

Amprion Offshore GmbH Robert-Schuman-Straße 7 44263 Dortmund

Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
Bernhard-Nocht-Str. 78
20359 Hamburg

Unsere Zeichen

Name

Telefon

Telefax -

E-Mail

14.03.2025

Seite 1 von 1

Stellungnahme der Amprion Offshore GmbH zur Konsultation des Anhangs 3 zum FEP 2025

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir übermitteln Ihnen hiermit die Stellungnahme der Amprion Offshore GmbH zur Konsultation des Anhangs 3 des Flächenentwicklungsplans 2025. Wir bedanken uns für die Gelegenheit, zu den in Prüfung befindlichen Überlegungen zu den Offshore-Optimierungsmaßnahmen sowie der informatorischen Darstellung von Flächen in den Gebieten N-14 bis N-20 Stellung zu nehmen und freuen uns darüber, konstruktiv an diesem Prozess mitzuwirken.

Mit freundlichen Grüßen


Amprion Offshore GmbH

Amprion Offshore GmbH

Robert-Schuman-Straße 7
44263 Dortmund
Germany

T +49 231 5849-0
F +49 231 5849-14188
offshore.amprion.net

Geschäftsführung:

Peter Barth
Dr. Carsten Lehmköster

Sitz der Gesellschaft:

Dortmund
Eingetragen beim
Amtsgericht Dortmund
Handelsregister-Nr.
HR B 31481

Bankverbindung:

Commerzbank AG Dortmund
IBAN:
DE76 4404 0037 0350 3497
00
BIC: COBADEFFXXX
USt.-IdNr. DE 3280 38 306

Lobbyregister-Nr.:

R002477

EU-Transparenzregister-Nr.:

426344123116-68

Stellungnahme der Amprion Offshore GmbH zur Konsultation des Anhangs 3 zum FEP 2025 vom 30.01.2025

Der Flächenentwicklungsplan 2025 enthält in Anhang 3 eine informatorische Darstellung einer Variante künftiger Festlegungen in den Gebieten N-14 bis N-20 (in Prüfung) in Zone 4 und 5 der AWZ der Nordsee. In Vorbereitung der kommenden Fortschreibung äußert sich Amprion im Folgenden zu der skizzierten Planungsvariante für die Zonen 4 und 5.

Amprion befürwortet grundsätzlich die frühzeitigen Überlegungen zur Offshore-Optimierung. Angesichts des kurzen Rückmeldezeitraums ist wichtig zu betonen, dass die vorgeschlagenen Maßnahmen zur Offshore-Optimierung sorgfältig geprüft und in weiteren Diskussionen vertieft werden müssen. Wir freuen uns darauf, konstruktiv an diesem Prozess mitzuwirken und gemeinsam nachhaltige und effiziente Lösungen zu entwickeln.

Zusammenfassung der Stellungnahme von Amprion

Zusammenfassend ergeben sich seitens Amprion die folgenden Kernaussagen zur Offshore-Optimierung, basierend auf den Antworten zu den zu konsultierenden Leitfragen des BSH:

