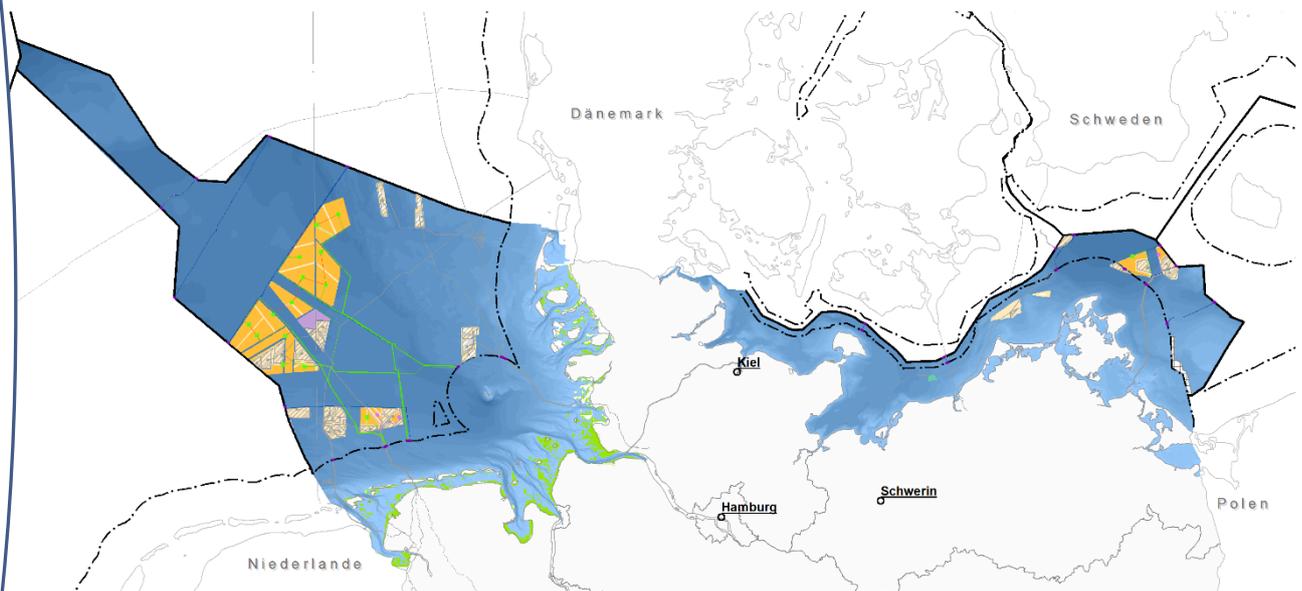




BUNDESAMT FÜR
SEESCHIFFFAHRT
UND
HYDROGRAPHIE

Flächenentwicklungsplan 2023 für die deutsche Nordsee und Ostsee



Hamburg, 20. Januar 2023

© Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
Hamburg und Rostock 2023

BSH-Nummer 7608

Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil dieses Werkes darf ohne ausdrückliche schriftliche Genehmigung des BSH reproduziert oder unter Verwendung elektronischer Systeme verarbeitet, vervielfältigt oder verbreitet werden.

Fotos: BSH, Sebastian Fuhrmann

Inhalt

| | | |
|------------|--|----------|
| I. | Ziel | 1 |
| II. | Festlegungen | 1 |
| 1 | Gebiete und Flächen | 1 |
| 2 | Leitungen | 5 |
| | 2.1 Grenzkorridore zum Küstenmeer | 5 |
| | 2.2 Netzanbindungssysteme | 5 |
| | 2.3 Grenzüberschreitende Stromleitungen | 8 |
| | 2.4 Verbindungen zwischen Anlagen untereinander | 9 |
| 3 | Festlegungen für das Küstenmeer | 12 |
| 4 | Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme | 13 |
| 5 | Standardisierte Technikgrundsätze | 15 |
| | 5.1 Standardkonzept Gleichstromsystem | 15 |
| | 5.2 Schnittstelle zwischen ÜNB und OWP-Vorhabensträger | 15 |
| | 5.3 Selbstgeführte Stromrichter | 16 |
| | 5.4 Übertragungsspannung +/- 525 kV | 16 |
| | 5.5 Standardleistung 2.000 MW | 16 |
| | 5.6 Ausführung mit metallischem Rückleiter | 16 |
| | 5.7 Anschluss auf der Konverterplattform / vorzuhaltende Schaltfelder | 16 |
| | 5.8 Voraussetzungen für Verbindungen untereinander / vorzuhaltende Schaltfelder | 17 |
| | 5.9 Direktanbindungskonzept | 17 |
| | 5.10 Grenzüberschreitende Seekabelsysteme: Gebündeltes Seekabelsystem | 17 |
| | 5.11 Grenzüberschreitende Seekabelsysteme: Berücksichtigung Gesamtsystem | 17 |
| | 5.12 Grenzüberschreitende Seekabelsysteme: Ausführung mit metallischem Rückleiter | 17 |
| 6 | Planungsgrundsätze | 18 |
| | 6.1 Allgemeine Grundsätze | 18 |
| | 6.2 Flächen und Windenergieanlagen auf See sowie sonstige Energiegewinnungsbereiche und -anlagen | 24 |
| | 6.3 Plattformen | 25 |
| | 6.4 Seekabelsysteme | 26 |
| | 6.5 Möglichkeiten der Abweichung | 28 |

| | | |
|-------------|--|-----------|
| 7 | Pilotwindenergieanlagen | 30 |
| 8 | Sonstige Energiegewinnungsbereiche | 31 |
| III. | Begründung | 32 |
| 1 | Gebiete und Flächen | 34 |
| 2 | Leitungen | 42 |
| 2.1 | Grenzkorridore zum Küstenmeer | 42 |
| 2.2 | Netzanbindungssysteme | 44 |
| 2.3 | Grenzüberschreitende Stromleitungen | 46 |
| 2.4 | Verbindungen zwischen Anlagen untereinander | 47 |
| 3 | Festlegungen für das Küstenmeer | 50 |
| 4 | Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme | 53 |
| 5 | Standardisierte Technikgrundsätze | 55 |
| 5.1 | Standardkonzept Gleichstromsystem | 55 |
| 5.2 | Schnittstelle zwischen ÜNB und OWP-Vorhabensträger | 55 |
| 5.3 | Selbstgeführte Technologie | 56 |
| 5.4 | Übertragungsspannung +/- 525 kV | 56 |
| 5.5 | Standardleistung 2.000 MW | 57 |
| 5.6 | Ausführung mit metallischem Rückleiter | 57 |
| 5.7 | Anschluss auf der Konverterplattform / vorzuhaltende Schaltfelder | 58 |
| 5.8 | Voraussetzungen für Verbindungen untereinander / vorzuhaltende Schaltfelder | 58 |
| 5.9 | Direktanbindungskonzept | 59 |
| 5.10 | Grenzüberschreitende Seekabelsysteme: Gebündeltes Seekabelsystem | 59 |
| 5.11 | Grenzüberschreitende Seekabelsysteme: Berücksichtigung Gesamtsystem | 60 |
| 5.12 | Grenzüberschreitende Seekabelsysteme: Ausführung mit metallischem Rückleiter | 60 |
| 6 | Planungsgrundsätze | 61 |
| 6.1 | Allgemeine Grundsätze | 61 |
| 6.2 | Flächen und Windenergieanlagen auf See sowie sonstige Energiegewinnungsbereiche und -anlagen | 78 |
| 6.3 | Plattformen | 80 |
| 6.4 | Seekabelsysteme | 81 |
| 7 | Pilotwindenergieanlagen | 86 |
| 8 | Sonstige Energiegewinnungsbereiche | 87 |

| | | |
|---------------|---|------------|
| IV. | Übereinstimmung der Festlegungen mit privaten und öffentlichen Belangen | 89 |
| 1 | Gesetzliche Ausschlussgründe | 90 |
| 1.1 | Übereinstimmung mit den Erfordernissen der Raumordnung | 90 |
| 1.2 | Keine Gefährdung der Meeresumwelt | 91 |
| 1.3 | Keine Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs | 91 |
| 1.4 | Keine Beeinträchtigung der Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung | 92 |
| 1.5 | Vereinbarkeit der Festlegungen mit dem Schutzzweck gesetzlich ausgewiesener Schutzgebiete | 92 |
| 2 | Sonstige überwiegende öffentliche und private Belange | 94 |
| 3 | Zulässigkeit der Festlegung der Gebiete | 95 |
| 4 | Zulässigkeit der Festlegung der Flächen | 97 |
| 5 | Zulässigkeit weiterer Festlegungen | 98 |
| 6 | Zielabweichungsverfahren | 100 |
| 6.1 | Sachverhalt | 100 |
| 6.2 | Rechtliche Prüfung | 102 |
| 6.3 | Entscheidung | 105 |
| V. | Zusammenfassende Umwelterklärung und Überwachungsmaßnahmen | 106 |
| 1 | Zusammenfassende Erklärung nach § 44 Abs. 2 Nr. 2 UVPG | 106 |
| 2 | Aufstellung der Überwachungsmaßnahmen nach § 44 Abs. 2 Nr. 3 UVPG i.V.m. § 45 UVPG | 109 |
| VI. | Literaturverzeichnis | 110 |
| Anhang | | |
| 1 | Kartenteil | 112 |
| 2 | Informatorische Angabe von Koordinaten zu forschungsrelevanten Gebieten | 117 |
| 3 | Informatorische Darstellung eines langfristigen Ausbaus | 118 |
| 3.1 | Ausblick auf Gebiete und installierbare Gesamtleistung | 118 |
| 3.2 | Ausblick auf die Ausschreibungsjahre 2025 bis 2030 | 119 |
| 4 | Übersichtstabelle | 123 |

Abbildungsverzeichnis

| | |
|--|-----|
| Abbildung 1: Festlegungen zu Gebieten und Flächen in der AWZ der Nordsee. | 4 |
| Abbildung 2: Festlegungen zu Gebieten und Flächen in der AWZ der Ostsee. | 4 |
| Abbildung 3: Detailansicht der Festlegungen im Bereich des Gebiets O-2 und des Anbindungssystems OST-2-4 | 8 |
| Abbildung 4: Festlegungen zu Leitungen in der AWZ der Nordsee. | 11 |
| Abbildung 5: Festlegungen zu Leitungen in der AWZ der Ostsee. | 11 |
| Abbildung 6: Festlegungen im Küstenmeer der Ostsee | 12 |
| Abbildung 7: Sonstiger Energiegewinnungsbereich SEN-1 in der AWZ der Nordsee. | 31 |
| Abbildung 8: Darstellung der räumlichen Verteilung stattfindender Forschungsaktivitäten innerhalb des Überlappungsbereichs der Fläche O-2.2 mit dem Vorbehaltsgebiet Forschung FoO3 des ROP 2021..... | 36 |
| Abbildung 9: Auslastung der modellierten Windparks in Vollaststunden pro Jahr im aktuellen Ausbauzustand (Szenario 0), in den Gebieten des FEP 2020 (Szenario 1) sowie den Gebieten des erweiterten Vorentwurfs des FEP 2023 (Szenario 2) (Dörenkämper, et al., Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen zur Planung von Windenergieanlagen auf See und Netzanbindungssystemen - Zweiter Zwischenbericht, 2022) | 39 |
| Abbildung 10: Festlegungen für Verbindungen zwischen Anlagen untereinander: Illustration möglicher Trassenlängen für Verbindungen untereinander in Form von Ellipsen | 49 |
| Abbildung 11: Übersichtskarte zur niederländischen ausschließlichen Wirtschaftszone zum geplanten Ausbau der Windenergie (Dutch Ministry of Infrastructure and Water Management, 2021, S. 112)..... | 101 |
| Abbildung 12: Festlegungen Flächenentwicklungsplan 2023 Nordsee | 112 |
| Abbildung 13: Festlegungen Flächenentwicklungsplan 2023 Ostsee | 112 |
| Abbildung 14: Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee - Kartenteil Nordsee | 113 |
| Abbildung 15: Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee - Kartenteil Ostsee | 113 |
| Abbildung 16: Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee - Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Schifffahrt in der Nordsee | 114 |
| Abbildung 17: Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee - Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Schifffahrt in der Ostsee..... | 114 |
| Abbildung 18: FEP Zonen (neuer Zuschnitt) | 115 |
| Abbildung 19: Unterscheidung der festgelegten Flächen hinsichtlich der Art ihrer Voruntersuchung in der AWZ der Nordsee | 115 |
| Abbildung 20: Unterscheidung der festgelegten Flächen hinsichtlich der Art ihrer Voruntersuchung in der AWZ der Ostsee..... | 116 |
| Abbildung 21: Informativische Darstellung möglicher zukünftiger Gebiete für Windenergie auf See | 120 |

