

EEG 2014 - New Framework Conditions for Wind Energy Use in Germany

EEG 2014 schafft neue Rahmenbedingungen für die Windenergienutzung in Deutschland

B. Neddermann; DEWI GmbH, Wilhelmshaven



ENGLISH - DEUTSCH

On 1. August 2014 the new German Renewable Energy Sources Act (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014) came into force.

Since its introduction in April 2000 the Renewable Energy Sources Act (EEG) has provided planning reliability for renewable energy projects in Germany. Thanks to the statutory feed-in tariff established in a binding form for a period of twenty years after commissioning (plus the year of commissioning), investments in renewable energy plants could be calculated on a sound basis.

The EEG 2014 introduces a system change which from 2016 onward will lead to fundamental changes in the framework conditions. Essential elements are that from 2017 onward, the tariffs for renewable energy will be determined on the basis of competitive tendering procedures and an expansion target of 2,500 MW/year for new onshore wind capacity.

This article gives an overview of the most important changes that the EEG 2014 will involve for the operation of wind turbines. The text of the EEG 2014 provisions relating to wind energy is published on the DEWI homepage www.dewi.de.

Am 1. August 2014 ist das Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014) in Kraft getreten.

Seit seiner Einführung im April 2000 bildet das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) die zentrale Grundlage für die Planungssicherheit von Projekten zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland. Durch die gesetzlich garantierte Einspeisevergütung, die ab Inbetriebnahme der Anlage für einen Zeitraum von zwanzig Jahren (zuzüglich des Inbetriebnahmejahres) verbindlich festgelegt ist, sind die Investitionen in Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien solide zu kalkulieren.

Mit dem EEG 2014 wurde ein Systemwechsel eingeleitet, der ab 2016 zu grundlegenden Veränderungen der Rahmenbedingungen führt. Wesentliche Faktoren sind dabei die Ermittlung der finanziellen Förderung und ihrer Höhe durch Ausschreibungen spätestens 2017 und die Festlegung eines Zielwerts von 2500 MW für den jährlichen Zuwachs der Windenergieleistung.

In diesem Beitrag wird ein Überblick zu einigen wichtigen Änderungen gegeben, die sich mit dem EEG 2014 für den Betrieb von Windenergieanlagen ergeben. Der Wortlaut der für die Windenergie relevanten Bestimmungen im EEG 2014 wird auf der DEWI-Homepage www.dewi.de veröffentlicht.

Remuneration for Onshore Wind

According to the EEG 2014, the proven "Referenzertragsmodell" (reference yield model) will cease to serve as the basis for establishing the tariff for onshore wind fed into the public grid in 2016. By 2017 at the latest, tariffs will be determined by competitive tendering¹. The details of the proposed tendering system have not yet been specified. The EEG 2014 merely states that in order to gain experience in this respect, a pilot project will be started for tendering of electricity from open landscape solar plants.

Remuneration will still be paid for a period of twenty years plus the year of commissioning. According to the reference yield model, an increased "initial tariff" is paid during the first five years after commissioning of the wind turbine. After this initial period it will depend on the quality of the site (wind conditions) at which time the remuneration will be reduced to the much lower "basic tariff". For sites with only modest wind conditions (i. e. max. 80% of the yield at the EEG reference site) the increased initial tariff is paid for the complete duration of the remuneration period.

The level of remuneration is determined by the year of commissioning. The tariffs applicable for the year of commissioning (i.e. initial tariff and basic tariff of remuneration) remain unchanged for the whole duration of the remuneration period. For plants commissioned in 2014 the EEG 2014 has established an initial tariff of 8.9 ct/kWh and a basic tariff of 4.95 ct/kWh as remuneration for wind power.

