

Stellungnahme der EnBW Energie Baden-Württemberg AG

zum Entwurf zur Änderung des Windenergie-auf-See-
Gesetzes anlässlich der Anhörung im Ausschuss für
Wirtschaft und Energie am 9. September 2020

1. Zusammenfassung

Die EnBW bewertet den Entwurf zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) insgesamt **positiv**, da die Bundesregierung nach unserer Einschätzung die wichtigsten Aspekte für die Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens der Offshore-Windenergie adressiert. Dazu gehört vor allem ein **angehobenes Ausbauziel für Offshore-Windenergie**, kurzfristig auf 20 GW bis 2030 und mittelfristig auf 40 GW bis 2040 – ein sehr gutes und starkes Signal für die Offshore-Industrie und die Energiewende in Deutschland. So wird der deutsche Markt nach dem derzeitigen Fadenriss wieder attraktiv. Auch die **notwendige Differenzierung** von potenziellen Null-Cent-Geboten war ein wichtiges Anliegen von uns und wird mit einem zweistufigen Auktionsverfahren adressiert. Die Beibehaltung und **Weiterentwicklung der gleitenden Marktpremie**, in Kombination mit der Erhöhung des Höchstgebotswertes ist in der jetzigen Situation sinnvoll, da der Marktrahmen des zentralen Modells nicht vor der ersten Ausschreibung geändert werden sollte, sondern Klarheit über das Förderregime herrscht. Die Marktpremie und die Direktvermarktung geben Anreize, dass der erzeugte erneuerbare Strom nach marktlichen Aspekten in das System integriert werden und grüner Strom „made in Germany“ gehandelt werden kann. Die **Absage an ein Windhundverfahren** der Flächen für die sonstige Energiegewinnung ist ebenfalls positiv zu bewerten. Bei einigen Fragen zu Realisierungsfristen **sind allerdings einige Klarstellungen notwendig**, die für die Umsetzung der Projekte des Übergangssystems elementar sind.

Zu unseren Einschätzungen im Einzelnen:

2. Anhebung der Ausbauziele und regulatorischer Rahmen

Die EnBW begrüßt die **Anhebung der Ausbauziele für die Offshore-Windenergie**. Als einer der größten Betreiber von Offshore-Wind in Deutschland sehen wir diese Anhebung als ein Zeichen dafür, dass die Industrie mitsamt der Zulieferketten als wertvoll anerkannt wird und in Deutschland gehalten werden soll. Die kurzfristige Anhebung ist wichtig, ein weiteres positives Signal ist unserer Ansicht nach zudem, dass mindestens 40 GW bis 2040 als realistisches und gutes Ziel für Offshore-Wind in Deutschland seitens der Bundesregierung vorgegeben wird. Es ist wichtig, dass die angekündigten politischen Ziele auch schnellstmöglich mit den **notwendigen Maßnahmen hinterlegt werden**, wie z.B. einer schnellen zur Verfügung-Stellung der Flächen durch die Behörde und der notwendigen Netzausbauplanung. Auch müssen die verantwortlichen Behörden kurzfristig organisatorisch in die Lage versetzt werden, diese erweiterte Aufgabe zu bewältigen. Wegen der langen Vorlaufzeiten ist dies schon jetzt zeitlich geboten, zudem wird dadurch das Vertrauen gestärkt, dass die Ziele auch tatsächlich erreicht werden sollen. Die Verhandlungen der Bundesregierung mit den Küstenländern und den ÜNB und die Absicht, ein zeitliches Controlling einzuführen, begrüßen wir daher. Allerdings muss dieses Controlling darauf abzielen, dass **die Investitionssicherheit für die Offshore-Windpark (OWP)-Betreiber erhalten** bleibt. Die vorgeschlagenen Regelungen dürfen nicht dazu führen, dass der Strom aus den Windparks nicht abgeführt werden kann. So verstehen wir einerseits, dass eine Anbindungsleitung gemäß Gesetzesentwurf in § 17 d Absatz 2 Satz 5 EnWG dann nicht ausgeschrieben werden soll, wenn sie voraussichtlich landseitig nur weniger als 70% wird ableiten können. Auf der anderen Seite werden die OWP-Betreiber mit massiven Pönnen belegt, wenn sie ihrerseits weniger Windenergieanlagen realisieren, als vorgesehen oder diese verspätet in Betrieb gehen. OWP-Betreiber haben auf diese Netz-Gewerke keinerlei Einfluss, sondern sind hier komplett von Dritten abhängig. Daher ist auch der einfache Hinweis der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) über eine Nichtfertigstellung an die Bundesnetzagentur (BNetzA) im Vergleich zu der Pönnalisierung der Betreiber, bei nicht rechtzeitiger Erreichung von Meilensteinen, problematisch.