Tabellenverzeichnis

| | |
|--|-----|
| Tabelle 1: Festlegungen zu Gebieten und Flächen | 3 |
| Tabelle 2: Zuordnung von Seekabelsystemen auf die Grenzkorridore zum Küstenmeer..... | 5 |
| Tabelle 3: Festlegungen für Netzanbindungssysteme | 6 |
| Tabelle 4: Im FEP festgelegte Grenzkorridore und Trassen für grenzüberschreitende Stromleitungen | 9 |
| Tabelle 5: Übersicht der im FEP festgelegten Trassen für Verbindungen zwischen Anlagen | 10 |
| Tabelle 6: Übersicht der Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme für Windenergieanlagen auf See und der zugehörigen Offshore-Anbindungsleitungen einschließlich der jeweiligen Quartale (QI – QIV) im Kalenderjahr – Flächen mit zentraler Voruntersuchung..... | 14 |
| Tabelle 7: Übersicht der Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme für Windenergieanlagen auf See und der zugehörigen Offshore-Anbindungsleitungen einschließlich der jeweiligen Quartale (QI – QIV) im Kalenderjahr – Flächen ohne zentrale Voruntersuchung..... | 14 |
| Tabelle 8: Für Pilotwindenergieanlagen verfügbare Netzanbindungskapazitäten | 30 |
| Tabelle 9: Übersicht Festlegung von sonstigen Energiegewinnungsbereichen | 31 |
| Tabelle 10: Plausibilisierung der voraussichtlich zu installierenden Leistung..... | 41 |
| Tabelle 11: Koordinaten des Polygons GB3 in der AWZ der Nordsee..... | 117 |
| Tabelle 12: Koordinaten des Polygons in der AWZ der Ostsee | 117 |
| Tabelle 13: Ausblick voraussichtliche jährliche Ausschreibungsvolumina für die Jahre 2025 bis 2030 | 121 |
| Tabelle 14: Ausblick voraussichtliche jährliche Inbetriebnahmevolumina für die Jahre 2030 bis 2035 | 121 |
| Tabelle 15: Vorläufige Übersicht der Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme für Windenergieanlagen auf See und der zugehörigen Offshore-Anbindungsleitungen einschließlich der jeweiligen Quartale (QI – QIV) im Kalenderjahr – Flächen mit zentraler Voruntersuchung..... | 121 |
| Tabelle 16: Vorläufige Übersicht der Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme für Windenergieanlagen auf See und der zugehörigen Offshore-Anbindungsleitungen einschließlich der jeweiligen Quartale (QI – QIV) im Kalenderjahr – Flächen ohne zentrale Voruntersuchung..... | 122 |
| Tabelle 17: Übersichtstabelle Festlegungen und informatorischer Ausblick für Flächen und Netzanbindungssysteme..... | 123 |

Abkürzungsverzeichnis

| | |
|--------------------|---|
| AIS | Automatic Identification System (Automatisches Identifikationssystem) |
| AWZ | Ausschließliche Wirtschaftszone |
| BAW | Bundesanstalt für Wasserbau |
| BFO-N | Bundesfachplan Offshore Nordsee |
| BFO-O | Bundesfachplan Offshore Ostsee |
| BfN | Bundesamt für Naturschutz |
| BGBI | Bundesgesetzblatt |
| BMDV | Bundesministerium für Digitales und Verkehr |
| BMU | Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz |
| BNetzA | Bundesnetzagentur |
| BSH | Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie |
| BT-Drs. | Bundestags-Drucksache |
| cm | Zentimeter |
| DC | Gleichstrom |
| DIN | Deutsches Institut für Normung |
| DIN EN | Deutsches Institut für Normung, Europäische Norm |
| DSC | Digital Selective Calling |
| ESCA | European Subsea Cables Association |
| EU | Europäische Union |
| FEP | Flächenentwicklungsplan |
| GDWS | Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt |
| GIS | Gasisolierte Schaltanlage |
| GW | Gigawatt |
| HGÜ | Hochspannungsgleichstromübertragung |
| ICES | International Council for the Exploration of the Sea |
| ICPC | International Cable Protection Committee |
| IOW | Leibniz-Institut für Ostseeforschung Warnemünde |
| K | Kelvin |
| km | Kilometer |
| km ² | Quadratkilometer |
| kV | Kilovolt |
| LEP M-V | Landesraumentwicklungsprogramm Mecklenburg-Vorpommern |
| m | Meter |
| MARNET | Marines Umweltmessnetz in Nord-und Ostsee |
| MARPOL | Internationale Übereinkommen zur Verhütung der Meeresverschmutzung durch Schiffe (en. International Convention for the Prevention of Marine Pollution from Ships, auch MARPOL (von marine pollution)) |
| MHz | Megahertz |
| MW | Megawatt |
| NVP | Netzverknüpfungspunkt |
| ONAS | Offshore-Netzanbindungssystem |
| OSPAR | Oslo-Paris Übereinkommen, Übereinkommen zum Schutz der Meeresumwelt des Nordost-Atlantiks (Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic) |
| OWP | Offshore-Windpark |
| PFAS | per- und polyfluorierte Chemikalien |
| QI, QII, QIII, QIV | Quartale eines Kalenderjahres |
| ROP | Raumordnungsplan |
| SF6 | Schwefelhexafluorid |
| sm | Seemeile |
| SMV | System Maritime Verkehrstechnik |

| | |
|----------|---|
| SOLF | Standard Offshore-Luffahrt für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone |
| SRÜ | Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen |
| StUK | Standard "Untersuchung von Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen" |
| SUP | Strategische Umweltprüfung |
| t | Tonne |
| TBT | Tributylzinn |
| TCM | Transmission Capacity Management |
| ÜNB | Übertragungsnetzbetreiber |
| VDE | Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. |
| VGB | Vereinigung der Großkesselbesitzer e. V. (internationaler Interessenverband von Unternehmen aus der Elektrizitäts- und Wärmeversorgungsbranche) |
| VPN | Virtual Private Network |
| VSC | voltage sourced converter (selbstgeführter Konverter) |
| WEA | Windenergieanlage |
| WindSeeV | Verordnung zur Durchführung des Windenergie-auf-See-Gesetzes |

I. Ziel

Für die Zielerreichung von mindestens 30 GW bis 2030 für die installierte Leistung von Windenergieanlagen auf See sowie den anschließenden vorbereitenden Schritten ist eine Änderung und Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans (FEP) erforderlich.

Die Festlegungen des FEP sind für die Errichtung von Windenergieanlagen auf See und Offshore-Anbindungsleitungen erforderlich. Die Errichtung von Windenergieanlagen auf See und Offshore-Anbindungsleitungen liegt im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit nach § 1 Abs. 3 Wind-SeeG¹.

II. Festlegungen

1 Gebiete und Flächen

Der FEP legt die in Tabelle 1 dargestellten Gebiete und Flächen fest. In einigen Gebieten erfolgt keine Festlegung von Flächen, da diese Gebiete voraussichtlich bis zum Jahr 2026 vollständig mit Windparks bebaut sein werden. Eine Festlegung von Flächen in diesen Gebieten erfolgt im Rahmen einer zukünftigen Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans im Hinblick auf die Nachnutzung.

Es ist vorgesehen, im Rahmen dieser Fortschreibung des FEP Gebiete und Flächen in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) der Nordsee östlich der Schifffahrtsroute SN10 festzulegen. Entsprechend des Auftrages des Raumordnungsplans (ROP) 2021 zu befristeten Vorranggebieten innerhalb der Schifffahrtsroute SN10 werden die Festlegung von Gebieten und

Flächen bzw. mögliche verkehrslenkende Maßnahmen derzeit gemeinsam mit Dänemark und den Niederlanden geprüft. Neben einer Bebauung zentral in der SN10 werden auch andere Varianten geprüft. In der Diskussion ist neben der zentralen Bebauung vor allem eine Randbebauung der SN10. Die Festlegung von Gebieten und Flächen im Bereich der SN10 sowie in den Zonen 4 und 5 soll im Rahmen der nächsten Fortschreibung des FEP erfolgen. Die teilweise Bebauung der SN10 wird voraussichtlich vor dem Jahr 2035 erfolgen müssen, abhängig von ihrer Ausgestaltung sind Auswirkungen auf den Zuschnitt der Zone 4 zu erwarten. Eine Randbebauung hätte voraussichtlich Auswirkungen auf den Energieertrag der Flächen in der Zone 3. Auf die informatorische Darstellung im Anhang wird hingewiesen.

Tabelle 1 stellt die festgelegten Gebiete und Flächen einschließlich der jeweiligen Grundfläche sowie der festgelegten voraussichtlich zu installierenden Leistung dar. Eine kartographische Darstellung findet sich in Abbildung 1 und Abbildung 2.

Insgesamt kann mit den in Tabelle 1 dargestellten Flächen eine Leistung von voraussichtlich ca. 24,7 GW² errichtet werden. Zusammen mit den Windparks im Bestand und dem bis zum Jahr 2026 zu erwartenden Zubau lässt sich mit den im FEP 2023 festgelegten Flächen eine installierte Gesamtleistung von ca. 36,5 GW realisieren. Damit sichert der FEP 2023 die Erreichung des Ziels von mindestens 30 GW bis zum Jahr 2030 ab. Die Festlegung weiterer Flächen zur Erreichung der Ziele für die Jahre 2035 und 2045 erfolgt im Rahmen der nächsten Fortschreibung.

¹ Windenergie-auf-See-Gesetz vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258, 2310), das zuletzt durch Artikel 10 des Gesetzes vom 20. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2512) geändert worden ist.

² Bei dieser Summe ist die vrs. zu installierende Leistung in Höhe von 2.000 MW für die Fläche N-13.3 nicht berücksichtigt, da für diese Fläche die Jahre von Ausschreibung und Inbetriebnahme nicht festgelegt werden.

Nordsee

Das Gebiet N-21 und die Fläche N-21.1 werden festgelegt. Zudem wird das Gebiet N-11 und die Fläche N-11.1 im Vergleich zum FEP 2020 räumlich vergrößert festgelegt. Da sich diese teilweise mit den Vorranggebieten Schifffahrt SN6 und SN12 aus dem ROP 2021 decken, wurde im Rahmen des Fortschreibungsverfahrens ein Zielabweichungsverfahren durchgeführt. Einzelheiten zum Zielabweichungsverfahren finden sich unter IV; die Entscheidung über die Zielabweichungen mit Begründung wurden am 20. Januar 2023 bekanntgegeben.

Bei der Fläche N-21.1 besteht eine teilweise Überschneidung mit dem Vorbehaltsgebiet Rohstoffgewinnung KWN5 des ROP 2021. Die Rohstoffgewinnung von Kohlenwasserstoffen soll für diesen Bereich weiterhin ermöglicht werden.

Die Gebiete N-4 und N-5 stehen für eine Nachnutzung unter Prüfung. Die Prüfung soll im Rahmen der nächsten Fortschreibung des FEP abgeschlossen werden.

Für die Flächen N-11.2 und N-13 besteht eine teilweise Überschneidung mit einem Bereich namens GB3, in dem das Thünen Institut Meeresforschung durchführt. In diesen Bereichen soll dem Thünen Institut – soweit dies mit der Windenergie auf See vereinbar ist – die Möglichkeit eingeräumt werden, Forschungsaktivitäten und insbesondere die Erfassungen für Langzeitreihen fortzusetzen. Die Koordinaten des Bereichs sind informatorisch dem Anhang zu entnehmen.

Für die Flächen N-11.1, N-11.2, N-12.1, N-12.2, N-12.3 erfolgt keine zentrale Voruntersuchung und demzufolge keine Eignungsprüfung und –feststellung. Die Eignungsfeststellungen von zentral voruntersuchten Flächen enthalten im Vergleich zum FEP konkretisierte Anforderungen für die jeweiligen Flächen, die auch angebotsrelevant für die Ausschreibung durch die

Bundesnetzagentur (BNetzA) sein können. Es wird daher für diese Flächen auf eventuelle Anforderungen hingewiesen, die sich im jeweiligen Zulassungsverfahren ergeben können. Auf Eignungsprüfungen, WindSeeV sowie Zulassungsentscheidungen³ von Flächen in räumlicher Nähe wird hingewiesen.

Ostsee

Das Gebiet O-2 wurde teilweise im ROP 2021 als bedingtes Vorbehaltsgebiet festgelegt. EO2-West wird ab dem 01.01.2025 zu einem Vorbehaltsgebiet Windenergie.

Bei der Fläche O-2.2 besteht eine teilweise Überschneidung mit dem Forschungsgebiet FoO3, das durch den ROP 2021 festgelegt wurde. In diesem Bereich muss eine Ko-Nutzung der Windenergiegewinnung und der Fischereiforschung umgesetzt werden. Die Fischereiforschung muss dabei in Art und in dem bisher erfolgten Umfang ermöglicht werden. Zusätzlich bestehen weitere Überschneidungen der Fläche O-2.2 mit anderen Meeresforschungsgebieten des Thünen Institutes, welche nicht im ROP 2021 als Forschungsgebiete festgelegt wurden. In diesen Bereichen soll dem Thünen Institut die Möglichkeit eingeräumt werden, Forschungsaktivitäten und insbesondere die Erfassungen für Langzeitreihen in diesen Bereichen fortzusetzen soweit dies mit den Belangen der Windenergie auf See vereinbar ist. Die Koordinaten eines der Bereiche ist informatorisch dem Anhang zu entnehmen.

