



Hagen im Bremischen, 17. August 2026

An das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Online-Maske unter dem am 10. August 2026 vom BMWF zur Verfügung gestellten Link.

- Nicht zur Veröffentlichung -

Stellungnahme zum Entwurf des Gesetzes zur Optimierung und Absicherung des Ausbaus der Windenergie auf See („WindSeeG-Novelle 2026“), aufbauend auf der Stellungnahme zu Ihren Konsultationsfragen am 23. Dezember 2025

Sehr geehrte Frau Dr. Anna Wallbrecht und Team,

zunächst bedanke ich mich für die Möglichkeit eine Stellungnahme abgeben zu dürfen.

Erfreulich ist Integration des Net Zero Industry Acts in die WindSeeG-Novelle 2026. Dies ist allerdings sowohl für zentral voruntersuchte als auch für nicht zentral voruntersuchte Flächen erforderlich, um das gewünschte Ziel von 40% des EU-Versorgungsbedarfs an strategischer Netto-Null-Technologie in der EU zu produzieren. Anmerkung: Dies sollte auch zur Vorgabe für Netzanschluss-Technologie realisiert werden.

Die Stärkung von Resilienz und Sicherheit sollte neben der Nordsee auch für die Ostsee Anwendung finden.

Erfreulich ist ebenfalls die Einführung einer Weiterentwicklung des Rahmens für die Wettbewerbsfähigkeit und Innovation auf See insbesondere für Wasserstoff, die allerdings einer raschen Skalierung bedarf.

Durch die fehlende Indexierung der geplanten Differenzkontrakte wird der PPA Markt voraussichtlich gestärkt, dennoch ist auch in diesem Fall Pönale für verspätete Netzanschlüsse erforderlich, um Investitionssicherheit zu gewährleisten.

Grenzüberschreitende Kooperationsprojekte sollten auf die geplanten 70 Gigawatt nicht angerechnet werden.

Zur Erreichung des 70-GW-Ausbauziels ist der Ausbaupfad ab 2035 von durchschnittlich 4000 MW jährlicher Inbetriebnahme beizubehalten. Beides ist auch im Hinblick auf die Systemstabilität eines 100%-erneuerbaren Versorgungssystems zu berücksichtigen.

Die bisherigen Aktualisierungen des Flächenentwicklungsplans weisen nicht darauf hin, dass die Flächenattraktivität maßgeblich durch das BSH erhöht wurde. Es ist begrüßenswert, dass sich dies mit dem neuen WindSeeG ändern soll. Zum heutigen Stand des FEP sollte es entsprechend zur geplanten flächenspezifischen Festlegung vom BSH zum Überbauungsgrad auch flächenspezifische Festlegungen zum „Unterbauungsgrad“, zur Reduzierung der Leistungsdichte geben, insbesondere für die Projekte, die zwischen 2023 und 2025 bezuschlagt wurden.

Die „Unterbauung“ wird auch mit der Festlegung des Höchstwerts nahegelegt, da sich dieser auf den Referenzfall von 3600 Volllaststunden pro Jahr stützt.

Lobbyregister des Deutschen Bundestages: Registrierungsnummer: R006893



Hagen im Bremischen, 17. August 2026

Die Erhöhung der Regellaufzeit von OWP von 25 auf 35 Jahre ist sinnvoll.

Alle vorgeschlagenen Änderungen im Hinblick auf die Autorisierung von BSH und BNetzA sollten spätestens 2 Jahre nach in Kraft treten der WindaufSeeG Novelle evaluiert werden (Anpassung des Höchstwertes, Sicherheitsthemen, Flächenneuzuschneide, zentrale Koordinierung des Umweltmonitorings, Spielraum bei der Festlegung der Ausschreibungsmengen, Entscheidungskompetenz über eine nachträgliche Verlängerung der Befristung).

