des Bieters bewerten kann. Dies kann geschehen, indem sie entweder ihre Liquidität nachweisen müssen oder z.B. einen gewissen Prozentsatz der geplanten Investitionssumme hinterlegen müssen.

Darüber hinaus muss in der Ausschreibung spezifiziert sein, ob nur **bestimmte Technologien** an dem Verfahren teilnehmen dürfen oder die Erfüllung technologieübergreifend möglich ist (technologieneutral).

Welche der beiden Möglichkeiten gewählt wird, ist hauptsächlich eine Frage der angestrebten Technologieförderung innerhalb der energiepolitischen Ziele. Weitere Spezifizierungen können durch projektdifferenzierte Ausschreibungen erreicht werden. Dies kann insbesondere die geografische Lage der zu errichtenden EE-Anlagen betreffen, d. h. durch eine **Standortdifferenzierung** der Ausschreibung für einen bestimmten, einzelnen Standort oder eine bestimmte (Netz-)Region.

Neben den bereits explizit aufgeführten Optionen von EE-Ausschreibungen sind **weitere Ausgestaltungselemente** denkbar. Hier seien – nicht abschließend – die folgenden genannt:

- Mengenbegrenzungen je teilnehmendem Akteur zur Vermeidung hoher Marktkonzentration, deren Höhe sich nach festzulegenden Kriterien bestimmt,
- die Erstattung von Bietkosten in bestimmter Höhe, um die Teilnahme zahlreicher und vielfältiger Akteure zu ermöglichen,
- die Festlegung bestimmter Preis-/Gebotslimits, um die Ausübung von Marktmacht zu vermeiden.

Neben den aufgeführten Optionen sind prinzipiell unbegrenzt weitere denkbar. Sollen durch die Einführung weiterer Kriterien oder Vorgaben länder- oder technologiespezifische Problemfelder adressiert werden, ist stets auf die Gefahr von widersprüchlichen Anreizen zu achten. Diese erhöht sich unweigerlich mit zunehmender Komplexität der Ausschreibungsformalien.

Eine weitere Unterscheidung wird bei **den kontrahierten Gütern und deren Vergütung** gemacht. Im Bereich der EE bestehen grundsätzlich die folgenden Möglichkeiten

für die Art der kontrahierten Güter:

- Es wird eine bestimmte Höhe an zu errichtender Kapazität ausgeschrieben (z. B. 500 MW).
- Es wird eine zu erbringende Energiemenge ausgeschrieben (z. B. 500 GWh/a über 10 Jahre).

Neben diesen beiden Möglichkeiten sind Kombinationen bzw. bestimmte weitergehende Anforderungen denkbar (z. B. 500 MW Kapazität mit einer Mindesterzeugungsmenge von 500 GWh/a). Die kontrahierten Güter können auf verschiedene Weisen vergütet werden:

- über eine fixe Einspeisevergütung pro erzeugte Energieeinheit (wobei Vermarktungserlöse am Spotmarkt zum Ausgleich der Vergütung genutzt werden können),
- über eine Bonus-Vergütung pro erzeugte oder vermarktete Energieeinheit (wobei die Anlagenbetreiber den Strom an den Märkten des Stromsektors selbst vermarkten),
- Über eine fixe Summe als Pauschalzahlung, die entweder auf einmal oder in regelmäßigen Abständen gezahlt wird (z. B. jährliche Pauschalzahlung über 10 Jahre). Es ist sowohl eine Pauschalzahlung für die installierte Leistung als auch für die zu erbringende Energiemenge denkbar (hier ist denkbar, dass die Anlagenbetreiber den Strom ins Netz einspeisen müssen und dieser von einem Treuhänder vermarktet wird, die Betreiber also ausschließlich die Pauschalzahlungen als Erlöse erhalten, oder die Anlagenbetreiber den Strom selbst vermarkten und hierdurch zusätzliche Einnahmen erhalten).

Die Vergütungen können in der genauen Ausgestaltungsform mit weiteren, zu erfüllenden Bedingungen verknüpft sein (z. B. Mindestdauer der Verfügbarkeit oder sonstige technische Bedingungen). Des Weiteren sind hybride Formen zwischen den genannten Vergütungsarten möglich (wie bspw. heute die Vergütung nach der gleitenden Marktprämie gemäß EEG 2012).

Sind alle erforderlichen Ausgestaltungen der Ausschreibungen geklärt, folgt die Entscheidung, in welcher Form Angebote von den potentiellen Bietern eingereicht werden und in welchem Ablauf die Höhe der Vergütungszahlungen ermittelt wird. Dieser Prozess wird als Auktion und dessen Ausgestaltung als **Auktionsdesign** bezeichnet (vgl. IRENA 2013, S. 43; Maurer & Barroso 2011, S. 7; Kopp et al. 2013, S. 43). Für Auktionen im Stromsektor haben sich u. a. folgende Designoptionen etabliert (für eine ausführlichere Beschreibung der Auktionsvarianten siehe Kapitel 5.2):

- Höchstpreisauktion (first-price sealed-bid auction),
- Preisdiskriminierende Auktion (discriminatory price auction, pay-as-bid auction)
- Einheitspreisauktion (uniform price auction),
- Holländische Auktion (dutch auction, descending clock auction) sowie

- Hybride Auktionen.

Neben den aufgeführten Auktionsdesigns existieren noch zahlreiche weitere, die jedoch für EE-Ausschreiben weniger geeignet erscheinen und in der Praxis für diesen Zweck auch noch nicht angewandt wurden.

Die über das Auktionsverfahren vergebenen Vergütungsrechte für die kontrahierten Güter können anschließend handelbar sein. Lässt die koordinierende Institution die **Handelbarkeit** zu, können Projektverzögerungen oder die Bezahlung von Pönalen aufgrund einer Nichtrealisierung der Anlagen ggf. vermieden werden. Hierfür können die Vergütungsrechte zwischen Investoren gehandelt und auf bereits entwickelte, allerdings bisher nicht förderberechtigte Projekte übertragen werden. Wird die Handelbarkeit der Vergütungsrechte zugelassen, kann dies die Wahrscheinlichkeit der Projektrealisierungen erhöhen, erfordert jedoch gleichzeitig ein zusätzliches, komplexes rechtliches Regelwerk und dessen Überwachung. Mögliche Varianten für eine Gewährleistung der Handelbarkeit wäre die Ausschreibung von Lizenzen gegenüber konkreten Projekten oder eine Kombination hiervon.

Zur Sicherstellung der Errichtung und Inbetriebnahme von ausgeschriebenen und bereits erfolgreich vergebenen EE-Anlagen, ist die Einführung von **Pönalen** eine breit angewandte Methode. Damit diese effektiv sind, ist ein ausreichend hoher Mindestwert von bspw. monetären Pönalen festzulegen. Die Höhe und Form der Pönale ist bereits im Ausschreibeverfahren von der ausschreibenden Institution festzulegen und bekannt zu geben, damit potentielle Bieter diese bei ihrer Entscheidung für oder gegen eine Teilnahme sowie bei Festlegung ihrer Gebotshöhe berücksichtigen können. Die genaue Ausgestaltung der Pönale in ihrer Form und Höhe kann weitreichende Folgen hinsichtlich drohender Markteintrittsbarrieren haben (siehe hierzu Kapitel 6.3.1).

Wird nach erfolgreich durchgeführten Auktionen und vergebenen Vergütungsrechten in bestimmten Fällen sichtbar, dass die Vollkosten einer Errichtung und Inbetriebnahme die erwarteten Erlöse inkl. staatlicher Finanzierungströme überschreiten, ist darüber zu entscheiden, ob **Nachverhandlungen** zwischen erfolgreichem Anbieter und koordinierender Institution zugelassen sind oder nicht. Sind diese zugelassen, kann ein Anreiz für potentielle Anbieter entstehen, ein Gebot unterhalb ihrer erwarteten Vollkosten anzubieten und somit die eigene Erfolgswahrscheinlichkeit zu steigern. Andererseits können Nachverhandlungen die Verzögerung der Errichtung und Inbetriebnahme, oder sogar die Nichtrealisierung von ausgeschriebenen und bereits erfolgreich vergebenen EE-Anlagen vermeiden. Die Entscheidung für oder gegen mögliche Nachverhandlungen ist daher eng mit der Abwägungen zwischen Einführung und Ausgestaltung von Pönalen seitens der koordinierenden Institution abzustimmen.

Für potentielle Anbieter im Ausschreibeverfahren ist **die Information über das Volumen der kontrahierten Güter sowie über die Frequenz der Ausschreibung** von essentieller Bedeutung. Ausschließlich bei zuverlässiger Informationslage sind Anbieter in ausreichender Anzahl zu erwarten, was wiederum notwendig für ein wettbewerbliches Verfahren ist (vgl. IRENA 2013, S. 47; Maurer & Barroso 2011, S. 92). Hierfür bieten sich im Wesentlichen zwei Möglichkeiten an:

- Regelmäßig wiederholte Ausschreibungen in bekannten Zeitintervallen, ggf. differenziert nach bekannten Technologien und/oder Standorten,
- frühzeitige Bekanntmachung von Ausschreibungsterminen mit relevanten Rahmendaten (Art der Leistung, ggf. Technologie-/Projektdifferenzierung etc.).

Die Anzahl und Tiefe der Eigenschaften von Ausschreibungs- und Auktionsverfahren zeigen deutlich die Komplexität von Ausschreibungen als energiepolitisches Instrument. Zusammengefasst lassen sich folgende Eigenschaften auflisten, die insbesondere über das ‚was‘, ‚wie‘ und ‚wo‘ der Ausschreibungen entscheiden:

- Definition und Ziele der Ausschreibungsverfahren,
- Entscheidung über die institutionelle Organisation der Beschaffung der zu kontrahierenden Güter,
- Adressaten der Ausschreibung und Präqualifikationsbedingungen,
- Entscheidung über den Grad technischer Differenzierung,
- Entscheidung über die Form der Standortdifferenzierung,
- weitere Ausgestaltungsoptionen der Ausschreibungen,
- Entscheidung über die Art der kontrahierten Güter,
- Entscheidung über das Zuschlagverfahren,
- Entscheidung über die Handelbarkeit der Vergütungsrechte,
- Entscheidung über die Ausgestaltung Pönale,
- Entscheidung über Nachsteuerungsmöglichkeiten,
- Entscheidung über Zeitpunkte und Frequenz der Ausschreibung.

Im Kontext des Ausbaus der EE-Erzeugung in Deutschland erscheinen insbesondere folgende Aspekte bedeutend:

- Die Ziele der Energiewende wurden bereits im Energiekonzept der Bundesregierung bzw. im EEG exakt definiert.
- Die Ziele der Bundesregierung sollen hauptsächlich durch einen Zubau von PV und Windanlagen (Onshore und Offshore) erreicht werden.
- Das Erreichen der Ziele erfordert eine hohe Akzeptanz der Bürger, welche sich durch deren direkte (finanzielle) Beteiligung erhöhen lässt.
- Bisherige Erfahrungen zeigen, dass die potentiellen Investoren verlässliche regulatorische Rahmenbedingungen benötigen, um Investitionen in EE-Anlagen zu tätigen.

- Aufgrund der Siedlungsstruktur wird davon ausgegangen, dass die in Deutschland installierten Wind- und PV-Anlagenparks im internationalen Vergleich relative geringe elektrische Leistungen bei einer hohen Dezentralität aufweisen. Dies sollte auch für den zukünftigen Zubau gelten.

Für einige der Eigenschaften ist die Ausprägung daher bereits festgelegt bzw. der Spielraum sehr stark begrenzt. Als geeignet für EE-Ausschreibung als Instrument zur Erreichung der energiepolitischen Ziele erscheinen Ausschreibungen:

- bei denen der Staat als alleiniger Nachfrager auftritt (da bisher keine Motivation besteht, die Netzbetreiber oder die Energieversorger mit EE-Zielen zu verpflichten),
- die öffentlich einsichtig für alle potentiellen Bieter sind (damit an dieser Stelle noch keine Einschränkung der Akteursstruktur vorgenommen wird),
- die technologiespezifisch sind (damit der Zubau und die Weiterentwicklung aller notwendigen Technologien gewährleistet ist) und
- bei denen in gewissem Umfang der geografische Standort spezifiziert ist, d.h. eine Standortdifferenzierung vorgenommen wird (da die finanziellen Verteilungseffekte des EEG zwischen den Bundesländern, die regionale Beeinflussung des Landschaftsbilds und der regionale Netzausbau Hauptdiskussionspunkte des weiteren EE-Zubaus sind).

Somit bleiben offene Fragen in Bezug auf:

- die Art der ausgeschriebenen, zu kontrahierenden Güter,
- die Vergütung der kontrahierten Güter,
- das Zuschlagsverfahren der Auktion selbst,
- die Handelbarkeit der Vergütungsrechte,
- die Pönale und Nachsteuerungsmöglichkeiten und vor allem
- die Festlegung auf bestimmte Präqualifikationsanforderungen, d.h. auf den Zeitpunkt der Auktion innerhalb der Planungsphasen.

Da das Auktionsdesign selbst als Mittel zum Zweck angesehen werden muss (vgl. obiges Zitat von Maurer & Barroso 2011, S. 92) und somit erst nach Festlegung aller anderen Eigenschaften und einer folgenden Bewertung der verfügbaren Designs ausgewählt werden sollte, wird das Auktionsdesign erst an letzter Stelle als Merkmal von EE-Ausschreibungen diskutiert.

Somit ergibt sich ein modulares Bild dessen, was Ausschreibungen in der Bundesrepublik erreichen sollen (die ‚Zieltrias‘, vgl. Abbildung 4 in Kap. 3) sowie des idealtypischen Ablaufs eines Ausschreibungsverfahrens. Da die Bundesrepublik ihre EU-Klimaschutzverpflichtungen durch einen stetigen Ausbaupfad (der nun gemäß Entwurf EEG 2014 mit einem Zielkorridor für die einzelnen EE-Technologien operationalisiert

werden soll) erreichen will, bedeutet es, dass die Ausschreibungen nicht nur in sich stimmig und zielführend sein sollen, sondern letztlich auch einen zyklischen Prozess darstellen, der stets aufs Neue zur jährlichen EE-Erreichung bzw. zur Erreichung der Triasziele führen soll. Dieser schematische Ausschreibungszyklus und die mit ihm verfolgten Ziele werden in Abbildung 9 grafisch dargestellt.



Abbildung 9: Struktur und Zieltrias (gemäß des geplanten EEG 2014) von EE-Ausschreibungen
 Darstellung: IZES gGmbH

In den folgenden Abschnitten wird analytisch untersucht, wie Entscheidungen im Rahmen der Konzeption eines Ausschreibungsverfahrens und des spezifischen Auktionsdesigns die Erreichung der Zieltrias beeinflussen können.

6 Herausforderungen an ein Ausschreibungsdesign im Rahmen der Zieltrias des EEG 2014

Die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien ist zum heutigen Zeitpunkt, von großen Laufwasserkraftwerken abgesehen, in den meisten Fällen nicht über ausschließliche Erlöse aus dem Energy-Only-Markt zu refinanzieren. Damit Investitionen in EE-Anlagen getätigt werden, ist eine Form von staatlich garantierter (Zusatz-)Vergütung für die Anlagenbetreiber erforderlich. Dieses Verhältnis zwischen Allgemeinheit als Auftraggeber und Anlagenbetreiber als Auftragnehmer ist im Kern ein Vertrag, in dem die Bedingungen festgelegt werden, die bestimmen, was und in welchem Rahmen die (potentiellen) Auftraggeber den Auftrag (die Errichtung von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen) im Interesse der Allgemeinheit auszuführen haben und welche Gegenleistungen ihnen dafür zustehen.

Diese Verträge müssen grundsätzlich zwei Bedingungen erfüllen:

- Sie müssen ‚mitmachkompatibel‘ sein, also derart gestaltet werden, dass die (potentiellen) Auftragnehmer überhaupt bereit sind, im Interesse der Allgemeinheit tätig zu werden. Sie müssen ‚anreizkompatibel‘ sein, also so gestaltet werden, dass die jeweiligen Auftragnehmer Anreize haben, so zu agieren, dass das Ergebnis dem Interesse des Auftraggebers am stärksten entspricht.

Die Ermittlung der zusätzlichen Vergütung für die den Vertragsnehmern zu erbringenden Leistungen soll perspektivisch über Ausschreibungen erfolgen. Für die Erreichung der jeweiligen Zielkorridore von PV und Wind bedeutet dies, dass pro Jahr die Förderung für gut 1.000 Wind- und ca. 2.000 PV-Anlagen über Ausschreibungen ermittelt werden soll.²⁶

Im Vorfeld einer möglichen Einführung von Ausschreibungen sind daher zahlreiche

²⁶ Der angestrebte Zubau für Windenergie beträgt 2.500 MW. Bei durchschnittlich 2,5 MW je WEA müssen 1.000 Anlagen p.a. neu errichtet werden. Der angestrebte Zubau für PV liegt im Mittel bei 3 GW p.a. Legt man den Zubau von 2012 zugrunde, so wurden laut den Anlagenstammdaten 3.604 Anlage, die größer waren als 100 kW bei insgesamt rund 5.300 MW Leistung zugebaut. Dies entspricht ca. 2.000 Anlagen bei 3 GW Zubau.

Fragen zu beantworten, welche Rahmenbedingungen grundsätzlich geeignet erscheinen und wie diese so ausgestaltet werden, dass man die drei Ziele:

- Erreichung des Zielkorridors,
- Akteursvielfalt sowie
- Kosteneffizienz bzw. Kosteneinsparungen

erreichen kann.

Dabei enthält die geplante EEG-Novelle nicht nur die Neuerung der möglichen – generellen- Einführung von Ausschreibungen, sondern sie soll auch weitere Rahmenbedingungen für die EEG-Anlagenbetreiber mit Einfluss auf deren Verhalten ändern. Daher muss die Einführung von Ausschreibungen in den Kontext der gesamten EEG-Novelle gesetzt werden. In diesem Zusammenhang verdient vor allem die geplante verpflichtende Einführung der Direktvermarktung eine besondere Erwähnung.

6.1 Einführung der obligatorischen Direktvermarktung

Der Entwurf des EEG 2014 sieht vor, dass vom Grundsatz der Einspeisevergütung und der Vermarktung als Option gewechselt wird hin zur Direktvermarktung nach dem Modell der gleitenden Marktprämie als Regel und einer Einspeisevergütung in Ausnahmefällen.

So ist sowohl für regelbare als auch fluktuierende Erneuerbare Energien (FEE) vorgesehen, dass PV Anlagen ab 100 kW und Windenergie (an Land) generell direktvermarktet werden sollen. Für den Fall, dass eine Direktvermarktung nicht oder nicht mehr möglich ist, gibt es eine „Ausfallvermarktung“²⁷. Diese sieht vor, dass der Anlagenbetreiber für seinen Strom 80% des Wertes erhält, den er insgesamt in der Marktprämie erzielt hätte.

Damit wird durch die obligatorische Direktvermarktung das Verhältnis zwischen Anlagenbetreiber und Direktvermarkter entscheidend verändert:

Bisher hat der Anlagenbetreiber bei der Verhandlung gegenüber dem Direktvermarkter eine klare Verhandlungsposition. So muss in der Regelung nach EEG 2012 der Direkt-

²⁷ Vgl. für eine ausführliche Darstellung hierzu Entwurf EEG 2014, S. 98ff.

vermarkter dem Anlagenbetreiber einen Betrag zahlen, der über der Einspeisevergütung liegt, damit dies die attraktivere Option für ihn darstellt. Der staatliche Tarif stellt für den Anlagenbetreiber eine kalkulierbare Vergütung dar und damit auch die Basis im Rahmen der Investitionsrechnung.

Bei einer obligatorischen Direktvermarktung ändert sich die Verhandlungsposition des Anlagenbetreibers. So ist er nun darauf angewiesen, zwingend einen Direktvermarkter zu finden. Seine neue minimale (risikofreie) Vergütung ist nun nicht mehr die Höhe der Einspeisevergütung, sondern nur noch die Zahlung im Fall der „Ausfallvermarktung“. Wird die Ausfallvermarktung mit einem möglichen Insolvenzfall des jeweiligen Direktvermarkters begründet (vgl. Entwurf EEG 2014, S. 99), so kann sie weitgehende Folgen auf die Akteursstruktur haben.

