

Berlin, 14. März 2025

BDEW Bundesverband  
der Energie- und  
Wasserwirtschaft e.V.  
Reinhardtstraße 32  
10117 Berlin  
www.bdeu.de

## Stellungnahme

# BSH-Fragenkatalog zur Offshore- Wind-Planungsvariante für die Zonen 4 und 5 in der Nordsee

BDEW-Antworten auf die Leitfragen des Bundesamtes für Hydrographie und Seeschifffahrt zur Konsultation der informatorischen Darstellung im Anhangs 3 zum Flächenentwicklungsplan 2025

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

## 1 Vorbemerkung

Der BDEW setzt sich für Optimierungsmaßnahmen zur weiteren Steigerung der Kosteneffizienz und Investitionssicherheit beim Offshore-Wind-Ausbau ein, ohne den Ausbaupfad insgesamt zu reduzieren. Daher begrüßt der BDEW die am 28.02.2025 durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) gestartete [Konsultation des Fragenkatalogs zu der im Anhang 3 des Flächenentwicklungsplans \(FEP\) 2025 dargestellten Planungsvariante für künftige Festlegungen in Zone 4 und 5](#) in der Nordsee. Die Frist zur Stellungnahme betrug allerdings nur knapp zehn Werktage. Wir bitten daher eindringlich darum, künftige Anhörungen betroffener Verbände und Unternehmen zeitlich auskömmlicher zu gestalten, so dass auch im Sinne einer praktikablen Umsetzung der Vorschläge eine umfassende Prüfung durch den BDEW in Abstimmung mit seinen Mitgliedsunternehmen ermöglicht wird.

## 2 Zusammenfassung

Der BDEW begrüßt grundsätzlich die im FEP 2025 genannte weitere Prüfung des BSH zur Optimierung der Flächenausgestaltung in den Zonen 4 und 5 der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) der Nordsee, um die Volllaststunden der Anlagen und damit die Kosteneffizienz beim Offshore-Wind-Ausbau zu steigern. Der BDEW hat Anfang Januar 2025 gemeinsam mit dem Bundesverband der Windenergie Offshore e.V. (BWO) konkrete [Maßnahmen zur weiteren Optimierung des Offshore-Wind-Ausbaus](#) vorgeschlagen.

Die wichtigsten Punkte der vorliegenden BDEW-Stellungnahme sind:

- › Der BSH-Fragenkatalog und Anhang 3 des FEP stellen eine gute Diskussionsgrundlage für die Reduzierung der Leistungsdichte sowie die Überbauung (sog. Overplanting) und Spitzenkappung dar. Die Vorschläge sollten im nächsten FEP-Fortschreibungsverfahren weiter konsultiert werden. Kurzfristige Entscheidungen zu den Vorschlägen sind aus Sicht des BDEW nicht notwendig und daher zu vermeiden, da es weiterer Untersuchungen bedarf.
- › Aus Sicht des BDEW sollte zuerst unbedingt eine Studie als wissenschaftliche Grundlage für die dargestellten Optimierungsmaßnahmen erstellt werden, die den Nutzen und die unterschiedlichen Auswirkungen auf die Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS), Offshore-Windparks (OWP) und das Gesamtsystem untersucht. Darauf aufbauend sollte in Zusammenarbeit mit der Branche ein schlüssiges Gesamtkonzept für die Umsetzung der Maßnahme erstellt werden.

