



EEG-Novelle 2016

Fortgeschriebenes Eckpunktepapier zum Vorschlag des BMWi für das neue EEG

Inhaltsverzeichnis

I.	Einleitung.....	2
II.	Leitgedanken.....	2
	1. Der Ausbaukorridor für erneuerbare Energien soll eingehalten werden.....	2
	2. Die Kosten des EEG sollen insgesamt möglichst gering gehalten werden.....	2
	3. Die Ausschreibungen sollen allen Akteuren faire Chancen eröffnen.....	2
III.	Ausgeschriebene Technologien.....	3
IV.	Ausschreibungsdesign im Überblick.....	3
V.	Ausschreibungsdesign für Photovoltaik.....	4
VI.	Ausschreibungsdesign für Windenergie an Land.....	5
VII.	Ausschreibungsdesign für Windenergie auf See.....	6
	1. Leitgedanken.....	6
	a) Der Ausbau der Windenergie auf See soll stetig fortgesetzt werden.....	6
	b) Die Windenergie auf See soll möglichst kosteneffizient ausgebaut werden.....	7
	2. Ausschreibungen im Zielmodell (ab 2025) – das zentrale („dänische“) Modell.....	7
	3. Ausschreibungen in der Übergangsphase (2021 bis 2024) – zwei Auktionen.....	7
	4. Verknüpfung mit Genehmigungsrecht.....	8
	5. Ausnahmen.....	8
VIII.	Ausschreibungsmengen.....	9
IX.	Akteursvielfalt.....	10
	1. Leitgedanken.....	10
	a) Das Ausschreibungsdesign soll der Bürgerenergie und kleinen Akteuren faire Chancen eröffnen.....	10
	b) Sonderregeln für die Bürgerenergie und kleine Akteure sollen auf das erforderliche Minimum begrenzt bleiben.....	10
	2. Schutzwürdige Akteure.....	10
	3. Sonderregelung: erleichterte materielle Präqualifikation.....	11
X.	Nicht ausgeschriebene Technologien.....	12

I. Einleitung

Eine tragende Säule der Energiewende ist der Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor. Ihr Anteil soll von derzeit 32,6 Prozent* auf 40 bis 45 Prozent in 2025, auf 55 bis 60 Prozent in 2035 und auf mindestens 80 Prozent bis 2050 steigen. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ist das zentrale Instrument, um diese Ziele zu erreichen.

Dieser Ausbau macht eine stärkere Integration der erneuerbaren Energien in die Strommärkte erforderlich. Bei der EEG-Novelle 2014, die in großem Konsens verabschiedet wurde, ist daher entschieden worden, die Förderung für die erneuerbaren Energien ab spätestens 2017 wettbewerblich durch Ausschreibungen zu ermitteln. Damit wird die Entwicklung des EEG in Richtung mehr Marktnähe und Wettbewerb konsequent vorangetrieben. Die EEG-Novelle 2016 setzt diese Umstellung auf Ausschreibungen um.

II. Leitgedanken

Die Ausschreibungen haben das Ziel, den Ausbau der erneuerbaren Energien stetig und kosteneffizient fortzusetzen – unter Wahrung hoher Akzeptanz. Daher ist das Ausschreibungsdesign des EEG 2016 von drei Leitgedanken geprägt:

1. Der Ausbaukorridor für erneuerbare Energien soll eingehalten werden.

Der Ausbaukorridor soll weder über- noch unterschritten werden. Eine Überschreitung kann dadurch ausgeschlossen werden, dass die Ausschreibungsmengen richtig festgelegt werden. Eine Unterschreitung soll dadurch verhindert werden, dass möglichst viele von den Projekten, die sich in den Ausschreibungen erfolgreich durchsetzen, auch realisiert werden. Leitend für das Ausschreibungsdesign ist daher die Erreichung einer hohen Realisierungsrate.

2. Die Kosten des EEG sollen insgesamt möglichst gering gehalten werden.

Strom aus erneuerbaren Energien soll nur in der Höhe vergütet werden, die für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb erforderlich ist. Um dieses Ziel zu erreichen, muss ausreichend Wettbewerb bestehen. Ausschreibungen werden daher nur dort eingeführt, wo die Wettbewerbsintensität hoch genug ist.

3. Die Ausschreibungen sollen allen Akteuren faire Chancen eröffnen.

Die Ausschreibungen sollen allen Akteuren faire Chancen einräumen. Dies gilt sowohl für die verschiedenen Regionen (z. B. Nord-/Süddeutschland) als auch für die verschiedenen Akteursgruppen, z. B. kleine und mittlere Akteure, Bürgerenergiegenossenschaften oder lokal verankerte Projektentwickler. Die Akteursvielfalt soll gewahrt werden (Näheres zu diesem Leitgedanken unter IX.).

Vor diesem Hintergrund wird das Ausschreibungsdesign so einfach und transparent wie möglich gestaltet. Der Regelungsbedarf ist gleichwohl sehr umfangreich, da ein faires Verfahren sichergestellt werden soll und die widerstreitenden Interessen Realisierungsrate – Kosteneffizienz – Akteursvielfalt – Akzeptanz in einen angemessenen Ausgleich gebracht werden müssen.

* Vorläufige Abschätzung für 2015

III. Ausgeschriebene Technologien

Künftig wird die Förderung für die folgenden Technologien ausgeschrieben:

- Windenergieanlagen an Land,
- Windenergieanlagen auf See und
- große Photovoltaikanlagen.