The remuneration established by EEG 2014 is meant to cover all expenses. Previously granted bonus and premium payments are already included, additional payments are not planned. Compared to the provisions of the EEG 2012, for wind turbines commissioned in 2014 therefore the system service (SDL) bonus² (0.47 ct/kWh) as well as the repowering bonus (0.49 ct/kWh) for wind turbines commissioned as replacement for decommissioned old wind turbines will no longer be paid. Moreover, in the EEG 2014 the parameters for the reference yield model have been adjusted, so that the differentiation of the tariffs now includes sites at which 80-130 percent of the reference yield are achieved.

Fig. 1 illustrates the effects of the EEG 2014 on the average remuneration for wind energy projects compared to EEG 2014. The diagram shows that the average remuneration at sites achieving 90-140 % of the reference yield is reduced by 11.5-17.6%. A large part of the sites available, however, presently lies in the range of up to 80% of the EEG reference yield, and here the average remuneration is reduced by only 6.6% compared to EEG 2012.

The previous remunerations under the EEG 2012 apply for all of the existing wind turbines and for turbines commissioned until 31.12.2014, for which a license under the Federal Immission Control Act has been obtained before 23rd January 2014.

¹ Exceptions are admissible only for WT operators who have obtained a license under the Federal Immission Control Act (BImSchG) before 1.1.2017 (for onshore wind turbines) or an unconditional confirmation for grid connection (for offshore wind turbines).

² For old wind turbines commissioned before 2009 an increased SDL bonus of 0.7 ct/kWh will continue to be granted if these wind turbines are retrofitted until the end of 2015 at the latest.

Vergütung für Strom aus Windenergieanlagen an Land

Nach den Bestimmungen des EEG 2014 dient das bewährte „Referenzertragsmodell“ nur noch bis 2016 als Grundlage für die Vergütung für Strom aus Windenergieanlagen (WEA), der ins öffentliche Netz eingespeist wird. Das Gesetz sieht vor, die finanzielle Förderung und ihre Höhe bis spätestens 2017 durch Ausschreibungen zu ermitteln¹. Wie ein entsprechendes Ausschreibungsverfahren konkret ausgestaltet werden soll, ist bisher noch vollkommen unklar. Im EEG 2014 ist hierzu lediglich festgelegt, dass zunächst für Strom aus (Photovoltaik-)Freiflächenanlagen Erfahrungen in einem Pilotprojekt für Ausschreibungen gesammelt werden sollen.

Der Vergütungsanspruch besteht nach wie vor für einen Zeitraum von zwanzig Jahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres. Nach dem Referenzertragsmodell wird in den ersten fünf Jahren ab Inbetriebnahme der Anlage ein erhöhter „Anfangswert“ der Vergütung gewährt.

Anschließend hängt es von der Windhöffigkeit des Standorts ab, wann die Vergütung auf den erheblich geringeren „Grundwert“ abgesenkt wird. Bei nur mäßigen Windbedingungen (d. h. max. 80% des Ertrags am EEG-Referenzstandort) wird die erhöhte Anfangsvergütung über den gesamten Vergütungszeitraum gezahlt.

Die Höhe der Vergütung wird durch das Jahr der Inbetriebnahme der Anlage bestimmt. Die für das Inbetriebnahmejahr „anzulegenden Werte“ (d. h. Anfangswert und Grundwert der Vergütung) bleiben über den gesamten Förderzeitraum unverändert. Bei Inbetriebnahme in 2014 wurden im EEG 2014 ein Anfangswert von 8,9 ct/kWh und ein Grundwert von 4,95 ct/kWh als Vergütung für Windstrom festgelegt.

Mit der im EEG 2014 festgelegten Vergütung sollen alle Aufwendungen abgedeckt werden. Bisher gewährte Boni und Prämien sind bereits „eingepreist“, zusätzliche Zahlungen sieht das Gesetz nicht mehr vor. Gegenüber den im EEG 2012 geltenden Bestimmungen entfällt somit bei einer Inbetriebnahme der WEA in 2014 der Systemdienstleistungs-Bonus² (0,47 ct/kWh) ebenso wie der Repowering-Bonus in Höhe von 0,49 ct/kWh für WEA, die als Ersatz für abgebaute Altanlagen in Betrieb genommen werden. Darüber hinaus wurden im EEG 2014 die Parameter des Referenzertragsmodells angepasst, so dass die Differenzierung der Vergütung nunmehr Standorte umfasst, die 80-130 Prozent des Referenzertrags erreichen.