- › Die dargestellte Erhöhung der ONAS-Übertragungsleistung von 2 GW auf 2,2 GW wird gerade erst von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) geprüft. Dabei ist gänzlich offen, ob, wann genau und zu welchen Kosten und Effizienzen eine solche Anpassung der zukünftigen ONAS möglich sein könnte. Aufgrund dieser Unsicherheiten sollten die weiteren Optimierungsvorschläge auf Grundlage der 2,0-GW-Übertragungsleistung diskutiert werden.
- › Der BDEW befürwortet die dargestellte Reduzierung der Leistungsdichten auf regelmäßig unter 10 MW/km<sup>2</sup> und den Fokus auf Flächengrößen von 1,0 (bis 1,6 GW) für die Flächen in Zone 4 und 5. Dies kann die Volllaststunden und Kosteneffizienz erhöhen, ohne den Off-shore-Wind-Ausbaupfad einzuschränken.
- › Aus Sicht des BDEW sind beim Thema Mehrbebauung und Spitzenkappung noch einige Fragen hinsichtlich des volkswirtschaftlichen Nutzens, der konkreten Umsetzung und der Übernahme der Mehrkosten zu klären, bevor eine abschließende Bewertung möglich ist. Der BDEW ist grundsätzlich offen, sich an der Ausarbeitung eines sinnvollen und ausgewogenen Gesamtkonzepts zu dieser möglichen Optimierungsmaßnahme zu beteiligen.
- › Der BDEW lehnt die dargestellte, pauschale Festlegung auf circa 20 %-Overplanting ab. Ein solches flächenunspezifisches Vorgehen würde nach bisherigen Analysen allgemein nicht zu einem volkswirtschaftlich kostenoptimiertem Anbindungsverhältnis führen, da den signifikanten Kostenreduktionen auf Netzanbindungsseite signifikante Mehrkosten auf OWP-Seite gegenüberstünden.
- › Das Maß an Überbauung je Fläche sollte nicht pauschal regulatorisch vorgegeben werden, sondern im Rahmen der wettbewerblichen Ausschreibungen durch den fähigsten Entwickler bestimmt und durch einen sinnvoll ausgestalteten Anreizmechanismus, z.B. in Form eines geeigneten Bonus-(Malus-)Systems, angereizt werden, um eine volkswirtschaftliche Optimierung zu erreichen.
- › Zudem müsste durch die ÜNB gemeinsam mit den zuständigen Behörden vor den Ausschreibungen der Flächen geprüft werden, welches maximale Maß an Overplanting ja nach Standort für die zukünftigen ONAS in Zone 4 und 5 technisch umsetzbar ist, da die Maßnahmen zu einer Höherbelastung der Anlagen führen.
- › Das volkswirtschaftlich optimale Maß an Überbauung kann unter Umständen das betriebswirtschaftliche Optimum für den Windpark-Entwickler übersteigen. Die Überbauung und Spitzenkappung kann zu Netto-Mehrkosten für die OWP-Entwickler führen und die Projektrealisierung gefährden. Daher ist für die Umsetzung der Maßnahmen ein geeigneter Kompensations- bzw. Absicherungsmechanismus, z.B. durch zweiseitige CfDs, branchenweit zu diskutieren, um die Investitionssicherheit zu erhalten.

- › Auch sollte die mögliche Nutzung der spitzengekappten Erträge durch Offshore-Elektrolyse mit kombinierten Anschlusskonzepten mitbedacht und gesetzlich ermöglicht werden. Offshore-Elektrolyse kann langfristig die Kosteneffizienz beim Offshore-Wind-Ausbau, insbesondere an küstenfernen Standorten, steigern.
- › Der BDEW bittet zudem das BSH und die Bundesnetzagentur (BNetzA) bezüglich der festgelegten Flächen N-9.4 und N-9.5 um Klarstellung, wie mit der neuen Soll-Vorgabe im FEP 2025 für 20 %-Overplanting konkret umzugehen ist und welche Gründe für eine mögliche Abweichung von der Vorgabe im Zulassungsverfahren als berechtigt akzeptiert werden können.

