



Hagen im Bremischen, 23. Dezember 2025

An das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

E-Mail: BUERO-IIIB4@bmwe.bund.de

- Nicht zur Veröffentlichung -

Stellungnahme zu den Konsultationsfragen im Rahmen einer Novellierung des WindSeeG

Sehr geehrte Damen und Herren,

ich steige mit meiner Stellungnahme bei den Leitthemen Ihrer Konsultationsfragen im Kontext einer zukünftigen Novellierung des WindSeeG ein. Zunächst bedanke ich mich für die Möglichkeit eine Stellungnahme abgeben zu dürfen. Leitthemen sollen die Steigerung der Kosteneffizienz des Offshore-Ausbaus, die verbesserte Synchronisierung von Netzausbau und Erzeugungskapazität, die weitere Marktintegration des Offshore-Stroms sowie Regelungen zu Offshore-Wasserstoff-Erzeugung und -Transport sein.

Generell möchte ich im Rahmen dieser Konsultation auf „The 2025 Joint Statement of Ostend on the North Seas Energy Cooperation“ - ‘Stronger together in the North Seas’ Ostende, 6 November 2025 hinweisen.

1. Kosteneffizienz und Synchronisierung
- 1.1. Optimierung

Steigerung der Kosteneffizienz des Offshore-Ausbaus

Offshore Wind Zulieferindustrie

Aus meiner Perspektive sollte die Novellierung des WindSeeG nicht in Konflikt mit dem Net Zero Industry Act stehen oder zu einem Konflikt mit dem Netto-Null-Industrie-Gesetz beitragen. Ich vermisse den Europäischen Bezug in den Konsultationsfragen, der für die Zulieferindustrie maßgeblich ist, wenn es um qualitative Ausschreibungskriterien geht.

Die Offshore Wind Zulieferindustrie ist für den Großteil der **Kostenoptimierungspfade** zuständig und kann, wenn die Marktbedingungen dies zulassen, die Gesamtkosten u.a. durch **Skalierung** signifikant reduzieren. Hierfür ist erforderlich, dass der **Net Zero Industry Act (NZIA)** die Grundlage für die Gestaltung der deutschen Ausschreibungen für die Windenergie auf See ist.

Das gilt besonders im Hinblick auf das **Resilienz Kriterium im NZIA**, welches für 100% der Ausschreibungen im Bereich der Windenergie auf See zum Einsatz kommen sollte, im besten Fall kombiniert mit dem CO²-Fußabdruck. Hier kurz dargestellt, die Folgen einer schwachen Zulieferindustrie für den Offshore Wind Ausbau:

- Verzögerungen der Ausbauziele auf See für DE und EU
- Verzögerungen der Netzanschlüsse
- Chinesische Importe gewinnen an Relevanz
- Reduzierung von gesellschaftlicher Akzeptanz (fehlende Wertschöpfung und abnehmende Beschäftigung)
- Abnehmende Resilienz beim Europäischen Ausbau

Hagen im Bremischen, 23. Dezember 2025

- Kostensteigerungen
- Höhere Klimabelastung durch erforderliche Importe
- Längere Abhängigkeit von fossiler Energieerzeugung und fossiler Energieimporte
- Attraktivitätsverluste der betroffenen Märkte für Betreiber bzw. Entwickler

Besonders wenn es um die Verlängerung der OWP-Betriebszeiten um mindestens zehn Jahre geht, ist die Verfügbarkeit der Offshore Wind Zulieferindustrie entscheidend. Komponenten müssen über diese Zeiträume gelagert werden und eingebaut werden, um weiterhin die geplanten Strommengen produzieren zu können. Es geht um die Verfügbarkeit der Zulieferindustrie, die bereits in den Kinderschuhen angefangen hat, Kosten zu reduzieren und daher kaum die Möglichkeit hat ohne die entsprechenden EU-weit harmonisierten Ausschreibungskriterien und ohne eine ausreichende Planungssicherheit investieren zu können. Hier geht es insbesondere um industrielles Wachstum, welches einen hohen volkswirtschaftlichen Mehrwert schafft.

Netzausbau & Flächenplanung

Netzabschaltungen und Abregelungen sind keine Einzelfälle und belasten neben dem aktuellen Strommarktdesign die Grundlage für die Einnahmen von Offshore Windparkbetreibern – den Verkauf von Strom bzw. die Einspeisung. Das führt zu einem Attraktivitätsverlust der noch auszuschreibenden Flächen und ist volkswirtschaftlich gesehen ein hoher Verlust.