Neben der reinen Anhebung von Zielen für Offshore-Windenergie ist der **weitere regulatorische Rahmen** elementar. Ein stabiler und verlässlicher Rahmen ist grundsätzlich notwendig, unabhängig vom zukünftigen Förderregime. Besonders wichtig ist dies, wenn die Bundesregierung auf Marktkräfte setzt und das vorgeschlagene Modell mit einer dynamischen Auktion umsetzt. In diesem Modell gehen **sämtliche regulatorischen und wirtschaftlichen Risiken auf den OWP-Betreiber über**, daher muss der Rahmen einschätz- und bewertbar sein, um realistische Gebote bei den Auktionen abgeben zu können.

Wichtigster Aspekt für die marktliche Integration und auch Wettbewerbsfähigkeit von erneuerbarem Strom ist die **Würdigung der Emissionsfreiheit** des erzeugten Stroms, indem über steigende Zertifikatspreise im Emissionshandel ein klares Signal gesetzt wird, dass Klimaschutz oberste Priorität hat. Die EnBW unterstützt die angestrebte Anhebung des europäischen Klimaziels für 2030, die für eine angemessene Knappheit im Zertifikatshandel im Einklang mit den im Paris-Abkommen eingegangenen Verpflichtungen Europas stehen wird. Zudem setzt sich die EnBW für die Verankerung eines **moderaten Mindestpreises im Emissionshandel** ein, um Investoren stärker abzusichern und die Kosten für Investitionen in erneuerbare Technologien abzusenken. Derzeit sind viele mögliche Modelle einer sektorübergreifenden CO₂-Bepreisung in der Diskussion. Die EnBW unterstützt eine sektorübergreifende CO₂-Bepreisung und sieht eine Ausweitung des europäischen Emissionshandels auf andere Sektoren positiv. Angesichts der noch sehr unterschiedlichen Vermeidungskosten sollte eine solche Ausweitung jedoch erst ab 2030 angestrebt werden.

Weiteres wichtiges Merkmal für einen stabilen Rahmen ist ein erkennbares langfristiges Mengengerüst, auf das sich die Betreiber verlassen können und das frühzeitig bekannt gegeben wird. Aber auch die **Art und Weise der Vergabe** dieser Mengen muss klar sein. Wir halten einen Wechsel des Fördersystems, bevor es überhaupt eine Auktion im zentralen Modell gegeben hat, nicht für sinnvoll und im Lichte eines langfristig klaren Rahmens sogar für kontraproduktiv, dies gerade aufgrund der Erfolge bei den letzten Offshore-Auktionen und dem damit verbundenen Signal, dass die **Marktreife der Offshore-Technologie** erreichbar wird. Grundlage dieser Entwicklung war die gleitende Marktprämie und die stetig steigenden Anforderungen an die Vermarktung des Stroms. Unterschiedliche Förderregime bei Erneuerbaren Energien würden auch eine schlechtere Marktperspektive für EE-Anlagen nach dem Förderende ergeben: Sie müssten mit erschwelter Refinanzierung rechnen, da ein neues Fördermodell für Neuanlagen zu sinkenden Strompreisen an der Strombörse führen könnte, gleichzeitig aber die EEG-Förderkosten erhöhen würde. **Die Zeit für eine Entscheidung drängt**, denn Betreiber und potenzielle Bieter müssen frühzeitig Klarheit über sämtliche Einzelheiten der Auktion haben, damit qualifizierte Gebote abgegeben werden können.