Die Abb. 1 veranschaulicht, welche Auswirkungen das EEG 2014 im Vergleich zum EEG 2012 auf die Durchschnittsvergütung für Windenergieprojekte hat. Die Grafik zeigt, dass die durchschnittliche Vergütung an Standorten, die 90-140% des Referenzertrags erreichen, um 11,5-17,6% reduziert wird. Ein Großteil der verfügbaren Standorte liegt derzeit jedoch im Bereich bis 80% des EEG-Referenzertrags, wo die durchschnittliche Vergütung um 6,6% gegenüber dem EEG 2012 reduziert wird.

Die bisherigen Vergütungen nach dem EEG 2012 gelten für alle Bestandsanlagen sowie für WEA mit Inbetriebnahme bis 31.12.2014, die noch vor dem 23. Januar 2014 eine

¹ Davon ausgenommen sind nur WEA-Betreiber, die noch vor dem 1.1.2017 eine BImSchG-Genehmigung (für Onshore-WEA) bzw. eine unbedingte Netzanbindungszusage (für Offshore-WEA) erhalten haben.

² Für Altanlagen mit Inbetriebnahme vor 2009 wird weiterhin ein erhöhter SDL-Bonus von 0,7 ct/kWh gewährt, wenn diese WEA bis spätestens Ende 2015 nachgerüstet werden.

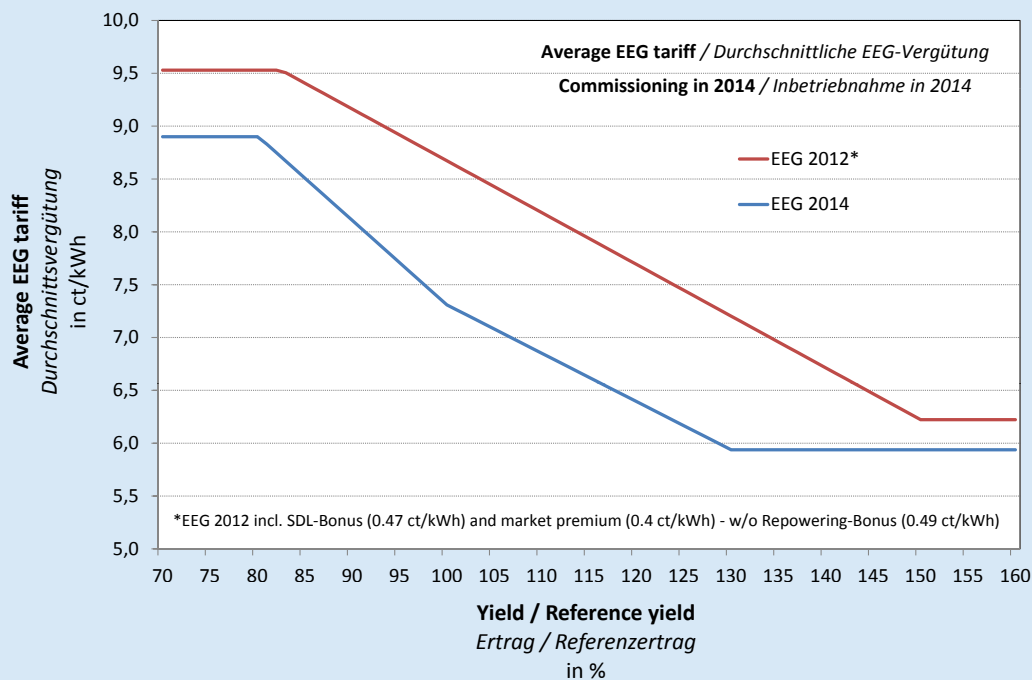


Fig. 1: Comparison of average remuneration (without adjustment for inflation) for WT under EEG 2014 and under EEG 2012
 Abb. 1: Durchschnittsvergütung (ohne Abzinsung) für WEA im EEG 2014 und im EEG 2012