6.1.1 Der Anlagenwert aus Sicht des Direktvermarkters

Im Rahmen der gleitenden Marktprämie ist der Erlös bestimmt durch den Verkaufserlös und die Höhe der Marktprämie, welche wiederum – neben der fixen generellen Förderhöhe, dem „anzulegenden Wert“ – vom durchschnittlichen energieträgerspezifischen Erlös am Day-Ahead-Markt abhängt. Dieser ist aufgrund des Merit-Order-Effektes umso niedriger, je mehr grenzkostenfreie Energien einspeisen. Je ‚besser‘²⁸ also die grundsätzlichen Windverhältnisse des Standorts zum Bundesschnitt abweichen, desto größer ist auch der Wert des Standortes, da im Vergleich zur Marktprämie ein relativ hoher Markterlös erzielt wird.²⁹

Darüber hinaus gibt es in der Direktvermarktung die Pflicht zum (eigenständigen) Ausgleich. Dabei müssen, vereinfacht ausgedrückt, Abweichungen zwischen der tatsächlichen Einspeisung und der am Day-Ahead-Markt veräußerten Vermarktungsmenge³⁰ ausgeglichen werden. Dies geschieht beispielsweise durch den kurzfristigen Handel am Intraday-Markt. Ist der Ausgleich über die kurzfristigen Großhandelsmärkte nicht

²⁸ ‚Besser‘ meint damit eine azyklische Produktion, mit der sich höhere Preise - bei gleichem jährlichen Ertrag in Kilowattstunden - erwirtschaften lassen als im Bundesschnitt.

²⁹ Die gleitende Marktprämie basiert auf dem Bundesmittel. Gibt es Anlagen, die besser sind, so muss es auch Anlagen geben, die ein schlechteres Ergebnis erzielen.

³⁰ Die Ergebnisse des Day-Ahead-Marktes sind die Basis für die Berechnung der Marktprämie. Eine Abweichung anderer Handelsstufen zum Day-Ahead-Preis wird grundsätzlich nicht über die Marktprämie kompensiert.

möglich, erfolgt der Ausgleich über die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie von den ÜNB. Je ‚besser‘ auch hier das Einspeiseprofil einer Anlage ist, desto werthaltiger ist diese. Dabei ist zu berücksichtigen, dass aus Sicht des Direktvermarkters v. a. die Abweichungen des gesamten Portfolios relevant sind. Für ihn ist eine Anlage daher umso wertvoller, je besser sie sich in das Erzeugungsprofil einfügt.

Der Wert einer Anlage aus Sicht des Direktvermarkters bestimmt sich somit nach dem Einspeiseprofil sowie seinem bereits vorhandenen Portfolio.

6.1.2 Folgen für den Anlagenbetreiber

Können größere Akteure mit einem breiten Portfolio an Anlagen verhältnismäßig ebenbürtig gegenüber dem Direktvermarkter verhandeln³¹, ergeben sich für kleinere Akteure unter Umständen Nachteile bei der Suche nach einem Vermarkter bzw. die tatsächlichen Erlöse (nach Abzug der Vermarktungskosten) im Voraus hinreichend genau abzuschätzen.

So müssen sie nun im Rahmen ihrer Investitionsentscheidung neben dem Risiko des Dargebots³² auch zukünftige Veränderungen des Einspeiseprofiles im Vergleich zum Bundesschnitt berücksichtigen - denn davon hängt der Wert der Anlage für den Anlagenbauer bzw. seine Verhandlungsposition gegenüber dem Direktvermarkter im Wesentlichen ab.

Dass insbesondere kleine Anlagenbetreiber schon in der Investitionsphase einen Direktvermarkter finden, der ihnen bei Inbetriebnahme einen Fixbetrag über die gesamte Laufzeit anbieten wird, kann vor diesem Hintergrund nicht als selbstverständlich erachtet werden. Sie müssen vielmehr davon ausgehen, dass sie je nach Entwicklung der Anlage im Vergleich, unter Umständen einen höheren Anteil an den Direktvermarkter zahlen müssen als die ihnen zugestandene Vermarktungsprämie in Höhe von 0,4 ct/kWh (vgl. Entwurf EEG 2014, §§ 22c, 31).

Es steht zu erwarten, dass bereits die Einführung der obligatorischen Direktvermarktung für viele ‚kleinere‘ Investoren und Projektierer eine neue Hürde wird, die geeignet

³¹ Oder besitzen sie gar eine eigene Direktvermarktungsabteilung

³² Dies betrifft insbesondere fluktuierende Erneuerbare Energien.

ist, ein „Mitmachen“ zu verhindern, weil es sich für sie aufgrund zusätzlicher Transaktionskosten für die Vermarktung schlicht nicht mehr lohnt (vgl. Couture und Gagnon 2010, S. 959) oder auch einfach, weil das Risiko, zu welchem Preis ein Direktvermarkter gefunden wird, nicht mehr adäquat bewertet werden kann.

Vor diesem Hintergrund sollen in den weiteren Ausführungen nun auch die Konsequenzen einer generalisierten Einführung von Ausschreibungen dargestellt werden. Wenn man die Bereitstellung von Anlagen zur Stromerzeugung aus EE als Verträge zwischen Gesellschaft und Betreiber bzw. Investor versteht, bedeutet der Wechsel zu Ausschreibungen, dass die Vertragsbedingungen nun nicht mehr im Voraus vom Gesetzgeber festgelegt werden. Vielmehr können die Verträge hinsichtlich der (Zusatz-)vergütungshöhe, und ihrer Wirkung auf andere, bspw. durch den Aufbau von Marktzutrittsbarrieren, von den jeweiligen Akteuren beeinflusst werden.

6.2 Ziel: Kostensenkung

Für eine Bewertung des Kostensenkungspotentials soll zunächst beleuchtet werden, welche Potentiale durch eine geänderte Festlegung der Vergütungshöhe überhaupt bestehen. Darüber hinaus sollen Anreizprobleme und einzelne Zielkonflikte aufgezeigt werden.

Derzeit lassen sich die Kosten des Ausbaus von Erneuerbaren in drei wesentliche Kostenbestandteile aufgliedern:

- allgemeine Portfolio- und Ausgleichskosten, als Kosten der Veräußerung in den Teilmärkten des Stromsektors bzw. in die Portfolien der Lieferanten,
- allgemeine Refinanzierungs- und Betriebskosten, als Kosten der Investition und des Betriebs der Anlagen (die für Wind im Rahmen des Referenzertragsmodells bereits ertragsdifferenziert sind),
- administrative Kosten, als Kosten der Koordination der Förderung.

Bei einer Ausschreibung werden die anfallenden Kosten nicht nach allgemein gültigen Regelungen erstattet bzw. vergütet. Vielmehr wird durch die Teilnahme an der Aus-

schreibung die jeweilige Erwartung der anfallenden Kosten offengelegt und die allgemein gültigen Vergütungssätze weichen individuellen.

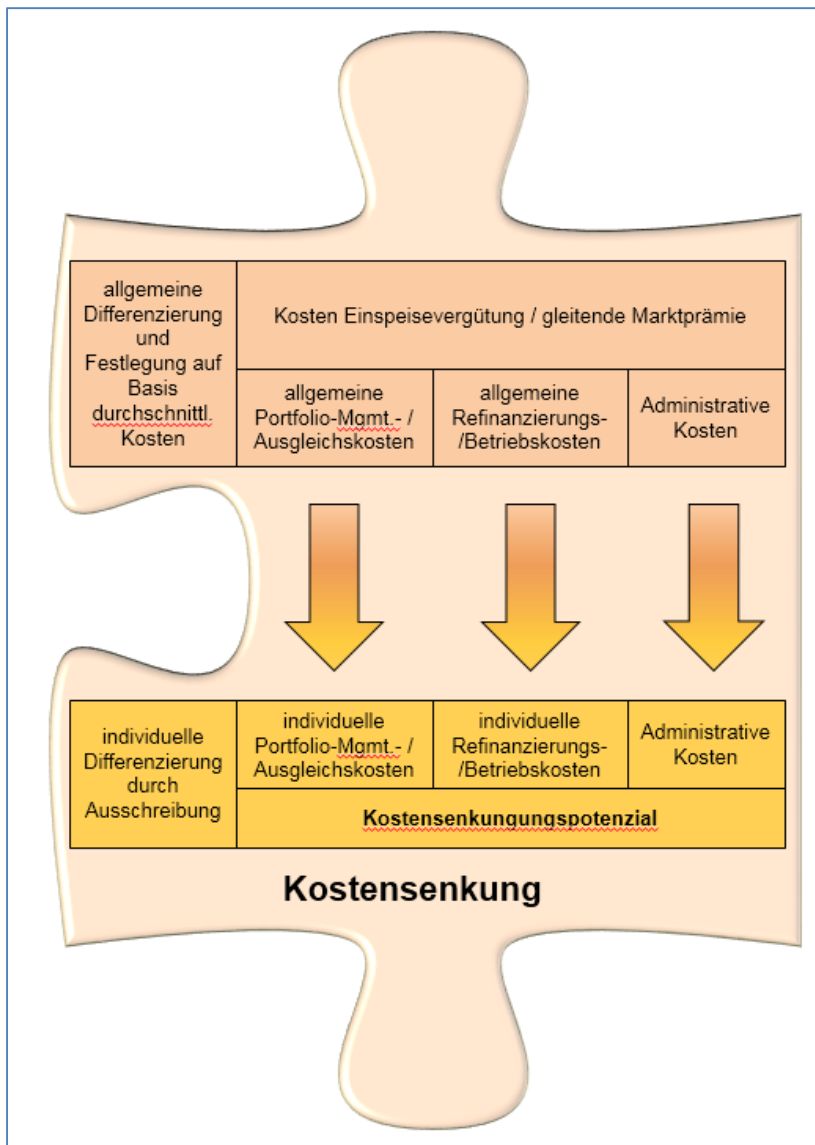


Abbildung 10: Kostensenkungspotentiale durch Ausschreibungen
 Darstellung: IZES gGmbH

Bei einem ‚staatlichen‘ Tarif müssen die Fördersätze so ausgestaltet sein, dass sie für alle Anlagen auskömmlich sind, die zur Erreichung der Ausbauziele erforderlich sind. Es ist somit anzunehmen, dass Akteure, die tendenziell niedrigere Kosten haben, von der allgemeinen Regelung profitieren und hohe Produzentenrenten generiert werden. Eine individuelle Differenzierung im Rahmen von Ausschreibungen kann somit dazu

dienen, die Kosten (pro installierter Leistung oder eingespeister Strommenge) abzusenken.

6.2.1 Kosten der Marktintegration

Die Kosten der Marktintegration bestehen aus Kosten der Vermarktung sowie Kosten für den Prognoseausgleich. Beim Prognoseausgleich müssen die Mengen ausgeglichen werden, von der die tatsächlich erzeugte Menge zur vorher vermarkteten Menge abweicht. Da immer nur die Abweichung des Gesamtportfolios auszugleichen ist, sind die entsprechenden, spezifischen Kosten umso niedriger, je größer das Portfolio ist. Auch sind die reinen Vermarktungskosten bzw. die Einspareffekte größtenteils abhängig von den Fixkosten³³, deren durchschnittlicher Wert pro Anlage mit jeder weiteren im Portfolio sinkt.

Aufgrund der Skaleneffekte sind somit die spezifischen Kosten der Marktintegration pro Akteur umso niedriger, je geringer die Anzahl an Akteuren ist.³⁴ Eine geringe Anzahl von Akteuren erhöht jedoch das Potenzial zur Marktmachtausübung, wodurch wiederum Wohlfahrtsverluste entstehen können.

6.2.2 Kosten der Refinanzierung und des Betriebs

Die Kosten der Refinanzierung (und des Betriebs) hängen im Wesentlichen von zwei Faktoren ab: den individuellen Investitionskosten sowie der angestrebten bzw. notwendigen Verzinsung des eingesetzten Kapitals.

Bezüglich der Investitionskosten kann die Annahme getroffen werden, dass auch diese Skaleneffekten unterliegen. So dürften sie umso niedriger sein, je mehr Anlagen projektiert, bestellt und betrieben werden.³⁵ Die notwendige Verzinsung ist abhängig von

³³ Bspw. für Vermarktungsabteilung, Börsenzulassung, Infrastruktur, IT etc.

³⁴ Theoretisch sollten diese bei nur einem Vermarkter am günstigsten sein.

³⁵ Bspw. aufgrund von Mengeneffekten (Rabatten) aber auch eigenen, spezialisierten Abteilungen für die Planung und Genehmigung von Windparks bzw. die spezifisch geringeren Kosten hierfür bei größeren Windparks etc.

der Finanzierungsstruktur und der Renditeerwartung der einzelnen Akteure.

- Fremdfinanzierung von EE-Anlagen

Die Fremdfinanzierung von EE-Anlagen erfolgt üblicherweise im Rahmen einer Projektfinanzierung anhand der Cashflows. Sind diese derzeit noch durch die Einspeisevergütung auch für kleine Akteure hinreichend sicher zu bestimmen, stellt sich die Frage, inwieweit die obligatorische Direktvermarktung Auswirkungen auf die Fremdfinanzierung bzw. die damit verbundenen Zinszahlungen hat, da die Erlöse einer weiteren Unsicherheit, dem „Direktvermarktungsrisiko“ unterliegen. Die Einschätzung der Rückflüsse des Fremdfinanziers wird im Rahmen von Ausschreibungen zusätzlich verschlechtert, da die Höhe der Zahlungen zum Zeitpunkt der Ausschreibung unbekannt ist. Es ist somit notwendig, sich im Vorfeld entsprechende Finanzierungszusagen einzuholen, um das Gebot bei einer Ausschreibung entsprechend bestimmen zu können. Dass die Konditionen für kleine und große Akteure identisch sind, erscheint kaum plausibel. Es ist vielmehr zu erwarten, dass große Akteure aufgrund besserer Sicherheiten und geringerem Ausfallrisiko eine günstigere Fremdfinanzierung zu erwarten haben.

- Renditeerwartung

Ein weiterer Bestandteil der Refinanzierungskosten ist die Renditeerwartung. So ist diese bei institutionellen Investoren in der Regel höher als beispielsweise bei Bürgerinitiativen. Dabei ist es möglich, dass eine niedrigere Renditeerwartung die spezifisch höheren Kosten der Marktintegration von Bürgerinitiativen kompensiert, insbesondere bei Windkraftanlagen.

Die obigen Überlegungen legen nahe, dass die Kostensenkungspotentiale hauptsächlich durch Ausnutzen der Skaleneffekte realisiert werden. Damit verbunden wäre eine Reduktion der Anzahl sowohl von EE-Anlagenbetreibern als auch von Direktvermarktungsdienstleistern.

6.2.3 Administrative Kosten

Der letzte Bestandteil der Gesamtkostenstruktur aus Sicht des ‚öffentlichen Vertragsnehmers‘ sind die Kosten der Administration. Im Vergleich einer Ausschreibung gegenüber einem staatlich festgelegtem Tarif ist davon auszugehen, dass die administrativen Kosten steigen werden. So müssen auch bei Ausschreibungen die bei einer Tarifvergütung notwendigen Strukturen wie Erfassung, Abrechnung usw. erhalten bleiben.

Durch Ausschreibungen entsteht hingegen ein zusätzlicher Aufwand, da diese konzipiert und durchgeführt werden wollen. Auch mögliche Umsetzungskontrollen und Verfahren zur Sicherstellung der Zielerreichung können einen Aufwand generieren, der nicht unwesentliche, administrative Kosten verursacht.

Allein durch die Einführung von Ausschreibungen ist damit zu rechnen, dass die administrativen Kosten ansteigen werden. Auch hier gilt, dass der Aufwand umso niedriger ausfallen wird, je weniger Akteure „betreut“ werden müssen³⁶ und je großteiliger und einheitlicher die Ausschreibung konzipiert wird.

6.2.4 Kostensenkungspotentiale und Akteure

Eine Betrachtung der Kostensenkungspotentiale zeigt, dass die größten Potenziale in einem solchen Marktumfeld zu erwarten sind, das aus wenigen, großen Akteuren besteht, da EE-Investitionen und die Vermarktung der Stromerzeugung mit Skaleneffekten verbunden sind und somit der notwendige Förderbedarf der einzelnen Anlagen bei wenigen, großen Akteuren in der Regel niedriger sein dürfte als bei vielen kleinen Akteuren.

Die Wirkung einer Ausschreibung hängt jedoch von einer ausreichend großen Anzahl von Akteuren ab. Je weniger an einer Ausschreibung teilnehmen, desto größer ist die Gefahr strategischen Verhaltens. Das Ziel der Kosteneffizienz steht damit in einem grundsätzlichen Konflikt zum Ziel der Akteursvielfalt.

³⁶ Insbesondere aufgrund des Prüfungsaufwandes von der Präqualifikation bis zur Umsetzungskontrolle hin zu verwaltungsrechtlichen Verfahren

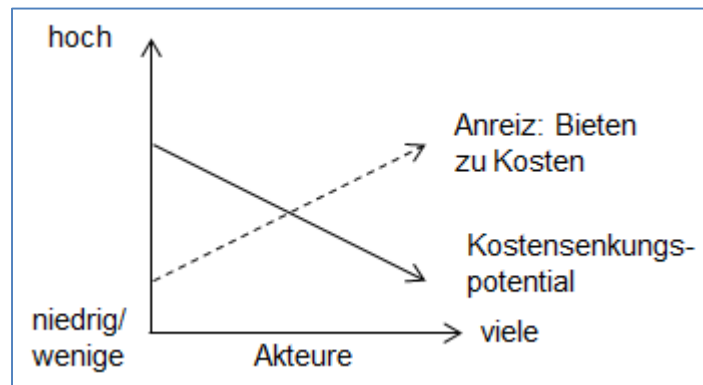


Abbildung 11: schematische Darstellung der Kostensenkungspotentiale
 Darstellung: IZES gGmbH

Allen Kostensenkungspotentialen gemein ist, dass diese nicht zwingend auch gehoben werden können. So ist der im Referentenentwurf zum EEG 2014 (geplante)³⁷ Degressionskorridor durchaus geeignet, durch sukzessives Absenken und Wiederanheben der Vergütungssätze den minimalen Refinanzierungsbedarf im Rahmen einer allgemeinen Festlegung auszuloten. Er birgt jedoch die Gefahr, dass bei einer Absenkung unter den Zielkorridor der Ausbau und damit die EE-Ziele unter Umständen nicht erreicht werden können.

Bei Ausschreibungen hingegen hängt die Realisierung der Kostensenkungspotentiale davon ab, dass die jeweiligen Bieter auch bereit (und aufgrund der langfristigen Laufzeiten in der Lage) sind, ihren minimalen Förderbedarf im Rahmen der Gebote offenzulegen. Gleichzeitig dürfen die Kosten für eine Gebotsabgabe nicht die möglichen Kostensenkungspotenziale überschreiten, worauf im Folgenden eingegangen wird.

6.3 Ziel: EE-Ausbau

Das zweite grundsätzliche Ziel, das auch im Fall von Ausschreibungen zu erreichen ist, ist der stetige Ausbau von Erneuerbaren Energien nach den Zielen des EEGs. Lässt sich der Ausbau mithilfe von festgelegten Vergütungssätzen nur bedingt steuern,

³⁷ Für Windenergie. Für PV-Anlagen existiert dieser schon.

so können durch Ausschreibungen die Mengen zumindest im maximalen Zubau begrenzt werden. Es werden nur die Mengen ausgeschrieben, die auch zugebaut werden sollen.

Allerdings ist die Ausschreibung von Mengen kein Garant dafür, dass diese Mengen auch tatsächlich gebaut werden.

So können in den Phasen zwischen Umsetzung und Inbetriebnahme Störungen auftreten, die die Zielerreichung einschränken können. Es lassen sich drei Hauptkonfliktpotenziale identifizieren:

- eine ausreichende Anzahl an Bietern und/oder Projektierungskapazität,
- ausreichend viele Gebote im Verfahren,
- die Umsetzung der Gebote.



Abbildung 12: Mögliche Konflikte bei der Steuerung des EE-Ausbaus mittels Ausschreibungen
 Darstellung: IZES gGmbH

Ob eine ausreichende Projektierungskapazität zur Verfügung steht, ist z.B. davon abhängig, wie der Zubau in den Vorjahren verlaufen ist, da insbesondere die Auslastung der personellen Ressourcen, aber auch ggf. die Kapazitäten der Zulieferer von diesen Ergebnissen abhängen und weniger planbar werden, aber nicht unbedingt ausreichend flexibel und schnell an die Ausschreibungsergebnisse angepasst werden können. Weiterhin ist die Projektierungskapazität (in die ein Unternehmen zu investieren bereit ist) auch eine Variable der erwarteten Renditen.