Diese Technologien sind die Volumensträger der Energiewende. Durch die Ausschreibung dieser drei Technologien werden ab 2017 rund 80 Prozent der jährlich durch den Zubau von neuen Erneuerbare-Energien-Anlagen erzeugten Strommenge ausgeschrieben.

Ausgenommen von den Ausschreibungen sind alle Anlagen bis zu einer installierten Leistung von 1 MW. Für diese Anlagen wird die Förderhöhe gesetzlich bestimmt. Diese Bagatellgrenze verringert den Bürokratieaufwand und dient zugleich dem Erhalt der Akteursvielfalt. Außerdem sind übergangsweise die folgenden Anlagen ausgenommen:

- Windenergieanlagen an Land, die bis Ende 2016 immissionsschutzrechtlich genehmigt und bis Ende 2018 in Betrieb genommen werden (im Folgenden: „Übergangsanlagen“), und
- Windenergieanlagen auf See, die bis Ende 2016 eine unbedingte Netzanbindungszusage oder eine Anschlusskapazität erhalten haben und bis Ende 2020 in Betrieb genommen werden.

Eine weitere Besonderheit stellt die Biomasse dar. Die Marktanalyse hat ergeben, dass eine Ausschreibung allein für neue Anlagen wegen der begrenzten Potenziale und der Kostenstruktur nicht sinnvoll ist. Anders ist die Lage bei den Bestandsanlagen: Hier wird die Förderung ab 2020 schrittweise auslaufen und fast alle dieser Anlagen dürften ohne eine Anschlussförderung aus wirtschaftlichen Gründen nicht weiter betrieben werden. Ausschreibungen für eine Anschlussförderung könnten bewirken, dass die kostengünstigsten und effizientesten Bestandsanlagen weiterbetrieben sowie flexibilisiert und modernisiert werden. Wie dies kostengünstig erreicht werden kann, wird derzeit geprüft. Daher enthält das EEG 2016 erste Eckpunkte sowie eine Verordnungsermächtigung, damit eine gemeinsame Ausschreibung für neue und bestehende Biomasseanlagen entwickelt werden kann.

IV. Ausschreibungsdesign im Überblick

Für die drei Technologien Windenergie an Land, Windenergie auf See und Photovoltaik (PV) wird jeweils ein eigenes Ausschreibungsdesign festgelegt, das auf die Besonderheiten der Technologien „wie ein Maßanzug“ zugeschnitten ist.

Trotz aller Unterschiede weisen die drei Ausschreibungsdesigns diverse Gemeinsamkeiten auf:

- Soweit Ausschreibungen vorgeschrieben sind, ist der Förderanspruch zukünftig davon abhängig, dass für die Anlage ein Zuschlag in einer Ausschreibung erteilt wird. Ausgeschrieben wird dieser von der Bundesnetzagentur (BNetzA).
- Die BNetzA wird bei Wind an Land und PV jeweils drei bis vier Ausschreibungsrunden pro Jahr durchführen. Die BNetzA schreibt pro Ausschreibungsrunde für jede Technologie eine vorab bestimmte Leistung aus.
- In den Ausschreibungsrunden werden einmalige, verdeckte Gebote abgegeben.
- Für die Gebote muss eine Sicherheit hinterlegt werden, um sicherzugehen, dass die Gebote ernst gemeint sind.

- Ausgeschrieben wird die gleitende Marktprämie. Dabei wird auf den sog. „anzulegenden Wert“ geboten. Dieser Wert ist die Summe aus dem Marktwert, den der Strom an der Börse erzielt, und der Marktprämie. Zuschlagsentscheidend ist allein dieser Wert.
- Die niedrigsten Gebote erhalten den Zuschlag, bis die ausgeschriebene Leistung erreicht ist. Die Förderhöhe richtet sich grundsätzlich nach dem eigenen Gebot („pay-as-bid“).
- Zusätzlich gilt ein Höchstpreis. Die Gebote dürfen nicht höher sein als der Höchstpreis. Dieser Höchstpreis wird vorab veröffentlicht. Er orientiert sich an der bisherigen Förderhöhe.
- Die BNetzA kündigt die Ausschreibungen in der Regel acht Wochen im Voraus an und die Gebote werden schnell geprüft und bezuschlagt. Nachrückverfahren sind nicht vorgesehen.
- Die Zuschläge erfolgen grundsätzlich projektbezogen. Bei Windenergieanlagen können die Zuschläge nicht auf andere Projekte übertragen werden. Bei der PV ist eine Übertragung unter bestimmten Voraussetzungen möglich, allerdings nur mit einem finanziellen Abschlag. Bei der Inbetriebnahme ist nachzuweisen, dass das Projekt auf dem bei der Gebotsabgabe angegebenen Standort errichtet wurde bzw. die Anforderungen für eine Übertragung eingehalten wurden.
- Die Projekte müssen innerhalb einer bestimmten Frist nach Zuschlagserteilung realisiert werden. Um eine möglichst hohe Realisierungsrate bei den Projekten zu erreichen, wird im Falle einer Nicht-Realisierung eine Strafzahlung (Pönale) fällig.

V. Ausschreibungsdesign für Photovoltaik

- Das Ausschreibungsdesign für PV orientiert sich sehr eng an dem Design der Pilot-Ausschreibung, wie sie seit Anfang 2015 für Freiflächenanlagen durchgeführt wird.
- Ausgeschrieben wird die Förderung für alle PV-Anlagen mit einer Leistung über 1 MW. Teilnehmen können daher:
 - Freiflächenanlagen,
 - PV-Anlagen auf Gebäuden und
 - PV-Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen, z. B. Deponien.
- Bei Freiflächenanlagen wird die Flächenkulisse der Pilot-Ausschreibung nicht geändert. Teilnehmen können daher weiterhin PV-Anlagen
 - auf Seitenrandstreifen (110 Meter entlang Autobahnen und Schienenwegen),
 - auf Konversionsflächen,
 - auf versiegelten Flächen,
 - auf höchstens zehn Ackerflächen pro Jahr in benachteiligten Gebieten und
 - auf Flächen der Bundesanstalt für Immobilienaufgaben (BImA).