### **3 Netzanbindungen – Standardleistung**

#### *1. Ist eine Erhöhung der Standardübertragungsleistung der ONAS von 2,0 GW auf z. B. 2,2 GW technisch möglich und sinnvoll?*

Es besteht die Festlegung der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mit Kenntnisnahme der Offshore-Windenergie-Industrie auf die Standardisierung der Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) auf 2 Gigawatt (GW) Übertragungsleistung, um die Kosten beim Ausbau weiter zu optimieren. Dieser ONAS-Standard soll in Deutschland sowie in den Niederlanden etabliert werden und dessen technische Inbetriebnahme steht in beiden Märkten erst noch an. Teilweise besteht dabei zwar eine gewisse (technisch wichtige) Reserve- bzw. Überlastfähigkeit einzelner ONAS-Komponenten, z.B. des Transformators oder auch des Umrichters, sodass durch Anpassungen eine Erhöhung der Übertragungsleistung über 2 GW hinaus potenziell und in geringem Rahmen denkbar wäre. Das gilt aber nicht für die gesamte Offshore-Anbindungsleitung. Besonders fraglich ist dabei, inwiefern eine Erhöhung der Übertragungsleistung der Seekabel umgesetzt werden könnte, sowohl technisch als auch hinsichtlich der Einhaltung des 2-K-Kriteriums.

Die ÜNB prüfen derzeit, ob, wie, zu welchen zusätzlichen Kosten und ab wann eine solche Erhöhung tatsächlich zukünftig möglich sein könnte. Diese ergebnisoffene Prüfung ist abzuwarten bevor weitere Planungen oder (Vor-)Festlegungen diesbezüglich vorgenommen werden. Aufgrund dieser Unsicherheiten sollten die weiteren vorgeschlagenen Optimierungsvorschläge auf Grundlage des 2,0-GW-ONAS-Standards diskutiert werden, der sich gerade erst etabliert.

Das im Anhang 3 des FEP genannte ONAS NOR-7-2 (BorWin6) kann nur sehr bedingt als Vorbild für die Maßnahme dienen, da es sich hierbei nicht um ein 2-GW-ONAS handelt, sondern um ein ONAS mit der bisherigen 900-MW-Standardübertragungsleistung, dass auf 980 MW erhöht wurde.

## 2. Ab welchem Kalenderjahr der Inbetriebnahme wäre eine Erhöhung möglich?

Ab wann eine Erhöhung der Übertragungsleistung des Offshore-Netzanbindungssystems (ONAS) - wenn überhaupt - möglich wäre, ist aufgrund der ausstehenden Prüfung der ÜNBs bisher noch unklar.

## 3. Was sind Nachteile einer solchen Erhöhung der Standardübertragungsleistung?

Für die Erhöhung der Übertragungsleistung müssten bestimmte technische Reserven bzw. die Überlastfähigkeit von ONAS-Komponenten ausgereizt werden. Dieses Ausreizen kann mit zusätzlichen Risiken verbunden sein, wie z.B. höheren Ausfallwahrscheinlichkeiten der Komponenten. Diese Risiken sollten unbedingt bei den Planungen und Untersuchungen mitbedacht werden.

Eine Erhöhung des ONAS auf 2,2 GW setzt in der Regel eine Neuplanung des Transportkabels voraus und ist mit einem höheren Gewicht verbunden, was insbesondere im Küstenmeer für die Spezialverlegeschiffe zu Schwierigkeiten führen kann.

## 4. Welche Voraussetzungen müssen für die Erhöhung vorliegen?

Es müssten umfassende Analysen bezüglich einer Steigerung der Effizienz sowie umfassende Kostenbetrachtungen für solche 2,2 GW-ONAS durchgeführt werden.

Des Weiteren müsste unter Berücksichtigung des bestehenden 2K-Kriteriums geprüft werden, wie stark eine Erhöhung der Standardübertragungsleistung ausfallen kann, ohne dass größere Investitionen erforderlich sind.

Zudem sollte das 2-K-Kriterium dringend grundsätzlich wissenschaftlich überprüft und ggf. angepasst werden, da dieser - nur in Deutschland geltende - Vorsorgewert eine massivere Auslegung und/oder tiefere Verlegung der Seekabel erfordert, als technisch notwendig wäre und in den sehr ähnlichen Meeresböden unserer Nachbarländer realisiert wird, wo eine solches Kriterium nicht existiert. Eine Abschwächung oder Streichung könnte die Kabelnutzung effizienter gestalten, Ressourcen sparen, den Flächenbedarf reduzieren und Konflikte zwischen verschiedenen Leitungen minimieren.