So betrug beispielweise der Zubau von Windenergie an Land in Deutschland im Jahr 2013 ca. 3.000 MW und war damit laut DEWI auf dem höchsten Stand seit 2002 (vgl. Ender 2014, S. 35). Es lag somit eine Überschreitung des im Referentenentwurf zum EEG 2014 angedachten Ausbauziels von 2.500 MW (vgl. Entwurf EEG 2014, Stand 4.3.2014, S. 122) vor. Hätte man jedoch im Jahr 2011 2.500 MW Wind ausgeschrieben (was ca. 400 MW über dem real eingetretenen Zubau von 2.008 MW gelegen hätte), so wären diese nur gebaut worden, wenn eine höhere Förderung gezahlt worden wäre als die zu dem Zeitpunkt geltende Vergütung. Neben der reinen Höhe der Vergütung können die Länge des Genehmigungsverfahrens sowie die zu einem gewissen Zeitpunkt ausgewiesene Menge an Vorrangflächen einen entscheidenden Einfluss auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme geplanter EE-Anlagen haben.

Ob die (Produktions-, personellen und logistischen) Kapazitäten mit dem Entwurf EEG 2014 und durch die Einführung von Ausschreibungen weiter ausgebaut werden, erscheint fraglich, da das erklärte Ziel ist, die Ausgaben für die Förderung, und damit auch die Erwartung an die Rendite zu senken. Bei Ausschreibungsverfahren wäre jedoch ein weiterer Ausbau von Projektierungskapazitäten notwendig, da effiziente Preisbildungsverfahren immer einen Angebotsüberschuss benötigen. Oder anders formuliert: „Nicht genug Bieter, kein Wettbewerb.“

Geht man dennoch davon aus, dass ausreichend Projektierungskapazitäten zur Verfügung stehen, so bedeutet dies nicht, dass diese verfügbare Kapazität bei einer Ausschreibung auch angeboten wird. Dies ist vielmehr davon abhängig, wie hoch die Bietkosten sind, und welche Erwartungen hinsichtlich eines Zuschlags und dessen Höhe

bestehen. Ebenso können strategische Überlegungen der Bieter zu einer Reduktion des Angebots führen.

6.3.1 Bietkosten, Zielerreichung und Pönalen

Die Wahrscheinlichkeit, dass ein Projekt auch tatsächlich umgesetzt wird, ist abhängig von der jeweiligen Phase, in der sich das Projekt befindet. Je mehr Vorarbeit bereits investiert wurde, desto höher sind die schon angefallenen Kosten. Bei erfolgloser Ausschreibungsteilnahme drohen diese Kosten für den Teilnehmer zu ‚sunk costs‘³⁸ zu werden. In (IZES 2013, S. 19) wurde bereits der Aufwand untersucht, den potentielle Bieter betreiben müssen, wenn sie mit bereits weitgehend projektierten Parks in einer Ausschreibung bieten wollen. Auf Seiten der Bieter entsteht Aufwand unter anderem für:

- Sicherung eines Grundstücks
- Durchführung des Genehmigungsverfahrens
- Sicherung von Anlagenkomponenten
- Erfüllung der formalen Anforderungen zur Teilnahme an der Ausschreibung
- ggf. Vertragsschluss mit einem Direktvermarkter bzw. eigenen Kunden
- Abschätzung von Wartungskosten

(Leuphana/ Nestle 2014, S. 84f) halten bei Windparks durchaus Kosten in Höhe sechsstelliger Beträge für die notwendigen Vorarbeiten zur Teilnahme an einer Auktion für möglich.³⁹ Dies deckt sich mit Aussagen

Abbildung 13 zeigt schematisch den Zusammenhang zwischen Vorkosten und Umsetzungswahrscheinlichkeit – „von der Idee zum Projekt“ in Abhängigkeit stilisierter Phasen – der insbesondere für die vorkostenintensive Errichtung von Windanlagen gelten kann.

So können beispielsweise bei der Projektierung von Windanlagen Probleme bei der Genehmigung, der Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP), durch Klagen bzw. Gerichts-

³⁸ Kosten werden als ‚sunk costs‘ bezeichnet, sobald diese bei ihrer Realisierung nicht mehr rückgängig gemacht werden können, d.h. dass z. B. nicht die Option eines Verkaufs besteht.

³⁹ Die Nennung gut sechsstelliger €-Beträge deckt sich mit Aussagen, die dem IZES von einer Bank, die in der Bundesrepublik im Projektfinanzierungsgeschäft tätig ist, gemacht wurden.

verfahren oder auch Zuliefererprobleme zu einer nicht unerheblichen Verzögerung oder gar zum Scheitern eines Windenergieprojektes führen. Bei Freiflächenanlagen für Solarenergie ist meist eine Änderung des Bebauungsplanes notwendig, bevor überhaupt eine Genehmigung erteilt werden kann.

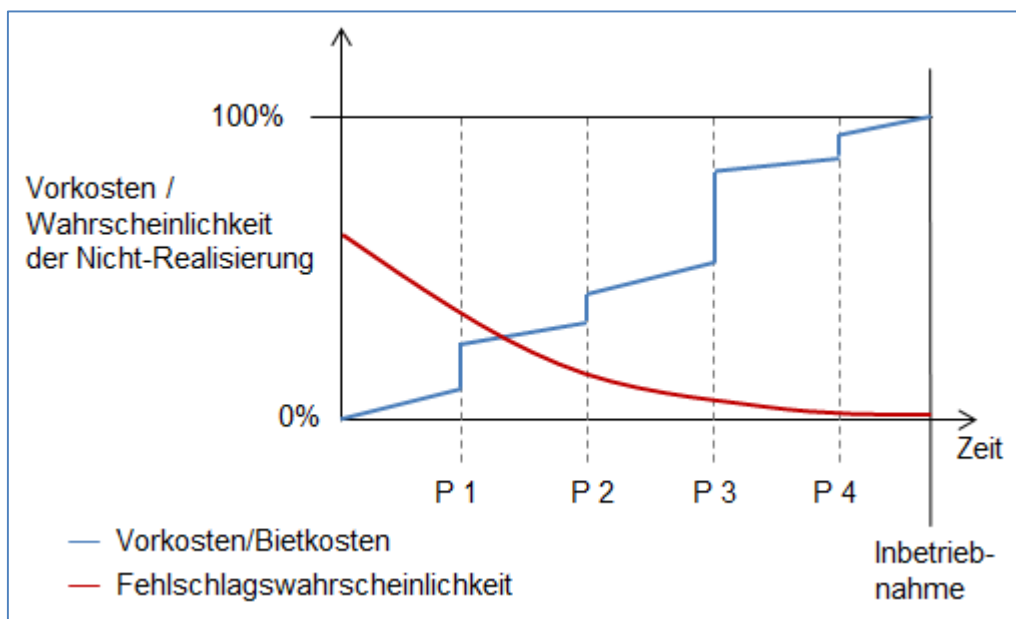


Abbildung 13: Beispiel Konflikt zwischen Bietkosten und Fehlschlagswahrscheinlichkeit
 Darstellung: IZES gGmbH

Aus Sicht der Zielerreichung wäre es somit wünschenswert, dass eine Ausschreibung nur für solche Projekte erfolgt, die in ihrer Projektierung möglichst weit fortgeschritten sind. Je weiter ein Projekt jedoch fortgeschritten ist, umso höher sind auch die bis dahin zu leistenden Vorkosten (und damit die Unsicherheit über die Amortisation des eingesetzten Kapitals jeglicher Art) sowie die Bietkosten im Rahmen einer Ausschreibung.

Zwar kann die Umsetzung zusätzlich durch Pönalen angereizt (aber nicht sichergestellt!) werden, allerdings liegt hier die Schwierigkeit darin, den Zeitpunkt auszumachen, der die geringsten administrativen Kosten bei gleichzeitiger Sicherheit zur Durchsetzbarkeit der Pönale bietet, d.h. dass sich ein ‚Verschulden‘ des Bieters hinreichend nachweisen lässt, ohne dass sich dieser exkulpieren kann.

Auch die Höhe von Pönalen ist mit Bedacht zu wählen. So können beispielsweise hohe

Pönalen die Anzahl der Gebote einschränken, da nur solche Mengen angeboten werden, die aus Sicht des Bieters eine hinreichend sichere Umsetzungswahrscheinlichkeit besitzen. Hohe Pönale können unter Umständen jedoch notwendig sein, um die Umsetzungswahrscheinlichkeit von ausgeschriebenen Mengen signifikant zu erhöhen und Test-, Vorrats- oder sonstige strategische Gebote zu verhindern. Wenn ein Überschreiten des Korridors verhindert werden soll, kann immer nur der Umfang des Zubaukorridors ausgeschrieben werden. Dieser muss dann auch vollständig umgesetzt werden, um die Zielerreichung nicht zu gefährden. Hiervon kann nur abgewichen werden, wenn eine systematische Nichtrealisierung von ausgeschriebenen Anlagen unterstellt wird.

Neben Einschränkungen in der Gebotsmenge durch die Rahmenbedingungen sind darüber hinaus auch strategische Überlegungen seitens der Akteure denkbar, ihre Bietmenge einzuschränken, um auf ein (auf längere Frist) für sie günstigeres Ergebnis einzuwirken.⁴⁰

Die gewünschte (jährliche) Erreichung des Zubaukorridors und damit des EE-Zieles ist somit von einer genauen Abwägung und Anpassung der Rahmenbedingungen unter Berücksichtigung der Akteursstruktur und ihrem (potentiellen) Bietverhalten abhängig. Dabei liegt die besondere Herausforderung darin, dass einerseits die Rahmenbedingungen, aber auch insbesondere die Bietanreize innerhalb der Ausschreibungen einem dynamischen Anpassungsprozess folgen, da das Verhalten der Bieter nicht unabhängig voneinander ist. In jedem Fall werden durch die höhere Unsicherheit in Bezug auf die Fehlschlagswahrscheinlichkeit während der Projektierungsphase sowie durch wohl notwendige Pönalen gegenüber einer festgelegten Vergütungshöhe zusätzliche Hürden für eine nicht unbeträchtliche Anzahl von Akteuren aufgebaut.

⁴⁰ Denkbar ist beispielsweise (implizit) kollusives Verhalten oder auch strategische Nachfragereduzierungen, um Nachholregeln auszunutzen (siehe hierzu Kap. 4.3.2).

6.4 Ziel: Akteursvielfalt

Der dezentrale Charakter des Großteils der betriebenen EE-Stromerzeugungsanlagen und das geringe Investitionsrisiko einer festen Einspeisevergütung haben zu einer hohen Akteursvielfalt unter Investoren, Entwicklern, Projektierern und Betreibern geführt. Unter Beachtung des Potenzials zur Ausübung von Marktmacht und der gesellschaftlichen Akzeptanz des EE-Ausbaus sind ein breiter energiewirtschaftlicher Mittelstand und eine hohe Akteursvielfalt als positiv zu beurteilen.⁴¹ Auch die Möglichkeiten zur finanziellen Beteiligung der Bürger, d.h. der Stromkunden, die die Kosten der Energiewende letztlich tragen, zur Beteiligung am Bau von EEG-Anlagen muss als ein Grundpfeiler der Energiewende betrachtet werden. So zeigt (Leuphana/ Nestle 2014, S. 7-33) einerseits, in welchem Ausmaß die finanzielle Beteiligung von Bürgern an Einzelprojekten, in Genossenschaften oder über Mehr- oder Minderheitsbeteiligungen an EE-Anlagen zum Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung beigetragen hat. Dabei werden auch die Motive untersucht, die die Bürger zur Investition in EE-Anlagen veranlassen. Es zeigt sich, dass diesen Bürgern (unter der für diese Studie durchgängig geltenden Prämisse des Festvergütungssystems) das Engagement in Erneuerbare Energien selbst wichtiger ist als das Renditeziel. Dies lässt den Schluss zu, dass hierfür durchaus niedrige Renditen bei vergleichsweise niedrigen Investitionsrisiken in Kauf genommen werden, um zum übergeordneten Ziel der Energiewende beitragen zu können. Ob diese Investitionsbereitschaft zur Finanzierung der Energiewende auch bei höheren Investitionsrisiken durch die Einführung von Ausschreibungsmodellen bestehen bleibt, kann somit durchaus als fraglich gelten.

In den vorangegangenen Abschnitten wurde schon deutlich, dass im Rahmen von Ausschreibungen, aber auch durch Einführung der obligatorischen Direktvermarktung wesentliche Konsequenzen für die Akteursstruktur erwartet werden können, da neue Marktzutrittsbarrieren bzw. Teilnahmehürden aufgebaut werden können. Abbildung 14 fasst die wesentlichen Einflussfaktoren nochmals zusammen.

⁴¹ Zum einen erhöht sich die Akzeptanz durch die Möglichkeit einer direkten, finanziellen Beteiligung, zum anderen sorgt eine hohe Akteursvielfalt für liquide Märkte und einen fairen Wettbewerb.

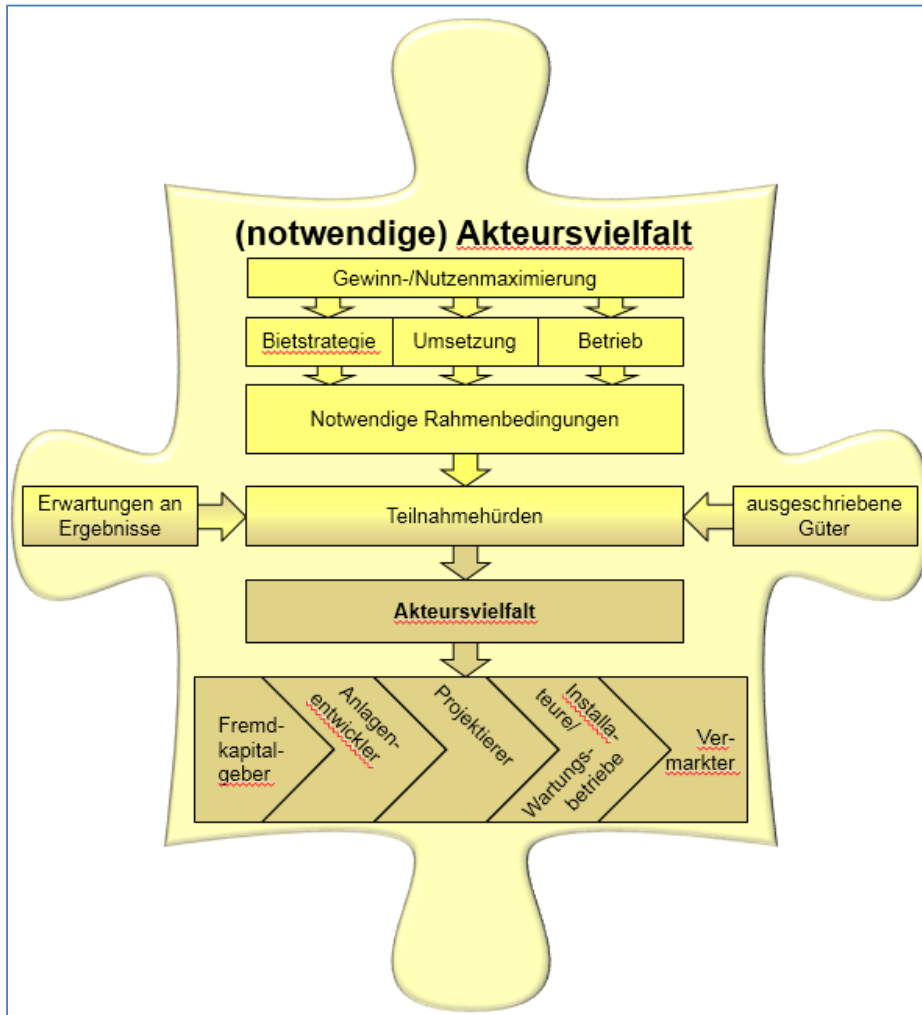


Abbildung 14: Teilnahmehürden und Akteursvielfalt
 Darstellung: IZES gGmbH

Pönalen und Bietkosten sind Risiken (bzw. Risikokosten) im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens. Die realisierten Pönalen und Bietkosten sind in ihrer Höhe abhängig von den einzelnen Projekten und sind unterschiedlich hinsichtlich der Größe der Akteure bzw. der Anzahl der Projekte zu bewerten. Zwar könnten große Projektierer einzelne Pönalen oder auch entstandene sunk costs durch verlorene Bietkosten tendenziell eher verkraften; dies heißt aber nicht, dass sie diese aufgrund ihrer möglicherweise höheren Renditeerwartungen akzeptieren. Für kleine Akteure kann die Existenz von Pönalen oder auch nicht refinanzierten Bietkosten eines Einzelfalles unter Um-

ständen schon existenzbedrohend wirken. Demgegenüber steht, dass kleinere Akteure mit geringer Solvenz das Risiko drohender Pönalen nur unzureichend in ihrem Angebotspreis berücksichtigen können und somit unterhalb der tatsächlichen Kosten anbieten.

Ebenso können Akteure mit einer Vielzahl von Projekten tendenziell leichter mit bezuschlagten Teilmengen umgehen, indem sie die nicht bezuschlagten Mengen in die Folgeperiode verschieben, um sie erneut anzubieten. Dies setzt jedoch eine nicht unbeachtliche Flexibilität und auch Liquidität voraus.

Eine weitere Teilnahmhürde sind die Erwartungen an die voraussichtlichen Ergebnisse einer Ausschreibung. So wird ein Akteur nur dann an einer Ausschreibung teilnehmen, wenn er erwartet, dass sich der Aufwand im Vorfeld lohnt. Diese Erwartung wird im Wesentlichen von den Ergebnissen beeinflusst, die in der vorangegangenen Periode gegolten haben.

Wie weiter oben gezeigt, sind die Kostensenkungspotentiale sehr stark von Skaleneffekten abhängig. Haben nun alle Akteure im Rahmen ihres minimalen Förderbedarfs geboten (und kein Prädationsverhalten an den Tag gelegt), so besteht die Möglichkeit, dass dieser in einer Höhe liegt, die nur von großen Akteuren zu leisten ist. In der Folge besteht die Gefahr, dass kleine Akteure auch zukünftig nicht an einer Ausschreibung teilnehmen wollen, weil sie davon ausgehen, dass sich für sie der Aufwand nicht lohnt, da sie keine adäquaten Refinanzierungen erzielen können oder sie eine Periode ohne Zahlungsströme finanziell nicht verkraften können.⁴² Der angebotene „Vertrag“ zum Ausbau ist nicht mehr mitmachkompatibel.

Losgelöst von Einschränkungen der Akteursvielfalt durch Ausschreibungen führt auch die obligatorische Direktvermarktung zu einem Eingriff in die Akteursstruktur, da sie die Verhandlungsposition der Anlagenbetreiber gegenüber einem Direktvermarkter entscheidend schwächt und die Risiken, insbesondere für kleine Akteure, nicht unwesentlich erhöht (vgl. Kapitel 6.1).

⁴² Dieser Effekt kann auch von starken Akteuren gezielt genutzt werden, um (kurzfristig) eine künstliche Marktzutrittsbarriere zu schaffen, die langfristig einen Markteintritt von neuen Akteuren verhindert oder kleine aus dem Markt drängt. Zu Prädation siehe auch Kap. 4.3.2.

6.5 Zwischenfazit

Die geplante Einführung des energiepolitischen Instruments der Ausschreibung soll zur Erreichung der Zieltrias dienen, welche aus dem Erreichen der EE-Ausbauziele, einer breiten Akteursstruktur und einer Absenkung der Kosten des EE-Ausbaus besteht. Diese Teilziele können als Puzzlestücke aufgefasst werden, die im Bestfall ineinandergreifen und sich zu einem vollständigen Ganzen ergänzen können. Zwischen den drei Teilzielen bestehen aber auch Zielkonflikte, von denen heute nicht klar ist, wie sie zufriedenstellend aufgelöst werden können, so dass sich das ‚Puzzle‘ nicht zu einem stimmigen Gesamtbild zusammenfügt.

So erfordert einerseits die Realisierung von Kostensenkungspotenzialen ausreichend Wettbewerb in Form liquider und weniger stark konzentrierter Märkte. Zusätzlich kann sich die gesellschaftliche Akzeptanz des EE-Ausbaus durch eine direkte, finanzielle Beteiligung von Kleininvestoren, die die Anzahl der Akteure steigert, erhöhen, und somit die Chancen auf ein Erreichen der Ausbauziele. Gleichzeitig können jedoch zu geringe Kostensenkungen zu einem Verlust der öffentlichen Unterstützung der Energiewende im Stromsektor führen.