Überdies wird für die Fläche O-2.2 auf die Lage im Vogelzugkorridor „Rügen-Schonen“ des ROP 2021 hingewiesen. Innerhalb der Fläche O-2.2 liegt derzeit eine Messstation des vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) betriebenen Marinen Umweltmessnetzes in Nord- und Ostsee (MARNET) auf der Position Arkona Becken. Es wird auf die weitergehenden,

³ Abrufbar auf der BSH-Internetseite unter <https://www.bsh.de>

zu beachtenden Ausführungen in der Begründung in Kapitel III.1 verwiesen.

Für die Fläche O-2.2 erfolgt keine zentrale Voruntersuchung und demzufolge keine Eignungsprüfung und –feststellung. Es wird daher auch

für diese Fläche auf eventuelle Anforderungen hingewiesen, die sich im jeweiligen Zulassungsverfahren ergeben können. Auf Eignungsprüfungen, WindSeeV sowie Zulassungsentscheidungen von Flächen in räumlicher Nähe wird hingewiesen.

Tabelle 1: Festlegungen zu Gebieten und Flächen

| Bezeichnung Gebiet | Grundfläche Gebiet [km ²] | Bezeichnung Fläche | Grundfläche Fläche [km ²] | vrs. zu installierende Leistung [MW] |
|--------------------|---------------------------------------|--------------------|---------------------------------------|--------------------------------------|
| N-1 | 79 | | | |
| N-2 | 223 | | | |
| N-3 | 308 | N-3.5 | 29 | 420 |
| | | N-3.6 | 33 | 480 |
| | | N-3.7 | 17 | 225 |
| | | N-3.8 | 23 | 433 |
| N-4* | 148 | | | |
| N-5* | 124 | | | |
| N-6 | 249 | N-6.6 | 44 | 630 |
| | | N-6.7 | 16 | 270 |
| N-7 | 163 | N-7.2 | 58 | 980 |
| N-8 | 124 | | | |
| N-9 | 453 | N-9.1 | 158 | 2.000 |
| | | N-9.2 | 157 | 2.000 |
| | | N-9.3 | 106 | 1.500 |
| N-10 | 195 | N-10.1 | 151 | 2.000 |
| | | N-10.2 | 31 | 500 |
| N-11 | 378 | N-11.1 | 205 | 2.000 |
| | | N-11.2 | 156 | 1.500 |
| N-12 | 494 | N-12.1 | 193 | 2.000 |
| | | N-12.2 | 187 | 2.000 |
| | | N-12.3 | 80 | 1.000 |
| N-13 | 367 | N-13.1 | 50 | 500 |
| | | N-13.2 | 91 | 1.000 |
| | | N-13.3 | 195 | 2.000 |
| N-21 | 247 | N-21.1 | 242 | 2.000 |
| O-1 | 129 | O-1.3 | 25 | 300 |
| O-2 | 177 | O-2.2 | 102 | 1.000 |
| O-3 | 28 | | | |

* Gebiet für Nachnutzung in Prüfung

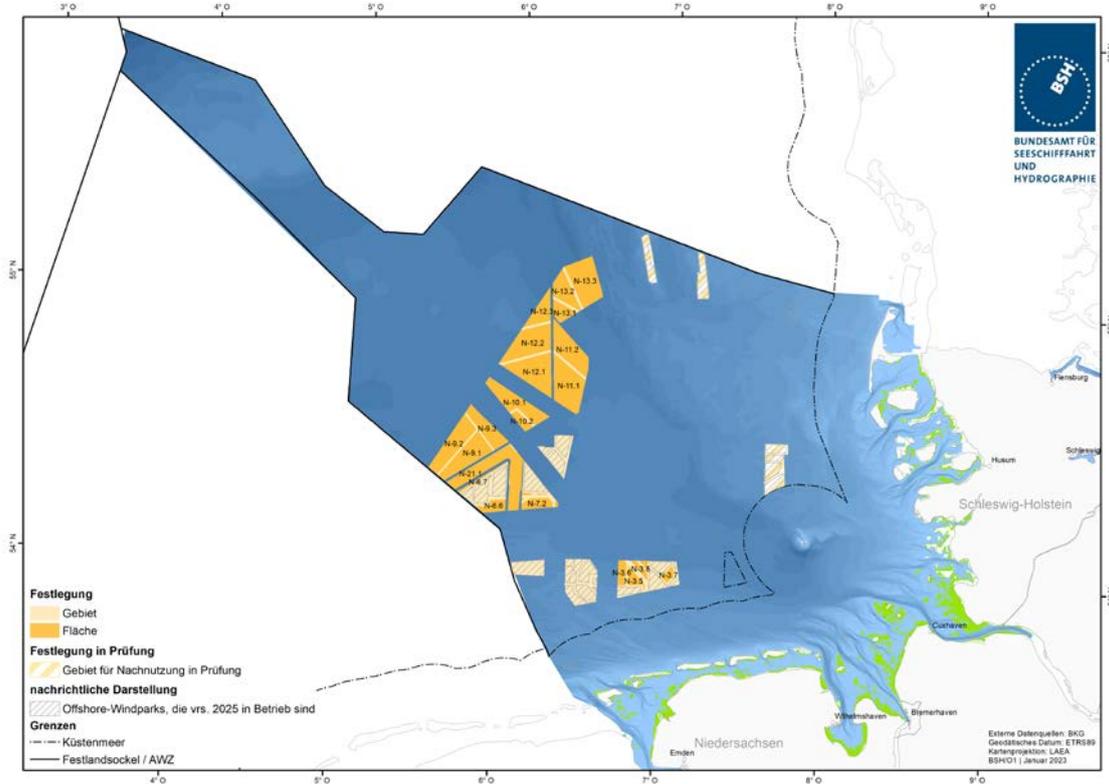


Abbildung 1: Festlegungen zu Gebieten und Flächen in der AWZ der Nordsee.

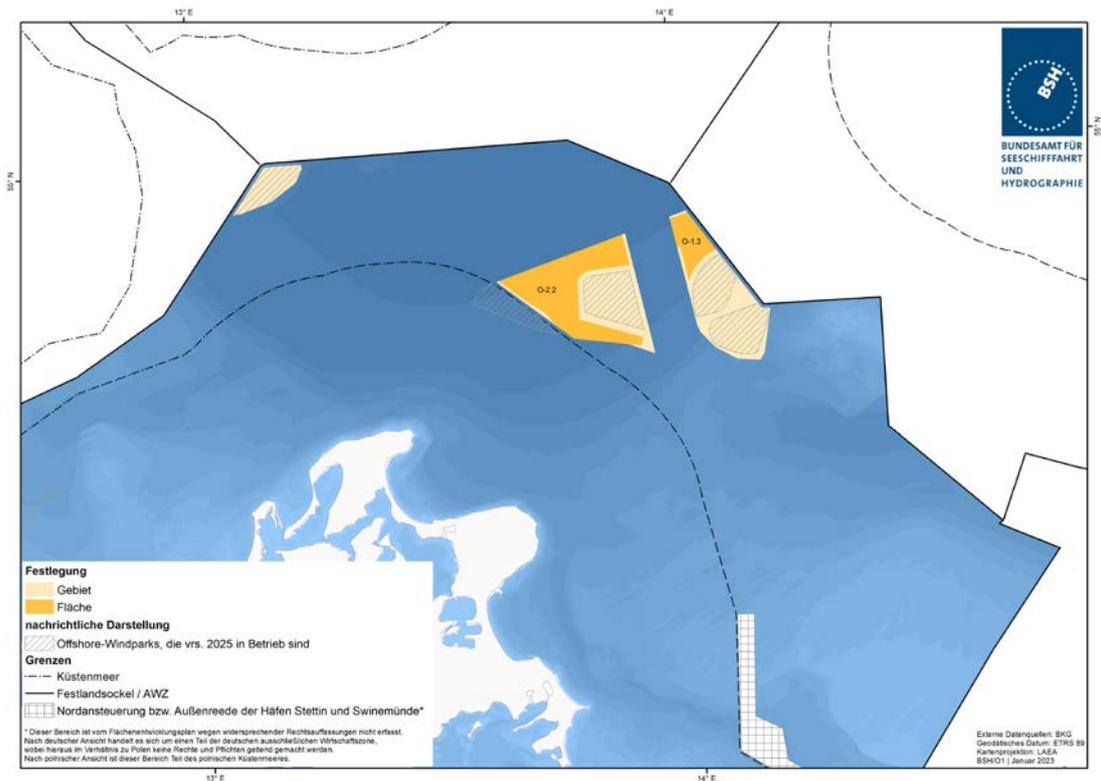


Abbildung 2: Festlegungen zu Gebieten und Flächen in der AWZ der Ostsee.

2 Leitungen

2.1 Grenzkorridore zum Küstenmeer

Nach § 5 Abs. 1 Nr. 8 WindSeeG trifft der FEP Festlegungen über Orte, an denen die Offshore-Anbindungsleitungen die Grenze zwischen der AWZ und dem Küstenmeer überschreiten (sog. Grenzkorridore).

In Tabelle 2 sind die Grenzkorridore von der AWZ zum Küstenmeer für die Nordsee und Ostsee aufgeführt. Jedem Grenzkorridor sind zusätzlich bestehende und in diesem FEP geplante bzw. festgelegte Seekabelsysteme zugeordnet.

Tabelle 2: Zuordnung von Seekabelsystemen auf die Grenzkorridore zum Küstenmeer

| Grenzkorridor | Seekabelsysteme |
|---------------|---|
| N-I | (1) NOR-1-1/DoWin5 (2) NOR-8-1/BorWin3 (3) NOR-2-3/DoWin3 (4) COBRACable |
| N-II | (1) NOR-7-1/BorWin5 (2) NOR-3-1/DoWin2 (3) NOR-2-2/DoWin1 (4) NOR-2-1/alpha ventus (5) NOR-6-1/BorWin1 (6) NOR-6-2/BorWin2 (7) NOR-3-3/DoWin6 (8) NOR-3-2 (9) NOR-6-3 (10) NOR-9-1 (11) NOR-10-1 (12) NOR-21-1 |
| N-III | (1) NOR-9-2 (2) NOR-9-3 (3) NOR-12-1 (4) NOR-13-1 (5) NOR-11-2 (-) NeuConnect |
| N-V | (1) NOR-7-2 (2) NOR-11-1 (3) NOR-12-2 (4) NOR-13-2 |
| N-IV | (1) NOR-4-2/HeWin2 (2) NOR-4-1/HeWin1 (3) NOR-5-1/SylWin1 (4) NordLink |

| Grenzkorridor | Seekabelsysteme |
|---------------|---|
| O-I | (1) OST-1-1 / Ostwind 1 (2) OST-1-2 / Ostwind 1 (3) OST-1-3 / Ostwind 1 (4) OST-2-1 / Ostwind 2 (5) OST-2-2 / Ostwind 2 (6) OST-2-3 / Ostwind 2 (7) OST-1-4 (8) OST-2-4 (9) Seekabelsystem nach Dänemark (10) Seekabelsystem nach Dänemark |
| O-II | (1) OST-2-1 / Ostwind 2 |
| O-III | (1) OST-3-1 (2) OST-3-2 (3) Seekabelsystem nach Schweden (4) Seekabelsystem nach Schweden |
| O-IV | (1) Kontek (2) Seekabelsystem nach Dänemark |
| O-V | (1) Seekabelsystem nach Dänemark |
| O-XIII | (1) Seekabelsystem nach Dänemark |

2.2 Netzanbindungssysteme

Die in Tabelle 3 dargestellten Offshore-Anbindungsleitungen werden festgelegt und dienen der Anbindung der in Kapitel 1 festgelegten Flächen.

Die bis einschließlich zum Jahr der Inbetriebnahme 2031 dargestellten landseitigen Netzverknüpfungspunkte (NVP) sowie die Kalenderjahre der Inbetriebnahme basieren auf den Angaben der Stellungnahme der BNetzA vom 06.04.2022 und sind an dieser Stelle nachrichtlich enthalten. Gegenüber der Stellungnahme der BNetzA haben sich auf Grundlage der Stellungnahme der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) vom 05.05.2022 Änderungen ergeben. Das Netzanbindungssystem NOR-12-2 wird nunmehr über den Grenzkorridor N-V nach Heide/West geführt. Die Bezeichnung des Netzanbindungssystems NOR-12-3 wird auf NOR-13-1 angepasst, dementsprechend ändert sich NOR-13-1 zu NOR-13-2. Weiterhin wurde der NVP des Anbindungssystems NOR-13-1 (vorher NOR-12-3) Blockland durch den NVP Rastede ersetzt. Für das Netzanbindungssystem NOR-21-1 wurde in der Stellungnahme der BNetzA

kein Jahr der Inbetriebnahme und kein Netzverknüpfungspunkt genannt. Zur Vermeidung von Kreuzungen und zur möglichst frühzeitigen vollständigen Inanspruchnahme des Grenzkorridors N-II soll das Netzanbindungssystem NOR-21-1 im Jahr 2032 in Betrieb gehen. Die Festlegung von Netzverknüpfungspunkten für NOR-21-1 und NOR-13-2 erfolgt im laufenden NEP-Prozess durch die BNetzA.