Unseres **Erachtens ist der Bau und Betrieb eines OWP** und auch dessen Finanzierung mit einem weiterentwickelten Modell der gleitenden Marktprämie erreichbar, ohne die damit einhergehenden Herausforderungen kleinreden zu wollen. Es gibt bewährte **Instrumente der Absicherung von Strompreisen** auf dem Strommarkt. PPAs, Grünstromprodukte usw. dienen auch dem Zweck der Absicherung der Finanzierung und Finanzierbarkeit. Eine marktliche Absicherung der Finanzierung kann teurer werden, als eine garantierte staatliche Absicherung durch den Stromkunden. Diesbezüglich hätte im Hinblick auf die Finanzierungskosten eine Umstellung auf einen CfD für diesen Einzelaspekt einen Vorteil. Ein marktnäheres Modell als der CfD belässt das Risiko eher bei den Marktakteuren als beim Stromkunden. Sollte das Modell der Bundesregierung umgesetzt werden und die **Rahmenbedingungen für PPAs und damit der Vermarktung des erzeugten Stroms verbessert werden**, kann jedoch ein leistungsfähiger Markt entstehen, der die Finanzierungskosten auch wieder sinken lassen kann. Als Beispiele wären hier die Anerkennung von Erneuerbaren bei der Stromkompensation, rechtliche Sicherstellung langfristiger PPAs, Ausstellung grüner Zertifikate bei Abregelungen zu nennen.

3. Differenzierung von Null-Cent-Geboten

Die Bundesregierung schlägt für die kommenden Auktionen eine Erhöhung des **Höchstgebotswertes** vor. Dies war notwendig geworden, da der Höchstgebotswert, der sich aus den Übergangsauktionen ergeben hätte, bei null Cent gelegen hätte. Aufgrund der Verschiedenheit und Komplexität von Projekten, die in den nächsten Jahren ausgeschrieben werden können, wäre die ausschließliche Möglichkeit von Null-Cent-Geboten nicht sachgerecht gewesen, daher begrüßt die EnBW diese Anhebung. Auch ein weiteres Problem, welches durch Null-Cent-Gebote entstanden ist, adressiert die Regierung in ihrem Entwurf. Die **notwendige Differenzierung** soll durch eine zweite Gebotskomponente stattfinden. Diese soll ein Losverfahren ablösen, welches ohne eine gesetzliche Anpassung die Folge gewesen wäre. Bei Vorhandensein eines Eintrittsrechts wären Auktionen sogar gänzlich überflüssig geworden, da Rechteinhaber immer für ein Gebot von null Cent hätten bauen können, da keine weitere Differenzierung stattgefunden hätte. Diese Ineffizienz wird nun behoben und der effizienteste Betreiber kann den Zuschlag über die Abgabe einer zweiten Gebotskomponente erhalten. Für die EnBW ist es wichtig, das neu **eingeführte zentrale Modell** in Form von Auktionen und einer gleitenden Marktprämie **nicht abzuschaffen, bevor es überhaupt zum Zuge kommt**. In den anderen Technologien funktioniert die gleitende Marktprämie in Form von Auktionen, daher halten wir es für richtig, das bestehende System weiterzuentwickeln und damit einen **konsistenten Förderrahmen** beizubehalten und nicht eine einzelne Technologie aus dem Markt- und Förderregime herauszulösen.

