

50Hertz-Stellungnahme zu Ausschreibungen für EE-Anlagen

**Stellungnahme zu den Eckpunkten des
Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vom Juli**

Berlin, 23 September 2015



Inhalt

1 Allgemein	3
Zentrales Ziel ist Reduktion der Kosten der Energiewende	3
Teilnahme ausländischer Anlagen in Einvernehmen mit Zielen des Binnenmarktes	3
2 Windenergieanlagen an Land	4
Referenzertragsmodell für Windenergieanlagen nicht erneut verändern	4
De-Minimis-Regelung würde falsche Anreize zur Nutzung der Festvergütung setzen	4
Einheitspreisverfahren schützt Bieter und vermindert administrativen Aufwand	4
3 Windenergieanlagen auf See	6
Zentrales System als Zielmodell umsetzen	6
Möglichkeiten zur Beschleunigung der Netzanbindungen	6
Möglichkeiten zur Kostensenkung bei Netzanbindungen werden geprüft	7
Standorte in der Ostsee bieten gute Voraussetzungen für zentrales Modell	7
Besonderheiten der Ostsee in Einmalauktion als Übergangslösung berücksichtigen	8
Kostensenkung durch Vergleichmäßigung des Ausbaus und feste Ziele für Nord- und Ostsee	8
Ausreichend Zeit für Vorbereitung der Netzanbindung vorsehen	9
4 Photovoltaik	10
Eigenverbrauch ausschließen	10
De-Minimis-Regelung nicht notwendig	10
Einheitspreisverfahren schützt Bieter und vermindert administrativen Aufwand	11
5 Biogas, Wasserkraft und Geothermie	12

1. Allgemein

Zentrales Ziel ist Reduktion der Kosten der Energiewende

50Hertz begrüßt die geplante Einführung von Ausschreibungen zur Ermittlung der Förderhöhe von Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen). Durch wettbewerbliche Auktionen entsteht ein Anreiz, Erzeugungsanlagen kostengünstiger zu errichten, wodurch in allen Technologien vorhandene **Kostensenkungspotenziale** gehoben werden können. Zudem wird durch einen definierten Ausbaupfad die **Synchronisierung von EE-Ausbau und Netzausbau** ermöglicht. Dies gilt für den Netzausbau an Land ebenso wie für die Anbindung von Offshore-Windparks auf See. Auch bietet der Ausbaupfad allen Marktteilnehmern Orientierung und Investitionssicherheit. All diese Vorteile führen zu einer Senkung der gesamtwirtschaftlichen Kosten der Energiewende. Damit spielen die Ausschreibungen für EE-Anlagen eine zentrale Rolle bei der erfolgreichen Transformation des deutschen Energiesystems.

Teilnahme ausländischer Anlagen in Einvernehmen mit Zielen des Binnenmarktes

Die europaweite Öffnung der Ausschreibungen wird begrüßt. Bei Wahrung der Gegenseitigkeit können hierdurch besonders kostengünstige Standorte genutzt werden, wodurch eine weitere Senkung der volkswirtschaftlichen Kosten ermöglicht wird. Begrüßt wird auch die Prämisse, dass der so erzeugte Strom physikalisch nach Deutschland importiert werden oder einen vergleichbaren Effekt auf den deutschen Strommarkt haben muss.

Dabei muss jedoch beachtet werden, dass für die Lieferung des Stroms nach Deutschland keine Maßnahmen festgelegt werden, die den europäischen Binnenmarkt für Strom behindern. Eine Reservierung von Übertragungskapazität für diesen Zweck lehnen wir ab. Andernfalls würden die Erfolge der vergangenen Jahre bei der **Koppelung der europäischen Marktgebiete** (Market Coupling) gefährdet.