Hierdurch wird sichergestellt, dass die Inanspruchnahme von Ackerflächen und naturschutzfachlich wichtigen Flächen mengenmäßig begrenzt bleibt. Zudem bleibt es bei der Maximalgröße von 10 MW pro Anlage.

- Künftig werden – wie schon bisher bei den Freiflächenanlagen in der Pilot-Ausschreibung – drei Ausschreibungen pro Jahr durchgeführt, allerdings ab 2018 zu leicht geänderten Gebotsterminen (1. Februar, 1. Juni und 1. Oktober).
- Im Lichte der Erfahrungen mit der Pilot-Ausschreibung wird schließlich die Erstsicherheit geringfügig erhöht. Im Übrigen bleibt das Ausschreibungsdesign für PV-Anlagen im Vergleich zur Pilot-Ausschreibung unverändert.

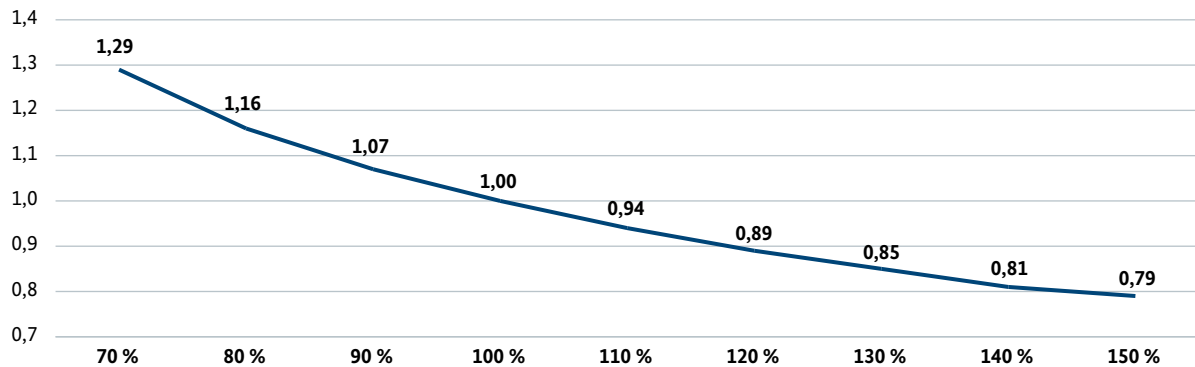
VI. Ausschreibungsdesign für Windenergie an Land

- Für Windenergieanlagen an Land werden Ausschreibungen eingeführt. Hiervon werden ausgenommen:
 - die Übergangsanlagen (siehe oben),
 - Anlagen mit einer Leistung bis 1 MW (siehe oben) und
 - Prototypen in einem Umfang von höchstens 100 MW pro Jahr.
- Teilnehmen können Anlagen, die über eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz verfügen (sog. „späte Ausschreibung“).
- Der erste Gebotstermin ist der 1. Mai 2017. Hierdurch wird sichergestellt, dass bei der ersten Ausschreibungsrunde ausreichend Anlagen mitbieten können, da alle Anlagen, die bis Ende 2016 immissionsschutzrechtlich genehmigt werden, noch unter dem alten EEG 2014 bauen können (Übergangsanlagen). Alternativ können die Übergangsanlagen in das neue Ausschreibungsregime wechseln, müssen dies jedoch verbindlich bis zum 15. März 2017 entscheiden.
- Im Jahr 2017 werden zwei weitere Ausschreibungsrunden durchgeführt, 2018 sind es insgesamt vier Ausschreibungsrunden. Die anfänglich höhere Frequenz bei den Ausschreibungsrunden dient dazu, dass sich möglichst schnell ein Zuschlagsniveau etabliert. Ab 2019 werden nur noch drei Ausschreibungsrunden pro Jahr durchgeführt, um das Wettbewerbsniveau anzuheben. Die Gebotstermine werden dann mit den Terminen bei der PV gleichlaufen.
- Geboten wird auf den „anzulegenden Wert“ auf Basis eines einstufigen Referenzertragsmodells am Referenzstandort (100 Prozent-Standort). Dieses fortentwickelte Modell soll vergleichbare Wettbewerbsbedingungen in ganz Deutschland schaffen und zugleich den Bau effizienter Anlagen anreizen.

Im Einzelnen:

- Der Referenzstandort wird neu definiert, um den Bau effizienter Anlagen stärker als bislang anzureizen. Bei der Berechnung des Referenzertragswerts wird in Zukunft auf 100 m Höhe eine Windgeschwindigkeit von 6,45 m/s zugrunde gelegt und die Zunahme der Windgeschwindigkeit mit zunehmender Anlagenhöhe ist durch das sog. Potenzgesetz mit einem Hellmannindex von 0,25 zu definieren.
- Auf dieser Grundlage geben die Anlagenbetreiber in der Ausschreibung ihre Gebote auf Basis eines 100 Prozent-Standorts ab. Hierzu wird der tatsächlich erwartete Referenzertrag der Anlage mithilfe eines gesetzlich definierten Korrekturfaktors in den Referenzertrag eines 100 Prozent-Standorts umgerechnet. Dadurch ist die Vergleichbarkeit der Gebote gegeben.
- Die Zuschläge werden von der BNetzA auf dieser Grundlage erteilt. Die bezuschlagten Windenergieanlagen werden anschließend anhand ihres tatsächlichen Referenzertrags (und nicht des auf 100 Prozent umgerechneten Referenzertrags) gefördert. Zu diesem Zweck wird der individuelle Referenzertrag vor Inbetriebnahme für den jeweiligen Standort nach Gutachten auf Basis der FGW-Richtlinien festgelegt.
- Dieser konkrete Vergütungssatz gilt über den gesamten Vergütungszeitraum von 20 Jahren.
- Der Referenzertrag wird künftig nach fünf, zehn und 15 Jahren überprüft, um die Förderung besser an den tatsächlichen Ertrag der Anlage anzupassen.
- Hintergrund zur Berechnung der Vergütungshöhe: Der Zuschlagswert wird für den 100 Prozent-Referenzertragswert mit einem Korrekturfaktor multipliziert. Dafür werden im EEG Stützwerte in Dezimalschritten zwischen 70 und 150 Prozent festgelegt. Zwischen benachbarten Stützwerten wird linear interpoliert. Unterhalb eines Referenzertragswerts von 70 Prozent wird der Korrekturfaktor nicht weiter erhöht. Die Korrekturfaktoren wurden so gewählt, dass ein deutschlandweiter Ausbau unterstützt und gleichzeitig windhöffigere Standorte stärker angereizt werden. Es werden folgende Stützwerte für die Korrekturfaktoren vorgeschlagen:

Standortqualität



Quelle: eigene Darstellung

- Der Höchstwert für die Gebote wird mit 7,0 Cent pro Kilowattstunde für den 100 Prozent-Referenzstandort über 20 Jahre festgelegt. Dieser Wert entspricht grob dem bisherigen Vergütungssatz in dem zweistufigen Referenzertragsmodell (Mischkalkulation). Der Wert wird automatisch jährlich um ein Prozent abgesenkt. Je nach Wettbewerbsbedingungen und Kostensituation kann die BNetzA den Wert auch um bis zu zehn Prozent höher oder niedriger festsetzen.
- Die Höhe der Sicherheit beträgt 30 Euro pro Kilowatt. Dieser Wert ist niedriger als bei der PV, weil die Windenergieanlagen wegen der „späten Ausschreibung“ eine deutlich höhere Realisierungswahrscheinlichkeit zum Zeitpunkt der Ausschreibung aufweisen. Aus diesem Grunde wird die Sicherheit auch nur als Erstsicherheit fällig (im Gegensatz zur PV).
- Die Anlagen sollen innerhalb von zwei Jahren nach Zuschlagserteilung errichtet werden. Nach insgesamt 30 Monaten verfällt der Zuschlag; diese Frist kann einmalig verlängert werden, wenn das Projekt beklagt wird.

VII. Ausschreibungsdesign für Windenergie auf See

Künftig soll die Förderung auch für Windenergie auf See wettbewerblich ermittelt werden. Daher werden für alle Windenergieanlagen auf See, die ab 2021 in Betrieb genommen werden, Ausschreibungen eingeführt. Dies wird in dem neuen Windenergie-auf-See-Gesetz geregelt, das als Teil der EEG-Novelle 2016 eingeführt wird (Artikelgesetz). Dieses Gesetz regelt das Ausschreibungsdesign nur, soweit dieses vom EEG abweicht. Im Übrigen finden die allgemeinen Bestimmungen des EEG zu Ausschreibungen Anwendung (z. B. Ausschreibung der gleitenden Marktprämie, Sicherheiten und Preisverfahren „pay-as-bid“).

1. Leitgedanken

Das Windenergie-auf-See-Gesetz ist von zwei Leitgedanken geprägt:

- a) Der Ausbau der Windenergie auf See soll stetig fortgesetzt werden.

Ein „Fadenriss“ bei dieser vergleichsweise jungen Technologie soll verhindert werden. Daher wird im Rahmen des Ausbaukorridors des EEG 2014 ein kontinuierlicher Zubau sichergestellt. Hierdurch wird auch den industriepolitischen Belangen der Küstenregionen Rechnung getragen.

b) Die Windenergie auf See soll möglichst kosteneffizient ausgebaut werden.

Hierfür greifen zwei Maßnahmen ineinander: Erstens dienen die Einführung der Ausschreibungen und die Einhaltung des Ausbaupfades der Kosteneffizienz. Zweitens müssen der Ausbau der Windenergieanlagen auf See und der Bau der dafür erforderlichen Offshore-Anbindungsleitungen zeitlich und vom Umfang her aufeinander abgestimmt werden. Dazu werden Flächenplanung und Raumordnung, Anlagengenehmigung, EEG-Förderung und Netzanbindung zukünftig noch besser miteinander verzahnt.

Ziel des Windenergie-auf-See-Gesetzes ist daher ein konsistenter Rechtsrahmen für die Entwicklung der Windenergie auf See – ein Rechtsrahmen „aus einem Guss“: Von der Flächenentwicklung und den Ausschreibungen über die Genehmigung bis zur Inbetriebnahme der Windparks werden alle relevanten Rechtsmaterien in einem Gesetz gebündelt und zusammengeführt. Zudem werden auch das Energiewirtschaftsgesetz angepasst und Teile der Seeanlagenverordnung in das Windenergie-auf-See-Gesetz integriert. Infolge dessen ist das Windenergie-auf-See-Gesetz zwar mit einem vergleichsweise hohen Regelungsumfang verbunden. Dieser Regelungsansatz erhöht jedoch die Verständlichkeit des Rechtssystems, vermeidet Wertungswidersprüche zwischen unterschiedlichen Regelungsbereichen und erhöht die Planungs- und Investitionssicherheit für die Beteiligten.