Mit den in Tabelle 3 festgelegten Anbindungssystemen können die festgelegten Flächen angebunden werden. Es wird zur Erreichung des Ausbauziels von mindestens 70 GW bis 2045 erforderlich sein, weitere Grenzkorridore zum Küstenmeer zu identifizieren oder die Kapazität der bestehenden Grenzkorridore zu erweitern.

Tabelle 3: Festlegungen für Netzanbindungssysteme

| Netzanbindungssystem | Übertragungskapazität [MW] | Grenzkorridor | Nachrichtlich auf Grundlage der Stellungnahmen der BNetzA und der ÜNB: | |
|----------------------|----------------------------|---------------|--|-----------------------------|
| | | | Netzverknüpfungspunkt | Inbetriebnahme ⁴ |
| OST-1-4 | 300 | O-I | Lubmin | 2026 |
| NOR-7-2 | 980 | N-V | Büttel | 2027 |
| NOR-3-2 | 900 | N-II | Hanekenfähr | 2028 |
| NOR-6-3 | 900 | N-II | Hanekenfähr | 2028 |
| NOR-9-1 | 2.000 | N-II | Wehrendorf | 2029 |
| NOR-9-2 | 2.000 | N-III | Wilhelmshaven 2 | 2029 |
| NOR-9-3 | 2.000 | N-III | Unterweser | 2029 |
| OST-2-4* | 2.000 | O-I | Brünzow | 2030 |
| NOR-10-1 | 2.000 | N-II | Westerkappeln | 2030 |
| NOR-11-1 | 2.000 | N-V | Heide/West | 2030 |
| NOR-12-1 | 2.000 | N-III | Unterweser | 2030 |
| NOR-12-2 | 2.000 | N-V | Heide/West | 2030 |
| NOR-11-2 | 2.000 | N-III | Wilhelmshaven 2 | 2031 |
| NOR-13-1 | 2.000 | N-III | Rastede | 2031 |
| NOR-13-2 | 2.000 | N-V | n/a | n/a |
| NOR-21-1** | 2.000 | N-II | n/a | n/a |

* Der Trassenverlauf des Netzanbindungssystems befindet sich in Abhängigkeit vom finalen Plattformstandort in Prüfung.

** Für NOR-21-1 wird als Jahr der Inbetriebnahme 2032 festgelegt.

Beginnend mit dem Anbindungssystem NOR-9-1 wird für alle weiteren Anbindungssysteme in Tabelle 3 das Standardkonzept auf Grundlage

der Gleichstromtechnologie mit einer Übertragungskapazität von 2.000 Megawatt (MW) festgelegt.

⁴ An dieser Stelle stellt der FEP die in der Stellungnahme der BNetzA (unter Berücksichtigung der Stellungnahme der ÜNB) dargestellten Jahre der Inbetriebnahme für die Anbindungssysteme bis einschließlich 2031 nachrichtlich dar. Der FEP trifft zur Inbetriebnahme der auf den festgelegten Flächen jeweils bezuschlagten Windenergieanlagen auf See sowie der entsprechenden Offshore-Anbindungsleitungen eigene quartals-scharfe Festlegungen (siehe Kap. 4).

Für die Anbindungskonzepte der vorher in Betrieb gehenden Netzanbindungen wird auf den FEP 2020 verwiesen.

Nach § 5 Abs. 1 Nr. 6 WindSeeG trifft der FEP Festlegungen über Standorte von Konverterplattformen, Sammelplattformen und, soweit erforderlich, Umspannanlagen.

Konverter- bzw. Umspannplattformen werden nur in den Gebieten festgelegt, in denen auch eine Ausweisung von Flächen erfolgt. Umspannplattformen werden nur insoweit festgelegt, wie diese für das Anbindungskonzept erforderlich sind. Beim Direktanbindungskonzept werden demzufolge keine Umspannplattformen festgelegt. Nach § 5 Abs. 1 Nr. 7 WindSeeG trifft der FEP Festlegungen über Trassen oder Trassenkorridore für Offshore-Anbindungsleitungen. Es wird auf den Planungsmaßstab 1:400.000 und die damit verbundenen Ungenauigkeiten der zeichnerischen Festlegungen hingewiesen. Daher werden mögliche Biegeradien der Seekabelsysteme und die damit verbundenen Schleppradien der Verlegefahrzeuge bei der Festlegung der Trassen nicht exakt dargestellt. Dies erfolgt in den jeweiligen Zulassungsverfahren.

Beginnend mit dem Anbindungssystem NOR-9-1 sollen die Konverterstandorte grundsätzlich innerhalb der anzubindenden Fläche platziert werden. Abbildung 4 und Abbildung 5 zeigen die räumlichen Darstellungen.

Der Konverterstandort OST-2-4 wurde im Rahmen des Fortschreibungsverfahrens unter der Annahme der Umsetzung mit einer Übertragungskapazität von 1.000 MW konsultiert. Nach Angaben des zuständigen ÜNB werden neben dem festgelegten Standort am nördlichen Rand der Fläche O-2.2 kurzfristig Alternativstandorte untersucht. Sofern das Ergebnis der Baugrunduntersuchungen des ÜNB zeigt, dass der festgelegte Standort nicht realisiert werden kann, ist der in Abbildung 3 dargestellte Alternativstandort zu wählen. Der ÜNB hat auf Grundlage der Baugrunduntersuchungen die Entscheidung über den Konverterstandort OST-2-4 schnellstmöglich bekannt zu machen. Der Konverterstandort OST-2-4 gilt als bekannt gemacht, wenn der zuständige ÜNB dem BSH das Ergebnis mitgeteilt und dieses zusätzlich auf der Internetseite des ÜNB veröffentlicht hat.



Abbildung 3: Detailansicht der Festlegungen im Bereich des Gebiets O-2 und des Anbindungssystems OST-2-4

2.3 Grenzüberschreitende Stromleitungen

Unter grenzüberschreitenden Stromleitungen im Sinne dieses Plans sind Seekabelsysteme zu verstehen, welche durch mindestens zwei Nordsee- bzw. Ostseeanrainerstaaten verlaufen.

Durch die deutsche AWZ der Nordsee verlaufen mehrere grenzüberschreitende Stromleitungen. Zum einen besteht ein in Betrieb befindliches grenzüberschreitendes Seekabelsystem namens „NorNed“, welches die Länder Norwegen und die Niederlande miteinander verbindet. Des Weiteren befindet sich das Vorhaben „COBRACable“ zur Verbindung zwischen den Niederlanden und Dänemark in Betrieb. Zudem verläuft durch die deutsche AWZ das in Betrieb befindliche Vorhaben „NordLink“, eine Verbindung zwischen Norwegen und Deutschland. Das Vorhaben „Viking Link“ zur Verknüpfung von Dänemark mit Großbritannien sowie das Vorhaben

„NeuConnect“ zwischen Deutschland und Großbritannien von Grenzkorridor N-III zu N-VI wurden genehmigt.

Auch in der deutschen AWZ der Ostsee verlaufen in Betrieb befindliche grenzüberschreitende Stromleitungen: „Kontek“ (zur Verbindung von Dänemark und Deutschland) und „Baltic Cable“ (zwischen Schweden und Deutschland). Des Weiteren befindet sich das grenzüberschreitende Seekabelsystem namens „Kriegers Flak Combined Grid Solution“ in Betrieb. Dieses Vorhaben verbindet Dänemark und Deutschland durch die Verbindung eines dänischen mit einem deutschen OWP-Vorhaben. Tabelle 4 stellt die im FEP festgelegten Grenzkorridore und Trassen für grenzüberschreitende Stromleitungen dar. Es ist damit zu rechnen, dass die Umsetzung der europäischen und jeweiligen nationalen Ausbauziele zu weiteren grenzüberschreitenden Verbindungen führen wird. In der weiteren Fortschreibung des FEP ist auf Grundlage

von Erkenntnissen über die Vermaschung im Offshore-Bereich mit der Festlegung weiterer

grenzüberschreitender Verbindungen zu rechnen, die Arbeiten hierzu haben bereits begonnen.

Tabelle 4: Im FEP festgelegte Grenzkorridore und Trassen für grenzüberschreitende Stromleitungen

| Grenzkorridor A | Grenzkorridor B | Land A | Land B |
|-----------------|-----------------|---------------------|--------------------|
| Nordsee | | | |
| Bündelungspunkt | N-VI | Deutschland | Dänemark/ Norwegen |
| N-III | N-XV | Deutschland | Großbritannien |
| N-VI* | N-XIV* | Dänemark / Norwegen | Niederlande |
| N-VI* | N-XIV* | Dänemark / Norwegen | Niederlande |
| N-VII* | N-XIII* | Dänemark / Norwegen | Niederlande |
| N-VIII | N-XII | Dänemark | Großbritannien |
| Ostsee | | | |
| O-V | O-VI | Deutschland | Dänemark |
| O-IV | O-VII | Deutschland | Dänemark |
| O-III | O-IX | Deutschland | Schweden |
| O-III | O-IX | Deutschland | Schweden |
| O-I | O-X | Deutschland | Dänemark |
| O-I | O-XI | Deutschland | Dänemark |
| O-XIII | O-XII | Deutschland | n.n. |

* In Abhängigkeit künftiger Festlegungen im Bereich der Schifffahrtsroute SN10 des ROP 2021 können sich Trassenverlauf und Lage der Grenzkorridore ändern.

2.4 Verbindungen zwischen Anlagen untereinander

Nach § 5 Abs. 1 Nr. 10 WindSeeG enthält der FEP Trassen oder Trassenkorridore für mögliche Verbindungen von Offshore-Anlagen, Anbindungsleitungen und grenzüberschreitenden Stromleitungen sowie Standorten von Konverterplattformen untereinander. Die sog. Verbindungen untereinander sind Seekabelsysteme, welche die einzelnen Anbindungssysteme (nach Gleichstrom (DC)- oder Drehstrom (AC)-anbindungskonzept) und damit die OWP miteinander verbinden können. Sie tragen damit zur Gewährleistung der Systemsicherheit bei und erhöhen durch (Teil-) Redundanzen die Einspeisesicherheit, um damit Ausfallschäden zu reduzieren. Der FEP sichert die räumlichen Voraussetzungen für etwaige Verbindungen untereinander. Die Entscheidung darüber, „ob“ und „wann“ eine Verbindung untereinander umgesetzt wird, wird im Einzelfall von der BNetzA festgelegt. Tabelle

5 stellt die im FEP festgelegten Trassen für Verbindungen zwischen Anlagen dar. Der FEP schafft damit die Voraussetzungen für eine kommende Vermaschung.

Sofern die Trassen für Verbindungen zwischen Anlagen festgelegte Flächen queren und nicht parallel zu Anbindungssystemen des ÜNB verlaufen, werden sog. Übergabebereiche zwischen zwei benachbarten Flächen mit einer Breite von 500 m festgelegt. Da die Verbindungen zwischen Anlagen untereinander erst nach Ausschreibung einer Fläche realisiert werden, kann der bezuschlagte Bieter im Rahmen des eigenen Zulassungsverfahrens eine abweichende kreuzungsfreie Trasse mit einer Breite von mindestens 1.000 m vorschlagen. Dazu kann die resultierende Trassenlänge im Vergleich zur direkten, in der Fläche festgelegten Trassenlänge um bis zu 20 Prozent erhöht sein. Zudem muss die Führung einer Trasse durch den festgelegten Übergabebereich ermöglicht werden.