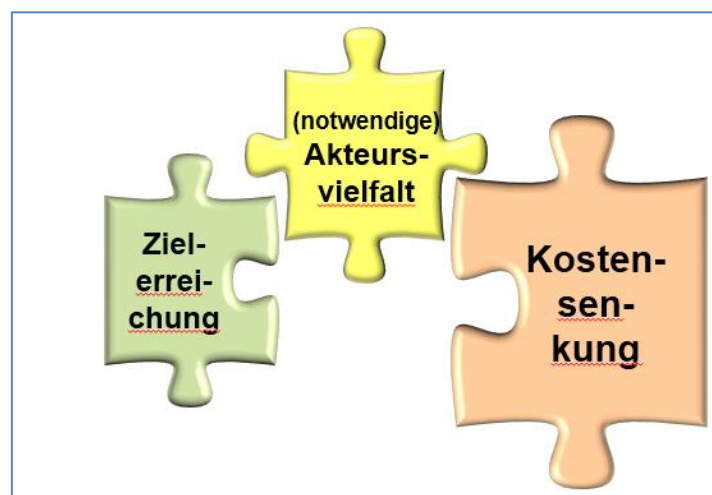


Abbildung 15: mögliche Zielkonflikte bei der Umsetzung von Ausschreibungen
Darstellung: IZES gGmbH

Die Einführung einer verpflichtenden Direktvermarktung kann als Hemmnis gegenüber einem breiten, energiewirtschaftlichen Mittelstand stehen. Genauso können hohe

Transaktionskosten oder drohende sunk costs in Form von verlorenen Projektierungskosten bei einer Einführung von Ausschreibungen Eintrittsbarrieren für weniger finanzstarke Akteure darstellen und zu einem Auseinanderfallen des Puzzles führen.

Um dies zu verhindern, muss jedes der Puzzleteile wiederum durch ein sorgsames Zusammensetzen der zahlreichen Elemente von Ausschreibungsverfahren entstehen. Dabei ist aus heutiger Sicht nicht eindeutig zu bewerten, welche Kombination der Teile ein stimmiges Gesamtbild ergibt und sich zur Umsetzung der Trias eignet. Dabei scheint im Besonderen der Erhalt der heute bestehenden Akteursvielfalt durch zusätzliche Kosten und Risiken, die durch Ausschreibungen entstehen können, sowie durch vorliegende Skaleneffekte bei den Kosten der Marktintegration gefährdet. Ohne dieses zentrale Puzzlestück der Zieltrias werden die Ziele der Kostensenkungen sowie das Erreichen des notwendigen EE-Zubaus nur schwierig umzusetzen sein.

Sollen auch weiterhin kleine Akteure an der Energiewende partizipieren und zu ihrem Erfolg beitragen können, was auch aus Gründen der gesellschaftlichen Akzeptanz notwendig erscheint, so ist **mindestens** die Einführung einer wirksamen De-minimis-Regelung ratsam, da nicht davon auszugehen ist, dass diese in dem so geschaffenen Marktumfeld bestehen bzw. überhaupt noch teilnehmen können. Diese sollte von Anfang an so bemessen sein, dass der angestrebte jährliche Ausbaukorridor wirklich erreicht werden kann.

Inwieweit Erfahrungen im Ausland mit FEE-Ausschreibungen hilfreiche Informationen für den Umgang mit und der Ausgestaltung von Ausschreibeverfahren liefern, soll im folgenden Kapitel untersucht werden.

7 Erfahrungen mit FEE-Ausschreibungen im Ausland

Die vorherigen Kapitel haben gezeigt, dass ein erfolgreiches Auktionsdesign davon abhängt,

- welche Ziele es erfüllen soll,
- wie die einzelnen Teile des Auktionsdesigns jeweils ausgestaltet werden und
- ob sie stimmig zueinander ausgestaltet sind.

Diese Feststellungen lassen sich auch untermauern, wenn man sich die Erfahrungen, die in anderen Staaten mit Ausschreibungen für erneuerbare Energietechnologien gemacht wurden bzw. werden, näher betrachtet. Dabei kann im Rahmen dieser Kurzstudie kein vollständiger Überblick über die weltweit gesammelten Erfahrungen mit Ausschreibungen geleistet werden. Vielmehr wird hier anhand spezifischer Fälle von Staaten, die gegenwärtig Ausschreibungsverfahren für FEE nutzen, betrachtet, inwieweit dort die für die Bundesrepublik geplante Zieltrias umgesetzt werden kann oder spezifische Einzelziele der Trias selbst erreicht werden und wenn ja, inwieweit dies ggf. auf Kosten der anderen Zielsetzungen geht.

Die internationale Erneuerbare Energien Agentur IRENA benennt in ihrem Global Status Report von 2013 von 127 beschriebenen Staaten 44 Staaten, die Ausschreibungsverfahren („public competitive bidding/ tendering“) zum Ausbau der EE nutzen. Dabei unterscheidet IRENA die Staaten grundsätzlich nach ihrem Pro-Kopf-Bruttosozialprodukt (zwischen 4 Typen⁴³, vgl. IRENA 2013a, S 76-79). Auch in (IRENA 2014, S.1) wird darauf aufmerksam gemacht, dass die Literatur zur Bewertung von Politikinstrumenten bzgl. Erneuerbarer Energien zumeist für den Kontext entwickelter Staaten („developed countries“) angewendet wird und dass dementsprechend die Vergleichbarkeit unterschiedlicher Staaten mit unterschiedlichen sozio-ökonomischen Merkmalen nicht unbedingt gegeben ist.

Daher soll in dieser Kurzstudie neben der Betrachtung Brasiliens, das gegenwärtig als

⁴³ „High income countries“ mit einem Bruttosozialproduktsindex größer als 12.476 US\$, „upper middle income countries“ mit einem BSP-Index zwischen 4.036 – 12.475 US\$, „lower middle income countries“ mit einem BSP-Index zwischen 1.026 – 4.035 US\$ und „low income countries“ mit einem BSP-Index unter 1.025 US\$.

vielversprechendes Beispiel für Wind onshore Auktionen gilt, vor allem eine intensivere Betrachtung der Beispiele von Frankreich und den Niederlanden erfolgen, d.h. zweier westeuropäischer Staaten, die die folgenden Kriterien erfüllen:

- Sie wenden gegenwärtig Ausschreibungen für Wind oder PV an. Länder, die (wie z.B. Portugal, Großbritannien, Irland und Luxemburg, vgl. EREF 2014, S.5) diese zwischenzeitlich nicht mehr nutzen, sollen in dieser Kurzstudie nicht näher betrachtet werden.
- Sie haben zum gegenwärtigen Zeitpunkt bereits mehrjährige Erfahrungen mit Ausschreibungsmechanismen.
- Sie weisen feste EE-Zielsetzungen auf und besitzen ein hohes Niveau an Versorgungssicherheit, so dass die Errichtung von FEE-Anlagen primär Energieverwendeziele dient, das heißt es wird aus Klima- und Ressourcenschutzgründen ein vorzeitiger Ersatz bestehender fossil-nuklearer Kraftwerkskapazitäten umgesetzt. Der Begriff der ‚Versorgungssicherheit‘ (vgl. hierzu Abbildung 6) bedeutet in ihrem Kontext nicht nur die schiere Bereitstellung von Arbeit oder Leistung, sondern die umweltfreundliche und nachhaltige Bereitstellung derselben.
- Es liegt Primärdatenmaterial vor, das ausgewertet werden kann, um (zumindest in Teilen) Aussagen zur bundesrepublikanischen Zieltrias machen zu können.

Somit werden hier kurze Fallstudien zu den Niederlanden und Frankreich angestellt: Für Italien, das die Ausschreibungsmechanismen erst zu Beginn des Jahres eingeführt hat (vgl. Resch et al. 2014, Folien 5 und 6), kann noch nicht auf ausreichendes Datenmaterial zurückgegriffen werden. Dänemark und Frankreich nutzen Ausschreibungen für offshore-Windenergie (vgl. Resch et al 2014, Folien 9 und 10 sowie „<http://www.developpement-durable.gouv.fr/Presentation-de-l-appel-d-offres.html>“), die jedoch in der Bundesrepublik gegenwärtig nicht vorgesehen sind und hier ebenso nicht betrachtet werden sollen.

An erster Stelle soll dennoch abweichend von den beschriebenen Kriterien das Beispiel Brasilien näher betrachtet werden, wobei auch hier in kurzer Form der nationale Kontext erläutert werden soll, um u.a. aufzuzeigen, inwieweit Brasilien mit westeuropäischen Staaten verglichen werden kann.

7.1 Brasilien

Mit einem großen Potential an Windenergie in Brasilien von 143 GW und einem verstärkten Zubau innerhalb der letzten Jahre genießt Brasilien verstärktes Interesse für sein auf den ersten Blick erfolgreiches, seit 2009 auf Auktionen basierendes, Marktmodell (vgl. Irena Wind Energy Report Brazil 2013, S.1).

Um einen angemessenen Vergleich zwischen den Ländern Brasilien und der Bundesrepublik Deutschland zu schaffen, wird in Abbildung 9 ein Größenvergleich der Länder und der installierten Leistung an Windenergie angestellt. Es ist ersichtlich, dass trotz der fast 24mal so großen Landesfläche und einer mehr als doppelt so hohen Einwohnerzahl Brasiliens, die installierte Windleistung Onshore in Deutschland mit rund 33.730 MW (vgl. Deutsche WindGuard 2014, S. 1, Stand 31.12.2013) zirka das Zehnfache derjenigen Brasiliens beträgt, was durch die blauen Balken in Abbildung 16 veranschaulicht wird. Diese stark voneinander abweichenden Bedingungen zeigen einen Aspekt der eher schwierigen Vergleichbarkeit des Windausbaus in beiden Ländern auf, insbesondere das weitaus bessere Windpotential vieler brasilianischer Standorte.

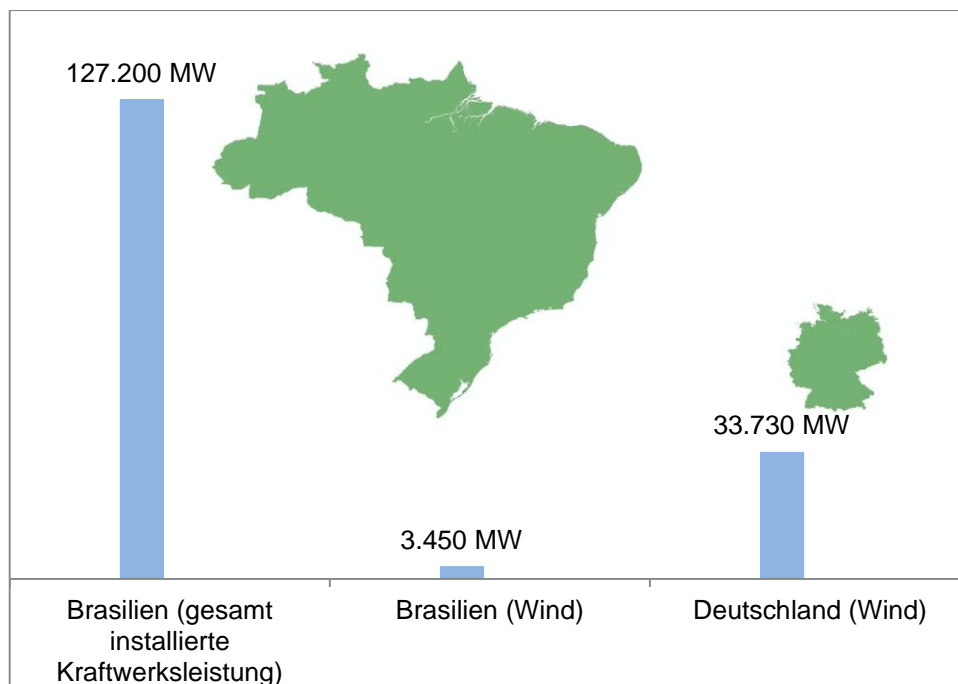


Abbildung 16: Größenvergleich und installierte Leistung der Windenergie in Deutschland und Brasilien (Stand: Ende 2013; gerundete Werte)
 Darstellung: IZES auf Grundlage von Deutsche WindGuard 2014 und ABEEólica 2014.

Da jedoch Wasserkraft, die für rund drei Viertel der Stromproduktion Brasiliens verantwortlich ist, an ihre Grenzen stößt und neue Quellen der Stromerzeugung und des Netzausbaus sich in Brasilien als unabdingbar erweisen, ist der Fokus stark auf Windenergie gerichtet, was seit dem Jahr 2009 einen hohen Anlagenzubau zur Folge hatte (siehe Abbildung 20).

Vor allem die nordöstlichen Küstenregionen zeichnen sich durch besonders stabile Bedingungen und hohe Leistungen sowie Potentiale für Windenergie aus, wohingegen die Wasserkraftstandorte weitaus stärker im Nordwesten des Landes angesiedelt sind und somit geographisch komplementär zueinander sind. Auch ergänzen sich Wind- und Wasserkraft saisonal in Brasilien hervorragend. (vgl. Anhang II, S. 87f).

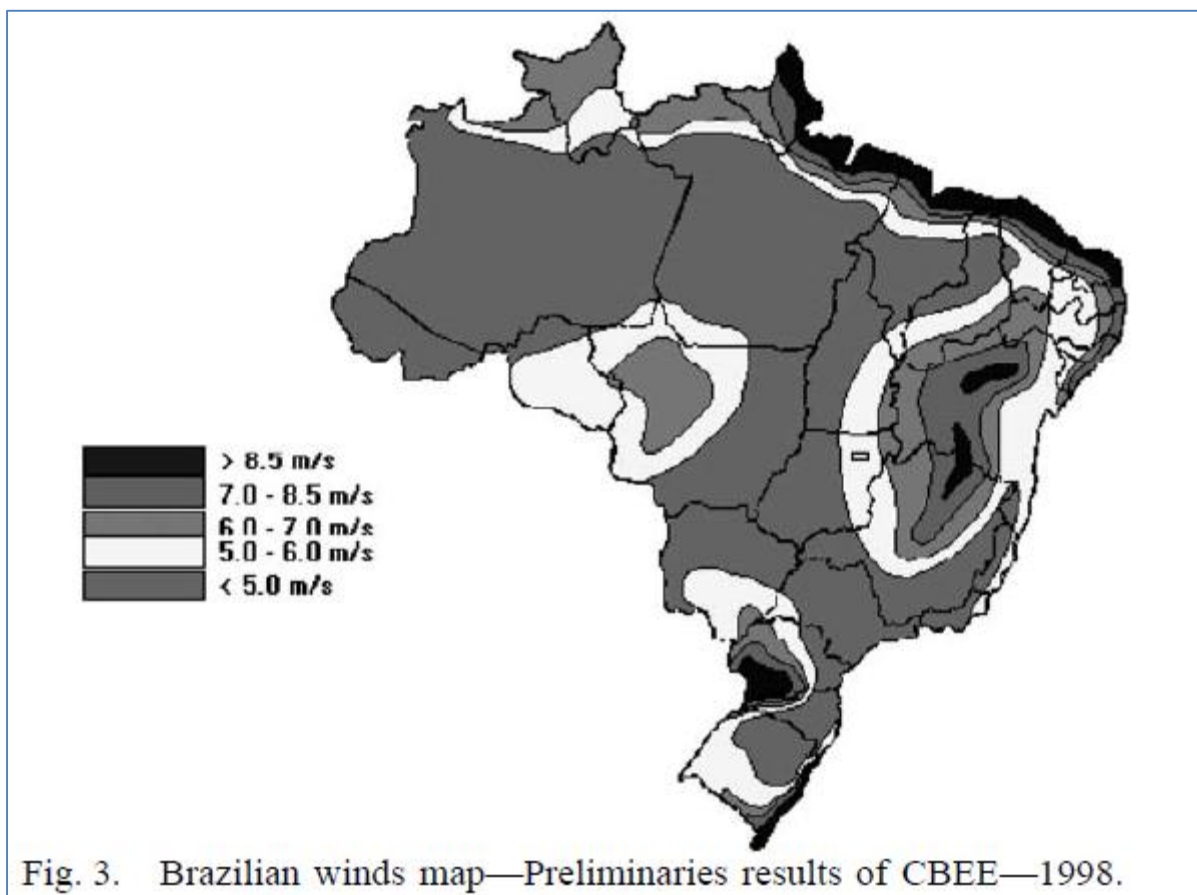


Abbildung 17: Brasilianische Windkarte

Quelle: Filgueras, A/ e Silva 2003, S.

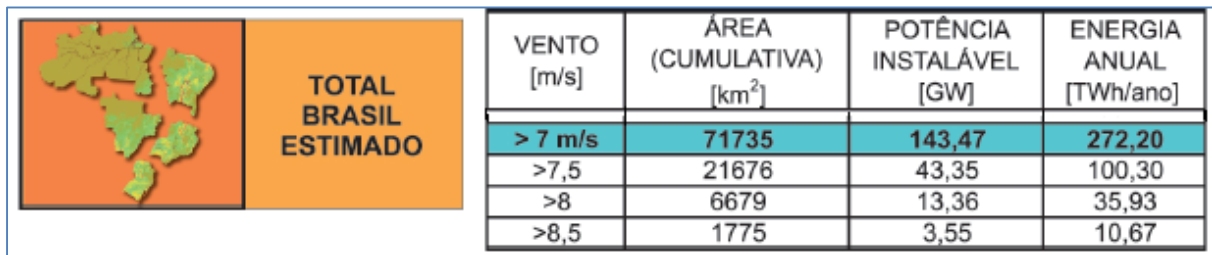
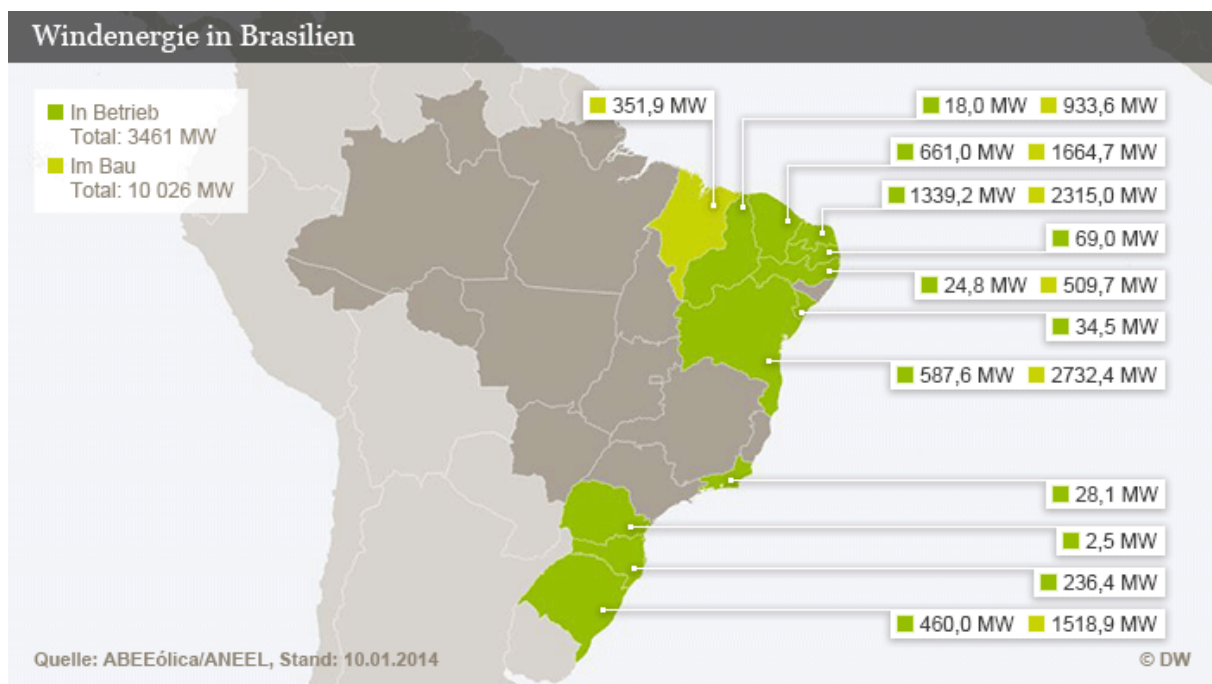


Abbildung 18: Brasilianische Landflächen mit Windgeschwindigkeiten über 7m/ s und dort installierbare Windleistung gemäß brasilianischem Windatlas

Quelle: Atlas do Potencial Eolico Brasileiro, S, 42

Abbildung 18 zeigt, wieviel der Landfläche Brasiliens Windgeschwindigkeiten über 7m/ s aufweisen. Das jeweils angegebene Potential an installierbarer Windleistung wurde im Jahr 2001 (inkl. der damals verfügbaren Anlagentechnik) abgeschätzt.⁴⁴ Somit konzentriert sich der Ausbau heute auf ökonomisch gute Standorte, die weit über den bundesrepublikanischen Verhältnissen liegen, wie folgende Karte veranschaulicht: (Stand: Januar 2014).