Under the new EEG 2014, as in the previous EEG, operators affected by the „feed-in management“ (reduction of the power production in case of imminent grid bottlenecks) are entitled to a compensation to be paid by the grid operator of 95% of the revenue lost (plus any additional expenses and minus any expenses saved). If the revenue lost exceeds 1% of the total revenue of one year, the wind farm operator is entitled to a 100% compensation from that moment.

Mandatory Direct Marketing

As a result of the “market premium model” introduced in the EEG 2012, today more than 85% of all wind energy is remunerated according to the direct marketing system. For operators, an important incentive of this system is the possibility to benefit from the so-called „management premium“ (in 2014: 0.45 ct/kWh or 0.6 ct/kWh for remote-controlled WT) in addition to the fixed statutory EEG tariff. Under the EEG 2012 it was possible to switch back from the „optional“ direct marketing to EEG tariff at any time, so that there was practically no risk involved for the operator.

Under the new EEG 2014 direct marketing is mandatory for all new wind turbines. Only owners of wind turbines with a maximum capacity of 500 kW (from 2016: max. 100 kW) do not have to direct-market the energy generated. A pre-requisite for direct marketing is remote control for all wind turbines. All wind turbines without remote control have to be retrofitted accordingly until 31. March 2015.

In the new EEG 2014 the market premium model has been adjusted and the management premium abolished. The Market premium now is derived from the difference between the “applicable tariff (i.e. initial tariff and basic

immissionsschutzrechtliche Genehmigung erhalten haben.

Wie bisher gilt auch im EEG 2014, dass die vom „Einspeisemanagement“ (Reduzierung der WEA-Leistung bei Netzengpässen) betroffenen Betreiber für 95% der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen entschädigt werden. Übersteigen die entgangenen Einnahmen 1% der Jahreseinnahmen, erfolgt ab diesem Zeitpunkt eine Entschädigung von 100 Prozent.

Pflicht zur Direktvermarktung

Die Einführung des „Marktprämien-Modells“ im EEG 2012 hat dazu geführt, dass heute bereits mehr als 85% aller WEA im Rahmen der Direktvermarktung vergütet werden. Ein wesentlicher Anreiz für die Betreiber bestand darin, neben der gesetzlich garantierten EEG-Vergütung auch anteilig von der sog. „Managementprämie“ (in 2014: 0,45 ct/kWh bzw. 0,6 ct/kWh für fernsteuerbare WEA) zu profitieren. Gemäß EEG 2012 war jederzeit ein Wechsel von der „optionalen“ Direktvermarktung zurück zur EEG-Vergütung möglich, so dass für den Betreiber praktisch kein Risiko gegeben war.

Mit dem neuen EEG 2014 gilt für alle neuen WEA die verpflichtende Direktvermarktung. Nur Betreiber von WEA mit einer Leistung von höchstens 500 kW (ab 2016: max. 100 kW) müssen den erzeugten Strom nicht direkt vermarkten. Voraussetzung für die Direktvermarktung ist u. a. die Fernsteuerbarkeit der Anlage. Bis zum 31. März 2015 müssen alle bisher nicht fernsteuerbaren WEA entsprechend umgerüstet werden.

Das Marktprämien-Modell wurde im EEG 2014 so angepasst, dass die Managementprämie künftig entfällt. Die Marktprämie ergibt sich nunmehr aus der Differenz zwi-

tariff of remuneration for wind energy) and the technology-specific monthly market value (effective monthly average at the spot market of the electricity exchange EPEX Spot SE in Paris for the pricing zone Germany/Austria in cents per kWh”.