2. Ausschreibungen im Zielmodell (ab 2025) – das zentrale („dänische“) Modell

Nach einer Übergangsphase (siehe unten 3.) erfolgt die Ausschreibung im sog. „zentralen Modell“. In diesem Modell werden Flächenplanung und Raumordnung, Anlagengenehmigung, EEG-Förderung und Netzanbindung besser und kosteneffizienter miteinander verzahnt:

- Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) und die BNetzA legen gemeinsam in einem Flächenentwicklungsplan die Flächen fest, auf denen künftig Windparks errichtet werden sollen. Sie legen zugleich fest, wie und wann diese Flächen angebonden werden sollen. Der Flächenentwicklungsplan ist damit das zentrale Planungsinstrument für die Nutzung der Windenergie auf See. Der bisherige Bundesfachplan Offshore und Teile des bisherigen Offshore-Netzentwicklungsplans gehen darin auf, der Flächenentwicklungsplan trifft künftig Festlegungen, die heute in diesen beiden Plänen enthalten sind.
- Das BSH untersucht die im Flächenentwicklungsplan festgelegten Flächen vor. So werden ungeeignete Flächen frühzeitig ausgenommen. Zudem stehen so allen Bietern vor der Ausschreibung dieselben Informationen zu der auszuschreibenden Fläche zur Verfügung, z. B. zur Meeresumwelt oder den Windverhältnissen. Die Informationen verringern die Kosten der Projektentwicklung und beschleunigen das spätere Genehmigungsverfahren, weil die Windparkbetreiber sie nicht mehr selbst ermitteln müssen.
- Die Bieter konkurrieren in der Ausschreibung um die Errichtung eines Windparks auf der voruntersuchten Fläche. Nur wer einen Zuschlag erhält, darf auf der Fläche Windenergieanlagen errichten, erhält den Anspruch auf die Marktprämie und darf die Anbindungskapazität nutzen.
- Das zentrale Modell gilt für Inbetriebnahmen von Windparks auf See ab dem Jahr 2025.
- In einem jährlichen Gebotstermin werden im Durchschnitt 800 MW pro Jahr ausgeschrieben. Die erste Ausschreibung findet im Jahr 2020 statt.

3. Ausschreibungen in der Übergangsphase (2021 bis 2024) – zwei Auktionen

Aufgrund der langen Vorlaufzeiten für Planung und Genehmigung wird das zentrale Modell erst nach einer Übergangszeit wirksam. In der Übergangsphase (Inbetriebnahme in den Jahren 2021 bis 2024) gilt ein anderes Ausschreibungsregime:

- Um einen kontinuierlichen Zubau sicherzustellen, wird der Zubau unter Berücksichtigung des Ausbaurkorridors unter bereits fortgeschritten geplanten und genehmigten Windparks ausgeschrieben.
- Es finden zwei Gebotstermine im Jahr 2017 statt. Dabei werden insgesamt 2,5 GW für diese Projekte ausgeschrieben. Damit der Ausbaurkorridor nicht überschritten wird, dürfen 2025 höchstens 11 GW Leistung installiert sein.
- Die voraussichtlich teilnahmeberechtigten Projekte haben eine geschätzte Gesamtleistung von rund 6 bis 7 GW, sodass ausreichend Wettbewerb bestehen dürfte.
- Für die Nordsee bedeutet dies eine Bestätigung von voraussichtlich vier Offshore-Anbindungsleitungen, jeweils eine mit einem geplanten Fertigstellungstermin in den Jahren 2021 bis 2024, im Offshore-Netzentwicklungsplan 2025. Gegebenenfalls nach den Ausschreibungen in der Übergangsphase nicht mehr erforderliche Leitungen können unmittelbar nach dem zweiten Gebotstermin noch geändert (storniert) werden. Für die Ostsee ist die Planung der Offshore-Anbindungsleitungen aufgrund der kürzeren Bauzeiten flexibler.
- Im Übergangsmodell ist ein Bonus in Abhängigkeit von der Wassertiefe vorgesehen; dies knüpft an die bisherige Regelung bei der gesetzlich festgelegten Vergütungshöhe im EEG 2014 an.
- Die Entwickler der bestehenden Projekte, die in der Übergangsphase nicht zum Zuge kommen, werden im zentralen Modell bevorzugt behandelt: Wenn ihre Flächen ausgeschrieben werden, können sie zu den Bedingungen des besten Gebots ihr Projekt dort realisieren (sog. „Eintrittsrecht“).

4. Verknüpfung mit Genehmigungsrecht

- Bezuschlagte Windparks müssen für den Bau weiterhin ein Genehmigungsverfahren durchlaufen. Dies gilt sowohl im zentralen Modell als auch im Übergangsmodell, sofern die Anlagen noch nicht genehmigt worden sind. Die entsprechenden Regelungen werden aus der Seeanlagenverordnung in das WindSeeG überführt und mit diesem verzahnt: Ist das Genehmigungsverfahren nicht erfolgreich, entfällt der Zuschlag. Entfällt der Zuschlag, etwa weil die Realisierungsfrist nicht eingehalten wird, wird die Genehmigung unwirksam.