1. **Erhöhung der Standardübertragungsleistung:** Amprion lehnt die Erhöhung der Standardübertragungsleistung von 2,0 GW auf 2,2 GW ab. Diese erscheint im Kontext der damit einhergehenden offenen technischen Fragestellungen, Kostensteigerung, zusätzlichen generellen Umsetzungsrisiken sowie der abnehmenden Planungssicherheit nicht gerechtfertigt. Vor allem zeichnet sich ab, dass in diesem Kontext insgesamt überhaupt keine gesamtheitliche Vorteilhaftigkeit möglich ist. Insbesondere bei den Kabeln sind noch viele technische Fragen über einen Zeitraum von mehreren Jahren zu klären. Es können derzeit daher keine allgemeinen Aussagen zur Machbarkeit getroffen werden.
2. **Risiken und Herausforderungen:** Eine Erhöhung der Übertragungsleistung birgt Risiken wie bspw. die Beeinträchtigung der notwendigen technischen Reserven und erhöht die Ausfallwahrscheinlichkeit sowie Wartungsnotwendigkeit. Die Änderungen im bestehenden Vertrags- und Technik-Konstrukt könnten zudem zu erheblichen Kosten führen.
3. **Spitzenkappung:** Eine verpflichtende Überbauung über die Netzanbindungskapazität hinaus sehen wir nicht ohne Weiteres als zielführend an, da sie wenn, dann nur zufällig betriebswirtschaftlich optimal ist und zu erheblichen Mehrkosten führen kann. Wir raten dazu, im nächsten Schritt eine volkswirtschaftliche Bewertung der Sinnhaftigkeit dieser Maßnahme vorzunehmen. Zudem muss dieses Themenfeld mit seinen komplexen Fragestellungen zwingend mit den OWP-Betreibern vertieft erörtert werden.
4. **Flächengrößen und Leistungsdichte:** Amprion begrüßt die vorgeschlagene maximale Leistungsdichte von 10 MW/km², da sie Abschattungseffekte reduzieren kann. Der konkrete Grenzwert sollte wissenschaftlich fundiert und flächen- bzw. gebietsspezifisch festgelegt werden.
5. **Standorte der Konverterplattformen:** Die zentrale Positionierung der Konverterplattformen innerhalb der Flächen sehen wir als vorteilhaft an, da Kabellängen zu den Windenergieanlagen verkürzt werden und elektrotechnische Restriktionen berücksichtigt werden können.

Netzanbindungen – Standardleistung

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

Amprion unterstützt grundsätzlich Initiativen zur Effizienzsteigerung in Planung und technischer Auslegung, um die Netzausbaukosten zu senken und die Belastung der Volkswirtschaft zu reduzieren. Eine Erhöhung der Standardübertragungsleistung der ONAS von 2,0 GW bei 525 kV DC wird jedoch nicht als sinnvoll erachtet und deshalb als Planungsgrundlage für FEP und NEP abgelehnt. Vielmehr ist es, insbesondere mit Blick auf Kostensenkungspotentiale, zielführend, Standards einzuführen und diese dann auch langfristig anzuwenden. So kann sich der Markt auf diese Anforderungen einstellen und die Herstellung für diese Anforderungen optimieren. Um die Machbarkeit der vergleichsweise geringen Erhöhung der Standardübertragungsleistung bewerten zu können, müssen die Gewerke Konverter und Kabel sowie netztechnische Belange eingehend untersucht werden:

- Besonders bei den Kabeln ist dies eine komplexe Frage, die stark von den projektspezifischen Bedingungen der Kabelauslegung und -verlegung abhängt. Aufgrund aktuell unzureichender Informationssachstände, die erst durch umfangreiche Design- und Präqualifikationsphasen bei den Kabeln über einen Zeitraum von mehreren Jahren angehoben werden müssen, ist derzeit keine allgemeine Aussage zur Machbarkeit möglich.
- Bei einer höheren Kapazitätsauslegung des Konverters ist zudem unklar, welche projektspezifischen und betrieblichen Mehrkosten bzw. Risiken zu erwarten sind. Hierbei ist nicht auszuschließen, dass die zusätzlichen Aufwände der Kapazitätserhöhung die Effizienzgewinne übersteigen (siehe auch Antwort zu Frage 3).
- Darüber hinaus ist in den aktuellen Planungsprämissen der 4 ÜNB der maximal zulässige Erzeugungsausfall einer HGÜ-Verbindung oder Offshore-Netzanbindung auf 2.000 MW beschränkt.

Aus den genannten Gründen sieht Amprion die Berücksichtigung einer Erhöhung der Standardübertragungsleistung von ONAS, insbesondere für den nächsten NEP 2037/2045 (2025), äußerst kritisch.

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

Angesichts der komplexen und noch unbeantworteten Fragen, insbesondere im Bereich der Kabel, ist es derzeit nicht möglich, eine Aussage zu treffen, ob und wenn ja, ab wann überhaupt eine Erhöhung der Standardübertragungsleistung *möglich* wäre. Sofern die Möglichkeit technisch bestünde, wäre darüber hinaus kritisch zu hinterfragen, ob es auch *volkswirtschaftlich sinnvoll* wäre, von ihr

Gebrauch zu machen (s.o. bzgl. des Verhältnisses von Aufwand zu Effizienzgewinn). Es sollte daher bis auf Weiteres mit dem 2,0 GW Standard geplant werden.