For wind turbines commissioned between 1.8. and 31.12.2014 a transitional arrangement shall apply provided that the developer obtained the license under the Federal Immission Control Act (Bundesimmissionsschutzgesetz) before 23 January 2014. As with old wind turbines commissioned before 1.8.2014, the discontinuation of the management premium will be compensated by an increase of the remuneration. For electricity from these wind turbines fed into the grid before the end of 2014, therefore the initial tariff of remuneration is 9.5 ct/kWh. As of 1.1.2015, energy generated will be remunerated with 9.3 ct/kWh as initial tariff.³

If direct marketing is not possible temporarily (e.g. insolvency of the direct marketer), wind turbine operators are entitled to a compensation of 80% of the tariff applicable for the remuneration. If the value at the electricity exchange is constantly negative for at least six hours, wind turbines with a capacity of more than 3 MW connected to the grid after 1.1.2016 can be disconnected without any compensation.

Expansion Corridor for Onshore Wind Energy

For wind turbines commissioned from 2016 onward, the tariff for initial and basic remuneration will decrease every quarter (as of 1.1., 1.4., 1.7. and 1.10.) by 0.4 per cent in comparison to the tariff applicable in the previous quarter. The tariffs will decrease at a much faster rate if the net capacity expansion⁴ is above the targeted corridor ceiling of 2.400 - 2.600 MW/year. Depending on how much this target is exceeded, degression can amount to a value between 0.5% (expansion up to 200 MW above target corridor) and up to 1.2% (expansion more than 800 MW above target) (so-called “breathing cap”). The new remuneration tariff will be announced five months in advance and the period of assessment for establishing the new tariff are the 12 calendar months preceding the date of announcement.

Remuneration for Offshore Wind Energy

For offshore wind turbines, the new EEG 2014 has established an applicable tariff of 15.4 ct/kWh als initial value for remuneration, which is granted for a period of 12 years. Alternatively operators may opt for the so-called “Stauchungsmodell” (acceleration model) already introduced in EEG 2012. With this model the operator has the opportunity to receive an initial remuneration of 19 ct/kWh for a reduced period of 8 years, provided that the offshore WT is commissioned before 2020. The basic tariff for offshore WT following the increased initial remuneration remains unaltered 3.9 ct/kWh until the maximum

schen dem „anzulegenden Wert“ (d. h. Anfangswert und Grundwert der Vergütung für WEA) und dem „tatsächliche Monatsmittelwert des Marktwerts von Strom aus Windenergieanlagen an Land am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Paris für die Preiszone Deutschland/Österreich in Cent pro Kilowattstunde“.

Für WEA, die zwischen 1.8. und 31.12.2014 in Betrieb genommen werden, gilt eine Übergangsregelung, wenn die Anlagen vor dem 23.01.2014 nach dem BImSchG genehmigt worden sind. Wie bei Altanlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1.8.2014, wird der Wegfall der Managementprämie bei diesen WEA durch eine Erhöhung der Vergütung ausgeglichen. Für Strom, der von diesen Anlagen noch in 2014 eingespeist wird, gilt somit 9,5 ct/kWh als Anfangswert der Vergütung. Die Stromerzeugung ab 1.1.2015 wird dann mit 9,3 ct/kWh als Anfangswert vergütet.³

Bei einem Ausfall des Direktvermarkters haben WEA-Betreiber einen Anspruch auf 80% des für die Vergütung anzulegenden Wertes. Gibt es über einen längeren Zeitraum von mehr als 6 Stunden negative Börsenpreise, können WEA mit einer Leistung von mehr als 3 MW, die nach dem 1.1.2016 ans Netz angeschlossen wurden, entschädigungslos abgeschaltet werden.