Die Auswirkungen zur Umgehung des Artillerieschießgebietes Nordsee und viele weitere Herausforderungen betreffend die Infrastruktur auf See und an Land, die außerhalb der Einflussmöglichkeiten von Offshore Windparkbetreibern liegen, führen zu erheblichen Mehrkosten und fehlender Planungssicherheit. (Am 18. Dezember 2025 informierte das BSH zum FEP 2025 zu der Entscheidung im ASG Prüfverfahren: ÜNB legen Ergebnisse der Detail-Evaluierung für die betroffenen Offshore-Netzanschlussysteme vor.)

Die Erhöhung der Übertragungsleistung ist ein wichtiger Schritt, aber sicherlich keine Grundlage für den Wegfall von geplanten Offshore Anbindungssystemen. Viel eher zielführend sind weniger Abregelungsbedarf, weniger Netzabschaltungen und rechtzeitig verfügbare Offshore-Wind-Anbindungssysteme.

Die Überarbeitung des WindSeeG und des Energiewirtschaftsgesetzes sollte genutzt werden, die regulatorischen Risiken für die Offshore-Wind-Projekte zu reduzieren und die Investitionssicherheit sicherzustellen, um so die Attraktivität für Investoren wieder zu verbessern.

Es sollte eine Entschädigung für nicht selbst verschuldete Einnahmeausfälle sichergestellt sein. Auf der anderen Seite sollten die Verspätungen im Netzausbau deutlich stärker pönalisiert werden, um dem volkswirtschaftlichen Anspruch gerecht werden zu können. Der sogenannte „Selbstbehalt“ sollte für die bezuschlagten und zukünftigen Projekte entfallen.

Wenn Investoren/Betreiber, wie im weiteren Verlauf ihrer 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.



Hagen im Bremischen, 23. Dezember 2025

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.

So geht die Studie „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien“ vom Fraunhofer ISE beispielsweise von 4500 Volllaststunden für Ihre Berechnungen der Stromgestehungskosten für die Windenergie auf See aus. Dies ist auf Basis der aktuellen Planung kaum anzunehmen. Das wiederum kann Auswirkungen auf die Auswahl der Offshore-Windkraftanlagen für das jeweilige Projekt haben. So ist davon auszugehen, dass bei einer niedrigen Anzahl zu erwartender Volllaststunden in einem Projekt, die Wahl auf eine leistungsstarke, sehr kostengünstige Offshore-Windkraftanlage aus China fällt.

Auch der wissenschaftliche Endbericht, Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz Teilvorhaben: Windenergie auf See, erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz deutet darauf hin, dass für den Ausbau der Projekte im Jahr 2028 16 MW-Offshore Windenergieanlagen und im Jahr 2030 20 MW-OWEA verbaut werden. Besonders Tabelle 8: Netto-Vollaststunden IBN-Jahr 2026 – 2030 des Berichts veranschaulichen, die abnehmende Anzahl der zu erwartenden Volllaststunden (hier wird bei den Volllaststunden von einem Minimum von 2.873 und einem Maximum von 3.280 für 2028 und für 2030 von einem Minimum von 2.884 und von einem Maximum von 3.075 laut Fraunhofer IWES Berechnungen ausgegangen). Das liegt deutlich unter 4000 Volllaststunden. Daher sollten Flächen mit einer viel höheren zu erwartenden Anzahl an Volllaststunden den Vorrang gegeben werden, um die Wettbewerbssituation Europäischer Anlagenhersteller nicht zu erschweren.

Gleichzeitig steht das Ausbauziel von 70 Gigawatt für eine Anzahl an Terrawattstunden, die die Offshore Windenergie auch im Gesamtkontext der Erneuerbaren Energien für die Systemstabilität bereitstellen sollte. Wenn die Ausbauziele reduziert werden, oder weniger Netzanbindungskapazität zur Verfügung steht, oder die Volllaststunden durch die ineffiziente Flächenplanung zu gering sind, werden 70 GW installierte Kapazität nicht ausreichen, um dem zu erwartenden Strombedarf gerecht zu werden. Im Hinblick auf grünen Wasserstoff für beispielsweise grünen Stahl, ist die mögliche Produktion von Volllaststunden ebenfalls entscheidend.