⁴⁴ De Araujo Lima, L./ Rosendo Bezerra Filho, C. (o.J.) z.B. identifizieren für die Region Pernambuco im Nordosten Brasiliens Standorte mit Kapazitätsfaktoren für eine Vestas V52 mit 850 kW von 62%, d.h. über 5 400 Vollbenutzungsstunden. Auch die bei den Auktionen angegebenen Kapazitätsfaktoren liegen im Schnitt bei gut 50%. (vgl. IZES 2014, noch unveröffentlicht).

Abbildung 19: Windenergie in Brasilien nach Regionen gegliedert
 Quelle: Deutsche Welle 2014

Die nachstehende Abbildung illustriert den von ABEEólica ausgegebenen Entwicklungsverlauf der installierten Leistung an Windenergie (bis 2013) und die Wachstumsprognose aufgrund bereits abgeschlossener Auktionen bis zum Jahr 2018 (vgl. ABEEólica 2014, S. 4).

Der dunkelgrüne Balken verdeutlicht den tatsächlichen Zubau bzw. die Prognose des jährlichen Zubaus an Leistung und der hellgrüne Balken stellt die gesamte kumulierte Leistung im jeweiligen Jahr dar (tatsächliche bzw. prognostizierte Werte). Der überproportional hohe geplante Zubau an Windenergie ab dem Jahr 2014 lässt sich durch hohe kontrahierte Mengen in den Vorjahren erklären (beispielweise summierte Mengen im Jahr 2013: 4.710 MW), die zu einem bedeutenden Anstieg der installierten Windleistung führen, der sich in den Folgejahren wieder abflacht.



Abbildung 20: Entwicklungsverlauf und Wachstumsprognose von Windenergie bis 2018
 Darstellung: ABEEólica 2014

Betrachtet man die Entwicklung der bezuschlagten Preise (Abbildung 21) ist erkennbar, dass nach einem anfänglichen Rückgang der Auktionspreise bis zum Jahr 2012

ein leichter Anstieg im Jahr 2013 folgt, der mit einer Stabilisierung des Preisniveaus einhergeht.⁴⁵

Dabei unterscheidet sich das brasilianische Ausschreibungsverfahren insbesondere darin von dem in der Bundesrepublik geplanten, dass die Auktionsgewinner in Brasilien direkt im Anschluss an die Auktion ein sog. ‚Power Purchase Agreement‘ mit den Elektrizitätsverteilungsunternehmen abschließen, die ihnen über 20 Jahre hinweg die Abnahme des produzierten Windstroms zu den vereinbarten Preisen (inklusive eines Inflationsausgleichs, der an der Verbraucherpreisindex orientiert ist) garantieren (vgl. ecofys 2013, S. 11 und IRENA 2013, S. 18), wohingegen in der Bundesrepublik eine verpflichtende Direktvermarktung mit der einzigen ‚Rückfalloption‘ der Ausfallvermarktung geplant ist.

Ein weiteres Merkmal der Auktionen in Brasilien ist auch, dass relativ hohe finanzielle Anforderungen an die Bieter gestellt werden, um die Ernsthaftigkeit ihrer Gebote sicherzustellen. Diese müssen im Voraus der 10% der geplanten Projektsumme als Kautions hinterlegen, die sie nach einer erfolgreichen Auktionsteilnahme zurückerstattet bekommen. Weiterhin müssen die kontrahierten Bieter eine zweite Kautions in Höhe von 5 % der Projektsumme hinterlegen, die ihnen sukzessive nach der Umsetzung gewisser Projektschritte zurückgezahlt werden. Diese Sicherheit für den Regulator bedeutet im Umkehrschluss jedoch, dass der Bieterkreis sich von Anfang an auf eher finanzstarke Unternehmen, die zur Vorlage solcher Summen in der Lage sind, begrenzen sollte.

⁴⁵ Hierzu wurde eine Auflistung der in Brasilien stattfindenden Auktionen für Wind von 2009 bis 2013 zu Grunde gelegt, wobei die Daten von IRENA und ABEEólica bezogen wurden (siehe Quellenangaben in Abbildung 21).

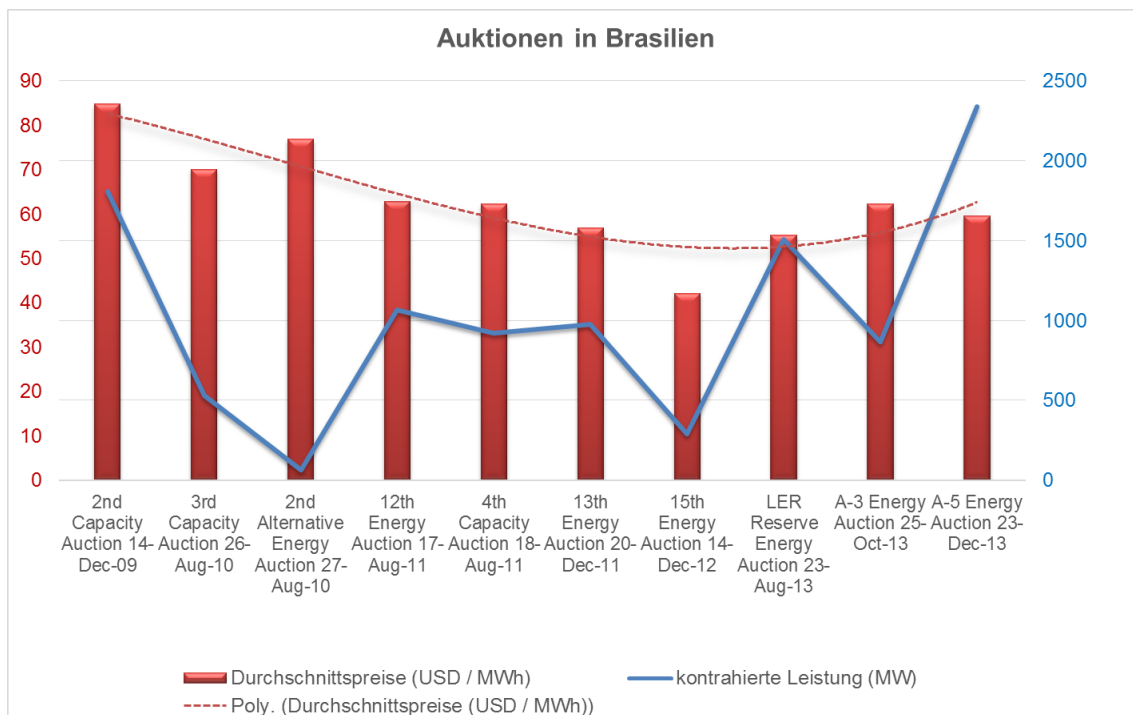


Abbildung 21: Durchschnittspreise Windenergie Auktionen in USD/ MWh von 2009-2013
 Darstellung: IZES gGmbH

Mehrere Gründe werden für die in Abbildung 21 gezeigte Preisentwicklung genannt, die in weiterer Folge näher betrachtet wird. Zunächst wird jedoch auf die Faktoren eingegangen, die ab der Einführung des Auktionsmodells für Wind in Brasilien für einen hohen Grad an Wettbewerb und relativ niedrige Preise maßgeblich beigetragen haben (vgl. hierzu ecofys 2013, S. 12).

- Die Einführung des Auktionsmodells für Windenergie erfolgte im Jahr 2009 nach der Finanz- und Wirtschaftskrise 2008, was weltweit einen zeitweiligen Wachstumsrückgang von Investitionen in Windenergie zur Folge hatte. Der neue Markt Brasilien profitierte durch ein wachsendes Interesse der Windindustrie in diesem Zeitraum.
- Vorherrschende Energieunternehmen besaßen keine oligopolistischen Positionen im Bereich Energieerzeugung, wodurch das Auftreten neuer Akteure auf dem Markt erleichtert wurde.
- Die öffentliche brasilianische Entwicklungsbank BNDES finanziert Projekte im Bereich erneuerbarer Energien auf Grundlage von günstigen Bedingungen für Marktteilnehmer (Amortisationsdauer von 16 Jahren, Zinsen von 6-7 Prozent) bei Bereitstellung von bis zu 80 Prozent der Investitionssumme.
- Hersteller von Windkraftanlagen wie Projektentwickler sind zur Teilnahme an Auktionen zugelassen, was ihnen die Möglichkeit lässt, durch Quersubventionierung zwischen den Unternehmen niedrige Preise vorlegen.

Nichtsdestotrotz kommt es zu einer nicht unbeträchtlichen Zahl von Verzögerungen von Projekten, die vertraglich fertiggestellt sein sollten. So wird quantifiziert, dass im Jahr 2012 65 % der geplanten 1.800 MW nicht zeitgerecht in Betrieb gingen.

Aufgrund dessen werden teilweise Zweifel geäußert, inwieweit die gegenwärtig abgeschlossenen kontrahierten Mengen zu den niedrigen Preisen (Abbildung 21) auch wirklich errichtet werden. Dies lässt die folgenden Problemstellungen und Herausforderungen am aktuellen Auktionssystem Brasiliens erkennen (vgl. ecofys 2013, S. 12).

Dies wird einerseits auf die spezifischen Verhältnisse in Brasilien zurückgeführt:

- Ein entscheidendes Problem stellt die Versorgungsinfrastruktur dar. Laut ABEEólica (der brasilianische Windenergieföderation) gab es 2012 maßgebliche Verzögerungen, sodass 50 Windparks mit einer Leistung von insgesamt 637 MW mit Verspätungen eines Netzanschlusses von bis zu 17 Monaten zu rechnen hatten (vgl. ecofys 2013, S. 13 und Resch 2014, Folie 14).
- Ein weiterer Grund für Schwierigkeiten und Verzögerungen bei der Projektumsetzung ist das Entstehen von Engpässen aufgrund der hohen Anzahl an Finanzierungsanträgen, welche der BNDES vorgelegt werden (ecofys 2013, S. 13). Im Normalfall kann der Abschluss von Finanzierungsvereinbarungen innerhalb eines Jahres erzielt werden. Ausnahmen stellen Projekte dar, die die BNDES-Anforderungen nicht erfüllen können und deshalb Gefahr laufen, schwerwiegende Verzögerungen hinnehmen zu müssen. BNDES-Anforderungen beinhalten u.a. das Verhältnis der Netto-Finanzverbindlichkeiten zum Eigenkapital als auch 60 Prozent lokalen Anteil an der Wertschöpfung in Brasilien, die sog. ‚local content Regelung‘ (vgl. ebda., S. 11).

Von Seiten der Marktteilnehmer und –beobachter werden jedoch auch Gründe für diese Verzögerungen benannt, die in der Ausgestaltung der Ausschreibungen begründet liegen:

- Insbesondere in der Branche der Turbinenhersteller herrschen aufgrund der strikten BNDES-Anforderungen Zweifel, ob internationale Unternehmen wie Suzlon (Indien) oder Siemens (Deutschland) in Windenergie in Brasilien (weiterhin) Investitionen tätigen werden (vgl. Leal 2013, S. 2).
- Zentrale Fragen zur Zukunft der Windenergie in Brasilien sind die Preiskontinuität in den Ausschreibungen sowie die zukünftige Entwicklung der Zahl der Hersteller von Windkraftanlagen. So werden weiterhin Kostenkorrekturen erwartet, wie dies ab dem Jahr 2012 der Fall war (vgl. Backwell2013, S. 2). Es wird auch davon ausgegangen, dass einige Auktionsteilnehmer aus strategischen Gründen zu niedrige Preise geboten haben, um in Brasilien im Geschäft bleiben zu

- können (vgl. IRENA 2013b, S. 21).
- Das spanische Unternehmen für Windkraftanlagen Gamesa warnt darüber hinaus vor einer Abwanderung von Herstellern. So sollen laut ihrer Einschätzung langfristig nur drei bis vier Turbinenhersteller fortbestehen und kleinere Hersteller aufgrund der hohen Anforderungen und des Preisdrucks der Auktionen sich nicht etablieren (vgl. ebda., S. 12).

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass eine Übertragbarkeit des brasilianischen Modells auf die Verhältnisse in der Bundesrepublik nur bedingt gegeben scheint. Einerseits ist in der Bundesrepublik bereits heute schon ein Vielfaches an installierter Windleistung im Vergleich zu Brasilien vorhanden, sowohl relativ zur Landesgröße als auch absolut. Die Ansiedlung der Windindustrie in Brasilien geschah zudem zu einem industriepolitisch günstigen Zeitpunkt, an dem die Hersteller ‚ihr Heil‘ weltweit in der internationalen Expansion suchten. Andererseits sind in Brasilien jedoch diverse Charakteristika der Ausschreibungsverfahren gewählt worden, die in der Bundesrepublik gegenwärtig nicht favorisiert werden:

- Eine langfristige Preisgarantie für die gesamte Strommenge über einen Zeitraum von 20 Jahren
- Die Anwendung der sog. local content Regelungen, die einen bedeutenden Anteil an heimischer Produktion mit finanziellen Vorzügen belohnen
- Die Vorauswahl der Bieter mittels der Zahlung finanzieller Sicherheiten, die zwar die Projektumsetzung sichern sollen, in der Bundesrepublik mit ihrer vollständig anderen Projektiererstruktur jedoch kaum durchsetzbar wären oder ebenso zu einer Oligopolisierung der Bieterstruktur führen könnte.

Nicht zuletzt bleibt es abzuwarten, inwieweit sich die bereits geäußerten Befürchtungen in Bezug auf die Nachhaltigkeit des Preisniveaus („underbidding“) in den Ausschreibungen und dementsprechend auch die spätere Umsetzung der Projekte bewahrheiten werden.

7.2 Frankreich

Frankreich hat sich zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2020 23 % seines Energieverbrauches durch erneuerbare Energien bereitzustellen. Dabei sollen gemäß der Zielsetzung der französischen Regierung im Rahmen der EE-Direktive bis zum Jahr 2020 16,3% des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen produziert werden und ungefähr 6,7 % aus Photovoltaik (jeweils entsprechend rund 5.850.000 Tonnen Erdöläquivalent

[=TOE] bzw. 400.000 TOE, vgl. CGDD 2013, S. 31 und 36). Es wird davon ausgegangen, dass zur Erreichung des Teilzieles für Photovoltaik eine installierte Leistung von 5,4 GW im Jahr 2020 notwendig ist (vgl. CRE 2011, S. 1)

Dabei hat die Photovoltaik im Jahr 2011 ihren für dieses Jahr vorgesehenen Anteil an der EE-Stromerzeugung überschritten, da es aufgrund des rapiden Preisverfalls der Module zu Beginn der 2010er-Jahre eine rasante Zunahme der Anträge auf die damals bestehende Einspeisevergütung in Frankreich gegeben hat. Daraufhin hat die französische Regierung ein Moratorium auf die Einspeisevergütung im Jahr 2011 beschlossen, womit sie der von ihr befürchteten Steigerung des französischen Äquivalents der EEG-Umlage, der CSPE, entgegentreten wollte. Daher wurden im Jahr 2011 die diversen Anreizsysteme für Photovoltaik stark modifiziert. Für Anlagen bis 100 kWp wurde die bestehende Einspeisevergütung wieder in Kraft gesetzt. Für Anlagen über 100 kWp wurde ein neues Ausschreibungsverfahren eingeführt, mit unterschiedlichen Verfahren jeweils für dachintegrierte Photovoltaikanlagen zwischen 100 und 250kWp und für größere Anlagen oder jeweils für eigene Technologien (konzentrierende Photovoltaik, nachgeführte Anlagen, Freiflächenanlagen bzw. Parkplatzüberdachungen bzw. für Photovoltaik mit Nutzung elektrischer Speicher für die nicht auf dem französischen Festland gelegenen Départements.

Dies geschieht zur Verfolgung dreier Zielsetzungen:

- der Erreichung des EE-Ziels für Photovoltaik bis zum Jahr 2020,
- die Bildung eines Exzellenz-Technologiezweiges in Frankreich bei
- gleichzeitiger Begrenzung der Mehrkosten für die Stromverbraucher.

Abbildung 22 zeigt die bisherige Umsetzung und weiterhin geplante Umsetzung dieser Ausschreibungen in Frankreich. Während die Ausschreibungen für die dachintegrierten Anlagen von 100 – 250 kWp häufiger stattfinden, dafür aber jeweils das zu kontrahierende Gesamtvolumen kleiner ist (geplant waren von 30 bis max. 120 MWp/ pro einzelner Runde), haben bislang erst zwei Ausschreibungen für das Großsegment stattgefunden, in denen pro Runde jeweils ungefähr 400 MWp ausgeschrieben wurden. Für Segmente gelten unterschiedliche Regeln, da gerade das Großsegment dazu dient, die gesamt ausgeschriebene Photovoltaikleistung stärker nach Standorten (Festlandfrankreich bzw. Inseln, zumeist mit Speicheranwendungen) Technologien (Nachführung, konzentrierende Photovoltaik) oder Standorten wie großen Freiflächen oder Parkplatzüberdachungen mit noch größeren Skaleneffekten zu differenzieren. Da dort jedoch in mehreren Sparten kaum mehr als ein Dutzend Anlagen kontrahiert wurden, soll hier insbesondere das Ausschreibungsverfahren für das ‚kleinere‘ Segment hier detailliert dargestellt werden, da es in mehrerer Hinsicht Schlussfolgerungen für Ausschreibungen in der Bundesrepublik mit der benannten Zieltrias zulässt:

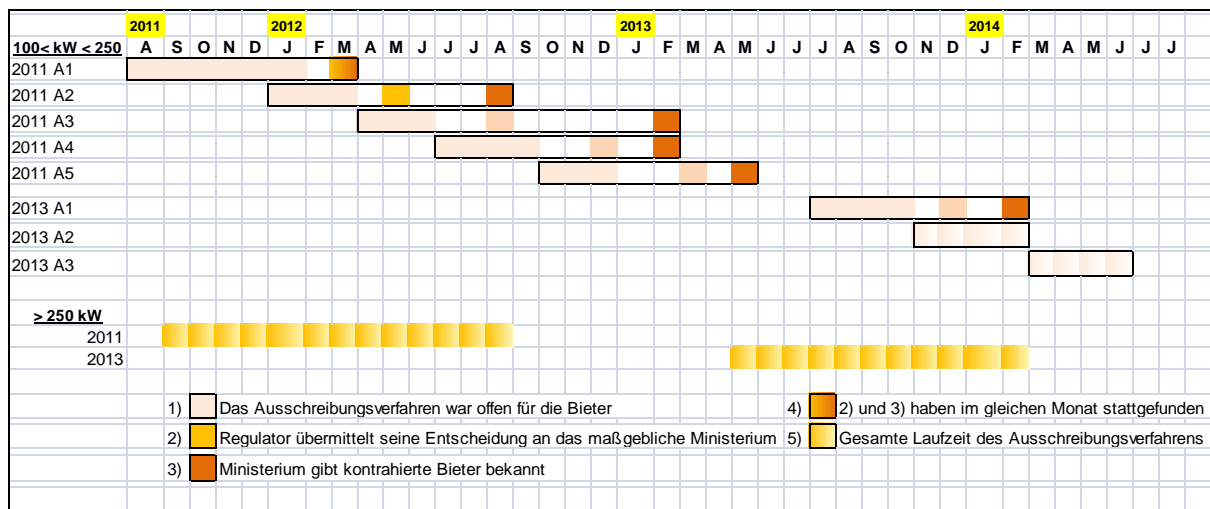


Abbildung 22: Zeitplan der PV-Ausschreibungen in Frankreich
Darstellung IZES gGmbH, Daten www.developpement-durable.gouv.fr

In einer ersten Phase beschließt das (ggf. die) zuständige(n) Ministerium (Ministerien)⁴⁶ die gesamt auszuschreibende Leistung für einen mehrjährigen Umsetzungszeitraum. Dabei sind grundsätzlich relativ regelmäßige und auch planbare einzelne Runden geplant. In der tatsächlichen Durchführung wurde davon hingegen abgewichen. So hätten im Rahmen des 2011 beginnenden Zyklus gesamt 7 Runden stattfinden sollen, in den gesamt 300 MWp vergeben werden sollten. Bis zu diesem Zeitpunkt war (neben der formalen Korrektheit der Anträge und der Erfüllung der unterschiedlichen technischen Voraussetzungen an die Anlagen) der Preis pro MWh das einzige Bewertungskriterium. Nach (aus industriepolitischer Sicht) unbefriedigenden Resultaten wurde dieser erste Zyklus im Jahr 2013 abgebrochen und die Ausschreibungsmodalitäten verändert. Die wesentliche Neuerung ab 2013 war die Einführung einer ökologischen Komponente, bei der nun der Preis pro Megawattstunde zu zwei Dritteln in die Punktwertung einfluss und die Treibhausgasemissionen bei der Modulherstellung zu einem weiteren Drittel.⁴⁷

Während der französische Energieregulator (Commission de Régulation de l'Énergie, kurz 'CRE') für die Durchführung der Ausschreibungsverfahren und die formelle Prüfung der Anträge zuständig ist, obliegt die abschließende Entscheidung über die Zuschläge dem jeweils zuständigen Ministerium. Dabei behält sich das Ministerium laut

⁴⁶ Vgl. hierzu MEDDE 2013 (Panorama) und die unter www.developpement-durable.gouv.fr/xxx publizierten Ausschreibungsergebnisse.