Am vorliegenden zweistufigen Vorschlag ist positiv zu bewerten, dass er erstens keinen Zwang für ein Null-Cent-Gebot enthält, sondern nur die Möglichkeit einer weiteren Gebotskomponente zur Unterscheidung gleicher Gebote. Zweitens ist aus unserer Sicht zu begrüßen, dass die Zahlung **nicht in Form eines Upfrontpayment**, sondern als sogenannter Netzausbaubeitrag erst nach den ersten vier Betriebsjahren über 15 Jahre lang gezahlt wird. Die Zahlung aus dem Betrieb des OWP ist für die Finanzierung deutlich besser, als eine Zahlung, die vor Inbetriebnahme gezahlt werden muss. Die Regelungen für eine **dynamische Auktion** sehen wir als sinnvoll an. Aus internationalen Märkten sind diese Formen der Auktion bekannt und daher auch für die Branche beherrschbar. Die vorgeschlagenen Regelungen, auch zum Eintrittsrecht, sorgen zum einen für eine effiziente Vergabe der knappen Flächen an die effizientesten Betreiber, zum anderen bleiben die Eintrittsrechte grundsätzlich gewahrt, denn der Last-Call kann auf das letzte Gebot der anderen Bewerber angewendet werden.

Wichtiges Signal dieser Differenzierungsmöglichkeit ist es, dass bei Null-Cent-Geboten die Möglichkeit besteht, **grünen Strom für die heimische Energiewende** über die sonstige Direktvermarktung zu erzeugen. Das ist der entscheidende Unterschied zu einer Einspeisevergütung über die Marktprämie: der Strom wird tatsächlich handelbar und auch mit grünen Zertifikaten, made in Germany, ausgestellt und nicht mehr als grauer Strom über die Börse verkauft. Sowohl die Industrie, als auch Handel oder Endkunden sind an grünem Strom zur Prozessdekarbonisierung interessiert und können diesen über solche Projekte auch wirklich beziehen und zur CO₂-Minderung ausweisen.

Die EnBW hat einen eigenen Vorschlag zur Diskussion gestellt, das **sogenannte Erlösmodell** und hält dieses auch weiterhin für sinnvoll. Bei mehreren Null-Cent-Geboten müssten Bieter einen durchschnittlichen Marktwert angeben, ab welchem sie bereit sind, darüberhinausgehende Einnahmen mit dem Staat zu teilen. Vorteil des EnBW-Modells ist, dass der zusätzliche Beitrag der Betreiber nur dann fällig werden würde, wenn die politischen Rahmenbedingungen stabil gehalten werden und die Betreiber aus potenziellen Gewinnen bei steigenden Strompreisen einen Sonderbeitrag zahlen müssen. Dieser Sonderbeitrag könnte, wie die zweite Gebotskomponente, ebenfalls der Senkung der Netzausbaukosten im Offshorebereich dienen. Das Modell der Bundesregierung sorgt nun dafür, dass das betriebswirtschaftliche und das **regulatorische Risiko** (keine ausreichende CO₂-Bepreisung, Änderungen von Ausbaumengen usw.) **ausschließlich für den Betreiber** noch

weiter steigt, denn obwohl die Einnahmen, aufgrund des notwendig zugrunde liegenden Null-Cent-Gebotes, unsicher sind, muss der Netzausbaubeitrag in jedem Fall geleistet werden. Bei unserem Vorschlag des Erlösmodells wären die Risiken zumindest geteilt. Für den Fall der Einführung einer zweiten Gebotskomponente ist es daher umso wichtiger, die **oben genannten Verbesserungen für einen stabilen regulatorischen Rahmen** zu gewährleisten (klar definierte Mengen, CO₂-Preis und Anerkennung von CO₂-Freiheit, Klarheit bei Ausschreibungs- und Fördermodell, Anpassung der Bedingungen für Vermarktung von Strom).