5. Ausnahmen

Folgende Windenergieanlagen auf See sind von dem Erfordernis, an einer Ausschreibung teilzunehmen, ausgenommen:

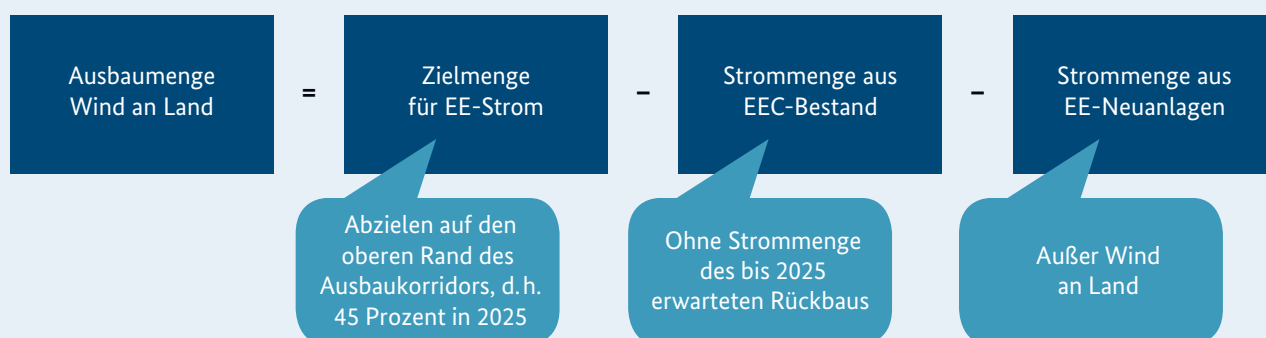
- Windenergieanlagen auf See, die bis Ende 2016 eine unbedingte Netzanbindungszusage oder eine Anschlusskapazität erhalten haben und bis Ende 2020 in Betrieb genommen werden, sind von den Ausschreibungen ausgenommen. Für sie gilt das bisherige Förderregime des EEG 2014. Dies wird weiterhin im EEG geregelt. Diesen Anlagen wurde im EEG 2014 bereits zugesagt, dass sie nach dem bisherigen Regime gefördert werden, sie genießen Bestandsschutz.
- Prototypen sind ebenfalls von den Ausschreibungen ausgenommen (vergleichbar zu der Regelung bei der Windenergie an Land). Der förderfähige Zubau von Prototypen ist auf 50 MW pro Jahr begrenzt. Zusätzliche Offshore-Anbindungsleitungen werden für Prototypen nicht errichtet.

VIII. Ausschreibungsmengen

Mit dem EEG 2014 wurde ein für alle Akteure verlässlicher Korridor für den Ausbau der erneuerbaren Energien beschlossen. Dieser Ausbaubaukorridor ist von zentraler Bedeutung für die Synchronisation mit dem Ausbau der Stromnetze. Ferner bietet der Ausbaubaukorridor eine gesicherte Planungsgrundlage sowohl für die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks als auch der europäischen Nachbarn und deren Stromsysteme.

Vor diesem Hintergrund ist es wichtig, dass der Ausbaubaukorridor künftig eingehalten wird. Daher sollen die Ausschreibungsmengen für die einzelnen Technologien die Einhaltung des Ausbaubaukorridors gewährleisten:

- Für Wind auf See gilt weiterhin das im EEG 2014 verankerte Ziel, bis 2020 6,5 GW bzw. bis 2030 15 GW zu installieren. Damit der Ausbaubaukorridor nicht überschritten wird, dürfen 2025 höchstens 11 GW Leistung installiert sein. Dies wird bei der Festlegung der Ausschreibungsmengen berücksichtigt und gilt sowohl im Übergangssystem als auch im zentralen Zielsystem (siehe oben).
- Das Ausschreibungsvolumen für große PV-Anlagen beträgt jährlich 500 MW. Damit wird das Volumen im Vergleich zur Pilot-Ausschreibung für Freiflächenanlagen um 100 MW erhöht. Dies ist durch die Erweiterung der Ausschreibung um PV-Anlagen auf baulichen Anlagen (wie Deponien) sowie große Dachanlagen begründet.
- Die Einhaltung des Ausbaubaukorridors wird über die Ausschreibungsmenge bei Wind an Land gesteuert. Hierfür wird eine Formel genutzt, die auf folgendem Grundprinzip beruht:



- Die Formel berücksichtigt die Entwicklung der Strommenge aus erneuerbaren Energien sowie des Bruttostromverbrauchs, der wesentlich für die Zielmenge für Strom aus erneuerbaren Energien ist. Bei der Ermittlung der Zielmenge wird auf den oberen Rand des Ausbaubaukorridors, d. h. einen Anteil von 45 Prozent erneuerbare Energien im Jahr 2025, abgezielt.
- In Abhängigkeit von der tatsächlichen Entwicklung wird die Ausschreibungsmenge jährlich formelbasiert angepasst. Dabei konzentriert sich die Formel nicht nur auf die Ausschreibungsmenge im jeweils betrachteten Jahr, sondern berücksichtigt die Entwicklung bis zum Zieljahr 2025. Durch das rollierende Verfahren wird einerseits der Ausbaubaukorridor eingehalten. Andererseits werden durch die mittelfristige Orientierung industriepolitisch unerwünscht starke Schwankungen der Ausschreibungsmengen vermieden.
- Anknüpfungspunkt für die Formel ist die tatsächliche Entwicklung bei allen erneuerbaren Energien. Somit fließt auch der Zubau bei den Technologien in die Formel ein, die nicht ausgeschrieben werden.
- Im Ergebnis führt die Formel voraussichtlich zu einer anfänglichen Ausschreibungsmenge bei Wind an Land von rund 2.900 MW (brutto). Im Fall von extremen Entwicklungen kann die Formel perspektivisch unter Umständen auch eine Ausschreibungsmenge von weniger als 2.000 MW auswerfen. Für diesen unwahrscheinlichen Fall ist eine Mindestausschreibungsmenge von 2.000 MW (brutto) pro Jahr vorgesehen.