3. Was sind Nachteile einer solchen Erhöhung der Standardübertragungsleistung?

Eine Erhöhung der Standardübertragungsleistung ohne eine grundlegende Neuauslegung der Systeme birgt mehrere Risiken und Herausforderungen. Erstens besteht das Risiko, durch die Abweichung von den aktuellen Auslegungen der ÜNB, die technisch notwendigen Reserven der Gewerke nennenswert zu beeinträchtigen. Dies kann die Zuverlässigkeit der Systeme reduzieren und die Ausfallwahrscheinlichkeit sowie Wartungsnotwendigkeit signifikant erhöhen. Zweitens sind auch bei einer geringen Leistungserhöhung technische Änderungen erforderlich, deren Kosten und Umfang erst nach detaillierterer Analyse abzuschätzen sind. Diese Änderungen würden den – vermutlich ohnehin geringen – potenziellen, volkswirtschaftlichen Nutzen schmälern und die Komplexität der Projektplanung erhöhen.

Es ist nicht ausgeschlossen, dass eine Erhöhung der Übertragungsleistung zu größeren und schwereren Konverterplattformen führen wird. Bereits bei 2,0 GW kommen aktuelle Designs und insbesondere Installationsschiffe an ihre derzeitigen technischen Grenzen hinsichtlich der Ausmaße und des Gewichtes.

4. Welche Voraussetzungen müssen für die Erhöhung vorliegen?

Die wichtigsten Voraussetzungen für eine Erhöhung der Standardübertragungsleistung sind der Nachweis der technischen Machbarkeit und der Nachweis der Wirtschaftlichkeit. Beides ist derzeit nicht gegeben. Darüber hinaus sind ebenfalls die Bedarfe und Restriktionen aus netzplanerischer Sicht zwingend zu berücksichtigen, die bislang unbeachtet blieben (s.o. Erzeugungsausfall von mehr als 2 GW).

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

Zu nennen sind hier die notwendige Vergrößerung des Kabelquerschnitts und der damit größere Eingriff in die Umwelt bei der Kabelinstallation durch größeren Raumbedarf sowie der potenziell steigende Platzbedarf der Konverter. Im Betrieb kommt durch veränderte Betriebstemperaturprofile der Kabel und deren Einfluss auf relevante Grenzwerte (bspw. das 2 K-Kriterium) eine weitere offene Position hinzu.

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

Durch eine Erhöhung der Übertragungsleistung steigt unter Beibehaltung der 525 kV-DC-Spannungsebene der durch das Kabel übertragene Strom. Sofern der Querschnitt aufgrund bereits jetzt absehbarer Restriktionen in Verlegung und Handhabung nicht über 3000 mm² vergrößert werden kann, steigt zwangsläufig die Leitertemperatur. Dies führt aufgrund der genannten Restriktionen zu einer Überschreitung des 2 K-Kriteriums, die mittels technischer Maßnahmen ohne Neuauslegung des Systems nicht vermieden werden kann.

Spitzenkappung / Anbindungsverhältnis

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

Das Prinzip der Überbauung ist im Onshore-Übertragungsnetz bereits ein bewährtes Mittel, um einen ineffizienten Netzausbau "bis auf das letzte Kilowatt" zu vermeiden.

Bereits heute ermöglicht der FEP eine Überbauung von bis zu 10% für die OWPs, ohne dass weitere Prüfungen notwendig sind. Dieses Instrument wird in der Regel auch genutzt, sodass sich die OWPs betriebswirtschaftlich optimieren und so den produzierten Strom günstig anbieten können.

Sollte nun die Überbauung verpflichtend auf einen Wert festgeschrieben werden, ist davon auszugehen, dass dieser Wert nicht mehr dem betriebswirtschaftlichen Optimum entspricht und dem Windpark Mehrkosten für den aus seiner Sicht betriebswirtschaftlich nicht sinnvollen Mehrausbau und Betrieb dieser Anlagen entstehen. Es besteht die Gefahr, dass OWP-Projekte an Attraktivität verlieren und sich dies in den Ausschreibungsverfahren niederschlägt. Zunächst ist der Nachweis der volkswirtschaftlichen Sinnhaftigkeit einer quantifizierten verpflichtenden Überbauung zu erbringen. Hierzu muss untersucht werden, ob die Einsparungen bei Netzanbindungssystemen tatsächlich die Kosten der Abregelung signifikant kompensieren.