4. Realisierungsfristen

Vertrauensschutz für bereits bezuschlagte Projekte

Die Anpassung der Fristen für bezuschlagte Bieter, ihre Windenergieanlagen auf See technisch betriebsbereit herzustellen, ist aus unserer Sicht nicht optimal, da die **neuen Fristen das Risiko für Pönalen erhöhen** und die Finanzierung erschweren. Für bereits bezuschlagte OWPs dürfen die neuen Fristen aus Gründen des Vertrauensschutzes nicht anwendbar sein. Wir begrüßen daher, dass § 59 Abs. 2 S. 2 WindSeeG-GesEntw festlegt, dass § 59 Abs. 2 S. 1 für bestehende Projekte in der alten Fassung des WindSeeG anzuwenden ist. Allerdings muss noch ein – eher „technisches“ – Problem gelöst werden: Dadurch, dass § 59 Abs. 2 S. 2 WindSeeG-GesEntw richtigerweise festlegt, dass § 59 Abs. 2 S. 1 für bestehende Projekte in der alten Fassung des WindSeeG anzuwenden ist, wird für diese bestehenden Projekte versehentlich auch die neu eingeführte Differenzierung nach dem jeweils gewählten Anbindungskonzept formell für nicht anwendbar erklärt. Gerade diese Differenzierung nach dem jeweils gewählten Anbindungskonzept ist auch für die 2024 und 2025 im Übergangssystem zu realisierenden Projekte wichtig, da diese erstmals mittels einer 66kV-Direktanbindung und somit ohne eigene Umspannstation umgesetzt werden. Für die Realisierungsfrist den Nachweis von Verträgen für eine Umspannstation zu fordern, würde aufgrund der auch hier partiell bereits im Übergangssystem erfolgenden Direktanbindung ins Leere laufen. **Die Betreiber können nicht nachweisen, was Sie für ihr Projekt nicht brauchen und daher auch nicht bauen!**

Um Missverständnisse zu vermeiden, schlagen wir daher vor, dies klarzustellen und zusätzlich Satz 2 wie folgt umzuformulieren:

„Auf Zuschläge nach § 34 sind die Fristen des § 59 Absatz 2 Satz 1 in der am [einsetzen Tag vor der Verkündung] geltenden Fassung anzuwenden.“

Dies stünde im Einklang mit der Gesetzesbegründung (S. 64), die ebenfalls davon spricht, lediglich die Fristen nicht gelten lassen zu wollen: „§ 59 Absatz 2 Satz 2 legt fest, dass die Anpassung der Fristen in § 59 nicht für Zuschläge gilt, die in den Ausschreibungen für bestehende Projekte erteilt wurden.“

Kollision der Fristen der Finanzierungsunterlagen mit den Fristen der Netzanbindung

Als grundsätzlich kritisch sehen wir auch im zentralen Modell die **Vorverlegung des Nachweises der Finanzierungsunterlagen** um ein halbes Jahr. Gemäß § 59 Abs. 2 Nr. 2 WindSeeG-GesEntw müssen bezuschlagte Bieter spätestens 30 Monate (alt: 24 Monate) vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin den Nachweis über eine bestehende Finanzierung für die Errichtung von Windenergieanlagen auf See erbringen. Für diesen Nachweis sind verbindliche Verträge über die Bestellung der Windenergieanlagen, der Fundamente, der für die Windenergieanlagen ggf. notwendigen Umspannanlage und der parkinternen Verkabelung vorzulegen. Dagegen spricht, dass gemäß § 17d Abs. 2 EnWG der Netzanchlussstermin erst 30 Monate vor Eintritt der voraussichtlichen Fertigstellung überhaupt verbindlich wird. Infolgedessen müssten die **Finanzierungsverträge rechtsverbindlich abgeschlossen** werden, noch **bevor der Netzanchlussstermin verbindlich** würde, der