Tabelle 5: Übersicht der im FEP festgelegten Trassen für Verbindungen zwischen Anlagen

| Plattform A | Plattform B |
|----------------|-------------|
| Nordsee | |
| NOR-9-1 | NOR-9-2 |
| NOR-9-1 | NOR-21-1 |
| NOR-9-2 | NOR-9-3 |
| NOR-9-3 | NOR-10-1 |
| NOR-10-1 | NOR-12-1 |
| NOR-12-1 | NOR-11-1 |
| NOR-11-1 | NOR-11-2 |
| NOR-11-2 | NOR-13-2 |
| NOR-13-1 | NOR-13-2 |
| NOR-12-2 | NOR-13-1 |
| Ostsee | |
| - | - |

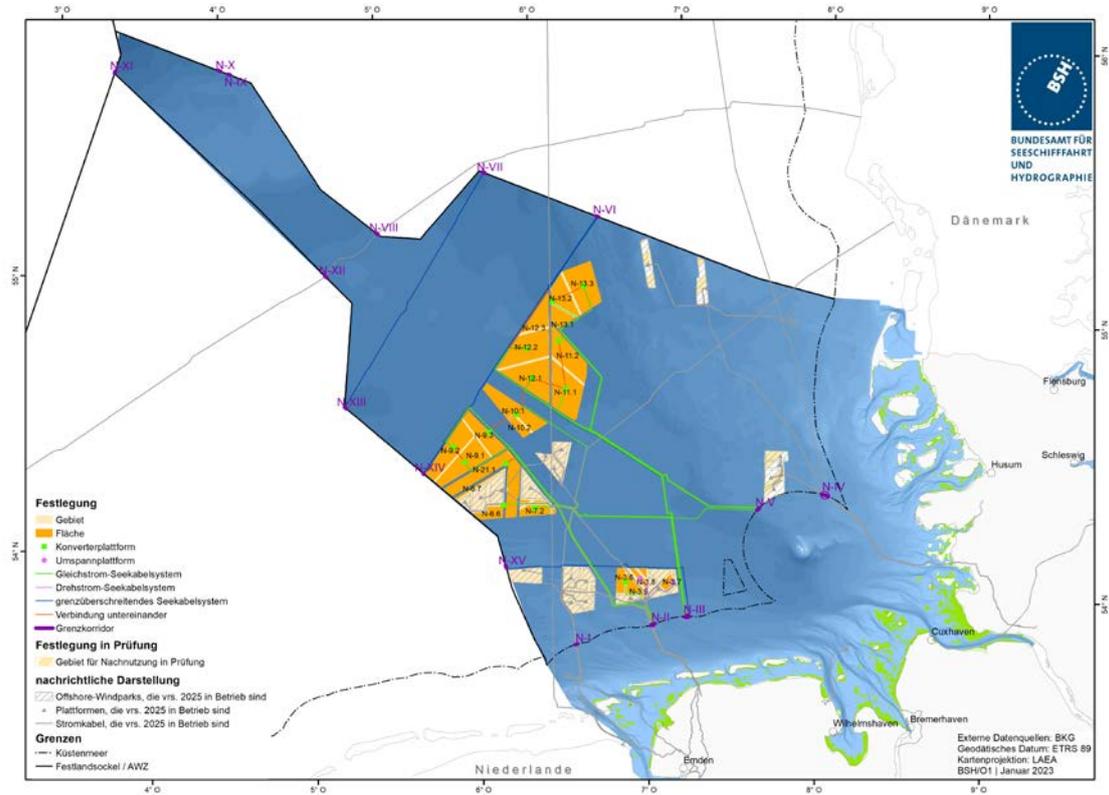


Abbildung 4: Festlegungen zu Leitungen in der AWZ der Nordsee.

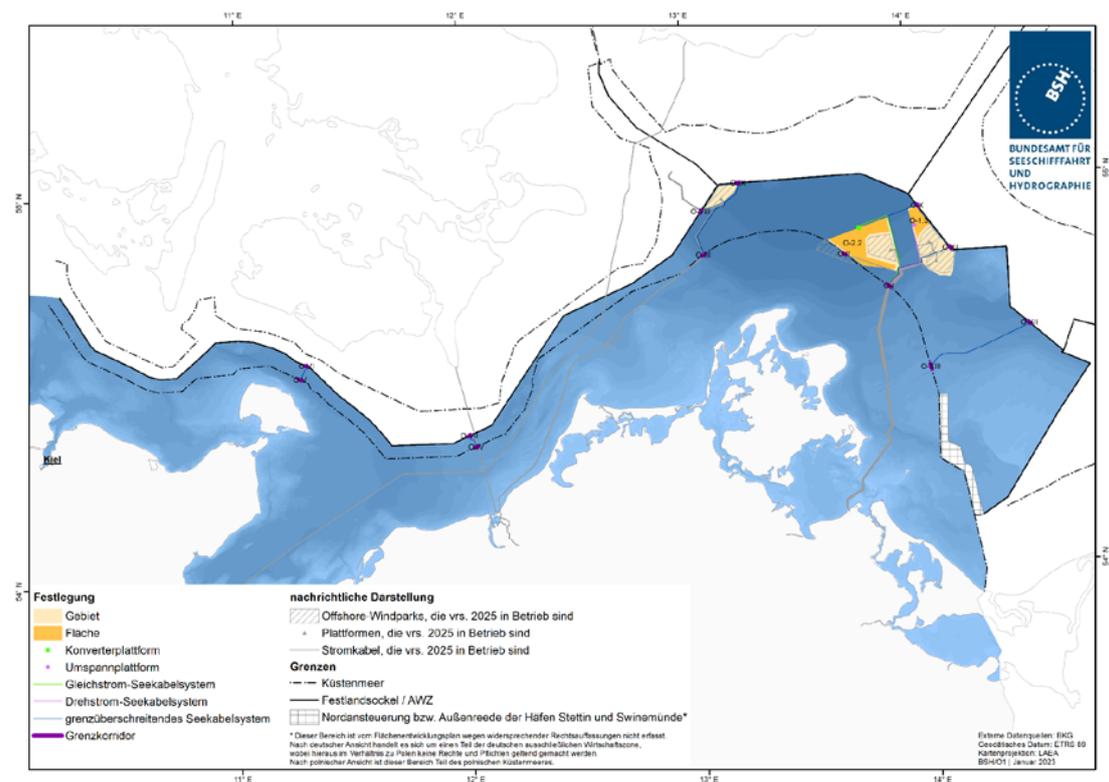


Abbildung 5: Festlegungen zu Leitungen in der AWZ der Ostsee.

3 Festlegungen für das Küstenmeer

Der FEP übernimmt für das Küstenmeer die von Mecklenburg-Vorpommern übermittelten Vorrang- und Vorbehaltsgebiete als Gebiete O-4 und O-6. Das Gebiet O-5, das im Landesraumentwicklungsprogramm Mecklenburg-Vorpommern als Marines Vorbehaltsgebiet für Windenergieanlagen festgelegt ist, steht als Gebiet O-5 unter Prüfung. Auf die Darstellungen in Abbildung 6 wird verwiesen.

Innerhalb der Gebiete werden über die OWP, die voraussichtlich im Jahr 2025 in Betrieb sind, hinaus keine Flächen festgelegt. Die Vergabe der Flächen erfolgt nicht nach dem WindSeeG, es besteht mithin kein Anspruch nach § 19 Abs. 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes.

Das vom Land Mecklenburg-Vorpommern nördlich von Warnemünde ausgewiesene Testfeld wird festgelegt.

Eine Testfeld-Anbindungsleitung mit einer Kapazität von 300 MW und einer Inbetriebnahme in dem Kalenderjahr 2032 wird unter der Bedingung festgelegt, dass das Land Mecklenburg-Vorpommern bis zum 30.06.2023 den Bedarf für diese Testfeld-Anbindungsleitung bekannt macht. Technische Gegebenheiten der Testfeld-Anbindungsleitung werden nicht benannt.

Festlegungen im Küstenmeer der Bundesländer Niedersachsen und Schleswig-Holstein erfolgen nicht, da beide Länder keine Vorrang- und Vorbehaltsgebiete übermittelt haben und es an einer entsprechenden Verwaltungsvereinbarung fehlt. In den Raumordnungsplänen von Niedersachsen und Schleswig-Holstein sind zudem bislang keine Festlegungen als möglicher Gegenstand des FEP enthalten.

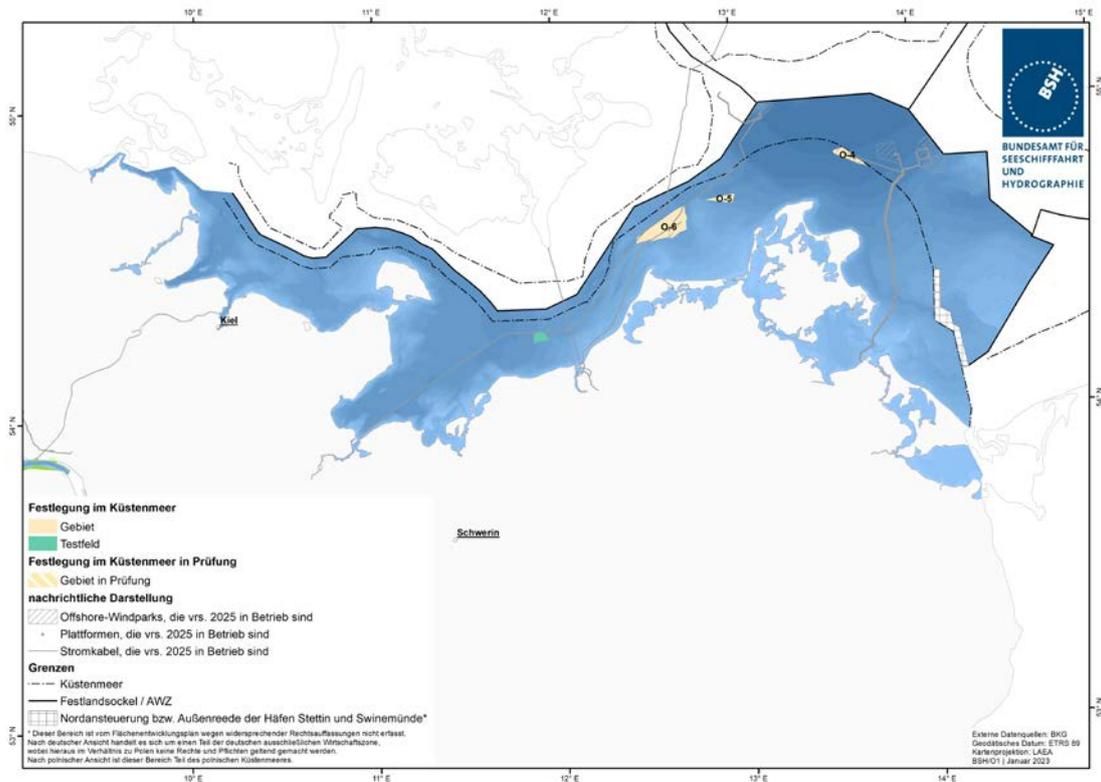


Abbildung 6: Festlegungen im Küstenmeer der Ostsee

4 Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme

Der FEP trifft nach § 5 Abs. 1 Nr. 3 WindSeeG Festlegungen über die zeitliche Reihenfolge, in der die festgelegten Flächen zur Ausschreibung kommen und in welchem Quartal des jeweiligen Kalenderjahres die bezuschlagten Windenergieanlagen sowie die zugehörige Netzanbindung in Betrieb genommen werden sollen.

Um einen Gleichlauf zwischen Windpark und Netzanbindung zu gewährleisten, legt der FEP darüber hinaus das Quartal des jeweiligen Kalenderjahres fest, in welchem der Einzug der parkinternen Verkabelung des anzuschließenden Windparks in die Konverterplattform des ÜNB zu erfolgen hat.

Neben der Festlegung der Kalenderjahre für die Ausschreibung und Inbetriebnahme von Flächen und Netzanbindungen trifft der FEP auch Festlegungen darüber, ob die Ausschreibung der jeweiligen Fläche im Rahmen des zentralen Modells mit Voruntersuchung oder als nicht zentral voruntersuchte Fläche erfolgen soll. Bei der Festlegung werden die unterschiedlichen zeitlichen Abläufe berücksichtigt.

Tabelle 6 und Tabelle 7 stellen die Festlegungen zur zeitlichen Reihenfolge der Ausschreibung und Inbetriebnahme der festgelegten Flächen

und Netzanbindungssysteme dar. Flächen, die zentral voruntersucht werden, sind in Tabelle 6 dargestellt, Flächen ohne zentrale Voruntersuchung in Tabelle 7. Für eine Gesamtübersicht wird auf Tabelle 11 im Anhang dieses Dokuments verwiesen. Für die zentral voruntersuchten Flächen ist es bereits in diesem FEP möglich, Festlegungen bis einschließlich dem Ausschreibungsjahr 2027 zu treffen. Für die nicht zentral voruntersuchten Flächen ist dies noch nicht möglich, weil durch die zu erwartenden Flächenzugewinne im Bereich der SN10 der räumliche Flächenzuschnitt erst im Rahmen des nächsten FEP erfolgen kann. Dies ist aufgrund des unterschiedlichen Vorlaufs von zentral voruntersuchten und nicht zentral voruntersuchten Flächen unproblematisch

Die Festlegung des Ausschreibungsjahrs, der Inbetriebnahme der auf der Flächen jeweils bezuschlagten Windenergieanlagen auf See und des Zeitpunkts des Einzugs der bezuschlagten Windenergieanlagen auf See in die Plattform für die Fläche N-13.3 erfolgt im Rahmen der nächsten Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans in der Gesamtschau mit der Festlegung von Gebieten und Flächen in der Schifffahrtsroute SN10 sowie den Zonen 4 und 5. Gleiches gilt für die Inbetriebnahme der dazugehörigen Anbindungsleitung NOR-13-2.