Sollte sich auszuschreibende Flächen unter 4000 Volllaststunden bewegen, ist eine höhere Anpassung durch die BNetzA als 10 Prozent erforderlich.

Der jährliche Ausschreibungskorridor ab 2027 sollte grundsätzlich zwischen 4.000 und 6000 Megawatt liegen und erst bei Erreichung des Zwischenziels von mindestens 40 Gigawatt (bis zum Jahr 2035 vorgesehen) evaluiert werden.

Die fehlende Ausschreibung im Jahr 2026 sollte mit einer zusätzlichen Ausschreibung zu Jahresbeginn 2027 kompensiert werden, um die Wertschöpfungskette nicht fortschreitend zu belasten.

§6 sollte um die Orientierung am European Ocean Pact ergänzt werden.

Warum sollte der FEP abweichend von Satz 4 einen anderen Gebotstermin für die Ausschreibung festlegen können?

Die Anforderungen an das Präqualifikationskriterium Cyber- und Datensicherheit sollten keine unnötigen Sicherheitsrisiken außerhalb der EU beinhalten.

Zu §22 Zahlungsverpflichtung

Zu 1 – eine Zahlung in Höhe von 90 Prozent des Gesamtbeitrags der zweiten Gebotskomponente als Stromkostensenkungskomponente an den anbindungspflichtigen ÜNB, sollte nur unter der Voraussetzung eines plangemäß zur Verfügung stehenden Netzan Anschlusses gezahlt werden, bzw. sollte im Falle eines verspäteten Netzan Anschlusses von mehr als sechs Monaten vom anbindungspflichtigen ÜNB getragen werden.

Zu 2 – die 5 Prozent sollten auf 8% angehoben werden mit der Vorgabe die Mittelverwendung ausschließlich für den Meeresschutz einzusetzen. (§57)

Zu 3 – eine Zahlung in Höhe von 2% anstatt 5% ist für die Fischereikomponente auf Grund der stark zurückgegangenen Fischerei ausreichend.

Zu §54 a

(3) hier sollte die Zustimmung des Bundesrates relevant sein. Betrifft auch §83 a

§54 c

Der Refinanzierungsbeitrag sollte in Abhängigkeit von der pünktlichen zur Verfügung stehenden, stabilen, Netzanbindung gestalten, bzw. bei nicht pünktlicher Bereitstellung, Verspätung von mehr als 6 Monaten durch den anbindungspflichtigen ÜNB getragen werden. Das gilt auch für die Betriebszeit betreffend die Häufung der Fälle von Abregelung und Netzabschaltungen.

Lobbyregister des Deutschen Bundestages: Registrierungsnummer: R006893

Hagen im Bremischen, 17. August 2026

§69

Ccc – die Begrenzung der einspeisbaren Strommenge als Speicherkapazität ist nicht nachvollziehbar und sollte ausgeweitet werden.

Grundsätzlich sind die Themen Netzabschaltungen und Abregelungen nicht hinreichend thematisiert.

Die Flächenentwicklungsplanung sollte grundsätzlich nicht unterhalb von 4000 Volllaststunden pro Fläche liegen. Ihr kommt eine bedeutende Rolle, wie auch durch die NSEC herausgestellt, in der Erreichung der NZIA-Ziele zu, der eine entsprechende Bedeutung bei der Aktualisierung des FEP beigemessen werden sollte.

Wenn die Volllaststunden-Anzahl in der Flächenentwicklungsplanung bereits unterhalb 4000 Volllaststunden liegt, wird die Offshore Windenergie ihren möglichen Kraftwerkseigenschaften nicht gerecht und die Rolle, die ihr im Erneuerbaren Erzeugungsmix zukommt, kann nicht mehr vollumfänglich eingenommen werden.