IX. Akteursvielfalt

Zentral für das Erreichen der Ausbauziele ist der Erhalt der Akteursvielfalt: Der bisherige Ausbau der erneuerbaren Energien basiert maßgeblich auf dem Engagement einer Vielzahl verschiedener Personen, Unternehmen und Verbände; dies umfasst auch viele Bürgerenergiegesellschaften, die häufig regional verankert sind. Bei der Umstellung auf Ausschreibungen soll die hohe Akteursvielfalt gewahrt bleiben. Daher wurde bereits im EEG 2014 das Ziel verankert, die hohe Akteursvielfalt bei der Umstellung auf Ausschreibungen zu wahren. Das BMWi hat deshalb Anfang 2015 eine Unterarbeitsgruppe im Rahmen der Plattform Strommarkt eingesetzt, in der das Thema „Akteursvielfalt“ seither mit den betroffenen Akteuren intensiv beraten wird. Der Schwerpunkt wurde auf die Ausschreibungen für die Windenergie an Land gelegt. Bei der PV werden durch die Bagatellgrenze von 1 MW (siehe oben) die schutzwürdigen kleinen Akteure vollständig von den Ausschreibungen ausgenommen.

1. Leitgedanken

Bei der Frage, wie die Akteursvielfalt gewahrt werden kann, hat sich das BMWi von zwei Prämissen leiten lassen:

a) Das Ausschreibungsdesign soll der Bürgerenergie und kleinen Akteuren faire Chancen eröffnen.

Mit der Umstellung auf Ausschreibungen sind neue administrative Kosten und neue Risiken (Zuschlags-, Preis- und Pönalenrisiko) verbunden. Die administrativen Kosten sollen durch ein einfaches und transparentes Ausschreibungsdesign möglichst gering gehalten werden und die Risiken sollen innerhalb des Ausschreibungsdesigns für die unterschiedlichen Akteursgruppen verringert werden. Daher wird soweit möglich die jeweils aus der Perspektive der Bürgerenergie sinnvollste Variante gewählt. So besteht ein breiter Konsens, dass das oben vorgeschlagene Ausschreibungsdesign, insbesondere das einstufige Referenzertragsmodell und die Verlängerung der Realisierungsfristen bei beklagten Projekten, die Risiken für die Akteursvielfalt verringern.

b) Sonderregeln für die Bürgerenergie und kleine Akteure sollen auf das erforderliche Minimum begrenzt bleiben.

Die Beratungen der vergangenen Monate haben gezeigt, dass trotz aller Ausgestaltungsmöglichkeiten ein Zuschlags- und Preisrisiko sowie das Pönalenrisiko verbleiben. Viele Akteure tragen vor, dass diese verbliebenen Risiken ein Problem insbesondere für kleine lokal verankerte Bürgerenergiegesellschaften seien und dieses Problem nur durch Sonderregelungen befriedigend gelöst werden könne. Diese Sonderregelungen wiederum müssen jedoch klar abgegrenzt sein, damit sie keine Auswirkungen auf das übrige Ausschreibungsdesign haben. Auch soll eine missbräuchliche Verwendung ausgeschlossen werden. Vor allem darf die mit dem EEG 2016 angestrebte Mengensteuerung nicht unterlaufen werden. Im Übrigen sollen die Sonderregelungen rechtlich zulässig und leicht administrierbar sein.

Diese Probleme lassen sich auch durch von der Bundesregierung geplante spezielle Beratungs- und Unterstützungsangebote für kleine Akteure sehr wahrscheinlich nicht ausräumen. Vor diesem Hintergrund hat das BMWi den nachfolgenden Vorschlag für die Akteursvielfalt entwickelt.

2. Schutzwürdige Akteure

Die Sonderregelungen werden auf die tatsächlich schutzwürdigen, lokal verankerten Bürgerenergiegesellschaften begrenzt, da es sonst zu Verzerrungen bei der Ausschreibung kommen kann. Um mögliche Umgehungs- und Missbrauchsmöglichkeiten zu reduzieren und den administrativen Aufwand zu begrenzen, werden die privilegierten Bürgerenergiegesellschaften wie folgt definiert:

- Mindestens zehn Mitglieder der Gesellschaft müssen natürliche Personen sein.
- Jedes Mitglied der Gesellschaft darf nur einen Anteil von höchstens zehn Prozent der Stimmrechte ausüben und die natürlichen Personen müssen mindestens 51 Prozent der Stimmrechte haben.
- Mindestens 51 Prozent der Stimmrechte müssen bei Mitgliedern der Gesellschaft liegen, die seit mindestens einem Jahr in dem Landkreis nach § 17 Bundesmeldegesetz (als Erstwohnsitz) gemeldet sind, in dem sich die Fläche, auf der die Windenergieanlage errichtet werden soll, befindet. Durch das Anknüpfen an den Landkreis wird eine regionale Verankerung der Gesellschaft sichergestellt.

Für die Projekte der Bürgerenergiegesellschaften gilt:

- Die Projektgröße ist auf höchstens sechs Windenergieanlagen begrenzt und das Projekt darf insgesamt höchstens 18 Megawatt umfassen.
- Die Gesellschaft und alle ihre Mitglieder dürfen innerhalb der vergangenen zwölf Monate nicht mit einem anderen Projekt an einer Ausschreibung für Wind an Land teilgenommen haben. Hierdurch sollen große Gesellschaften (z. B. Multi-Projekt-Bieter) ausgeschlossen werden, die das Risiko, für ein Projekt keinen Zuschlag zu bekommen, über mehrere Projekte streuen können.