Soll der von ausländischen Anlagen erzeugte EEG-Strom physikalisch nach Deutschland importiert werden, muss der Bieter im Fall von expliziten Verfahren die Kosten für die entsprechende Interkonnektorenkapazität in seine Gebotsstellung einpreisen. Im Fall von impliziten Verfahren müssen darüber hinaus ggf. zusätzliche Herausforderungen gelöst werden.

Abrechnungsgrundlage für die Berechnung der gleitenden Marktprämie sollte in jedem Fall der Marktpreis im Marktgebiet Deutschland sein.

2. Windenergieanlagen an Land

Referenzertragsmodell für Windenergieanlagen nicht erneut verändern

50Hertz lehnt eine erneute Anpassung des Referenzertragsmodells ab. Eine **zusätzliche Schlechterstellung guter Standorte** ist für funktionierende Ausschreibungen **nicht notwendig**. Dies bestätigt auch die ECOFYS Germany GmbH in ihrer den Eckpunkten zugrunde liegenden Studie¹.

Das Referenzertragsmodell wurde 2014 mit der umfassenden Reform des EEG zuletzt angepasst. Dabei erfolgte eine Schlechterstellung guter Standorte, die weder erprobt noch ausgewertet ist. Eine erneute Anpassung, **bevor die Ergebnisse der Novelle von 2014 belastbar ausgewertet** wurden, ist **nicht sinnvoll**. Eine weitere Schlechterstellung guter Standorte würde die **Kosten des Ausbaus der Windenergieanlagen an Land zudem unnötig erhöhen**. Windenergieanlagen in Norddeutschland weisen im Durchschnitt eine um 25 Prozent höhere Windausbeute auf als Anlagen im Süden. Daher sollte auch weiterhin der überwiegende Teil des Ausbaus an guten Standorten im Norden erfolgen.

50Hertz möchte außerdem darauf hinweisen, dass es sinnvoll ist, die Messung des Referenzertrags nicht nur einmal nach fünf Jahren sondern mehrmals durchzuführen. Hierdurch können Anreize zur Beeinflussung des Ertrags vermindert werden.

De-Minimis-Regelung würde falsche Anreize zur Nutzung der Festvergütung setzen

Mit der vorgeschlagenen Mindestgröße der Gebote von 1 MW werden aus Sicht von 50Hertz **Anreize zur Entwicklung kleinerer, ineffizienterer Anlagen** gesetzt. Ziel der Ausschreibungen ist es, die Höhe der EEG-Förderung wettbewerbsfähig zu gestalten, um Fehlparametrierungen zu vermeiden. Lediglich für sehr kleine Anlagen, beispielweise unter 100 KW, sollte aus Gründen der Akteursvielfalt und zur Minderung des administrativen Aufwands eine Festvergütung möglich sein. Jedoch könnten auch diese Anlagen an den Auktionen teilnehmen, beispielsweise über ein benutzerfreundliches Online-Portal (siehe PV).

Einheitspreisverfahren schützt Bieter und vermindert administrativen Aufwand

Einheitspreisverfahren (Uniform pricing) haben gegenüber dem vorgeschlagenen Pay-as-bid-System mehrere Vorteile. Am bedeutendsten ist der **Schutz insb. kleinere Bieter** (z.B. Privatpersonen) vor dem sogenannten „Winners curse“. So wäre

¹ Vgl. Ecofys, consentec, Fraunhofer ISI etc. 2015: Wissenschaftliche Empfehlungen, S. 66.

der Bieter in einem Pay-as-bid-System durch ein zu niedriges Gebot, das im späteren Projektverlauf nicht die Deckung der Kosten ermöglicht, härter getroffen. Gerade wenn, wie von 50Hertz empfohlen, auch Kleinanlagen an den Auktionen teilnehmen, ist daher ein Einheitspreisverfahren zu bevorzugen. Dieses sichert durch die Wahl des Grenzpreises als Vergütung die Realisierung von mehr Projekten und damit die **Erreichung der gewählten Ausbaupfade**.