Auf dieser Basis kann dann die Diskussion aufsetzen, wer die für den OWP betriebswirtschaftlich nicht sinnvollen Mehrkosten trägt. Solange diese Fragen nicht geklärt sind, lässt sich das Thema "Spitzenkappung" nur schwer bewerten.

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

Durch die Offshore-Spitzenkappung wird der OWP grundsätzlich in seiner maximal möglichen Einspeisung durch die Netzanbindungskapazität des ONAS begrenzt. Die über 2 GW ausgebauten OWP können somit nicht bei Volllast betrieben werden. Allerdings resultiert aus der höheren OWP-Leistung im weiterhin überwiegend vorherrschenden Teillastbetrieb eine in Summe höhere Energieerzeugung.

Hierbei sind die notwendigen Mehrkosten des OWP-Ausbaus auf eine Kapazität größer als 2 GW zu berücksichtigen, die den positiven Effekten einer erhöhten Energieerzeugung entgegengestellt werden müssen. Wie bereits in der Antwort zu Frage 7 angemerkt, muss vorerst geklärt werden, wer auf welche Weise diese Mehrkosten tragen soll. Dies wird maßgeblich die betriebswirtschaftlichen Effekte beeinflussen.

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

Eine pauschale Aussage über das Anbindungsverhältnis für sämtliche Gebiete und Flächen westlich der Schifffahrtsroute SN10 scheint nicht sinnvoll. Das Anbindungsverhältnis muss hingegen gebiets- und flächenspezifisch unter Berücksichtigung der spezifischen Standortbedingungen optimiert werden, um sowohl volkswirtschaftlich als auch betriebswirtschaftlich tragbare Lösungen zu finden.

Für Flächen mit hohen Volllaststunden und einer gleichzeitig hohen Leistungsdichte, bspw. den Flächen N-17 und N-19 mit über 4000 h/a, könnte eine zusätzliche Überbauung vergleichsweise nur wenig Mehrwert bieten. Sie könnte sogar den wirtschaftlichen Nutzen schmälern, da zusätzlich ausgebaute WEA selbst in Zeiten geringerer Auslastung häufiger abgeregelt werden könnten.

Flächen

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

Grundsätzlich bestehen Interdependenzen zwischen der ursprünglichen Leistungsdichte sowie den vorherrschenden Abschattungseffekten, den potenziellen Festlegungen zur verpflichtenden Überbauung, der Erhöhung der Übertragungsleistung, und den vorzunehmenden Flächenneuzuschnitten. Die Optimierung der Flächen- und Gebietskulisse sollte daher erst nach einer Klärung hinsichtlich dieser Abhängigkeiten erfolgen. Bis dahin können verschiedene Umsetzungsvarianten mit unterschiedlichen Ausgangsparametern – zu denen die Erhöhung der Übertragungsleistung aus den oben genannten Gründen nicht gehören sollte – analysiert werden, um eine vorbehaltliche Bewertung vornehmen zu können. Grundsätzlich ist die Vergrößerung der Flächen, wie in den genannten Gebieten vorgenommen, sinnvoll, um die Leistungsdichten unter die bisherigen Planungsstände des FEP zu senken und Abschattungseffekte zu minimieren. Eine indikative Quantifizierung der Flächengrößen könnte darüber hinaus über die Leistungsdichte (vgl. Frage 13) und die zu berücksichtigenden Abschattungseffekte flächenspezifisch abgeleitet werden.

11. Wie bewerten Sie die dort aufgezeigten Flächengrößen?

Hierzu wird auf die Antwort zu Frage 10 verwiesen. Zudem erscheint es sinnvoll, Flächen, die sich in der kaskadierten Verschattung in Hauptwindrichtung befinden, räumlich größer auszulegen. Durch eine weiter sinkende Leistungsdichte werden kaskadierte Abschattungseffekte kompensiert und mit den geringeren Effizienzeinbußen von räumlich vorliegenden Flächen harmonisiert. Ob und welcher Gradient für die Flächenvergrößerung in Hauptwindrichtung sinnvoll ist, ist simulativ durch Ertragsmodellierungen zu bestimmen.

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?