Tabelle 6: Übersicht der Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme für Windenergieanlagen auf See und der zugehörigen Offshore-Anbindungsleitungen einschließlich der jeweiligen Quartale (QI – QIV) im Kalenderjahr – Flächen mit zentraler Voruntersuchung.

| Bezeichnung Fläche | Vrs. zu installierende Leistung [MW] | Ausschreibungsjahr | Inbetriebnahme der auf den Flächen jeweils bezuschlagten WEA | Einzug parkinterne Verkabelung der bezuschlagten WEA in Plattform | Bezeichnung Netz-anbindung | Inbetriebnahme Netz-anbindung |
|--------------------|--------------------------------------|--------------------|--|---|----------------------------|-------------------------------|
| N-3.7 | 225 | 2021 | 2026 (QIII) | n/a | NOR-3-3 | n/a |
| N-3.8 | 433 | 2021 | 2026 (QIII) | n/a | | |
| O-1.3 | 300 | 2021 | 2026 (QIII) | 2026 (QII) | OST-1-4 | 2026 (QIII) |
| N-7.2 | 980 | 2022 | 2027 (QIV) | 2027 (QIII) | NOR-7-2 | 2027 (QIV) |
| N-3.5 | 420 | 2023 | 2028 (QIII) | 2028 (QI) | NOR-3-2 | 2028 (QIII) |
| N-3.6 | 480 | 2023 | 2028 (QIII) | 2028 (QII) | | |
| N-6.6 | 630 | 2023 | 2028 (QIV) | 2028 (QI) | NOR-6-3 | 2028 (QIV) |
| N-6.7 | 270 | 2023 | 2028 (QIV) | 2028 (QII) | | |
| N-9.1 | 2.000 | 2024 | 2029 (QIII) | 2029 (QI-II) | NOR-9-1 | 2029 (QIII) |
| N-9.2 | 2.000 | 2024 | 2029 (QIII) | 2029 (QI-II) | NOR-9-2 | 2029 (QIII) |
| N-9.3 | 1.500 | 2024 | 2029 (QIV) | 2029 (QI) | NOR-9-3 | 2029 (QIV) |
| N-10.2 | 500 | 2025 | 2030 (QIII) | 2030 (QI) | | |
| N-10.1 | 2.000 | 2025 | 2030 (QIII) | 2030 (QI-II) | NOR-10-1 | 2030 (QIII) |
| N-13.1 | 500 | 2026 | 2031 (QIII) | 2031 (QII) | NOR-11-2 | 2031 (QIII) |
| N-13.2 | 1.000 | 2026 | 2031 (QIII) | 2031 (QII) | NOR-13-1 | 2031 (QIII) |
| N-21.1 | 2.000 | 2027 | 2032 (QIII) | 2032 (QI-II) | NOR-21-1 | 2032 (QIII) |

Tabelle 7: Übersicht der Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme für Windenergieanlagen auf See und der zugehörigen Offshore-Anbindungsleitungen einschließlich der jeweiligen Quartale (QI – QIV) im Kalenderjahr – Flächen ohne zentrale Voruntersuchung.

| Bezeichnung Fläche | Vrs. zu installierende Leistung [MW] | Ausschreibungsjahr | Inbetriebnahme der auf den Flächen jeweils bezuschlagten WEA | Einzug parkinterne Verkabelung der bezuschlagten WEA in Plattform | Bezeichnung Netz-anbindung | Inbetriebnahme Netz-anbindung |
|--------------------|--------------------------------------|--------------------|--|---|----------------------------|-------------------------------|
| N-11.1 | 2.000 | 2023 | 2030 (QIII) | 2030 (QI-II) | NOR-11-1 | 2030 (QIII) |
| N-12.1 | 2.000 | 2023 | 2030 (QIII) | 2030 (QI-II) | NOR-12-1 | 2030 (QIII) |
| N-12.2 | 2.000 | 2023 | 2030 (QIV) | 2030 (QI-II) | NOR-12-2 | 2030 (QIV) |
| O-2.2 | 1.000 | 2023 | 2030 (QIII) | 2030 (QI-II) | OST-2-4 | 2030 (QIII) |
| N-11.2 | 1.500 | 2024 | 2031 (QIII) | 2031 (QI) | NOR-11-2 | 2031 (QIII) |
| N-12.3 | 1.000 | 2024 | 2031 (QIII) | 2031 (QI) | NOR-13-1 | 2031 (QIII) |

5 Standardisierte Technikgrundsätze

Nach § 5 Abs. 1 Nr. 11 WindSeeG sind standardisierte Technikgrundsätze zum Zwecke der Planung im FEP festzulegen. Hinsichtlich der technischen Anbindungskonzepte wurde im FEP bislang zwischen Nordsee und Ostsee unterschieden. Beginnend mit dieser Fortschreibung entfällt diese Unterscheidung und es wird lediglich ein Standardkonzept für Nordsee und Ostsee festgelegt. Konkret bezieht sich dieses Standardkonzept auf alle in diesem Plan festgelegten Anbindungssysteme beginnend mit dem System NOR-9-1. Für die vorher in Betrieb gehenden Netzanbindungen bis einschließlich NOR-6-3 erfolgt gegenüber den jeweiligen Festlegungen im FEP 2020 keine Änderung.

Gleichwohl besteht in Einzelfällen weiterhin die Notwendigkeit, von dem Standardkonzept abzuweichen, insbesondere in Fällen, in denen die anzubindende Erzeugungskapazität dauerhaft nicht an die Übertragungskapazität des Standardkonzepts heranreicht. Sofern eine solche Abweichung erforderlich ist, wird dies für das betreffende Anbindungssystem im Rahmen der Festlegung kenntlich gemacht.

Eine Abweichung von den standardisierten Technikgrundsätzen ist zur Erreichung der mit der Festlegung verbundenen Ziele grundsätzlich nicht möglich. Dies ist nur möglich, sofern in einem begründeten Einzelfall eine Abweichung notwendig oder aufgrund von neuen Erkenntnissen sinnvoll ist. Insbesondere aufgrund der möglicherweise aus einer Abweichung resultierenden Auswirkungen auf Schnittstellen zwischen ÜNB und OWP, aber auch der unterschiedlichen Planungs- und Realisierungsfortschritte sind Abweichungen sehr frühzeitig einzubringen.

5.1 Standardkonzept Gleichstromsystem

Das Standardkonzept ist ein Gleichstromsystem.

5.2 Schnittstelle zwischen ÜNB und OWP-Vorhabensträger

Die primäre Schnittstelle⁵ zwischen ÜNB und OWP-Vorhabensträger ist der Eingang der 66 kV bzw. 132 kV Seekabelsysteme auf der Konverterplattform (Kabelendverschluss der 66 kV bzw. 132 kV Seekabel).

- (a) Die Zuständigkeit für die Anbindung der WEA an die Konverterplattform liegt bei dem OWP-Vorhabensträger.
- (b) Der Einzug der 66 kV bzw. 132 kV Seekabelsysteme auf der Plattform erfolgt nach dem Direkteinzugsverfahren (Direct-Pull-In Konzept)⁶, nach dem die Seekabelsysteme durch den OWP-Vorhabensträger bis zur gasisolierten Schaltanlage (GIS) geführt werden.
- (c) Zur Anbindung des 66 kV bzw. 132 kV Seekabels gewährleistet der OWP-Vorhabensträger eine freie nutzbare Länge (ab Cable Hang-Off) des Seekabels nach Direkteinzug auf der Plattform von maximal 15 m. Die Bemessung der im Einzelfall erforderlichen freien nutzbaren Länge des Seekabels erfolgt je nach Anforderung des ÜNB.
- (d) Optional kann der ÜNB als Ergebnis des Plattform-Designs die Schnittstelle an einer Steckverbindung festlegen. In diesem Fall werden die 66 kV bzw. 132 kV Seekabelsysteme bis zu einer auf der Plattform vorinstallierten Steckverbindung geführt, die auch die Eigentumsgrenze darstellt. Die Steckverbindung bildet dann den Übergangspunkt zwischen dem parkinternen Seekabelsystem und einer

⁵ Unter Schnittstelle wird im Rahmen der standardisierten Technikgrundsätze des FEP grundsätzlich die Eigentumsgrenze zwischen ÜNB und OWP-Vorhabensträger verstanden.

⁶ Das Direkteinzugsverfahren ist definiert als direkter Einzug des Kabels auf die Plattform bis zur GIS oder zur vorinstallierten Steckverbindung.

vorinstallierten Plattform-Kabelverbindung, die bis zur GIS führt. Der OWP-Vorhabensträger führt dabei den Seekabeleinzug und die Terminierung mit passendem Stecker für die vorinstallierte Steckverbindung auf der Plattform durch. Auch hier gilt die Festlegung der freien nutzbaren Länge (ab Cable Hang-Off) von maximal 15 m bis zur Steckverbindung. Die Bekanntgabe des Konzepts erfolgt durch den ÜNB vor der Ausschreibung der jeweiligen Flächen.

- (e) Der Beginn des für die jeweiligen Flächen bzw. Netzanbindungssysteme festgelegten Quartals für den Einzug der parkinternen Verkabelung stellt den Zeitpunkt dar, bis zu dem der ÜNB alle notwendigen Voraussetzungen, welche für den Einzug der parkinternen Verkabelung erforderlich sind, abgeschlossen haben muss.
- (f) Der Einzug sämtlicher Kabel der parkinternen Verkabelung, die in die Plattform des ÜNB eingezogen werden müssen, erfolgt durch den bezuschlagten Bieter innerhalb des im FEP festgelegten Quartals unter Berücksichtigung der plattformspezifischen Rahmenbedingungen. Der Einzug der parkinternen Verkabelung für sämtliche bezuschlagten Windenergieanlagen ist zum Ende des im FEP festgelegten Quartals abzuschließen.
- (g) Der ÜNB nimmt spätestens zum Ende des jeweils für die Fläche festgelegten Quartals für alle auf die Plattform eingezogenen AC-Kabel der parkinternen Verkabelung die erforderlichen plattformseitigen Schritte so weit vor, dass eine vollständige Inbetriebnahme aller anzuschließenden bezuschlagten Windenergieanlagen (WEA) einer Fläche möglich ist.
- (h) In allen Phasen haben sich beide Seiten über projektrelevante Entwicklungen zu informieren und Termine abzustimmen.

5.3 Selbstgeführte Stromrichter

Die bestehenden und im Rahmen des FEP geplanten Netzanbindungssysteme werden in selbstgeführten (sogenannte VSC – voltage sourced converter) Stromrichtern ausgeführt.

5.4 Übertragungsspannung +/- 525 kV

Für die im Rahmen des FEP geplanten Netzanbindungssysteme wird eine Übertragungsspannung von +/- 525 kV festgelegt.

5.5 Standardleistung 2.000 MW

Für die Hochspannungsgleichstromübertragungs (HGÜ)-Systeme wird eine Standardübertragungsleistung von 2.000 MW festgelegt.

5.6 Ausführung mit metallischem Rückleiter

HGÜ-Systeme sind zum Zwecke der Erhöhung der Ausfallsicherheit sowie einer besseren Regelbarkeit als Bipol mit metallischem Rückleiter auszuführen.

5.7 Anschluss auf der Konverterplattform / vorzuhaltende Schaltfelder

- (a) Für eine Anschlussleistung von 1.000 MW sind bei der Übertragungsspannung 66 kV jeweils 14 Schaltfelder und J-Tubes vorzusehen und durch den ÜNB zur Verfügung zu stellen.
- (b) Beträgt die Übertragungsspannung 132 kV sind jeweils 8 Schaltfelder und J-Tubes für eine Anschlussleistung von 1.000 MW vorzusehen und durch den ÜNB zur Verfügung zu stellen.
- (c) Bei einer von 1.000 MW abweichenden Anschlussleistung ändert sich die Anzahl der vorzuhaltenden Schaltfelder und J-Tubes entsprechend in Abhängigkeit der Anschlussleistung.
- (d) Abweichend vom FEP 2020 werden zum Anschluss der Fläche N-6.6 an die Konverterplattform NOR-6-3 jeweils zehn und zum

Anschluss der Fläche N-6.7 jeweils vier Schaltfelder und J-Tubes festgelegt.

5.8 Voraussetzungen für Verbindungen untereinander / vorzuhaltende Schaltfelder

Zur Gewährleistung einer möglichen Verbindung zwischen Plattformen sind grundsätzlich auf jeder Konverterplattform zwei Anschlussmöglichkeiten für Gleichstromverbindungen, bestehend aus Plus- und Minus-Pol, metallischem Rückleiter sowie Glasfaserkabel und den dafür notwendigen J-Tubes vorzuhalten. Damit wird die Grundlage für eine Vermaschung von Netzanbindungssystemen geschaffen.

5.9 Direktanbindungskonzept

Für die Verbindung von WEA mit der Konverterplattform wird für Netzanbindungssysteme mit einer festgelegten Inbetriebnahme bis einschließlich 2031 das 66 kV-Direktanbindungskonzept als Standardanbindungskonzept festgelegt. Dabei werden die Anschlüsse in Drehstromtechnologie mit 50 Hz Netzfrequenz und mit einer Übertragungsspannung von 66 kV ausgeführt.