wiederum wesentliche Voraussetzung für die zeitliche Festlegung einer Betriebsaufnahme des OWP ist. Sollte beispielsweise der verbindliche Netzanschlussstermin final erst um 6 Monate verzögert fixiert werden, drohen dem OWP-Projekt nicht nur Erlösausfälle für ein halbes Jahr, es entstünden auch erhebliche Kostenrisiken, weil die beauftragten Zulieferer dadurch entstehende Verzögerungs- und Stand-By-Kosten geltend machen würden. Es ist aus unserer Sicht nicht machbar, gänzlich praxisfern und marktunüblich, fertige Verträge und eine Investitionsentscheidung vorlegen zu können, wenn dafür wesentliche Grundlagen wie insbesondere der Fertigstellungstermin des Netzanschlusses unkalkulierbar sind. Kein Finanzinstitut übernimmt dieses Risiko und gibt eine feste Zusage für eine Finanzierung, wenn nicht klar ist, wann der Windpark einspeisen kann. Vor allem auch deswegen, weil der Netzanschluss nichts ist, was der Windparkbetreiber beeinflussen kann. **Alle Finanzierungsverträge stünden unter Vorbehalt.** Der aktuelle Zeitversatz (6 Monate) ist mindestens notwendig, um Kosten und Risiken zu minimieren. Diese Regelungen für künftige Projekte einzuführen, wird nicht helfen, deren Realisierung zu beschleunigen. Die Planung der OWP-Entwickler richtet sich maßgeblich am Fertigstellungstermin der Netzanbindung aus. Durch die angedachte Fristenänderung würde der Termin zur Finanzierungsentscheidung mit der verbindlichen Netzzusage durch den ÜNB zusammenfallen. Die verbindliche Fertigstellung des Netzes ist aber wichtiger Bestandteil der Finanzierungs- und finalen Investitionsentscheidung, daher sollte zwischen diesen beiden Meilensteinen mindestens die 6-monatige Frist gehalten werden.

Die geänderten Fristen würden zudem – insbesondere vor dem Hintergrund der schnell voranschreitenden Technologieentwicklungen – unnötige Einschränkungen im Hinblick auf die Nutzung der zum Errichtungszeitpunkt verfügbaren **effizientesten Technologien** bedeuten, da Festlegungen entsprechend früher getroffen werden müssten. Wir sehen durch diesen Ansatz auch keine Möglichkeit, eine Beschleunigung des Projektes herbeizuführen, die als Begründung für die Vorverlegung des Nachweiszeitpunktes angegeben wird.

5. Sonstige Energiegewinnung und weitere Aspekte

Die EnBW interessiert sich, wie viele Mitbewerber auch, für die **Erzeugung von grünem Wasserstoff** und sieht hier einen wichtigen Baustein für die Energiewende in Deutschland und international. Wir begrüßen daher den Schritt des BMWi, die in der letzten Novelle eingeführten **Sonstigen Energiegewinnungsbereiche**, in ihrer Umsetzung noch einmal neu zu ordnen. Wir würden es begrüßen, dass die Flächen für sonstige Energiegewinnung, die im Entwurf zur Änderung des WindSeeG ausgelobt worden sind, nochmals überdacht und dem aktuellen Trend von Offshore-Wind Flächen folgen. Eine Mindestgröße, die die Wirtschaftlichkeit und damit Realisierung erst ermöglicht, und eine klare Struktur der Vergabe/Auktion schnellstmöglich bekannt gemacht werden. Ein Windhundverfahren hätte der Idee aber mehr geschadet als genützt. Daher ist der Schritt, die Regelungen zu sonstigen Energiegewinnungsbereichen in das WindSeeG zu überführen, konsequent und sinnvoll, denn dadurch wird das genannte Windhundprinzip verhindert. **Ein geordnetes und transparentes Verfahren**, ähnlich der netzgebundenen Auktionen, halten wir hier für zielführend. Allerdings sollte die Umsetzung nicht zu weit verzögert werden, denn auch in diesem Bereich bestehen langfristige Vorlaufzeiten für Planung und Umsetzung. Zudem sollte der Ausschluss von einem eigenen Netzanschluss (Kabel oder Pipeline) erneut überdacht werden, da der Abtransport von erzeugtem Wasserstoff per Schiff in deutschen Gewässern unwirtschaftlich ist und somit Investitionsentscheidung wie auch voraussichtliche Förderhöhen stark beeinflusst. Für die gesamte Wertschöpfungskette ist ein **langfristiger Rahmen** inklusive Flächenvergabe, Förderung und Transport entscheidend, um Investition in eine neue Technologie zu tätigen.