Aktuell liegen die Europäischen Hersteller bei einer Leistung von maximal 15-16 MW und bis 2030 würde dies zu den Planungsgrundlagen des FEP für diesen Zeitraum einen Entwicklungssprung bedeuten. Eine schnelle technologische Entwicklung ist mit hohen Kosten verbunden und ermöglicht meiner Einschätzung nach, nicht den erforderlichen Validierungszeitraum der Technologie (Prototypen-Tests, etc.). Technische Fehler, die hieraus entstehen können, sind erneut mit hohen Kosten verbunden. Gleichzeitig ist das Preisgefälle von Europäischen und Chinesischen Offshore Windkraftanlagen bekannt. Darüber hinaus wird mit einer weiteren Preissteigerung wichtiger Rohstoffe für Europäischen Anlagenhersteller gerechnet.

Der Flächenentwicklungsplanung kommt so eine bedeutende Rolle für die Realisierung der Net Zero Industry Act Ziele und die Umsetzung des Clean Industrial Deals zu. Das wurde bisher auch durch die North Seas Energy Cooperation (NSEC) herausgestellt.



Hagen im Bremischen, 23. Dezember 2025

Die zu erwartende Leistungsdichte für die geplanten Projekte in der Nordsee ist entscheidend für die Technologie-Auswahl. Somit sollten die Flächen meiner Einschätzung nach, die höchstmögliche Anzahl zu erwartender Volllaststunden realisieren können, sowohl bei zentral voruntersuchten als auch nicht voruntersuchten Flächen sowie bei den sogenannten Beschleunigungsflächen. Die Auswahl Europäischer Hersteller hat wiederum einen Einfluss auf beispielsweise die Verwendung von Europäischen grünen Stahl und für die Nutzung von grünem Wasserstoff.

Zum Thema Wasserstoff hat AquaVentus mit ihrer Studie (November 2025) „EFFICIENT INTEGRATION OF MIXED CONNECTION CONCEPTS FOR OFFSHORE WIND AND HYDROGEN PRODUCTION“ einen wichtigen Beitrag geleistet. Dem ist nichts hinzuzufügen.

Wasserstoff auf See ist nicht nur relevant für den technologischen Wandel und die Bekämpfung des Klimawandels, ist auch ein Wachstumspotenzial für die deutsche Industrie und Technologieentwicklung, zudem sichert die eigene Herstellung die Resilienz der Bundesrepublik 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 BMWF.

2. Marktintegration

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

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. Hierzu ist auch die Analyse von Green Planet Energy eG vom 03. August 2024 „Wechseloptionen zwischen CfD-Förderung und PPAs - Sinnvolle Kombinationen staatlicher Förderung mit marktlicher Refinanzierung“ heranzuziehen.

Das BMWF hätte bereits bei der Konsultation konkreter auf die Kriterien des Net Zero Industry Acts (NZIA) eingehen können. Eine europäische Harmonisierung der Ausschreibekriterien aufbauend auf dem NZIA und der Bestrebung der NSEC (z.B. CO₂-Fußabdruck und Resilienz) ist zu befürworten. Dies fördert die europäische bzw. deutsche Industrie, sichert langfristig Arbeitsplätze und trägt zur Resilienz Europas bei. Die vorgeschlagenen Optionen des Konsortiums, wie vorgestellt, sind weniger zielführend und keine Bereicherung.

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.

Es benötigt weniger ein resilientes Ausschreibungsdesign als viel eher Resilienz als Ausschreibungskriterium.



Hagen im Bremischen, 23. Dezember 2025

Bezüglich der Präqualifikations- und der Ausschreibungskriterien ist der Mehraufwand vertretbar, weil die Kriterien essenziell für Resilienz und Sicherheit unserer Energieversorgung sorgen und gleichzeitig Kosten langfristig senken können.

Qualitative Kriterien

Die Kriterien sind im NZIA bereits aufgeführt und müssen nicht neu entwickelt werden. Das würde sowohl der Zusammenarbeit im NSEC entgegenstehen als auch zu einer fehlenden Harmonisierung der Ausschreibungskriterien innerhalb der EU führen.