Alternativ kann nach Abstimmung zwischen ÜNB und allen betroffenen bezuschlagten Bietern das Direktanbindungskonzept mit einer Spannung von 132 kV angewendet werden. Für Verbindungen von WEA und Konverterplattform, wird für Netzanbindungssysteme mit einer festgelegten Inbetriebnahme ab dem Jahr 2032 eine Übertragungsspannung von 132 kV als Standard festgelegt.

5.10 Grenzüberschreitende Seekabelsysteme: Gebündeltes Seekabelsystem

Grenzüberschreitende Seekabelsysteme sind in Gleichstromtechnologie umzusetzen und mit einer möglichst hohen Übertragungskapazität auszuführen. Die Verbindungen sind jeweils mit

Hin- und Rückleiter auszuführen, die gebündelt verlegt werden.

5.11 Grenzüberschreitende Seekabelsysteme: Berücksichtigung Gesamtsystem

Die Planung und Errichtung von grenzüberschreitenden Seekabelsystemen hat die Festlegungen dieses Plans zu berücksichtigen.

5.12 Grenzüberschreitende Seekabelsysteme: Ausführung mit metallischem Rückleiter

Grenzüberschreitende Seekabelsysteme, bei denen eine Verbindung mit einem Netzanbindungssystem nach dem Standardkonzept möglich ist, sind als Bipol mit metallischem Rückleiter auszuführen.

6 Planungsgrundsätze

Gemäß § 5 Abs. 1 Nr. 11 WindSeeG enthält der FEP Festlegungen über Planungsgrundsätze.

Die Planungsgrundsätze gelten für den Bereich der deutschen AWZ und bauen auf den Zielen sowie Grundsätzen des ROP für die deutsche AWZ auf. Bei allen Planungsgrundsätzen ist das überragende öffentliche Interesse an der Errichtung von Windenergieanlagen auf See und Offshore-Anbindungsleitungen und deren Bedeutung für die öffentliche Sicherheit nach § 1 Absatz 3 des WindSeeG im Rahmen von Abwägungsentscheidungen zu berücksichtigen. Bei der konkreten Anwendung der Planungsgrundsätze im Planfeststellungs- oder Plangenehmigungsverfahren ist das überragende öffentliche Interesse bei der Abwägung der Belange zu berücksichtigen.

6.1 Allgemeine Grundsätze

Im Folgenden werden Planungsgrundsätze für WEA auf See, Plattformen, Seekabelsysteme und sonstige Energiegewinnungsanlagen aufgeführt.

6.1.1 Zeitliche Gesamtkoordinierung der Errichtungs- und Verlegearbeiten

Zur Vermeidung bzw. Verminderung kumulativer Auswirkungen soll unter Berücksichtigung der projektspezifischen Rahmenbedingungen eine zeitliche Gesamtkoordination der Errichtungs- bzw. Verlegearbeiten vorgesehen werden.

6.1.2 Keine Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs

Durch die Errichtung und den Betrieb von WEA auf See, Plattformen, Seekabeln und sonstigen Energiegewinnungsanlagen darf die Sicherheit

und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs nicht beeinträchtigt werden.

- (a) Zur Gewährleistung der Sicherheit der Schifffahrt, aber auch zur Integrität der Anlagen, werden nach § 74 WindSeeG – insbesondere bei angrenzenden Vorrang- bzw. Vorbehaltsgebieten für die Schifffahrt – um die Anlagen Sicherheitszonen eingerichtet, in der Regel 500 m um die Windenergieanlage, Plattform bzw. sonstige Energiegewinnungsanlage. Innerhalb der festgelegten Gebiete und außerhalb der festgelegten Flächen ist die Sicherheitszone so festzulegen, dass diese zusammenhängend ist und Lücken vermieden werden. Die Sicherheitszone ist außerhalb der Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Schifffahrt (ROP 2021) einzurichten.
- (b) Die bauliche Anlage muss in einer Weise konstruiert sein und errichtet werden, dass im Fall der Schiffskollision der Schiffskörper so wenig wie möglich beschädigt wird; dies schließt die bei Errichtung und Betrieb eingesetzten Arbeitsfahrzeuge mit ein. Die Einhaltung des Stands der Technik wird vermutet, wenn die Anforderungen des „Standard Konstruktion – Mindestanforderungen an die konstruktive Ausführung von Offshore-Bauwerken in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ)“⁷ erfüllt werden.
- (c) Die Errichtung von Plattformen am Rand eines Gebietes sowie die Bebauung der Fläche sollen sich in das Gesamtensemble der Bebauung des Gebiets, in dem die Plattform bzw. die Fläche liegt, integrieren und zusammenhängend erfolgen.
- (d) Zudem werden im Zuge der Konfliktminimierung bei der Wahl der Streckenführung von

⁷ Abrufbar auf der BSH-Internetseite unter: https://www.bsh.de/DE/PUBLIKATIONEN/_Anla-

[gen/Downloads/Offshore/Standards/Standard-Konstruktive-Ausfuehrung-von-Offshore-Windenergieanlagen-Aktualisierung-01-06-21.html](https://www.bsh.de/DE/PUBLIKATIONEN/_Anlagen/Downloads/Offshore/Standards/Standard-Konstruktive-Ausfuehrung-von-Offshore-Windenergieanlagen-Aktualisierung-01-06-21.html)

Seekabelsystemen die Belange der Schifffahrt (insbesondere in Bezug auf Vorrang- und Vorbehaltsgebiete) berücksichtigt. Die Streckenführungen verlaufen möglichst abseits der Hauptschifffahrtsrouten. Bei ausreichender Einbringtiefe wird jedoch auch eine Planung am Rande jener Vorbehaltsgebiete, die an die anzuschließenden OWP-Vorhaben angrenzen, in Betracht gezogen, soweit durch die Verlegung der Seekabelsysteme keine negative Auswirkung auf die Routen zu erwarten ist.

- (e) Während der Installations- und Betriebsphase sind geeignete Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit des Schiffsverkehrs zu treffen, diese umfassen beispielsweise:
- Sicherungsmaßnahmen während der Bauphase einschließlich behelfsmäßiger Kennzeichnung, Betonung und optisch-mobiler Verkehrssicherung (Verkehrssicherungsschiff),
 - visuelle und funktechnische Kennzeichnung einschließlich fachgerechter Umsetzung,
 - Seeraumbeobachtung,
 - Gestellung zusätzlicher Schleppkapazität mit geeignetem Pfahlzug, soweit erforderlich (siehe auch (f)).
- (f) Die OWP-Vorhabensträger der Flächen in dem Verkehrsbereich der Schifffahrtsroute SN10 des ROP 2021 sind jeder für sich und gemeinsam verpflichtet, sicherzustellen, dass für den dort vorherrschenden Schiffsverkehr und die Gefährdungslage ausreichend dimensionierte, zusätzliche Schleppkapazitäten im Einzugsbereich der SN10 ständig vor Ort vorgehalten werden, für den

die zuständigen Behörden im Bedarfsfall eine Weisungsbefugnis und ein Zugriffsrecht besitzen. Die Verpflichtung tritt voraussichtlich mit dem Zeitpunkt der ersten Bebauung von Flächen in den Gebieten N-11 oder N-12 ein.

6.1.3 Keine Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Luftverkehrs

Durch die Errichtung, den Betrieb und den Rückbau von Windenergieanlagen auf See, Plattformen, Seekabeln und sonstigen Energiegewinnungsanlagen darf die Sicherheit und Leichtigkeit des Luftverkehrs nicht beeinträchtigt werden.

- (a) Bei der Planung, der Errichtung und dem Betrieb von Windenergieanlagen, Plattformen, Seekabelsystemen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen ist der „Standard Offshore-Luffahrt für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone“⁸ (SOLF) des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr (BMDV) in seiner jeweils geltenden Fassung zu berücksichtigen.
- (b) Um Offshore-Hubschrauberflugplätze (Hubschrauberlandedecks) ist ein von Hindernissen freizuhalten Luftraum festzulegen, der eine sichere Durchführung des dort beabsichtigten Flugbetriebs ermöglicht.
- (c) Es ist zu verhindern, dass Hubschrauberlandedecks durch die Zunahme von Hindernissen in ihrer Umgebung unbenutzbar werden. Hierzu ist eine möglichst gesamtheitliche, d. h. gebietsweite bzw. gegebenenfalls gebietsübergreifende Herangehensweise zugrunde zu legen.
- (d) Hindernisse entlang der An- und Abflugbereiche von Hubschrauberlandedecks sind

⁸ Abrufbar unter https://www.verwaltungsvorschriften-im-internet.de/bsvwwbund_12082022_LF156116525.htm

zusätzlich mit einer Turmanstrahlung auszustatten, wenn diese auch bei Nacht betrieben werden sollen und eine Turmanstrahlung gem. den Vorgaben des SOLF erforderlich ist.

- (e) An- und Abflugflächen von Hubschrauberlandedecks sollen nicht über die Grenzen der deutschen AWZ hinaus angelegt werden.

6.1.4 Keine Beeinträchtigung der Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung

Durch die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See, Plattformen, Seekabelsystemen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen darf die Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung nicht beeinträchtigt werden.

- (a) Im Zuge der Konfliktminimierung sollen bei der Wahl von Standorten für WEA auf See sowie Plattformen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen bzw. der Streckenführung von Seekabelsystemen die Belange der Landesverteidigung und der Bündnisverpflichtung berücksichtigt werden.
- (b) Sofern die Errichtungs- oder Betriebsarbeiten militärische Übungs- oder Sperrgebiete berühren, oder der Einsatz von akustischen, optischen, optronischen, magnetsensorischen, elektrischen, elektronischen, elektromagnetischen oder seismischen Messgeräten sowie unbemannten Unterwasserfahrzeugen geplant ist, ist dies gemäß § 77 Abs. 3 Nr. 3 WindSeeG im Regelfall mindestens 20 Werktage im Vorhinein dem Marinekommando unter Angabe der Koordinaten des jeweiligen Einsatzgebietes sowie des Einsatzzeitraums mitzuteilen. Der Einsatz von Messgeräten ist zudem auf das erforderliche Maß zu beschränken.
- (c) Windparks und ihre Sicherheitszonen dürfen von Fahrzeugen der Bundeswehr entsprechend den Grundsätzen der guten See-

mannschaft befahren werden, soweit Betrieb und Wartung der Windparks nicht oder nur unerheblich beeinträchtigt werden.

- (d) An geeigneten Eckpositionen der Windparks, Plattformen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen sind gemäß § 77 Abs. 3 Nr. 2 WindSeeG Sonartransponder zu installieren. Die Anordnung und Spezifikation der Sonartransponder ist den Anforderungen der Bundeswehr hinsichtlich der Funktionalität anzupassen.
- (e) Der Bundeswehr soll es möglich sein, auf Anlagen zur Energiegewinnung, insbesondere auf Plattformen, feste Einrichtungen wie Sende- und Empfangsanlagen zu installieren und zu betreiben. Dies gilt unter dem Vorbehalt, dass der Betrieb der militärischen Anlagen auf den Anlagen zur Energiegewinnung aus militärischer Sicht zur Landes- und Bündnisverteidigung notwendig ist, und dass dadurch der Betrieb der Anlagen zur Energiegewinnung so wenig wie möglich beeinträchtigt wird.

6.1.5 Rückbaupflicht und Sicherheitsleistung

Nach der dauerhaften Aufgabe der Nutzung sind Windenergieanlagen auf See, Plattformen, Seekabelsysteme und sonstige Energiegewinnungsanlagen gemäß § 80 WindSeeG zu beseitigen.

- (a) Die Einrichtungen sind mit dem Ziel zu beseitigen, die vollständige Nachnutzung der Fläche sowie die Wiederherstellung der Leistungs- und Funktionsfähigkeit der Fläche zu gewährleisten. Über den Umfang der Beseitigung entscheidet das BSH unter Berücksichtigung der in § 69 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 bis 4 WindSeeG genannten Belange, des Stands der Wissenschaft und Technik zum Zeitpunkt der Entscheidung über die Beseitigung und der allgemeinen anerkannten internationalen Normen sowie der Anforderungen einer Rechtsverordnung nach § 96 Nr. 7 WindSeeG.

- (b) Bei einem Rückbau sollte nach Möglichkeit eine Wiederverwendung der Komponenten vor einem Recycling und dieses vor einer energetischen Verwertung angestrebt werden oder ansonsten deren – nachweislich – ordnungsgemäße Entsorgung an Land umgesetzt werden.
 - (c) Zur Absicherung der Erfüllung der Rückbaupflicht soll vor Baubeginn und bis zum endgültigen Rückbau der Anlagen grundsätzlich eine Sicherheitsleistung gemäß § 80 Wind-SeeG erbracht werden.
- (c) In einem Schutzbereich von 1000 m um den im FEP festgelegten Standort der Konverterplattform dürfen grundsätzlich keine Windenergieanlagen errichtet werden. Ausnahmen hiervon sind im Einvernehmen mit dem ÜNB in einem Bereich von 500 bis 1000 m um den Standort möglich. Arbeiten innerhalb des gesamten Schutzbereichs von 1000 m dürfen nur im Einvernehmen mit dem ÜNB erfolgen.