Zudem hätten die für die Abwicklung der EEG-Förderung verantwortlichen Netzbetreiber bei einem Pay-as-bid-System **erhöhten administrativen Aufwand** durch die sehr viel größere Zahl an unterschiedlichen Vergütungssätzen.

3. Windenergieanlagen auf See

Zentrales System als Zielmodell umsetzen

50Hertz begrüßt die Vorschläge des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie zur Einführung eines zentralen Modells für die Entwicklung von Offshore-Windenergieanlagen ausdrücklich. Mit diesem Modell kann am besten das gesetzte Ziel der Kostenreduktion erfolgen. Neben der Hebung von Kostensenkungspotenzialen bei Windparks sind insbesondere durch die bessere Planbarkeit von Windpark-Entwicklung und Netzanbindung erhebliche Einsparungen zu erwarten.

Durch eine zentrale Planung können die **insgesamt vorzugswürdigen Flächen zuerst** entwickelt werden. Insbesondere solche Flächen, die nahe an der Küste liegen, gute Windausbeute versprechen und gleichzeitig günstig angebunden werden können, sollten prioritär entwickelt und ausgeschrieben werden. Damit wird **pro MW angebundener Erzeugungskapazität die höchste Effizienz** erreicht. Auch werden **stranded investments minimiert**, da nur die Netzanbindungen gebaut, nur die Flächen entwickelt und nur die Genehmigungen eingeholt werden, die letztlich auch benötigt werden. Zudem kann der Ausbau verstetigt und vergleichmäßigt werden, wodurch weitere unnötige Kosten vermieden werden.

Möglichkeiten zur Beschleunigung der Netzanbindungen

50Hertz als der für die Anbindung von Offshore-Windparks in der Ostsee verantwortliche Übertragungsnetzbetreiber sieht eine **Reihe von Möglichkeiten zur Beschleunigung** der Netzanbindungen. Während einige dieser Möglichkeiten neben einer Beschleunigung auch eine Kostensenkung möglich erscheinen lassen, sind andere mit **teilweise erheblichen zusätzlichen Kosten** verbunden.

So könnten beispielsweise gewisse Genehmigungsaufgaben, wie z.B. die geforderte Kabelüberdeckung und Legetiefe, reduziert werden. Durch solche Maßnahmen könnten erhebliche Beschleunigungen und Kostenreduzierungen erreicht werden, etwa durch Verzicht auf oder Beschränkung von sog. Pre-Lay-Runs, d.h. Eignungsversuche mit dem vorgesehenen Kabellegewerkzeug zunächst ohne Kabel. Eine geeignete Überprüfung der Genehmigungsaufgaben sollte angesichts des damit verbundenen Kostenreduktionspotenzials unabhängig vom gewählten Modell in jedem Fall geprüft werden.

Weitere Beschleunigungsmaßnahmen, die jedoch mit Zusatzkosten verbunden sind, werden insbesondere im Modell „beschleunigter Netzanschluss“ notwendig; so könnten für alle möglichen Anbindungsleitungen schon vorbereitende Maßnahmen eingeleitet werden, bevor feststeht, welcher Windpark letztlich angebunden werden muss. U.a. ließen sich bereits Vorstudien durchführen und Genehmigungen einholen. Auch könnten trassenvorbereitende Maßnahmen wie Munitionsbergung, archäologische Voruntersuchungen und Pre-Lay-Runs durchgeführt werden. Hierfür

müssten jedoch bereits Genehmigungen für die Anbindungen bestehen und diese Maßnahmen als „Vorarbeiten“ im Sinne von § 44 EnWG ermöglicht werden.

Je stärker die Beschleunigung erfolgen soll, umso höher sind also die hiermit verbundenen Kosten anzusetzen. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass nicht alle dieser Kosten später tatsächlich der Anbindung eines Windparks dienen, also als stranded investments anzusehen sind. Für 50Hertz besitzt das vorgeschlagene zentrale Modell daher **deutliche Vorteile gegenüber dem Modell „beschleunigter Netzanschluss“**, insbesondere aufgrund der mit einer Beschleunigung verbundenen hohen Kosten.