Wechseloptionen zwischen PPA und CfD sollten abhängig von der ausstehenden Strommarkt-Reform bzw. -Entwicklung auch mehr als einmal in den ersten 10 Jahren und darüber hinaus möglich sein. „Der Referentenentwurf verweist hierzu auf § 21e EEG, wonach die Option besteht, in den ersten zehn Jahren einmalig aus dem CfD in die sonstige Direktvermarktung bzw. PPA-Vermarktung zu wechseln.“ Optimierungen des Strommarktes sind für die Attraktivität von PPA maßgeblich.

Wenn Investoren/Betreiber, wie im weiteren Verlauf ihrer ursprünglichen Konsultationsfragen thematisiert, auf PPAs setzen, dann ist die aktuelle Unsicherheit für die Einspeisung durch verspätete, überlastete oder wartungsbedingt nicht nutzbaren Netzanschlüsse, ein hohes finanzielles Risiko.

Geplante Offshore-Netzanbindungssysteme sollten nicht reduziert werden.

Die zu erwartende Leistungsdichte für die geplanten Projekte in der Nord- und Ostsee ist entscheidend für die Technologie-Auswahl. Somit sollten die Flächen meiner Einschätzung nach, die höchstmögliche Anzahl zu erwartender Volllaststunden bei jedem Flächentyp realisieren können. Die Auswahl Europäischer Hersteller hat wiederum einen Einfluss auf beispielsweise die Verwendung von Europäischen grünen Stahl und für die Nutzung von grünem Wasserstoff.

Wasserstoff auf See ist nicht nur relevant für den technologischen Wandel und die Bekämpfung des Klimawandels, es ist auch ein Wachstumspotenzial für die deutsche Industrie und Technologieentwicklung, zudem sichert die eigene Herstellung die Resilienz der deutschen Energieversorgung und sollte daher nicht ausschließlich als ‚grüne Alternative‘, sondern als geopolitisches Instrument behandelt und dementsprechend unterstützt, vergütet und gefördert werden. Das Skalierungspotenzial ist abhängig vom Angebot sowie von der anfänglichen Förderung durch das BMWE.

Das vorgeschlagene ‚Entweder-Oder-Verfahren‘ deckt sich nicht mit dem angestrebten und erforderlichen Ausbauziel innerhalb einer diversifizierten Stromversorgung. Die rein marktwirtschaftliche Lösung des Vergabeverfahren priorisiert kurzfristige Entwicklungen und Entscheidungen.



Hagen im Bremischen, 17. August 2026

Ein nicht-indexierter CfD stellt grundsätzlich keinen Mehrwert dar. Eine Mischvariante mit PPAs und indexierten CfD schützt Investitionen besser, lässt Innovationen zu und schafft aus diesem Grund für Investoren, sowie für die Energieversorgung Deutschlands mehr Mehrwert.

Im Rahmen der NSEC, sollte eine weitreichende Harmonisierung der Europäischen Ausschreibungsmodelle angestrebt werden, einschließlich der Präqualifikations- und Ausschreibungskriterien, um Mehraufwand für die Investoren zu begrenzen.

Zum Energiewirtschaftsgesetz sei nur ergänzt, dass die Gewichtung beider Bewertungskriterien je über 7,5% liegen sollte und die Bewertungskriterien für alle auszuschreibenden Flächen angewendet werden sollten.

Zur zentralen Beauftragung von Dienstleistern für das Umweltmonitoring sollte ebenfalls ein „Made-in-Europe-Ansatz“ verfolgt werden.

Die Offshore Rettung sollte von den Erfahrungsträgern, den jetzigen Offshore-Windparkbetreibern in Nord- und Ostsee, validiert werden, um den Erfahrungsschatz von mittlerweile rd. 18 Jahren optimal zu berücksichtigen.

Auch im Energiewirtschaftsgesetz sollte sowohl die Über- als auch Unterbauung im Hinblick auf die Leistungsdichte, besonders für die bereits vergebenen, noch nicht bebauten Flächen und abhängig von den Flächenzuschnitten unterhalb von 4000 Volllaststunden Berücksichtigung finden.