## 5. Ergeben sich bei einer Erhöhung der Standardübertragungsleistung weitere Anpassungsbedarfe bei den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP, z.B. bei der Anzahl der erforderlichen Schaltfelder?

Wenn davon ausgegangen wird, dass auch die Leistung des Windparks erhöht wird, müssten auch mehr Windturbinen angeschlossen werden, was je nach Erhöhung weitere Strings, also

auch Schaltfelder erforderlich machen könnte. Hierbei ist zu prüfen, inwiefern dieses auch bei einer erhöhten Spannung von 132 kV erforderlich wäre.

6. Welche Auswirkungen auf die Maximaltemperaturen der Betriebsmittel und die Vorgaben im Rahmen des 2-K-Kriteriums sind durch eine Erhöhung zu erwarten?

Bei gleichem Design der Betriebsmittel wäre davon auszugehen, dass die Temperaturen bei voller Belastung steigen. Allerdings könnte ein angepasstes Design zur Mitigation genutzt werden. Zudem sollte das 2-K-Kriterium dringend grundsätzlich wissenschaftlich überprüft und neu bewertet werden.

#### **4 Spitzenkappung / Anbindungsverhältnis**

7. Wie wird der Ansatz, eine über die zugehörige Netzanbindungskapazität hinausgehende, verpflichtend zu errichtende Windpark-Leistung, sogenannte Spitzenkappung, grundsätzlich bewertet?

Bereits heute ist es für die Windparks möglich, mehr Leistung als die zugewiesene Netzanbindungskapazität zu installieren (freiwilliges Overplanting). Diese Möglichkeit wird in der Regel auch von den Betreibern genutzt, um insbesondere Nichtverfügbarkeiten einzelner Anlagen ausgleichen. Diese Überbauung ist freiwillig und die resultierenden abgeregelten Energiemengen werden nicht vergütet.

Der im Anhang 3 des FEP dargestellte Vorschlag der Spitzenkappung hingegen stellt eine verpflichtende Überbauung dar. Um diesen Mechanismus adäquat bewerten zu können, müssen folgende Fragestellungen beantwortet werden:

1. Kompensieren die Einsparungen der insgesamt geringeren Anzahl an Offshore-Netzanbindungssystemen tatsächlich die Kosten der abzuregelnden Energiemengen der Offshore-Windparkbetreiber?
2. Auf welcher Grundlage wird die Menge an zu überbauender Leistung festgelegt?
3. Wer trägt die Mehrkosten, die durch Errichtung und Betrieb der zusätzlich Windenergieanlagen entstehen, die die Windparks aus betriebswirtschaftlicher Sicht nicht gebaut hätten?

Eine pauschale regulatorische Festlegung auf circa 20 %-Overplanting für die Flächen in Zone 4 und 5 lehnt der BDEW allerdings ab. Ein solches flächenunspezifisches Vorgehen würde den bisherigen Analysen zu Folge nicht zu einem volkswirtschaftlich kostenoptimierten Anbindungsverhältnis führen, da den etwaigen Kostenreduktionen auf Netzanbindungsseite

umfangreiche Kostenerhöhungen auf OWP-Seite gegenüberstünden, die sich nicht in adäquaten Mehrerlösen widerspiegeln.

Zudem ist bisher fraglich, ob die vorgeschlagene Überbauung und Spitzenkappung bei den geplanten ONAS in Zone 4 und 5 in dem Maße technisch umsetzbar ist, da sie ggf. zu einer signifikanten Höherbelastung der Anlagen und Betriebsmittel je nach Standort führen würde.