⁴⁷ Es sei angemerkt, dass hierbei insbesondere asiatische Module (so z.B. chinesische) aufgrund der unterdurchschnittlichen Treibhausgasemissionen ihres Energiemixes in eine schlechtere Position kommen. (vgl. CRE 2013, S. 26-28)

dem Lastenheft vor, dass nicht die gesamte ausgeschriebene Menge auch kontrahiert werden muss, wie z.B. in den 2011er-Ausschreibungsrunden A1 und A3 geschehen. (vgl. hierzu Abbildung 22).

In Bezug auf die ermittelten Preise ergibt sich ein kontrastierendes Bild, das zeigt, dass mittels Ausschreibungen nicht unbedingt eine kontinuierliche Degression der zu zahlenden Vergütungen (wie z. B. im aktuellen EEG mit der dynamischen Degression erreicht) zu erwarten ist. Eine direkte Vergleichbarkeit der Ergebnisse in der Bundesrepublik und in Frankreich ist (bereits in diesen beiden, benachbarten Ländern) nicht wirklich gegeben:

- In Frankreich, insbesondere in der Südhälfte, wo die meisten PV-Anlagen generell gebaut und auch mittels der Ausschreibungen kontrahiert werden⁴⁸, können im Schnitt weitaus höhere Vollbenutzungsstunden erzielt werden als in der Bundesrepublik⁴⁹.
- In Frankreich hingegen wird den Ausschreibungsgewinnern, je nach Standort, nur eine begrenzte Anzahl an Vollbenutzungsstunden (in Kontinentalfrankreich 1500 Vbh., auf den Inseln oder mit Nachführung mehr) mit dem Einspeisetarif vergütet. Darüber hinaus erhalten die Stromerzeuger einen festen Betrag von 5ct/ kWh.
- In Frankreich werden, anders als in der Bundesrepublik Deutschland, die Einspeisevergütungen, unabhängig davon, ob sie für Kleinanlagen gesetzlich festgelegt werden oder ob sie in Ausschreibungen ermittelt werden, an die Preisentwicklung der Industriegüter angepasst. (vgl. CRE 2013; S. 8f) Damit hängen die Realerlöse in der BRD faktisch von der Inflationsrate ab, während sie in Frankreich davon unabhängig sind, wodurch das Inflationsrisiko für die Betreiber in Frankreich vermieden wird.
- Es wird standardmäßig vorgeschrieben, dass PV-Anlagen ‚dachintegriert‘ eingebaut werden, was vereinfacht dargestellt bedeutet, dass die PV-Module anstelle z. B. der Dachziegel eingebaut werden müssen statt aufgeständert auf die Ziegel gesetzt zu werden (vgl. ebda.; S 5).

Daher ist der in Abbildung 23 unternommene Vergleich durchaus gewagt, unterstreicht aber dennoch die These, dass mittels Ausschreibungen nicht unbedingt eine höhere Kosteneffizienz in Bezug auf die vergütete eingespeiste Arbeit erzielt wird. Die Vergü-

48

⁴⁹ Einen schnellen Überblick über die Sonneneinstrahlung und die PV-Ausbeute innerhalb der EU bietet eine Graphik des Joint Research Centers der Europäischen Union auf <http://re.jrc.eu.europa.eu/pvgis> einen guten Überblick. Dabei muss natürlich angemerkt werden, dass auch die Unterschiede zwischen Nord- und Südfrankreich ebenso stark ausgeprägt sind.

tungssätze in der Bundesrepublik vollziehen weitaus besser die beständige Absenkung der Modulpreise nach als die Ausschreibungsergebnisse in Frankreich. Hier erweist sich das EEG als flexibleres Instrument, da es selbst in der Bundesrepublik bei Kleinanlagen (ohne die Verpflichtung zur Dachintegration) nennenswerte Skaleneffekte beim Einkauf und der Installation und bei definitiv schlechteren geographischen Bedingungen günstigere Vergütungstarife erzielt.

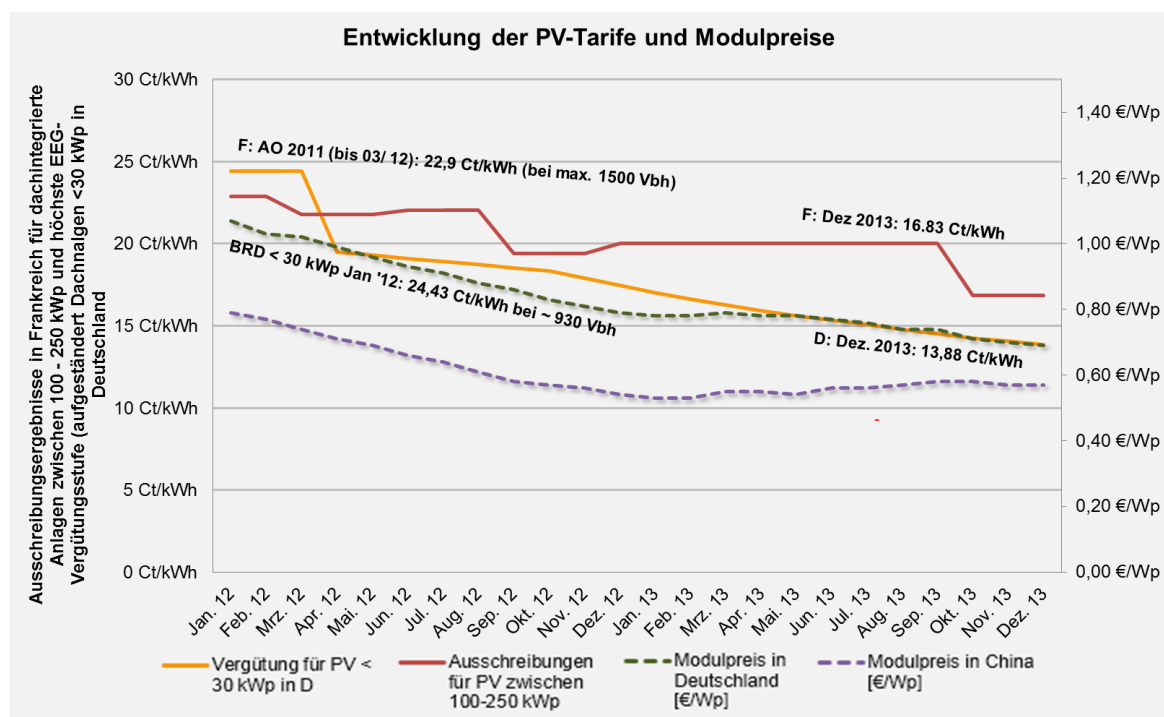


Abbildung 23: Ausschreibungsergebnisse in F für Dachintegrierte Anlagen (100 - 250 kWp) und höchste EEG-Vergütungsstufe (Dach aufgeständert; <math><30\text{ kWp}</math>) in D

Darstellung IZES, Daten www.developpement-durable.gouv.fr und bundesnetzagentur.de

Hierfür können insbesondere drei Gründe in Erwägung gezogen werden:

An erster Stelle führt die Vorhersehbarkeit der Degression des EEG dazu, dass sich die Frage nach ‚under- oder overbidding‘ bei Ausschreibungen erst gar nicht stellt. Vielmehr reizt das EEG stark zu Prozessinnovationen gerade bei der Installation an, da Kostensenkungseffekte nicht nur bei der Produktion gesucht werden, sondern auch in der Logistik und bei der Errichtung selbst. Hier ist davon auszugehen, dass auch die weitaus höheren Mengen an installierten Modulen in der Bundesrepublik gerade erst die Möglichkeit zu solchen Prozessinnovationen schaffen, da es auch im Bereich der Installateure eine breite Diversifizierung und Akteursvielfalt gibt.

An zweiter Stelle können die formalen Anforderungen, die im Rahmen der französischen Ausschreibungen praktiziert werden und dazu dienen sollen, die Qualität der

Anträge und die Liquidität der Bieter sowie die Ernsthaftigkeit ihrer Gebote zu prüfen, dazu führen, dass einerseits die Zahl der Firmen, die sich in diesem Segment betätigen weitaus kleiner ist und somit weniger ‚disziplinierende‘ Effekte bei den Geboten entstehen. Andererseits führt die beträchtliche Unsicherheit in Bezug auf die Realisierungswahrscheinlichkeit in den Ausschreibungen zu Preisaufschlägen bei den Geboten. So müssen die Bieter für jedes Objekt die folgenden Dokumente bzw. Nachweise erbringen:

- das ausgefüllte Bewerbungsformular,
- eine Kopie der Baugenehmigung
- ein ausgefülltes Bescheinigungsformular mit folgenden Inhalten
 - o die Konformität mit den Vorgaben zur Dachintegration,
 - o die Zertifizierung der Modul- und sonstigen Gerätehersteller nach den ISO 9001 und ISO 14001 (oder vergleichbar),
 - o die Einwilligung zur einer späteren fachgerechten Entsorgung der nicht mehr genutzten Module auf eigene Kosten,
 - o der Besitz an bzw. die Verfügungsgewalt über das für die PV genutzte Gebäude,
 - o die Kenntnisnahme der Vorgaben des Lastenheftes,
 - o die wahrheitsgemäße Bearbeitung des eingereichten Dossiers und
 - o die Einwilligung in die gegebenen Bedingungen.
- Bescheinigungen der Hausbank oder des Wirtschaftsprüfers über die Erfüllung der Eigenkapitalanforderungen (mind. 0,6 €/ Watt installierte Leistung) und der kreditgebenden Bank über die Erstellung eines Kreditangebotes für die zu bauende Anlage,
- eine detaillierte 6-seitige Beschreibung des Projektes u.a. mit den genauen Bauplänen, einem Businessplan, der die Rentabilität der PV-Anlage nachweisen soll, einer Beschreibung der juristischen Person, die das Projekt betreibt und der Angabe der notwendigen Vergabe von Arbeiten an kleine und mittlere Unternehmen („KMU“) und der Treibhausgasbilanz der zu nutzenden PV-Moduls.

Die Bearbeitungszeit dieser Anforderungen wird von Branchenkennern auf ungefähr 5 bis 6 Wochen pro Objekt eingeschätzt. Dabei kann voraussichtlich nicht das gesamte Dossier von externen Dienstleistern erbracht werden. Aufgrund der vielfach stark auf das spezifische Objekt bezogenen Anforderungen sind eher wenige Skaleneffekte in der Bearbeitung für einen externen Dienstleister zu erwarten, auch wenn diese zumindest beratend bei der Erarbeitung der Dossiers zur Verfügung stehen können, sofern sie selbst schon mehrfach an solchen Ausschreibungen teilgenommen haben. Dies bedeutet im Umkehrschluss eine Markteintrittsbarriere für neue Dienstleister. Weiterhin muss beachtet werden, dass, auch wenn die Möglichkeit besteht, mit dem gleichen Objekt mehrfach an Ausschreibungen teilzunehmen, nicht unbedingt exakt die glei-

chen Unterlagen wieder eingereicht werden können. Selbst bei einem zweiten Einreichen müssen damit wiederum Ressourcen (an Arbeitskraft und ggf. weitere Ausgaben, insbesondere für externe Dienstleistungen) aufgewendet werden.

Damit besteht bei dieser Form der Umsetzung von Ausschreibungen der Zwiespalt, dass es hoher Anforderungen braucht, um die Qualität der Angebote zu prüfen. Diese Anforderungen führen dann aber dazu, dass während des Gebotszeitraums bereits viel an Ressourcen (insbesondere Arbeitszeit) aufgewendet werden muss, bei denen eine beträchtliches Risiko besteht, dass sie umsonst und ohne jegliche Entschädigung aufgewendet werden müssen. Somit werden an diesen Ausschreibungen nur solche Bieter teilnehmen, die sich den Aufwand und dieses Risiko von späteren ‚sunk costs‘ leisten können und wollen.

An dritter Stelle besteht auch für die durchführenden Projektierungs- und Handwerksunternehmen das Problem, dass (vgl. Abbildung 22) lange Zeiträume zwischen Abgabe des oder der Gebote durch die Immobilienbesitzer, denen sie ein Angebot zur Errichtung einer PV-Anlage und/ oder zur Durchführung weiterer Bauarbeiten erstellt haben, liegen. Damit kommen hauptsächlich für die Durchführung dieser Arbeiten nur Unternehmen in Frage, die eine gewisse Menge an ‚Projektvorräten‘ haben, der ihnen die Liquidität zur Aufrechterhaltung des Betriebs und zur dauerhaften Beschäftigung des notwendigen, speziell ausgebildeten Personals sichert. Dies vermindert wiederum die Zahl der in Frage kommenden Installations- oder Projektierungsfirmen und kann im negativen Fall zu einer Anpassung der Preise an die der Konkurrenz führen oder zu einer Einpreisung des Risikos, das mit der Wartezeit bis zur Auftragsvergabe verbunden ist.

Die veröffentlichten Statistiken des französischen Umweltministeriums lassen nur bedingt Schlüsse auf die Akteursvielfalt in Bezug auf die antragstellenden Unternehmen zu, da die Angaben stark anonymisiert sind. Nichtsdestotrotz zeigt es sich (vgl. Abbildung 24), dass in jeder Ausschreibungsrunde über die Hälfte der vergebenen Zusagen an maximal 10 Bieter gegangen ist. (vgl. hierzu auch Anhang 2 mit näheren Angaben zu Ergebnissen der einzelnen Ausschreibungen). Daher kann die These aufgestellt werden, dass es eine Tendenz zur Erstellung der Angebote durch wenige Unternehmen oder Dienstleister gibt, die durch eine starke Standardisierung bessere Chancen zur erfolgreichen Angebotserstellung haben als kleinere Dienstleister oder Firmen, die dies in ‚Eigenregie‘ tun. Dies kann wiederum die These stützen, dass es durch die Tendenz zur Konzentration auf wenige Anbieter dazu kommt, dass sich die Preissenkung bei den Modulen nicht unbedingt bei der Angebotserstellung niederschlägt.

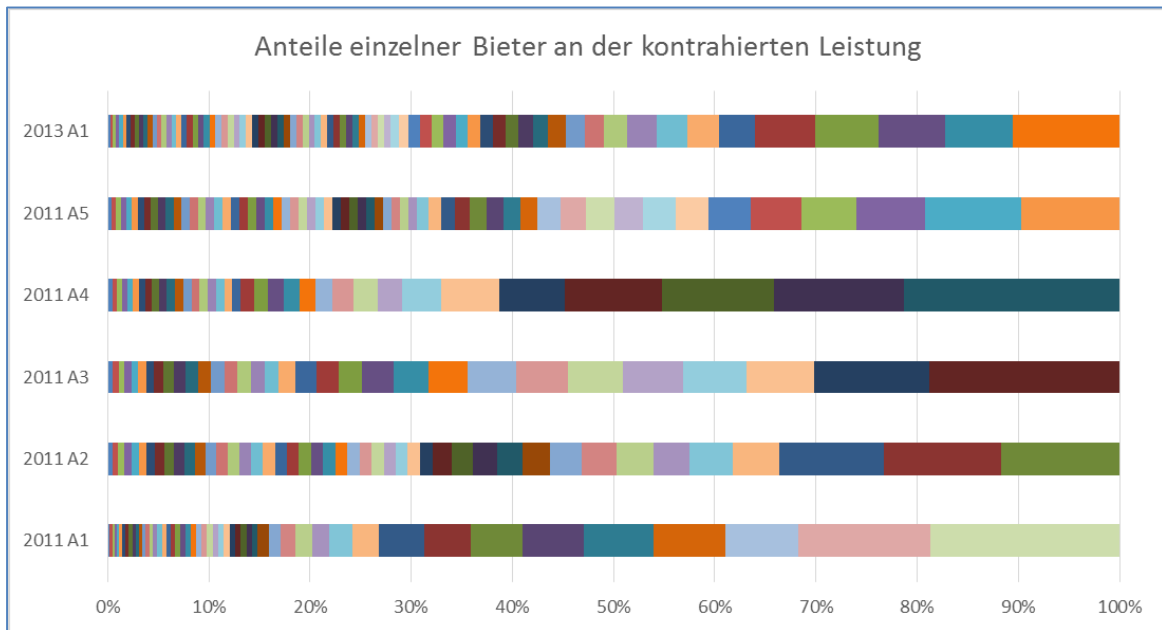


Abbildung 24: Anteile der einzelnen Bieter an der kontrahierten Leistung
 Darstellung und Berechnung IZES, Daten www.developpement-durable.gouv.fr

Der in der Bundesrepublik gewählte Weg der dynamischen Degression bei den Einspeisevergütungen scheint daher durchaus geeignet, Preissenkungen über die gesamte Wertschöpfungskette möglich zu machen. In Frankreich werden in Bezug auf die Zielsetzung, durch Ausschreibungen zu einer Senkung der Kosten für die Stromverbraucher zu kommen, eher dadurch umgesetzt, dass man sie kurzfristig in ihren absoluten Mengen begrenzt. In einer dynamischen Perspektive entledigt man sich jedoch der Möglichkeit, die eingespeiste Arbeit pro Einheit in ihrem Preis zu senken, und bürdet so letzten Endes den Stromkunden doch wiederum langfristig höhere Lasten als unbedingt notwendig auf.

7.3 Niederlande

Die neue niederländische Koalitionsregierung verpflichtete sich Ende des Jahres 2012, bis zum Jahr 2020 16 % des gesamten Endenergieverbrauchs des Landes aus erneuerbaren Energien zu decken, was eine leichte Erhöhung des 14 %-Ziels des Landes nach der EU-Richtlinie über erneuerbare Energien (RL 2009/28/EG) darstellt.

Die Erreichung dieses Ausbauziels wird laut Aussagen der niederländischen ING Bank einen Zubau von 12 GW zu den bereits bestehenden 2,4 GW Windenergie erfordern und soll nach dem Willen der Regierung auf Grundlage höchster Kosteneffizienz erreicht werden. (IWR 2013) Dies weist darauf hin, dass für die niederländische Regierung der Fokus zuallererst auf der kostengünstigen Erfüllung der EE-Ziele und nicht

auf Technologieentwicklung, Schaffung von Arbeitsplätzen im erneuerbaren Sektor oder einer langfristig weitgehenden Diversifizierung der Energieversorgung „auf Viertelstundenbasis“ im Vordergrund steht.

Das SDE+ (für „Stimulering Duurzame Energieproductie“) Renewable Energy Production Subsidy Scheme) ist der Nachfolger des ersten SDE-Programmes und ist in der neuen Version seit dem 1. Juli 2011 in Kraft.

Das SDE+ besitzt die folgenden, wesentlichen Charakteristika:

- Es wird *ein fixes Jahresbudget für alle* erneuerbare Energieformen der Bereiche Stromproduktion, Wärmebereitstellung bzw. Kraft-Wärme-Kopplung und Biomethan festgelegt. Die jährliche Summe stellt stets die umfassende Budgetobergrenze für alle erneuerbaren Energieerzeuger dar.
- Die Ausschreibungen verlaufen sequentiell in mehreren Runden, sog. „Phasen“, in denen jeweils alle Bieter, die eine gewisse Preisuntergrenze unterschreiten, gegeneinander antreten.
- Es kommt ein striktes „first-come-first-serve-Prinzip“ zur Anwendung
- Der ausgezahlte Betrag in €/kWh setzt sich aus einem ‚Basisbetrag‘ und einem vorläufigen ‚Korrekturbetrag‘ zusammen, was im Prinzip einer ex-post bestimmten, gleitenden Marktprämie entspricht
- Die maximale Summe aus dem Basisbetrag und dem Korrekturbetrag (für das erste Jahr der Laufzeit) beträgt EUR 0.15/kWh für Strom aus erneuerbaren Energien und 1.04/Nm³ EUR für Biomethan.
- Es besteht eine Staffelung der Auszahlungsdauer nach Technologien.