Ausbaukorridor für die Windenergienutzung an Land

Bei Inbetriebnahme einer WEA ab dem Jahr 2016 verringert sich der Wert der Anfangs- und Grundvergütung quartalsweise (zum 1.1., 1.4., 1.7. und 1.10.) um jeweils 0,4% gegenüber dem vorangegangenen Quartalswert. Allerdings kann die Vergütungshöhe auch deutlich stärker abgesenkt werden, wenn die tatsächliche Ausbauentwicklung den im EEG 2014 für den Netto-Zubau⁴ von Windenergieanlagen an Land festgelegten Zielkorridor von 2.400 bis 2.600 Megawatt pro Jahr übersteigt. Je nachdem wie stark diese Vorgabe überschritten wird, kann die Degression der Vergütung dann auf einen Wert zwischen 0,5% (Ausbau bis zu 200 MW über Zielkorridor) und bis zu 1,2% (Ausbau mehr als 800 MW „zu hoch“) ansteigen (sog. „Atmender Deckel“). Die neue Vergütungshöhe wird fünf Monate vorher bekanntgegeben, als Bemessungsgrundlage für die Festlegung der Vergütungshöhe gelten die 12 Kalendermonate vor diesem Bekanntgabetermin.

Vergütung für Strom aus Windenergieanlagen auf See

Für Windenergieanlagen auf See ist im EEG 2014 ein anzulegender Wert von 15,4 ct/kWh als Anfangswert für die Vergütung festgelegt, der über einen Zeitraum von 12 Jahren gewährt wird. Alternativ kann das bereits im EEG 2012 eingeführte „Stauchungsmodell“ gewählt werden. Dieses bietet dem Betreiber die Möglichkeit, für einen auf acht Betriebsjahre verkürzten Zeitraum eine Anfangsvergütung von 19 ct/kWh zu erhalten, wenn die Offshore-WEA vor 2020 in Betrieb genommen wurden. Als Grundwert der Vergütung im EEG 2014 für Offshore-WEA im Anschluss

³ Wind turbines without remote control receive 9.35 ct/kWh for energy generated in 2014 and 9.2 ct/kWh during the period 1.1.-31.3.2015 (transition period for retrofitting remote control).

⁴ The „net growth“ takes into account the wind energy capacity lost through decommissioning of old wind turbines.

³ Nicht fernsteuerbare WEA erhalten 9,35 ct/kWh für die Stromerzeugung in 2014 und 9,2 ct/kWh im Zeitraum vom 1.1.-31.3.2015 (Übergangsfrist zur Nachrüstung der Fernsteuerbarkeit).

⁴ Bei der Ermittlung des „Netto-Zubaus“ wird die beim Abbau von Altanlagen wegfallende Windenergieleistung berücksichtigt.

remuneration period (20 years plus year of commissioning) is reached. As before, for projects which are at least 12 nautical miles away from the coast and/or in waters deeper than 20 m, the period for the increased initial remuneration is extended depending on the actual site conditions. When opting for the above mentioned acceleration model, operators receive an extended initial remuneration of 15.4 ct/kWh. Under the new EEG 2014, a yearly degression of the feed-in tariff by 0.5 ct/kWh as of 1.1.2018, by 1.0 ct/kWh as of 1.1.2020 and from 2021 onward by 0.5 ct/kWh is planned for wind turbines at sea. With the acceleration model the initial tariff decreases by 1.0 ct/kWh as of 1.1.2018.

For offshore wind energy, an expansion target of 6,500 MW until 2020 has been established. To ensure that this target can be met, the Federal Network Agency shall be entitled under certain circumstances to withdraw grid connection capacities already allocated when projects are stagnating. After 2020 the expansion corridor will be limited to an annual growth of 850 MW and a total capacity installed of 15,000 MW until 2030.