Daher sind aus Sicht des BDEW folgende Aspekte für die Umsetzung eines volkswirtschaftlich sinnvollen sowie betriebswirtschaftlich und technisch vertretbaren Maßes an Overplanting und Spitzenkappung zu beachten:

- › Es muss zuerst eine umfassende Studie als wissenschaftliche Grundlage für die Optimierungsmaßnahme Überbauung und Spitzenkappung erstellt werden, die den Nutzen und die unterschiedlichen Auswirkungen der Maßnahmen sowohl auf ONAS- und OWP-Seite als auch auf das Gesamtsystem im Detail vor der nächsten Fortschreibung des FEP untersucht. Die Studie sollte auch die Effekte von Überbauung und Spitzenkappung auf den Strommarkt, Netzengpässe und Redispatch-Maßnahmen, Wartungskosten und notwendige Umwelteinwirkungen sowie Flächenbedarfe untersuchen.
- › Darauf aufbauend sollte in Zusammenarbeit mit der Offshore-Wind-Branche ein schlüssiges Gesamtkonzept für die Umsetzung der Maßnahmen in Zone 4 und 5 erstellt und konsultiert werden, bevor weitere regulatorische Vorgaben diesbezüglich getroffen werden.
- › Grundsätzlich ist das volkswirtschaftliche Optimum an Überbauung flächenspezifisch zu bestimmen. Die Vorteile des Ansatzes unterscheiden sich von Fläche zu Fläche in Abhängigkeit der Wind- und Abschattungsverhältnisse und der Netzengpässe am landseitigen Einspeisepunkt. Diese Faktoren müssen bei der Ausgestaltung eines Anreizmechanismus zu Overplanting und Spitzenkappung unter anderem berücksichtigt werden.
- › Das optimale Maß an Überbauung je Fläche sollte nicht pauschal regulatorisch vorgegeben werden, sondern im Rahmen der wettbewerblichen Ausschreibungen durch den fähigsten Entwickler bestimmt und durch einen sinnvoll ausgestalteten Anreizmechanismus, z.B. in Form eines geeigneten Bonus-(Malus)-Systems, angereizt werden, um eine volkswirtschaftliche Optimierung zu erreichen.
- › Für die Umsetzung der Überbauung und Spitzenkappung müssten die ÜNB gemeinsam mit den zuständigen Behörden vor der Ausschreibung der Flächen basierend auf Informationen aus der Voruntersuchung (oder anderen Quellen) prüfen, welches maximale Maß an Overplanting technisch für das jeweilige ONAS in Zone 4 und 5 je nach Standortbedingungen möglich ist. Erst dann könnten die OWP-Entwickler diese Angabe in ihre Gebote einpreisen.

- › Zudem können unvorhergesehene Preisentwicklungen der Komponenten von ONAS und OWPs das volkswirtschaftlich sinnvollste Anbindungsverhältnis verändern. Daher ist darauf zu achten, die Modellannahmen zur volkswirtschaftlichen Optimierung entsprechend robust auszugestalten.
- › Zusätzlich müssen die durch Overplanting erhöhten Abschattungseffekte berücksichtigt werden. Diese sorgen dafür, dass v.a. bei enger Bebauung weniger Strom produziert werden kann. Dieses Phänomen taucht nicht nur innerhalb einer Windparkfläche auf, sondern auch insgesamt auf der Nordsee. Hier muss geprüft werden, welchen Mehrwert eine erhöhte Anzahl an Windturbinen wirklich bietet oder, ob die Verschattungseffekte stärker sind als der Nutzen. Eine Offshore-Spitzenkappung sollte zum Ausgleich daher immer mit einer größeren Fläche für den OWP einhergehen, um die Leistungsdichte im Vergleich zur bisherigen Flächenplanung trotz Überbauung nicht wesentlich zu verändern.
- › Auch sollte die mögliche Nutzung der spitzengekappten Erträge durch Offshore-Elektrolyse mit kombinierten Anschlusskonzepten in einem Gesamtkonzept für Zone 4 und 5 mitbedacht und gesetzlich ermöglicht werden. Offshore-Elektrolyse hat das Potenzial, zur Wasserstoffversorgung und Steigerung der Kosteneffizienz beim Offshore-Wind-Ausbau, insbesondere an küstenfernen Standorten, beizutragen. Daher sollte zeitnah der Rahmen für eine Pilotanlage zur Demonstration der Technologie und die gestaffelte Ausschreibung des SEN-1-Bereichs geschaffen werden.