3. Sonderregelung: erleichterte materielle Präqualifikation

Für diese Bürgerenergiegesellschaften wird innerhalb des Ausschreibungsdesigns für Wind an Land eine Sonderregelung geschaffen. Wie alle anderen Akteure nehmen die Bürgerenergiegesellschaften an der Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land teil. Damit ist eine wirksame Mengensteuerung wie auch die wettbewerbliche Preisfestsetzung gewährleistet.

Das bisher vorgeschlagene Ausschreibungsdesign für Windenergie verlangt als Voraussetzung für die Teilnahme eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung. Das kann für die Teilnahme eine vergleichsweise hohe Schwelle bedeuten. Dies ermöglicht zwar auch kleinen Akteuren mit einer geringen Bonität die Teilnahme an der Ausschreibung. Sie müssen ihr Projekt aber weit entwickeln, ohne zu wissen, ob sie bei der Ausschreibung einen Zuschlag erhalten. Die Projektentwicklung dauert bei Windenergieanlagen an Land zwischen drei und fünf Jahren und die Entwicklungskosten betragen bis zur Genehmigung ca. zehn Prozent der gesamten Investitionskosten. Wegen des Zuschlagsrisikos muss ein Bieter befürchten, dass er die gesamten Entwicklungskosten vergeblich aufgewendet hat. Dies kann für kleine Bürgerenergiegesellschaften existenzbedrohend sein und dazu führen, dass diese von der Projektentwicklung abgeschreckt werden, da sie aufgrund dieses Risikos nicht ausreichend Eigenkapital von den Bürgern vor Ort für die Entwicklungsphase einsammeln können.

Vor diesem Hintergrund sollen die lokal verankerten Bürgerenergiegesellschaften die Möglichkeit erhalten, bereits vor Erteilung der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung in der Ausschreibung mitzubieten. Die materielle Schwelle für die Teilnahme wird also für sie abgesenkt. Dies ist an drei Voraussetzungen gebunden, um sicherzustellen, dass nur ernsthafte Gebote abgegeben werden:

- Der Bieter muss die Zustimmung des Grundeigentümers zur alleinigen Nutzung der Fläche haben.
- Für die Fläche muss ein Windgutachten eines zertifizierten Gutachters vorliegen.
- Eine Erstsicherheit in Höhe von 15 Euro/kW muss bei der Gebotsabgabe hinterlegt werden. Eine Zweitsicherheit in Höhe von weiteren 15 Euro/kW ist bei der Erteilung der Genehmigung zu hinterlegen, spätestens jedoch zwei Jahre nach Zuschlagserteilung. Sofern die Zweitsicherheit nicht geleistet wird, wird der Zuschlag entzogen.

Innerhalb von zwei Jahren nach dem Zuschlag muss die immissionsschutzrechtliche Genehmigung vorliegen. Im Anschluss kommen dieselben Fristen wie bei den regulären Projekten zum Tragen, die schon bei der Ausschreibung eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung vorlegen müssen (das heißt: nach spätestens 30 weiteren Monaten verfällt der Zuschlag).

Da für die Bürgerenergiegesellschaften die immissionsschutzrechtliche Genehmigung als Voraussetzung für die Teilnahme nicht verlangt wird, entfällt der größte Kostenblock und verringern sich die Kostenrisiken auf ein Minimum. Entsprechend wird für die Bürgerenergiegesellschaften die Schwelle für die Teilnahme weit abgesenkt.

X. Nicht ausgeschriebene Technologien

Soweit die Förderung für Anlagen nicht ausgeschrieben wird, verbleiben die Anlagen grundsätzlich im Regime des EEG 2014. Dies betrifft alle Anlagen mit einer Leistung bis 1 MW, bei der Windenergie an Land außerdem die Prototypen und die Übergangsanlagen, bei der Windenergie auf See die Prototypen und die Anlagen bis 2020 sowie die übrigen Technologien, die ohnehin nicht ausgeschrieben werden.

Für diese Anlagen finden sich die Regelungen im EEG 2016 in den Abschnitten über die gesetzliche Bestimmung der Förderhöhe. Die bisherigen Regelungen werden für diese Anlagen grundsätzlich nicht geändert. So bleibt es z.B. für diese Anlagen

- bei dem zweistufigen Referenzertragsmodell für die Windenergie an Land,
- bei dem Stauchungsmodell für die Windenergie auf See (bis Ende 2019) und
- bei dem sog. „atmenden Deckel“ für PV-Dachanlagen, um die Mengensteuerung auch bei den PV-Anlagen abzusichern, die nicht den Ausschreibungen unterfallen.

Änderungen werden nur punktuell vorgenommen – die beiden wichtigsten:

- Bei der Windenergie an Land bleibt es bei der quartalsabhängigen Degression. Diese hängt von ihrer Höhe jedoch nicht mehr vom Zubau ab, sondern wird auf 0,4 Prozentpunkte pro Quartal gesetzlich festgelegt.
- Bei der PV bleibt es bei dem atmenden Deckel. Dieser soll künftig jedoch schneller auf Änderungen des Marktes reagieren. Daher wird der Betrachtungszeitraum von bisher zwölf auf sechs Monate verkürzt. Liegt der Zubau (hochgerechnet auf ein Jahr) unterhalb von 2.000 MW, sinkt die Degression schneller.

Stand: 15. Februar 2016