Das SDE+ finanziert sich auf Grundlage eines Preisaufschlags, der ab 2013 über die Energierechnungen von Einzelpersonen und Unternehmen eingefordert wird. (vgl. Kerstholt, H. & Israëls M. 2011)

Die nachstehende Abbildung zeigt die installierte Leistung der gesamten Windenergie in den Niederlanden von 1998 bis 2013 auf und lässt stabile, jedoch relativ niedrige Wachstumsraten erkennen.

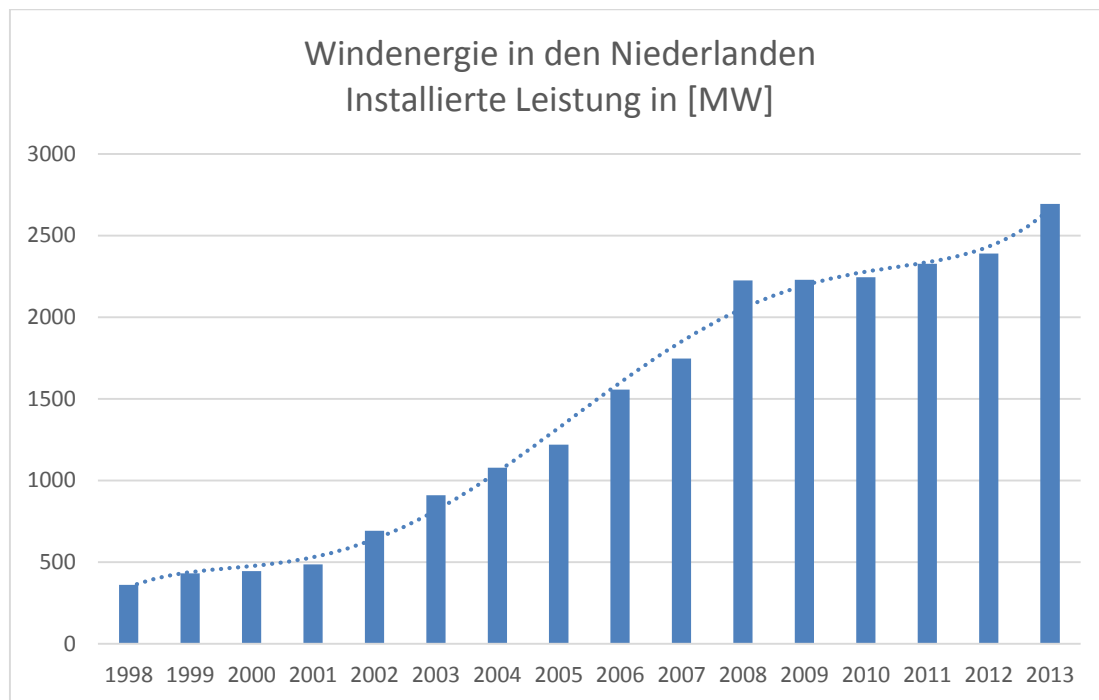


Abbildung 25: installierte Leistung der Windenergie in den Niederlanden

Darstellung und Berechnung IZES, Daten: aus (EWEA Annual Statistics 2013)

Damit zeigt sich, dass die Zielsetzung, dass die Niederlande das selbst gesteckte Ziel eines Zubaus von weiteren 12 GW an installierter Windleistung bis 2020 nur erreichen kann, wenn in den verbleibenden Jahren die Zubauraten massiv ansteigen. Somit unternimmt die niederländische Regierung aktuell mehrere Maßnahmen, um das EU-Erneuerbaren Ziel insbesondere mit Windkraftanlagen zu erreichen.

Die Regierung sagte zuletzt 2,4 Milliarden Euro weitere Mittel bis 2020 für eine verbesserte Version des Anreizsystems SDE+ für erneuerbaren Energien zu. Dadurch sollten zusätzliche Mittel für Windenergie zur Verfügung gestellt werden, die zugunsten anderer erneuerbarer Energieformen aufgrund der Budgetdeckung innerhalb der letzten Jahre stärker in den Hintergrund trat.

Eine erste Neuerung der SDE+ Regelung für das Jahr 2013 stellt die Differenzierung für verschiedene Windkraftstandorte (mit einer eigenen Kategorie für Wind an Land, Wind in Binnenmeeren und Wind offshore) dar, die zusätzlich mit einer Anpassung der Tarife an die unterschiedlichen Vollbenutzungsstunden für Onshore-Windenergieanlagen gekoppelt ist. Je weniger Volllaststunden eine Turbine aufweist, desto höher kann die Summe aus Basis- und Korrekturbetrag sein, wobei allerdings wiederum die besten Standorte in den ersten Ausschreibungsphasen antreten können. In jeder weiteren Phase können dann Standorte mit jeweils weniger Vollbenutzungsstunden gegeneinander konkurrieren.

In Bezug auf Offshore-Windenergieanlagen sollen laut der niederländischen Regierung die Genehmigungsverfahren gestrafft und die Arbeit mit der Industrie intensiviert werden, um eine Kostensenkung zu erzielen. Des Weiteren soll der "Green Deal", eine Initiative die mit der Windindustrie im Jahr 2011 ins Leben gerufen wurde, und sich zum Ziel setzt, die Offshore-Windkosten bis zum Jahr 2020 um 40 % zu senken, weiter unterstützt werden. (Windpower Monthly 2013)

Beginn des diesjährigen SDE+ mit einem Verpflichtungsbudget von 3,5 Milliarden Euro soll der 1. April 2014 sein, wobei der niederländische Wirtschaftsminister die Regulierung bereits im Januar 2014 zur Verfügung stellt, was Unternehmen ermöglicht, ihre Anträge ordnungsgemäß vorzubereiten.

Während die Methodik des SDE+ grundsätzlich unverändert bleiben soll, werden Änderungen umgesetzt, die entweder von National Energy Agreement (Nationaal Energieakkoord) oder auf Antrag des erneuerbaren Energiesektors erhoben werden, um die Effektivität des SDE+ zu erhöhen. Folgende Punkte werden hierbei genannt:

- Ab 2014 wird eine Machbarkeitsstudie des Projekts benötigt, welche eine Berechnung der Betriebsweise und eine Begründung/Verwirklichung von Eigenkapital und Fremdfinanzierung beinhalten soll. Für Geothermieprojekte wird nun eine geologische Voruntersuchung, die den Antragsunterlagen beizufügen ist, verlangt.
- Für Projekte, deren Finanzierung mit weniger als 20% Eigenkapital erfolgt, ist es erforderlich, eine Absichtserklärung des Kreditgebers zu präsentieren, die besagt, dass sich der Kreditgeber bereit erklärt, das Projekt im Falle einer positiven Entscheidung von SDE+ sicher zu finanzieren. Überdies soll von nun an eine formale Zustimmung der Inhaber des Projektstandortes in der Antragstellung enthalten sein.
- Ein Jahr nach Erhalt der SDE + Entscheidung (dem "Benchmark-Date"), müssen die Unternehmen nachweise, dass sie ausreichende Fortschritte bei der Projektrealisierung gemacht haben. Bei unzureichenden Fortschritten kann die Finanzierungszusage zurückgenommen werden.
- Die freigesetzten Verpflichtungsbudgets der Jahre 2011 und 2012 von 92 Mio. EUR (die durch den Rückzug von Entscheidungen zur Verfügung standen) sollen bei der Eröffnung des SDE+ 2014 wieder verwendet werden können.
- In Hinblick auf das Jahr 2015 wird vom Wirtschaftsministerium geplant, getrennte Auktionen im Bereich Offshore-Wind zu organisieren. In Bezug auf Onshore-Wind wird darüber hinaus eine noch weitere Standort- bzw. Technologie-differenzierung ins Auge gefasst.

Diese zukünftigen Verbesserungsbemühungen der niederländischen Regierung lassen sich vermutlich durch die zu konstatierenden gegenwärtigen Schwierigkeiten der Umsetzung der bislang kontrahierten Projekte erklären. Nachstehende Tabelle stellt die Umsetzungsrate der SDE+ Auktionen 2011, 2012 und 2013 im Jahr 2014 dar. Die geringe Umsetzungsrate ist vor allem vor dem Hintergrund, dass laut der Regelungen bereits in allen drei Zeiträumen Projektgenehmigungen vorliegen müssen, beachtlich.

		EE-Gase		EE-Wärme					
Energieträger/-art		Biogas		Wärme aus Biomasse		Geothermie		Solarthermie	
Projekte		absolut	relativ	absolut	relativ	absolut	relativ	absolut	relativ
SDE+ Auktion 2011	umgesetzt	4	15%	7	47%				
	nicht umgesetzt	22	85%	8	53%				
	Summe	26		15					
SDE+ Auktion 2012	umgesetzt	0	0%	48	61%	7	25%	0	0%
	nicht umgesetzt	4	100%	31	39%	21	75%	2	100%
	Summe	4		79		28		2	
SDE+ Auktion 2013	umgesetzt	0	0%	6	7%	0	0%	0	0%
	nicht umgesetzt	20	100%	83	93%	16	100%	4	100%
	Summe	20		89		16		4	

		EE-Strom							
Energieträger/-art		Biomasse		Wind onshore		PV > 15 kWp		Wasserkraft	
Projekte		absolut	relativ	absolut	relativ	absolut	relativ	absolut	relativ
SDE+ Auktion 2011	umgesetzt			8	73%	307	73%		
	nicht umgesetzt			3	27%	115	27%		
	Summe			11		422			
SDE+ Auktion 2012	umgesetzt	1	100%	1	100%	18	20%		
	nicht umgesetzt	0	0%	0	0%	70	80%		
	Summe	1		1		88			
SDE+ Auktion 2013	umgesetzt	0	0%	1	2%	8	2%	0	0%
	nicht umgesetzt	2	100%	61	98%	386	98%	3	100%
	Summe	2		62		394		3	

Abbildung 26: Umsetzungsrate der im SDE+ kontrahierten Projekte zu Beginn des Jahres 2014
Darstellung und Berechnung IZES, Daten: Mailaustausch mit www.rvo.nl

Die vorliegenden niedrigen Umsetzungsrate lassen darauf schließen, dass das Auktionsmodell SDE+ nicht optimal eingeführt und ausgelegt wurde. Hierfür sind folgende Punkte zu nennen:

Anfänglich waren aufgrund der mangelhaften Ausgestaltung der Richtlinien kaum Sicherheiten zu hinterlegen oder Bieter wurden unzureichend „geprüft“, was zur Folge hatte, dass tendenziell auch wenig fundierte Anträge eingereicht wurden. Aus diesem Grund kam es im Laufe der Zeit zu oben beschriebenen zusätzlichen Anforderungen, die von Jahr zu Jahr anspruchsvoller wurden.

Besonders erstaunlich stellen sich jedoch die sehr niedrigen Umsetzungsrate von Photovoltaik in den Niederlanden heraus. Selbst im Zeitraum 2013 wurden 98 Prozent der geplanten Anlagen nicht umgesetzt, obwohl diese (nach bereits erfolgter Genehmigung) nur geringe Zeiträume, im Bestfall nur wenige Wochen in Anspruch nehmen.

Es kann damit als fraglich gelten, ob selbst die vielen bezuschlagten Photovoltaikprojekte überhaupt noch umgesetzt werden.

Darüber hinaus stellt sich die Frage, inwieweit möglicherweise die Konstruktion des Basisbetrag + Korrektivbetrag (d.h. einer gleitenden ex-post ermittelten Marktprämie) zusätzliche Unsicherheit für die bezuschlagten Bieter darstellen, die letztlich doch von der Projektumsetzung absehen.

Somit kann festgestellt werden, dass die Niederlande einerseits als ein interessantes Beispiel dafür gelten können, wie insbesondere Präqualifikationsanforderungen und Pönalen die Zahl und Qualität der eingereichten Gebote beeinflussen können. Zu Beginn des SDE+ haben sich viele Bieter an den Ausschreibungen beteiligt, die letztendlich trotz einer Zusage ihr Projekt gar nicht oder nur binnen eines langen Umsetzungszeitraumes umsetzen. Es bleibt abzuwarten, ob die im Lauf der Zeit strikteren Anforderungen dann auch dazu führen, dass die Umsetzungsrate signifikant steigt. Zum heutigen Zeitpunkt kann aber auch die Rolle der ausgeschriebenen Vergütung (gleitende ex-post-Marktprämie) bei der niedrigen Umsetzungsrate nicht klar quantifiziert werden. Andererseits zeigt sich, dass eine strikte Bewertung nach Preisen, gekoppelt mit einer unzureichenden Differenzierung zwischen Standorten und Technologien nicht unbedingt zielführend in Bezug auf die Zahl der damit zu realisierenden Anlagenneubauten ist. Zum heutigen Zeitpunkt kann das von den Niederlanden gewählte Ausschreibungsverfahren daher nicht als ein geeignetes Modell für die bundesdeutsche Energiewende mit ihrer Zieltrias aus Kosteneffizienz, EE-Zielen und Akteursvielfalt gelten.

7.4 Zwischenfazit zu ausländischen Erfahrungen

Bei den hier näher untersuchten Staaten, die bereits seit mehreren Jahren Erfahrungen mit Ausschreibungen für FEE machen, zeigt sich, dass diese Staaten durchaus unterschiedliche Zielsetzungen mit der Umsetzung der Ausschreibungen verfolgen und dass diese Ziele vielfach handlungsleitend bei der Ausgestaltung der Ausschreibungsverfahren sind und damit wiederum auch durchaus die Ausschreibungsergebnisse beeinflusst haben.

In Brasilien stand neben der Diversifizierung des bestehenden Kraftwerksparks insbesondere der Aufbau einer eigenen Windindustrie im Land im Vordergrund. Dabei besteht eine starke saisonale und geographische Komplementarität zwischen der in Brasilien im Wesentlichen genutzten Wasserkraft und der Windenergie. Dabei kamen der brasilianischen Regierung mehrere ‚ausschreibungsunabhängige‘ Faktoren zu Gute: Die Maßnahmen zum Aufbau einer inländischen Windindustrie fielen zeitlich mit einer Situation zusammen, in der viele Firmen bedingt durch die internationale Finanzkrise

nach einer Expansion ins Ausland strebten, um Absatzverluste in ihren angestammten Märkten kompensieren zu können. Insofern war die Investitionsbereitschaft vieler Firmen relativ groß, zumal Brasilien mit vielen sehr guten Windstandorten ausgestattet ist, die weitaus höhere Vollbenutzungsstunden als die Bundesrepublik aufweisen, und eine Ansiedlung dort auch die Ausweitung ihres Geschäfts auf weitere mittel- und südamerikanische Staaten ermöglichen könnte. Weiterhin besteht in Brasilien die Möglichkeit, weitaus größere Windparks zu bauen als dies z.B. in der konstant dicht besiedelten Bundesrepublik der Fall ist. Die generelle Ausrichtung der Ausschreibungsverfahren besaß damit eine starke industriepolitische Komponente, die sich z. B. in ‚local content Anforderungen‘ oder in beträchtlichen Zinsvergünstigungen für sich dort ansiedelnde Unternehmen niederschlug.

Zum heutigen Zeitpunkt sind beide Ziele in Brasilien durchaus erreicht worden. Die Ansiedlung großer Player der Windbranche ist ebenso gelungen wie der Bau von mehr als 3 GW installierter Windleistung binnen ungefähr 5 Jahren.

Spannend bleibt jedoch die weitere Entwicklung in Brasilien, da vielfach Befürchtungen geäußert werden, ob die insbesondere in den Jahren 2012 und 2013 zu durchaus niedrigen (Arbeits-)preisen (mit einer garantierten Festvergütung über 20 Jahre inklusive eines Inflationsausgleichs) kontrahierten Anlagen auch wirklich gebaut werden. Gründe für eine unvollständige Realisierung könnten sein, dass einerseits der Ausbau des Netzes nicht mit der Geschwindigkeit der Auktionen korrespondiert, so dass die Projekte wegen fehlender Netzanschlüsse bzw. fehlenden Netzausbaus ins Stocken geraten. Andererseits wird auch nicht ausgeschlossen, dass die Unternehmen strategisch niedrigere Preise geboten haben als sie beim späteren Betrieb wirklich benötigen werden, da sie ihre Marktposition gegenüber den Konkurrenten festigen wollen. Gegenwärtig ist ein leichter Anstieg der kontrahierten Vergütungszahlungen festzustellen, der in der ‚local content Regelung‘ und/ oder mit einem möglicherweise realistischeren Bietverhalten in Bezug auf die zukünftigen Kosten der Anlagen begründet sein kann. Eine abschließende Bewertung des Beispiels Brasilien, die umfassende Rückschlüsse auf eine mögliche Ausgestaltung von Ausschreibungen in der Bundesrepublik mit ihrem vollständig anderen Kontext bieten kann, ist zum heutigen Zeitpunkt jedoch schwierig.

Die im europäischen Kontext gewählten Fallbeispiele Frankreich und die Niederlande sind hingegen insbesondere in Bezug auf die Zielsetzung der Kostensenkung beim EE-Ausbau durch Ausschreibungen sehr instruktiv. In Frankreich werden voneinander vollständig unabhängige Ausschreibungen für offshore-Wind und für Photovoltaikanlagen über 100 kWp durchgeführt. Somit ist Frankreich ein Beispiel für ein Land mit einer Technologie- und Größendifferenzierung, allerdings ohne jegliche Standortdifferenzierung. Das gewählte Ausschreibungsverfahren begünstigt damit definitiv Standorte im südlichen Teil des Landes, der von besseren Einstrahlungswerten profitiert. In

der konkreten Umsetzung zeigen sich jedoch Probleme, die die Umsetzung des möglichen Kostensenkungspotentials etwas in Frage stellen. So zeigt sich, dass die ungleiche Taktung der Ausschreibungen und der Bekanntgabe der Ergebnisse der Ausbildung wettbewerbsfreundlicher Strukturen mit vielen konkurrierenden Akteuren eher nicht förderlich ist, da hierbei eher finanzkräftige Unternehmen bestehen können. Nicht zuletzt zeigt sich auch, dass durch die beträchtlichen Anforderungen, die (durchaus berechtigterweise) an die Bieter gestellt werden, wiederum hohe Hürden aufgebaut werden. In der Summe werden somit sicherlich die Bieter ausgeschlossen, deren Angebote weniger ‚ausgereift‘ sind. Andererseits besteht ein beträchtliches Risiko, dass die im Voraus investierten Aufwendungen (5 bis 6 Wochen Arbeitszeit für ein höchst unsicheres Ergebnis) zu ‚sunk costs‘ werden. Dies und weitere Spezifika der Ausgestaltung der Ausschreibungen führen dazu, dass die beobachteten Vergütungszahlungen an die kontrahierten Bieter weniger stark dazu geeignet zu sein scheinen, die Kostensenkungspotentiale innerhalb der gesamten Wertschöpfungskette auszuschöpfen. Hierzu erweist sich die dynamische Degression im Rahmen des bestehenden EEG als das effektivere Instrument.

In den Niederlanden zeigt sich vor allem, dass insbesondere Präqualifikationsanforderungen und Pönalen die Zahl und Qualität der eingereichten Gebote beeinflussen können. Zum heutigen Zeitpunkt sind die Umsetzungsraten bei den kontrahierten Anlagen häufig sehr niedrig, und dass über alle Technologien hinweg. Es bleibt abzuwarten, ob die im Lauf der Zeit strikter gewordenen Anforderungen dann auch dazu führen, dass die Umsetzungsrate signifikant steigt. Zum heutigen Zeitpunkt kann aber auch die Rolle der ausgeschriebenen Vergütung (gleitende ex-post-Marktpremie) bei der niedrigen Umsetzungsrate nicht klar quantifiziert werden. Andererseits zeigt sich, dass eine strikte Bewertung nach Preisen, gekoppelt mit einer unzureichenden Differenzierung zwischen Standorten und Technologien nicht unbedingt zielführend in Bezug auf die Zahl der damit zu realisierenden Anlagenneubauten sind.

Schlussendlich zeigt sich, dass zum heutigen Zeitpunkt keines der drei beschriebenen Länder wirklich ein geeignetes ein Modell für die bundesdeutsche Energiewende mit ihrer Zieltrias aus Kosteneffizienz, EE-Zielen und Akteursvielfalt bietet.