Möglichkeiten zur Kostensenkung bei Netzanbindungen werden geprüft

Eine Abschätzung der zu erwartenden Kostensenkungspotenziale bei Netzanbindungen kann nicht seriös getroffen werden, da die Kosten durch eine Reihe von Faktoren beeinflusst werden. So konnte 50Hertz bei den bisher durchgeführten Anbindungen unterschiedliche Entwicklungen verzeichnen. Zwar gibt es auf der einen Seite durch Erfahrungswerte eine Steigerung der Prozesseffizienz aller Akteure. Andererseits sind gerade durch die Erfahrungen mit den ersten Anbindungen die Kosten für Kabel, Komponenten und zentrale Dienstleistungen gestiegen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der **Markt für Kabel** überschaubar ist und größere zusätzliche Mengen nicht durch die vorhandenen Fertigungskapazitäten abgedeckt werden können. Daher könnten zusätzliche Aufträge (beispielsweise aus dem Ausland oder für Erdkabel an Land) eine weitere Verknappung hervorrufen und damit weitere Preissteigerungen auslösen.

50Hertz sieht aber für die Zukunft Möglichkeiten, die Kosten zu senken. Wie bereits im Abschnitt zu Beschleunigungsmaßnahmen erwähnt, wäre eine Möglichkeit, die Seekabel **streckenweise nicht mehr in den Meeresboden einzubringen** sondern sie auf diesen aufzulegen, bzw. die Legetiefe zu reduzieren. Derzeit führen wir Vorstudien hierfür durch, u.a. zur Sicherheit der Kabel und der Schifffahrt. Darüber hinaus sollte auch untersucht werden, welche Auswirkungen ein Auflegen der Kabel oder eine deutlich geringere Legetiefe auf die Einhaltung des 2K-Kriteriums hätten bzw. ob das bisherige 2K-Kriterium überhaupt der umweltfachlich korrekter ermittelte Schwellenwert ist.

Zusammenfassend spricht sich 50Hertz aufgrund der unsicheren Entwicklung der Kosten der Anbindungssysteme **gegen die Einführung des Modells „O-NEP+“** und die Beauftragung von Überkapazitäten aus.

Standorte in der Ostsee bieten gute Voraussetzungen für zentrales Modell

Die **Ostsee** bietet eine Reihe von **Vorteilen für die Entwicklung von Offshore-Windparks**. Aufgrund der kürzeren Entfernung zur Küste und dem geringeren Tidenhub sind Netzanbindungen und auch die Errichtung und die Wartung von Windparks einfacher und kostengünstiger möglich. Die Windausbeute ist zudem auf

einem ähnlichen Niveau wie in der Nordsee, wie wissenschaftliche Studien (Finow) und die aktuellen Werte der Projekte belegen.

Insbesondere im **Küstenmeer** innerhalb der 12-Seemeilen-Zone gibt es Flächen, die kostengünstig erschlossen werden können. In der laufenden Überarbeitung des Landesraumentwicklungsprogramms Mecklenburg-Vorpommern werden mehrere Flächen vorgeschlagen, die zukünftig für die Nutzung als Offshore-Windpark zur Verfügung stehen könnten.

Besonderheiten der Ostsee in Einmalauktion als Übergangslösung berücksichtigen

Die vorgeschlagene Einmalauktion als effiziente Übergangslösung in das zentrale Modell wird von 50Hertz unterstützt. Dabei müssen, wie in den Eckpunkten richtigerweise vorgeschlagen, die Besonderheiten der Ostsee berücksichtigt werden. Da 50Hertz die Netzanbindungen bedarfsgerecht plant, verfügen viele der weit fortgeschrittenen Projekte dort noch nicht über eine beauftragte oder im O-NEP bestätigte Netzanbindungsleitung. Zudem wurde diesen weit fortgeschrittenen Projekten mit der Begründung der fehlenden Anbindungsleitung auch teilweise bisher keine Genehmigung erteilt.