Vorqualifikations- oder Zuschlagskriterien sind aufzunehmen, mit denen der Beitrag der Auktion zur Nachhaltigkeit und Resilienz bewertet wird (Artikel 26, 2024/1735)

Der Beitrag der Auktion zur Nachhaltigkeit kann durch die Aufnahme von Kriterien in Bezug auf ökologische Nachhaltigkeit, Innovation oder Integration ins Energiesystem bewertet werden. Die Kommission erhält Durchführungsbefugnisse zur Festlegung der Mindestanforderungen. Der CO₂-Fußabdruck gemessen auf Lebenszyklusbasis bietet sich an, um die Resilienz zu stärken und den Klimaschutz zu fördern.

Resilienz Kriterien sollten für 100% der Ausschreibungen im Bereich der Windenergie auf See für beide Flächentypen angewendet werden, um den volkswirtschaftlichen Mehrwert zu erhöhen. Optimalerweise sollte die NSEC einheitliche Kriterien in harmonisierten Ausschreibungsmodellen verwenden, um den Mehraufwand für Investoren zu minimieren.

Der Aufwand kann darüber hinaus durch digitale Nachweissführung und Standardisierung minimiert werden. Idealerweise werden EU- Nachweissysteme genutzt (CSRD, CSDDD, NIS-2, ...). Die Selbstauskunft gibt den Freiraum für Unternehmen, zeitgleich sollten hohe Pönalen bei Nichteinhaltung oder Falschangaben implementiert werden, da hier der Effekt für eine industriepolitische Reindustrialisierung wichtig ist.

Der CO₂-Fußabdruck der Lieferkette sowie der Resilienzwert eignen sich sehr gut als Nachhaltigkeitskriterien im NZIA für die Offshore Wind Energie. Dies haben einige Marktteilnehmer aus Drittstaaten verstanden und verlagern bereits erste Produktionskapazitäten in die EU.

Gleichzeitig sind Optimierungen des Strommarktes für die Attraktivität von PPA (Stromabnahmeverträgen) maßgeblich, um die Elektrifizierung zu beschleunigen und damit mittel- bis langfristig industrielle Wertschöpfung im Land zu halten.

Pönale:

Die vorgeschlagene stärkere Vorverlagerung der Zahlungen ist kritisch. Eine höhere Sofortzahlung erhöht die Kapitalkosten und mindert die Investitionsbereitschaft, insbesondere vor dem Hintergrund zusätzlicher Risiken wie Netzanschlussverzögerungen, die unbedingt pönalisiert werden sollten. Die Annahme, dass eine gestauchte Zahlung die Realisierungswahrscheinlichkeit erhöht, ist nicht belastbar, da sie die wirtschaftliche Tragfähigkeit der Projekte verschlechtert. Ebenso ist die pauschale Sicherheitsleistung von 150 €/kW sowie die zusätzliche dynamische Sicherheit für unverhältnismäßig. Hohe Sicherheiten hemmen darüber hinaus insbesondere Repowering-Projekte der Windenergie auf See, insbesondere im Hinblick auf die Laufzeitverlängerung, sowie die nationale Wertschöpfung.

Lobbyregister des Deutschen Bundestages: Registrierungsnummer: R006893



Hagen im Bremischen, 23. Dezember 2025

Bei qualitativen Kriterien ist zu berücksichtigen, dass deren Erfüllung bereits erhebliche Vorleistungen erfordert. Eine Anreizgestaltung, die fair und verhältnismäßig ist, ohne die Investoren durch überhöhte Sicherheiten und Zahlungen zu belasten, ist sicherlich hilfreich.

Im Hinblick auf die Novellierung des WindSeeG sollte der NZIA und die Europäische Zielrichtung einschließlich der Überlegungen zu dreiseitigen Vereinbarungen (Tripartite agreements) maßgeblich sein.

Die vorgesehenen Anpassungen sollten den Ausbau der Offshore-Windenergie und damit die Erreichung der Klimaziele sowie die industriepolitische Resilienz Deutschlands und Europas nicht gefährden. Der NZIA ist nicht nur eine rechtliche Verpflichtung, sondern als Werkzeug des Green Deals eine langfristige industriepolitische Strategie, die unsere exportorientierte Wirtschaft stabilisieren und die europäische Wertschöpfung sichern und ausbauen kann. Dies muss sich im Ausschreibungsdesign widerspiegeln und durch eine enge europäische Zusammenarbeit, insbesondere im Rahmen der NSEC, flankiert werden.