Literaturverzeichnis

- ABEEólica. (2014). *Monthly Data Report of Wind Power - Public*. Rio de Janeiro.
- Akca, N. (2008). *Auktionen zur nationalen Reallokation von Treibhausgas-Emissionsrechten und Treibhausgas-Emissionsgutschriften auf Unternehmensebene*. Gabler.
- Atlas do potencial eolica brasileiro. (2001). Camargo do Amarante, O., Brower e John Zack, M./ Leite de Sá, A.. Brasilia
- De Araujo Lima, L./ Rosendo Bezerra Filho, C. (o.J.): Wind energy assessment and wind farm simulation in Triunfo – Pernambuco, Brazil. O.O., S. 1-16
- Backwell, B. (2013). Sawyer: turbine firms here for the long haul. *Brazil Windpower. Edição 1/2013*.
- Bazerman, M. & Samuelson, W. (1983). I won the auction but don't want the prize. *journal of conflict resolution Vol. 27 No 4*. Berninghaus, Erhardt & Güth. (2010). *Strategische Spiele*. Springer.
- Berninghaus/ Ehrhart/ Güth. (2010). *Strategische Spiele*. 3. Auflage. Springer Verlag, Berlin
- Bikchandani, S. (1988). Reputation in repeated second-price auctions. *Journal of Economic Theory* 46:1, 97-119.
- Bumke, S. (2005). *Frequenzvergabe nach dem Telekommunikationsgesetz*. Humbolt, Schriften zum öffentlichen Recht Band 1032.
- CGDD. (2013): Commissariat général au développement durable: Repères. Chiffres clés des énergies renouvelables. Edition 2013. La Défense.
- Couture, T./ Gagnon, Y. (2010). An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment. *Energy Policy* 38, 955–965.
- CRE. (2011). *Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations photovoltaïques sur bâtiment de puissance crête comprise entre 100 et 250 kW*. o.O.
- CRE. (2013). Commission de Régulation de l'Énergie: *Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations photovoltaïques sur bâtiment de puissance crête comprise entre 100 et 250 kW*. o.O.
- Deutsche WindGuard. (2014). *Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland. Jahr 2013*. Varel.
- Ecofys. (2013). *Lessons for the tendering system for renewable electricity in South Africa from international experience in Brazil, Morocco and Peru*. Berlin.
- Ender, C. (2014). Windenergienutzung in Deutschland – Stand 31.12.2013. *DEWI Magazin No. 44*, 35-46.

- Filgueras, a./ e Silva, T.M.V. (2003). Wind energy in Brazil – present and future. *Renewable and sustainable energy reviews*. Jg. 7 (2003), S. 439 – 451. Elsevier Ltd., o.O.
- IRENA. (2013a). *30 Years of Policies for Wind Energy: Lessons from 12 Wind Energy Markets*, 40-47. o.O.
- IRENA. (2013b). *Renewable Energy Auctions in Developing Countries*, 15-23. o.O.
- IRENA. (2013c): *Renewable Energy Global Status Report 2013*. o.O.
- IRENA. (2014): *Renewable Energy Policy Assessment*. o.O.
- IWES. (2013). Windenergie verzeichnet 2013 höchste Zubaurate seit zehn Jahren. http://www.iwes.fraunhofer.de/de/Presse-Medien/Pressemitteilungen/2013/windenergie-2013-verzeichnet-hoechste-zubaurate-seit-10-jahren/_jcr_content/pressrelease/linklistPar/download/file.res/2013_12_11_PI_Windenergie%202013_final.pdf.
- IWR. (2013): Die Niederlande schieben Energiewende vor sich her 2013
- IZES. (2013): *Stromsystem-Design: das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes. Anlage C) zum Endbericht: IZES: Herausforderungen bei Ausschreibungsverfahren für Onshore-Windenergie und PV*. o.O, den 7.10.2013
- IZES/ BET/ Prof. Bofinger. (2013). *Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes. Endbericht*. Saarbrücken, Würzburg und Aachen, den 10.10.2013
- Klemperer, P. (2002a). What really matters in auction design. *Journal of Economic Perspectives Vol 16, No 1*, 169-189.
- Klemperer, P. (2002b). How (not) to run auctions: the european 3g telecom auctions. *European Economic Review*.
- Kommission. (18.12.2013). *Entwurf der Leitlinien für staatliche Umwelt- und Energiebeihilfen 2014-2020*. Brüssel.
- Kommission. (04.03.2014). *Entwurf der Leitlinien für staatliche Umwelt- und Energiebeihilfen 2014-2020*. Brüssel.
- Kommission. (2014). *A policy framework for climate an energy in the period from 2020 to 2030*. Brüssel
- Köppke, R. (2014). 36500 MW – um das Mehr wird gekämpft. *Energie&Management* 4/14.
- Krishna, V. (2002). *Auction Theory*. San Diego.
- Leal, M. (2013). Fiúza: are wind prices sustainable?. *Brazil Windpower. Edição* 2/2013.

- Leuphana/ Nestle, U. (2014). *Marktrealität von Bürgerenergie und mögliche Auswirkungen von regulatorischen Eingriffen*. Studie im Auftrag für das Bündnis Bürgerenergie e.V. (BBEn) und den Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland. Lüneburg und Berlin.
- Lucking-Reiley. (1999). Using Fields Experiments to test Equivalence between Auction Formats. *The American Economic Review*, Vol 89, No 5, 1063-1080.
- Manelli, A. (1999). *Multi-Unit Auctions: a comparison of Static and Dynamic Mechanisms*. Working Paper: Arizona State University.
- markets office of gas and power. (1999). *the new electricity trading arrangements*.
- Melo, E. (2014). *Wind Energy: Presentation*. Rio de Janeiro.
- Ministério de Minas e Energia (2008). *Plano Nacional de Energia 2030*. Brasília.
- Monopolkommission. (2007). *Strom und Gas 2007. Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung. Sondergutachten gemäß § 62 Abs. 1 EnWG*. Bonn.
- Recharge News. (2013). *Brazil Windpower 2013*. Rio de Janeiro.
- Rechnungshof BaWü. (2012). *Beratende Äußerung - Vergabebesleunigung*.
- SUER. (2014). *Ersteinschätzung - die neuen "Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020" (EEAG) der EU-Kommission vom 9.4.2014*. Würzburg, den 11.4.2014
- Uhl, S., & Höppner, G. (2010). *Effizienzsteigerungen im öffentlichen Bau durch funktionale Ausschreibungen*. Erlangen: Friedrich-Alexander-Universität.
- Walter, J. (2014). *Brasilien setzt stärker auf Windkraft*. Deutsche Welle.

Anhang I: Bewertungskriterien energiepolitischer Instrumente

- **Technisch-ökologische Kriterien**

Die technisch-ökologischen Kriterien umfassen Effektivität, Versorgungssicherheit und Umweltwirkungen und Ressourcenschonung:

- Effektivität bedeutet, dass die EE-Ausbauziele möglichst genau erreicht werden.
- Versorgungssicherheit beinhaltet erzeugungs- und netzseitige Versorgungssicherheit. Erzeugungsseitige Versorgungssicherheit ist erfüllt, wenn die Stromnachfrage zu jeder Zeit durch die Stromerzeugung gedeckt werden kann. Netzseitige Versorgungssicherheit bedeutet eine Stabilität des Netzbetriebs.
- Unter Umweltwirkung und Ressourcenschonung fallen alle die Umwelt betreffenden Ziele. In der Energieversorgung kommt den Treibhausgasemissionen eine besondere Bedeutung zu. Unter Ressourcenschonung wird fossilen Energieressourcen ein besonderes Augenmerk geschenkt. In der Literatur werden aber vielfältige andere zu beachtende Indikatoren genannt (siehe z. B. Löschl et al. 2012).

- **Umsetzbarkeit/Steuerbarkeit**

Unter Umsetzbarkeit/Steuerbarkeit werden juristische und verwaltungstechnische Kriterien vereint:

- Konformität fordert, dass die Regelung mit übergeordnetem Recht, insbesondere EU-Recht, vereinbar sein soll. Da das übergeordnete Recht nicht als flexibel anzusehen ist, ist ohne Erfüllung von Konformität eine schnelle Umsetzung nur schwer vorstellbar.
- Kontinuität fordert, dass ein Ausbau ohne zeitliche Unterbrechung und für die Investoren möglichst vorhersehbar fortgesetzt wird. Dadurch kann ein Aufbau und eine Entwicklung von Technologie und Organisationen erreicht werden, was Investitionen erfordert, die ohne eine Kontinuität nicht erfolgen. Zudem kann ein Stop-and-go gewünschte dynamische Entwicklungen, wie Lerneffekte, verhindern.
- Flexibilität: Da langfristige Planungen notwendigerweise auf unsicheren Annahmen über zukünftige Entwicklungen aufbauen, ist es wichtig, auf unerwartete

Entwicklungen oder neue Erkenntnisse reagieren und Refinanzierungsinstrumente anpassen zu können.

- Praktikabilität erfordert eine Widerspruchsfreiheit und innere Konsistenz einer Regelung sowie deren Verständlichkeit für die Akteure. Den mit der Umsetzung Betrauten sowie den Akteuren müssen auch die erforderlichen Informationen vorliegen. Ebenso sollte eine Kontrolle der Umsetzung möglich und eine Evaluation beherrschbar sein. Generell wird Praktikabilität durch eine Einfachheit von Regelungen gefördert.

- **Gesellschaftliche Einbettung**

Gesellschaftliche Einbettung enthält psychologisch oder soziologisch relevante Kriterien:

- Unter Akzeptanz wird hier sowohl eine generelle gesellschaftliche Zustimmung zum Finanzierungsmechanismus als auch eine lokale Zustimmung zu jeweiligen Investitionsvorhaben potenzieller Betreiber verstanden. Dabei sind die Interessen verschiedener Gruppen – z. B. unmittelbar Beteiligter wie Netzbetreiber, Anlagenbetreiber, oder verschiedener NGO – zu beachten, darüber hinaus sind aber auch Gerechtigkeitsvorstellungen relevant.
- Unmittelbare Partizipation: Sie ist umzusetzen, indem Bürger direkt in Entscheidungsprozesse einbezogen werden und setzt transparente und als fair empfundene Verfahren der Entscheidungsfindung voraus. Ein solcher Einbezug ist insbesondere auf lokaler Ebene vorzusehen. Darüber hinaus sollte Bürgern die Möglichkeiten gegeben werden, sich vor Ort auch am Ausbau erneuerbarer Energien zu beteiligen.

- **Ökonomische Eigenschaften/Wirkungen**

Unter ökonomische Eigenschaften/Wirkungen werden folgende Kriterien vereint:

- Das Ziel der Wirtschaftlichkeit wird über die dynamische Effizienz erfasst, die grundsätzlich aus dem Vergleich von langfristigen Vollkosten des Stromsystems zu prüfen ist. Dabei sind im Gegensatz zur statischen Effizienz auch intertemporale Kostensenkungseffekte, die sich z. B. aus Lerneffekten ergeben, zu beachten.
- Kosteneffektivität: Das Ausbauziel soll mit möglichst geringen Kosten erreicht werden. Im Gegensatz zur dynamischen Effizienz werden keine intertemporalen Kostensenkungseffekte beachtet. In Abgrenzung zur statischen Effizienz erfordert Kosteneffektivität z. B. möglichst geringe Renditen für Anlagenbetreiber, also eine Abschöpfung der Produzentenrente.

- Transaktionskosten, die in den bisherigen Kostenkategorien typischerweise nicht beachtet werden, sind möglichst gering zu halten. Dabei sind neben der Umsetzung im eigentlichen Sinn insbesondere auch Informationspflichten, Datenerhebung und -verarbeitung zu berücksichtigen.
- Je nach Ausgestaltung eines Refinanzierungsmechanismus werden unterschiedliche Akteure im Stromsektor aktiv und sich die Marktanteile gegenwärtig aktiver Akteure verändern. Eine Refinanzierungsmethode, die den Markteintritt nicht hemmt und den Wettbewerb fördert, ist generell wünschenswert, da durch größere Akteursvielfalt und den Druck durch potenzielle Konkurrenten generell geringere Kosten zu erwarten sind und bestehende Markt- und sonstige Macht reduziert werden könnte.
- Verteilung berücksichtigt, wer die Kosten trägt und wer profitiert. Zu unterscheiden ist insbesondere zwischen personeller und räumlicher Verteilung. Bei personeller Verteilung wird z. B. die Last, die (bestimmte) Haushalte tragen, diskutiert. Unter räumliche Verteilung fällt die Induktion von regionaler Wertschöpfung: Refinanzierungsinstrumente können einen Beitrag zur Angleichung von regionalen Lebensbedingungen – ein auch im Grundgesetz Artikel 72 Absatz 2 verankertes Ziel für den Bund – leisten.

Anhang II: Saisonale und geographische Komplementarität von Windenergie und Wasserkraft in Brasilien

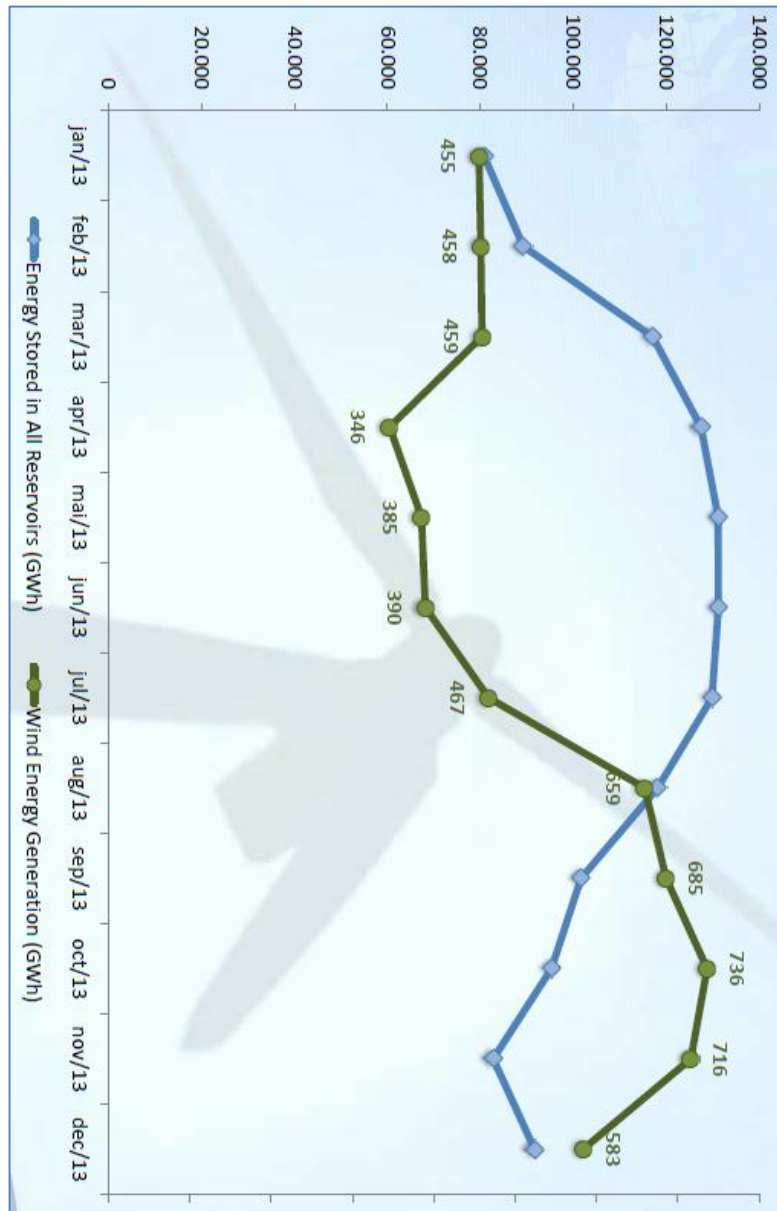


Abbildung 27: Saisonale Komplementarität zwischen Wind- und Wasserkraft in Brasilien
 (Melo 2014)

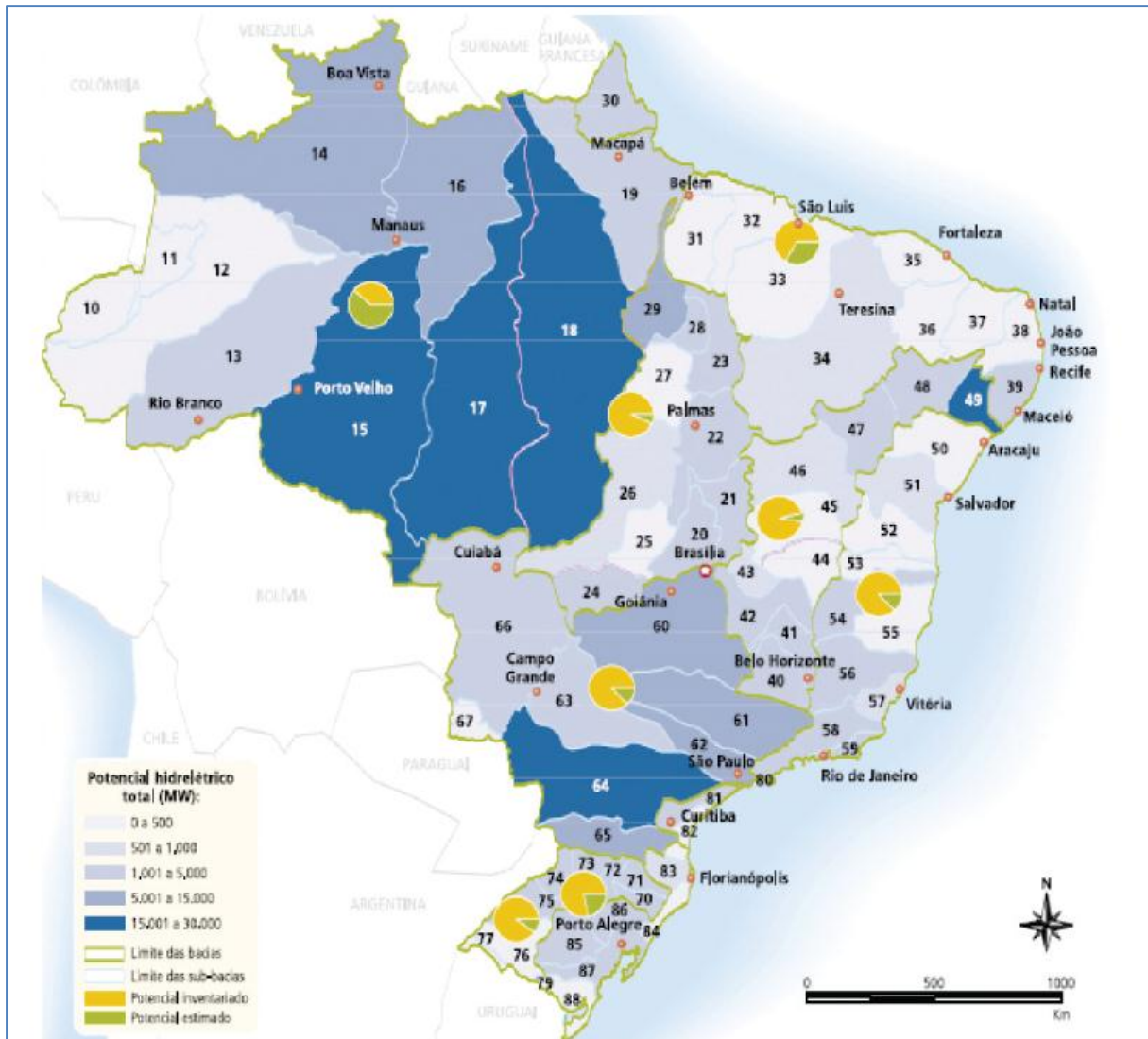


Abbildung 28: Regionale Verteilung des Wasserkraftpotentials in Brasilien
 Ministério de Minas e Energia 2008

Anhang III: Ergebnisse der Ausschreibungen für PV-Dachanlagen zwischen 100 und 250 kWp in Frankreich seit 2011

Mittelgroße, dachintegrierte PV-Anlagen, 100-250 MWp Quelle: http://www.developpement-durable.gouv.fr/									
	angestrebte	Gebote	angenommene Gebote	angebotene Leistung (MW)	Leistung der akzept. Gebote	Durchschnittspreis	angenommene Gebote	angenommene Leistung	Durchschnittspreis
1. Periode	120 MW	345	218	68 MW	45	229 €/MWh	218	45 MW	229 €/MWh
2. Periode	30 MW	227	138	47 MW	27	232 €/MWh	109	20,9 MW	218 €/MWh
3. Periode	30 MW	262	148	53 MW	30,2	231 €/MWh	88	18 MW	220 €/MWh
4. Periode	30 MW	388	143	81 MW	30,9	194 €/MWh	143	30,9 MW	194 €/MWh
5. Periode	30 MW	266	139	53,8 MW	30,03	200 €/MWh	138	29,87 MW	/.
1. Periode	40 MW	594	177	123,9 MW	40,3	168 €/MWh	177	40,3 MW	168 €/MWh

Abbildung 29: Ergebnisse der einzelnen Ausschreibungen für PV-Dachanlagen zwischen 100 und 250 kWp in Frankreich seit 2011