Daher sollten in der Ostsee solche weit fortgeschrittenen Projekte an der Einmalauktion teilnehmen dürfen, die die Vorlage einer BSH-Bestätigung über den Eingang der vollständigen Unterlagen zur Durchführung des Erörterungstermins bis zum Stichtag der Einmalauktion vorweisen können.

Kostensenkung durch Vergleichmäßigung des Ausbaus und feste Ziele für Nord- und Ostsee

Nach den Pilot-Ausschreibungen für Windparks im zentralen Modell und der Einmalauktion sollte der weitere **Ausbau der Offshore-Windenergie in der Ostsee stetig und gleichmäßig** erfolgen, um die Kosten aller Akteure zu senken. Ein Fadenriss, bei dem über mehrere Jahre kein Ausbau erfolgt, ist genauso zu vermeiden wie ein Boom, bei dem in kurzer Zeit viele Flächen gleichzeitig entwickelt und angebunden werden müssen. Bei einem Fadenriss wären die bestehenden Kapazitäten bei Behörden, Herstellern, Zulieferern, Dienstleistern und Netzbetreibern nicht ausgelastet. Bei einem Boom müssten zusätzliche Kapazitäten teuer aufgebaut werden. In beiden Fällen entstehen **zusätzliche Kosten für das Gesamtsystem**, die einfach vermieden werden können.

50Hertz möchte daher vorschlagen, dass **im zentralen Modell ein kontinuierlicher Ausbaupfad in beiden Meeren vorgesehen** wird. Das EEG 2014 sieht einen jährlichen Ausbau der Offshore-Windenergie von insgesamt 800 MW vor. Davon könnten aufgrund der günstigen Voraussetzungen (siehe oben) **250 bis 300 MW auf die Ostsee** entfallen. Dies entspricht der Übertragungskapazität eines Kabels in der Ostsee pro Jahr und damit einem kontinuierlichen moderaten Ausbau.

Ausreichend Zeit für Vorbereitung der Netzanbindung vorsehen

50Hertz ist gerne bereit sowohl die Auswahl der Flächen für das zentrale Modell zu begleiten als auch Expertenwissen einzubringen, um die insgesamt günstigsten Flächen zu identifizieren. Durch diese frühzeitige Einbindung des Anschlussnetzbetreibers wird auch sichergestellt, dass dieser die notwendigen Informationen zu dem Windpark erhält, der in die Ausschreibung gebracht wird. Um eine fristgerechte Anbindung im zentralen Modell zu gewährleisten, müssen dem Netzbetreiber insbesondere Informationen zu dem Standort der Plattform, zum Korridor im Windpark für die Anbindungsleitung(en) sowie zu den benötigten Kapazitäten zur Verfügung stehen.

Zudem möchte 50Hertz darauf hinweisen, dass auch für die Vorbereitung der Netzanbindung eine **Planungs- und Genehmigungsphase** benötigt wird. In Ergänzung zur Darstellung 3 auf Seite 14 des Eckpunktepapiers sollte vor dem Vergabeverfahren für die Netzanbindung **ein Zeitraum von drei Jahren** eingeplant werden. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass für die Beantragung der Planfeststellungen für die Netzanbindungen frühzeitig eine Planrechtfertigung geschaffen werden muss.