#### 8. Welche betriebswirtschaftlichen Effekte auf die OWP-Betreiber erwarten Sie durch eine Spitzenkappung?

Der BDEW erwartet durch das vorgeschlagene Maß an Overplanting und die damit verbundene Spitzenkappung unter anderem folgende Effekte auf die OWP-Betreiber:

- › Verpflichtendes Overplanting und Spitzenkappung auf einer entsprechend vergrößerten Fläche stellen in jedem Fall eine teilweise Internalisierung von Netzkosten in den Business Case des Entwicklers und einen harten Eingriff in die Optimierungsplanung des Projektentwicklers dar.
- › Je nach flächenspezifischen Faktoren kann das volkswirtschaftlich optimale Anbindungsverhältnis das betriebswirtschaftliche Optimum an Überbauung auf OWP-Seite unterschiedlich stark übersteigen. Auf Seiten der OWP-Betreiber entstehen dadurch Mehrkosten, u.a. in Form von 20 % höheren Investitionskosten für zusätzliche Anlagen und höheren Wartungskosten aufgrund von höherer Stillstandszeiten durch abgeregelter Anlagen, denen keine gleichwertigen Mehrerlöse gegenüberstehen. Dem gegenüber stehen Ersparnisse auf Netzkostenseite.

- › Dies würde daher zu einer Erhöhung der Stromgestehungskosten (LCOE) auf Betreiberseite führen, da der in den zusätzlich installierten Turbinen zusätzlich erzeugte Strom nur zum Teil über die ONAS abgeführt werden kann.
- › Zur Absicherung eines volkswirtschaftlich effizienten und gleichzeitig betriebswirtschaftlich weiterhin tragbaren Ausbaus ist es daher erforderlich, die Diskussion zur Absicherung der Mehrkosten auf Seiten der OWP-Betreiber zu führen. Dies kann durch einen Kompensations- bzw. Investitionsabsicherungsmechanismus, z.B. in Form von zweiseitigen Contracts-for-Difference (CfDs), in Kombination mit der Flächenausschreibung umgesetzt werden. Die genaue Ausgestaltung eines solchen Mechanismus sollte in Zusammenarbeit mit der Branche erfolgen.

9. Welches Anbindungsverhältnis sollte aus Ihrer Sicht für welche Gebiete und Flächen für den Bereich westlich der Schifffahrtsroute SN10 konkret gewählt werden?

Siehe Antwort zu Frage 7.

Das Anbindungsverhältnis sollte nicht pauschal festgelegt werden, sondern flächenspezifisch durch die Branche im Rahmen eines zu entwickelnden Anreizmechanismus für eine volkswirtschaftliche Optimierung bestimmt werden. Zudem ist die technische Machbarkeit auf ONAS-Seite miteinzubeziehen.

## 5 Flächen

10. Wie bewerten Sie die in Abb. 16 im Anhang dargestellten in Betracht kommenden Flächen-zuschnitte in den Gebieten N-14, N-16, N-17, N-19 und N-20 (in Prüfung)?

Hierzu keine Rückmeldung der BDEW-Mitgliedsunternehmen.

11. Wie bewerten Sie die dort aufgezeigten Flächengrößen?

Der BDEW spricht sich dafür aus, dass in den jährlichen Ausschreibungsrunden statt ausschließlich 2-GW-Flächen auch 1-GW-Flächen mit gemeinsamer und zeitlich koordinierter Anbindung an ein 2-GW-Offshore-Netzanbindungssystem vergeben werden – ohne bestehende Planungen für ONAS und Offshore-Windparks zu beeinträchtigen. Dies ist die Grundlage dafür, dass mehrere Unternehmen oder Konsortien in den jeweiligen Ausschreibungsrunden Flächen erwerben können und gleichzeitig Akteursvielfalt, Wettbewerb und ausreichende Skaleneffekte erhalten bleiben.