Eine stärkere Spreizung der Flächengrößen bietet Vorteile, wenn unterschiedliche Flächengrößen sich gezielt an spezifischen Standortbedingungen (insbes. Windzeitreihen und Abschattung) orientieren. Sollte es durch kleinere Flächen mit entsprechender Aufteilung der zu installierenden Leistung zu einer steigenden Anzahl an anzuschließenden OWPs kommen, entstehen jedoch erhebliche Mehraufwände bzgl. der Abstimmungen zwischen ÜNB und OWP-Betreiber. Dies sollte bei der Festlegung von Flächengrößen berücksichtigt werden.

13. Wie bewerten Sie die vorgeschlagene maximale korrigierte Leistungsdichte in Höhe von 10 MW/km² auf den Flächen?

Wir unterstützen den Ansatz des BSH, die Leistungsdichte in erster Linie signifikant zu reduzieren und darüber hinaus auf einen ertragseffizienteren Wert zu begrenzen. Dadurch können Abschattungseffekte nachhaltig reduziert werden, was wiederum zu einer erhöhten Auslastung der OWPs und ONAS führt. Ein konkreter Grenzwert zur Leistungsdichte sollte jedoch auf Basis wissenschaftlicher Erkenntnisse und bestenfalls flächen- bzw. gebietsscharf (siehe Antworten zu Fragen 9 und 11) festgelegt werden mit dem Ziel, ein volkswirtschaftliches Optimum bzw. einen definierten Mindestenergieertrag zu erreichen. Es sollte daher im Sinne der flächenplanerischen Flexibilität möglich sein, in Einzelfällen bei Flächen mit besonders guten Windbedingungen auch eine Leistungsdichte ggf. über diesem Grenzwert zu prüfen.

Netzanbindungen – räumliche Festlegungen

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

Bei der Spannungsebene von 132 kV für die parkinterne Verkabelung sollte die maximale Kabellänge aufgrund elektrotechnischer Restriktionen, bspw. Kabelaus-schaltströme und Blindleistungsbedarf, einen Wert von ca. 20 km möglichst nicht überschreiten. Die dargestellten in Betracht kommenden Standorte der Plattformen zwischen zwei Flächen scheinen unter Berücksichtigung dieser Prämisse für die meisten Plattformen praktikabel zu sein. Zudem ist eine zentrale Positionierung der Plattformen in den Flächen zu bevorzugen, um die Kabellängen zu den Windenergieanlagen zu verkürzen.

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

Hierzu wird auf die Antwort zu Frage 14 verwiesen. Darüber hinaus sind auch u.a. die entsprechenden Abstandsbedarfe gemäß der FEP-Planungsgrundsätze (500 m u. 1000 m Abstände) sowie die luftfahrttechnischen Anforderungen zu bedenken. Legt man für die OWP-Planung den WEA Anlagentyp BSH-290-22 zu Grunde¹, beträgt die Länge des jeweils in zwei Richtungen erforderlichen Heli-Korridors ca. 7.200 m gemäß den Vorgaben des SOLF². Größere WEA führen zu einer Verlängerung der Korridore. Die Dimensionierung und Ausrichtung der Korridore erfolgt aufgrund luftfahrttechnischer Erfordernisse im Zulassungsverfahren für das jeweiligen ONAS. Siehe hierzu auch die gemeinsame Stellungnahme der ÜNB zum Vor-entwurf des FEP 2025 vom 29.09.2023 zu den Konsultationsfragen F.3 bis F.5.

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

Eine Trassenführung aus den Zonen 4 und 5 zu den Grenzkorridoren erfordert relativ lange Streckenverläufe. Hier bestehen Potenziale, durch eine möglichst geradlinige Führung der Kabel, Kabellängen zu optimieren.

¹ Fraunhofer IWES 2023: Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen zur Planung von Windenergieanlagen auf See und Netzanbindungssystemen. Endbericht. Abgerufen von: https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downloads/FEP_2023_1/Endbericht_FEP_2023_Beratung.pdf?__blob=publicationFile&v=1

² SOLF 2022: Standard Offshore-Luftfahrt für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone. Abgerufen von: https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Offshore-Vorhaben/Luftverkehrsinfrastruktur/Luftverkehrsinfrastruktur_node.html