4. Photovoltaik

Eigenverbrauch ausschließen

50Hertz begrüßt ausdrücklich das vorgeschlagene Verbot des Eigenverbrauchs von Strom aus Anlagen die aufgrund einer Ausschreibung eine Förderzusage erhalten. Hierdurch wird bestehenden Fehlanreizen zur Eigenerzeugung entgegengewirkt. Aktuell erhöhen Umlagen, Netzentgelte und Steuern den Strompreis für Verbraucher und verzerren damit die von den Stromerzeugungskosten ausgehenden Anreize. In der Folge ist es für den Einzelnen wirtschaftlich sinnvoll, eigenerzeugten Strom zu nutzen. In vielen Fällen sind die Stromgestehungskosten der hierfür errichteten Anlagen jedoch deutlich höher als der reine Erzeugungspreis des aus dem Netz entnommenen Stroms. Damit werden die gesamtwirtschaftlichen Kosten für die Stromerzeugung erhöht. Zudem führt dieser Anreiz zu einer Entsolidarisierung, indem die Kosten beispielsweise für die Vorhaltung des Netzes auf weniger Verbraucher verteilt werden, der Nutzen aber auch jenen Verbrauchern mit Eigenerzeugung zugutekommt.

De-Minimis-Regelung nicht notwendig

Die vorgeschlagene Mindestgröße für Gebote von 1 MW ist insbesondere bei PV-Anlagen **deutlich zu hoch angesetzt**. Eine auskömmliche Festvergütung und die Nutzung des Eigenverbrauchs würden verstärkt Anreize setzen, Anlagen mit einer Größe von weniger als 1 MW zu errichten. Schon heute ist ein Großteil der Auf-Dach-Anlagen deutlich kleiner dimensioniert. In der Folge würden keine Anreize zur Hebung von Kostensenkungspotenzialen gesetzt und der atmende Deckel müsste entsprechend angepasst werden. Auch würde die Entsolidarisierung im Bereich der PV-Eigenerzeugung forciert. Die gesetzten Ziele zur Kostenreduktion und zur wettbewerblichen Bestimmung der Förderhöhe würden daher in diesem Bereich der PV nicht erreicht.

Auch die Förderung von kleineren Anlagen könnte bei Ausschluss des Eigenverbrauchs über Ausschreibungen ermittelt werden. Hierfür müssten ggf. getrennte Auktionen für unterschiedliche Anlagengrößen stattfinden. Um den administrativen Aufwand der ausschreibenden Behörde zu minimieren und den Zugang möglichst vieler Akteure zu sichern, bietet sich auch eine einfach zu bedienende, benutzerfreundliche Online-Plattform an.

In jedem Fall plädiert 50Hertz für die Aufgabe bzw. deutliche Senkung der De-Minimis-Regelung für PV-Anlagen.

Einheitspreisverfahren schützt Bieter und vermindert administrativen Aufwand

Auch bei den Auktionen für PV-Anlagen ist ein **Einheitspreisverfahren** (Uniform pricing) zu wählen. Dies schützt kleinere Bieter, sichert die Realisierung der Projekte und mindert den administrativen Aufwand der Netzbetreiber (siehe Windenergie an Land). Insbesondere bei der Senkung der De-Minimis-Regel für PV-Anlagen ist ein Einheitspreisverfahren notwendig. Insbesondere kleinere Bieter wie Privatpersonen hätten durch die in den vergangenen Auktionen erlösten Grenzpreise eine gute **Indikation für die mögliche Förderhöhe** und wären vor dem „Winners curse“ geschützt.

5. Biogas, Wasserkraft und Geothermie

Aus Sicht von 50Hertz sollte die EEG-Förderung aller Technologien ausnahmslos über Ausschreibungen ermittelt werden. Durch die Wahl geeigneter Ausschreibungsmodelle kann auch in kleineren Märkten mit wenigen Anbietern eine wettbewerbliche und effiziente Bestimmung der Förderhöhe erfolgen.



Energie für eine Welt in Bewegung

50Hertz Transmission GmbH

Eichenstraße 3A
12435 Berlin
Deutschland

Tel. +49 (30) 5150-0
Fax +49 (30) 5150-4477
politik@50hertz.com

www.50hertz.com