In diesem Zusammenhang begrüßen wir grundsätzlich die aufgezeigten Flächengrößen zwischen 1,0 und 1,6 GW, die aus unserer Sicht geeignete Größen für die derzeitige Marktlage

darstellen. Gleichzeitig sollte jedoch auch die Planungsflexibilität erhalten bleiben, um für Flächen, die erst in einigen Jahren ausgeschrieben werden, bei veränderten Marktbedingungen auch 2-GW-Flächen auszuweisen, um Skaleneffekte noch stärker zu nutzen und auf technologische Entwicklungen sowie Marktentwicklungen reagieren zu können.

Die in den aufgeführten Flächengrößen enthaltenen Maßnahmen einer pauschalen Überbauung und Spitzenkappung lehnen wir allerdings ab (Begründung siehe oben).

12. Wäre eine stärkere Verteilung der Flächengrößen auf größere und kleinere Flächen mit einer entsprechenden Aufteilung der voraussichtlich zu installierenden Leistung aus Ihrer Sicht sinnvoll? Welche konkrete Verteilung schlagen Sie vor?

Siehe Antwort zu Frage 11.

13. Wie bewerten Sie die vorgeschlagene maximale korrigierte Leistungsdichte in Höhe von 10 MW/km<sup>2</sup> auf den Flächen?

Der BDEW begrüßt ausdrücklich die vorgeschlagene korrigierte Leistungsdichte von maximal 10 MW/km<sup>2</sup>. Wir halten diese für sinnvoll, um Abschattungseffekte gering und die Volllaststunden möglichst hochzuhalten.

Wir begrüßen grundsätzlich den stärkeren Blick auf die Leistungsdichte als einen entscheidenden Parameter, da Studien – wie beispielsweise vom Fraunhofer IWES – zeigen, dass durch eine optimierte Planung sowohl die Volllaststunden erhöht als auch die Stromproduktion in besonders werthaltigen Schwachwindzeiten verbessert werden können.

Aus Sicht des BDEW sollte zudem mehr Fokus auf die realisierbaren Energieerträge beim Offshore-Wind-Ausbau gelegt werden. Zur effizienten Erreichung der notwendigen und wichtigen Ausbauziele im WindSeeG sollten die Flächen noch stärker ertrags- und kostenoptimiert geplant werden. Es sollte ein stärkerer Fokus auf die standortspezifischen Erträge in **Terawattstunden pro investierten Euro** gelegt und ein Wechsel auf kostenoptimierte Ertragsziele geprüft werden, **ohne den Ausbaupfad insgesamt zu reduzieren**. Ein solcher Perspektivwechsel schafft eine notwendige Voraussetzung für die weitere volkswirtschaftliche Optimierung der Flächenplanung in Zone 4 und 5.

## 6 Netzanbindungen – räumliche Festlegungen

### 14. Wie bewerten Sie die dargestellten in Betracht kommenden Standorte der Konverterplattformen?

Eine mittige Platzierung der Konverterplattformen zwischen zwei Flächen erachten wir grundsätzlich als sinnvoll.

### 15. Welche Aspekte sind bei der Positionierung von Konverterstandorten zur Anbindung von zwei Flächen zu beachten und wie sollten diese berücksichtigt werden?

Der erforderliche Helikopterkorridor sollte optimiert angesetzt werden (in die ohnehin frei bleibende Mitte).

### 16. Welche Aspekte sollten bei der Trassenführung von den Konverterstandorten zu den Grenzkorridoren zum Küstenmeer berücksichtigt werden?

Es ist eine möglichst kosteneffiziente Trassenführung zu empfehlen. Eine möglichst direkte Trassenführung und Bündelung von Bauvorhaben könnten zu Kostensenkungen führen.