Register of Installations

As provided in the EEG 2014, the Federal Network Agency will establish and maintain a register of installations. Operators of renewable energy plants are obliged to register their installations and will lose their entitlement to support should they fail to do so or deliver incomplete information. Details will be established in the Register of Installations Ordinance.

Länderöffnungsklausel in the German Building Code

A so-called „Länderöffnungsklausel“ has been integrated into the German building code as a result of the EEG reform, enabling each federal state to determine the minimum clearance between renewable energy plants and residential areas. The states are not obliged to implement these regulations. Bavaria, however, has already proposed to determine the minimum clearance for wind turbines according to the so-called “10H rule”. The 10H rule requires wind turbines to keep a minimum distance of 10 times the turbine’s height from residential areas. With wind turbine overall heights of 200 m, which are quite common in Bavaria, this rule would imply minimum a distance of 2 km, and the potential for new installations would thus be reduced to very few single sites.

an die erhöhte Anfangsvergütung gelten 3,9 ct/kWh bis die maximale Vergütungsdauer (20 Jahre zzgl. Inbetriebnahmehjahr) erreicht wurde. Wie bisher verlängert sich der o.g. Zeitraum für die erhöhte Anfangsvergütung je nach Standortbedingungen für Projekte mit mind. 12 Seemeilen Küstentfernung und/oder mind. 20 m Wassertiefe. Bei Inanspruchnahme des o.g. Stauchungsmodells gilt dann eine verlängerte Anfangsvergütung von 15,4 ct/kWh. Gemäß EEG 2014 ist zum 1.1.2018 eine Degression der Vergütung um 0,5 ct/kWh, zum 1.1.2020 um 1,0 ct/kWh sowie ab 2021 jährlich zum 1.1. um 0,5 ct/kWh für Windenergieanlagen auf See vorgesehen. Beim Stauchungsmodell verringert sich der Anfangswert der Vergütung zum 1.1.2018 um 1,0 ct/kWh.

Für die Offshore-Windenergie wurde ein Ausbauziel von 6.500 MW bis 2020 festgelegt. Um sicherzustellen, dass dies auch erreicht werden kann, wird u. a. festgelegt, dass die Bundesnetzagentur Netzanschlusskapazitäten bei stagnierenden Projekten unter bestimmten Voraussetzungen entziehen soll. Nach 2020 sieht der Ausbaupfad bei einem erwarteten jährlichen Zuwachs von 850 MW nur noch eine Offshore-Windenergieleistung von 15.000 MW bis 2030 vor.

Anlagenregister

Im EEG 2014 ist festgelegt, dass von der Bundesnetzagentur ein Anlagenregister errichtet und betrieben wird. Die Betreiber von EEG-Anlagen sind zur Registrierung verpflichtet und verlieren bei fehlender und lückenhafter Registrierung ihrer Anlage den Anspruch auf eine Förderung. Einzelheiten werden in der entsprechenden Anlagenregisterverordnung geregelt.

Länderöffnungsklausel im Baugesetzbuch

Parallel zur EEG-Novelle wurde die sog. Länderöffnungsklausel im Baugesetzbuch beschlossen. Damit wird den Bundesländern die Möglichkeit eingeräumt, die Abstände von neu geplanten Windenergieanlagen zu baulichen Nutzungen selbst festzulegen. Die Länder sind jedoch nicht verpflichtet, diese Regelung umzusetzen. Die bayerische Staatsregierung hat bereits den Vorschlag eingebracht, in Bayern alle Abstände nach der sogenannten „10H-Regel“ zu bemessen. Demnach müsste das Zehnfache der WEA-Höhe als Abstand zur nächstgelegenen baulichen Nutzung eingehalten werden. Bei den in Bayern verbreiteten WEA-Gesamthöhen von 200 m würde die Neuregelung zu Mindestabständen von 2 km führen, so dass sich das Potenzial für die Nutzung neuer Standorte voraussichtlich auf sehr wenige Einzelstandorte reduzieren wird.