6.1.6 Berücksichtigung aller bestehenden, genehmigten⁹ und festgelegten Nutzungen

Auf bestehende und genehmigte Rohrleitungen sowie bestehende, genehmigte und im Rahmen dieses Plans festgelegte Leitungen, Flächen und Windenergieanlagen auf See sowie sonstige Energiegewinnungsbereiche, Plattformen und genehmigte sonstige Bauten ist gebührend Rücksicht zu nehmen. Soweit die Baugrundverhältnisse keine größeren Abstände erfordern, gelten folgende Grundsätze:

- (a) In einem Schutzbereich von 500 m beiderseits von Rohrleitungen sind Einwirkungen auf den Meeresboden nach Möglichkeit zu vermeiden. Ist ein Einwirken innerhalb der 500 m unvermeidbar, so darf dies ausschließlich als begründeter Ausnahmefall und in Abstimmung mit dem Betreiber der Rohrleitung geschehen. Die Einhaltung der üblichen technischen und organisatorischen Sicherheitsmaßnahmen gilt dabei als vorausgesetzt.
- (b) Zwischen Seekabelsystemen ist ein Abstand entsprechend dem Planungsgrundsatz 6.4.2 von 100 m bzw. 200 m im Wechsel einzuhalten.
- (d) Bei der konkreten Wahl von Standorten von Windenergieanlagen auf See und Plattformen des Windparkbetreibers sowie sonstigen Energiegewinnungsanlagen ist Rücksicht auf bestehende und genehmigte Nutzungen, Nutzungsrechte und weitere schützenswerte Belange zu nehmen.
- (e) Zwischen Windenergieanlagen, Plattformen des Windparkbetreibers bzw. sonstigen Energiegewinnungsanlagen und Seekabelsystemen Dritter ist ein Abstand von 500 m einzuhalten. Die parkinterne Verkabelung von Windparks bzw. sonstigen Energiegewinnungsbereichen ist derart auszugestalten, dass bestehende, genehmigte und im Rahmen dieses Plans festgelegte Leitungen möglichst nicht gekreuzt werden.
- (f) Die Planung, Errichtung und der Betrieb der Windenergieanlagen auf See, Plattformen und Seekabelsysteme sind in enger Abstimmung zwischen dem ÜNB und dem OWP durchzuführen.
- (g) Darüber hinaus wird für die fischereiliche Nutzung festgelegt, dass Fischereifahrzeuge Windparks auf dem Weg zu ihren Fanggründen durchfahren können sollen. Die passive Fischerei mit Reusen und Körben soll in den Sicherheitszonen der Windparks möglich sein; dies gilt jedoch nicht für den Bereich, der von den äußeren Anlagen des Windparks umgrenzt wird, und nicht für den unmittelbaren Nahbereich der äußeren Anlagen.

⁹ Es wird klargestellt, dass mit „genehmigt“ sämtliche Zulassungsverfahren gemeint sind.

Die Sätze 1 und 2 gelten, soweit Bau, Betrieb und Wartung der Windparks so wenig wie möglich beeinträchtigt werden, und vorbehaltlich entgegenstehender fachrechtlicher Regelungen.

6.1.7 Beachtung von umwelt- und naturschutzrechtlichen Rahmenbedingungen

Bei der Standort- und Trassenwahl sowie im Rahmen der Errichtung, des Betriebs und Rückbaus oder etwaiger Nachnutzungsplanungen von Windenergieanlagen, Plattformen, Seekabelsystemen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen sind umwelt- und naturschutzrechtliche Rahmenbedingungen zu beachten.

Der Grundsatz der Raumordnung 2.4 (6) aus dem ROP 2021 zum Erfordernis von Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen innerhalb der ausgewiesenen Vogelzugkorridore gilt für diesen Fachplan entsprechend.

Zum Monitoring von Vogelkollisionen mit Windenergieanlagen sind in Offshore-Windparks innerhalb aller im FEP festgelegten Flächen und sonstigen Energiegewinnungsbereiche an mehreren repräsentativen Anlagen Systeme zur Kollisionserfassung nach dem Stand der Technik zu installieren. Bezugnehmend auf § 77 Absatz 1 Satz 1 Nr. 1 sowie § 77 Absatz 3 Nr. 1 Wind-SeeG entfaltet diese Vorgabe auch außerhalb der Vogelzugkorridore Wirkung. Die genaue Konfiguration des Kollisionsmonitorings, etwa die Standorte, Anzahl und technische Spezifikationen der Erfassungsgeräte, ist verfahrens- und standortbezogen mit dem BSH abzustimmen.

6.1.8 Berücksichtigung von Kulturgütern

Bei der Standort- bzw. Trassenwahl sollen bekannte Fundstellen von Kulturgütern berücksichtigt werden. Sollten bei der Planung oder Errichtung der Windenergieanlagen, Plattformen bzw. Seekabelsysteme und sonstigen Energiegewin-

nungsanlagen bisher nicht bekannte im Meeresboden befindliche Kulturgüter aufgefunden werden, können unter Wahrung des überragenden öffentlichen Interesses am Ausbau der Windenergie auf See entsprechende Maßnahmen zur Sicherung des Kulturgutes getroffen werden. Die für Denkmalpflege und Archäologie zuständigen Fachbehörden sollen frühzeitig bei Fundstellen einbezogen werden.

6.1.9 Schallminderung

Bei der Gründung und Installation einer Anlage hat der Träger des Vorhabens nach dem Stand der Technik diejenige Arbeitsmethode anzuwenden, die nach den vorgefundenen Umständen so geräuscharm wie möglich ist.

- (a) Wenn Windenergieanlagen bzw. Plattformen und sonstige Energiegewinnungsanlagen mittels Impulsrammung installiert werden, so ist während der Rammung der Fundamente der Einsatz von wirksamen technischen Schallminderungsmaßnahmen nach dem Stand von Wissenschaft und Technik vorzusehen. Das Schallschutzkonzept eines konkreten Vorhabens ist durch den Träger des Vorhabens frühzeitig einzureichen. Das Schallschutzkonzept soll auf das Design der Gründungselemente und den Errichtungsprozess aufbauen. Die Vorgaben aus dem Schallschutzkonzept des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMU, 2013) sind dabei zu beachten.
- (b) Bei Rammarbeiten ist die Dauer des Rammvorgangs einschließlich der Vergrämung auf ein Mindestmaß zu begrenzen.
- (c) Sprengungen sind grundsätzlich unzulässig. Sollten Sprengungen zur Beseitigung von nicht transportfähiger Munition unvermeidbar sein, ist dem BSH ein Schallschutzkonzept rechtzeitig vorher vorzulegen.
- (d) Zur Vermeidung bzw. Verminderung erheblicher kumulativer Auswirkungen soll unter

Berücksichtigung der projektspezifischen Rahmenbedingungen eine zeitliche und räumliche Gesamtkoordination der Rammarbeiten im Rahmen des nachgeordneten Zulassungsverfahrens angeordnet werden.

- (e) Der Träger des Vorhabens hat diejenige Anlagenkonstruktion zu wählen, die nach dem Stand der Technik so betriebsschallarm wie möglich ist.

6.1.10 Minimierung von Kolk- und Kabelschutzmaßnahmen

Kolk- und Kabelschutzmaßnahmen sind auf ein Mindestmaß zu reduzieren.

6.1.11 Berücksichtigung von behördlichen Standards, Vorgaben bzw. Konzepten

Bei der Planung, der Errichtung und dem Betrieb von Windenergieanlagen, Plattformen, Seekabelsystemen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen sind behördliche Standards, Vorgaben und Konzepte in ihrer jeweils geltenden Fassung unter Beachtung des überragenden öffentlichen Interesses der Errichtung von Windenergieanlagen auf See und Offshore-Anbindungsleitungen zu beachten. Stets ist das überragende öffentliche Interesse an der Errichtung von Windenergieanlagen auf See und Offshore-Anbindungsleitungen im Rahmen von Schutzgüterabwägungen zu berücksichtigen.

6.1.12 Emissionsminderung

Emissionen sind zu vermeiden oder soweit sie unvermeidlich sind, zu vermindern.

- (a) Bauliche Anlagen sind in einer Weise zu planen und umzusetzen, dass weder bei der Errichtung noch bei dem Betrieb nach dem Stand der Technik vermeidbare Emissionen verursacht werden oder, soweit die Verursachung von Emissionen durch die zur Erfüllung der Sicherheitsanforderungen etwa des Schiffs- und Luftverkehrs zwingend gebotenen Handlungen unvermeidlich ist,

möglichst geringe Beeinträchtigungen der Meeresumwelt hervorgerufen werden und keine elektromagnetischen Wellen erzeugt werden, die geeignet sind, übliche Navigations- und Kommunikationssysteme sowie Frequenzbereiche der Korrektursignale in ihrer Funktionsfähigkeit zu stören. Es ist eine Emissionsstudie zur Erfassung der durch die jeweilige Konstruktions- und Ausrüstungsvariante auftretenden Emissionen bzw. deren Vermeidung zu erstellen.

- (b) Das Einbringen und Einleiten von Abfällen in die Meeresumwelt ist verboten, es sei denn, dies ist in diesem Planungsgrundsatz genannt.
- (c) Der vom Träger des Vorhabens eingesetzte Korrosionsschutz der Anlage muss möglichst schadstofffrei und emissionsarm sein.
- (d) Zur Anlagenkühlung soll ein geschlossenes Kühlsystem eingesetzt werden, bei dem es nicht zu Kühlwassereinleitungen oder sonstigen stofflichen Einleitungen in die Meeresumwelt kommt.
- (e) Der Träger des Vorhabens hat das Abwasser aus sanitären Einrichtungen, Sanitätseinrichtungen, Küchen und Wäschereien grundsätzlich fachgerecht zu sammeln, an Land zu verbringen und dort nach den geltenden abfallrechtlichen Bestimmungen zu entsorgen.
- (f) Drainagewasser darf bei der Einleitung einen Ölgehalt von 5 Milligramm je Liter nicht überschreiten.
- (g) Auf Hubschrauberlandedecks dürfen Schaummittel zur Löschschaumproduktion keine per- und polyfluorierten Chemikalien enthalten.
- (h) Die Vorgaben der Verordnung 517/2014 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. April 2014 über fluorierte Treibhausgase sind einzuhalten. In Schaltanlagen, Kühl- und Klimasystemen sowie Brandschutzanlagen sollen Betriebsstoffe eingesetzt werden, die ein möglichst geringes

Treibhausgaspotenzial besitzen. Insbesondere sind, soweit technisch umsetzbar und verfügbar, Schaltanlagen ohne Schwefelhexafluorid (SF₆) einzusetzen.

- (i) Auf Plattformen eingesetzte Dieselgeneratoren müssen bezüglich der Emissionsgrenzwerte nach Stufe III der MARPOL Anlage VI Regel 13 Absatz 5.1.1 oder nach Emissionsstandards, die den in der MARPOL Anlage VI Regel 13 Absatz 5.1.1 definierten Emissionsstandards entsprechen, zertifiziert sein. Auf Windenergieanlagen ist der Einsatz von Dieselgeneratoren für die Notstromversorgung zu vermeiden.

6.1.13 Berücksichtigung von Fundstellen von Kampfmitteln

Bei der Standort- bzw. Trassenwahl sollen bekannte Fundstellen von Kampfmitteln berücksichtigt werden. Sollten bei der Planung oder Errichtung der Windenergieanlagen, Plattformen bzw. Seekabelsysteme und sonstigen Energiegewinnungsanlagen bisher nicht bekannte im Meeresboden befindliche Kampfmittel aufgefunden werden, sind entsprechende Schutzmaßnahmen zu ergreifen.

6.1.14 Kommunikation und Überwachung

Zur Gewährleistung der Sicherheit von Anlagen und der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist eine ausreichende Kommunikationsinfrastruktur und Überwachung im Umfeld der WEA und Plattformen sicherzustellen.

- (a) An geeigneten Windenergieanlagen oder Anlagen in sonstigen Energiegewinnungsbereichen am Rand einer Fläche oder eines sonstigen Energiegewinnungsbereichs sind dem Stand der Technik entsprechende zur bidirektionalen Kommunikation mit der Schifffahrt zugelassene Anlagen für Küstenfunkstellen im mobilen Seefunkdienst aufzubauen und zu betreiben. Dies schließt die Erfassung von AIS-Daten ein. Für die Reichweitenanforderung an die Anlagen wird ein

Radius von mindestens 15 sm um den Aufstellort der Seefunkantenne, bei einer zu berücksichtigenden Schiffsantennenhöhe von 5 m festgelegt. Weiterhin sind meteorologische Umweltdaten (Windrichtung, Windstärke, Temperatur und Sichtweite) zu erfassen und mit den oben genannten Daten zu übergeben. Die Daten sind für die WSV nach deren Spezifikationen auszusenden bzw. dieser zu übergeben.

- (b) OWP-Vorhabensträger haben innerhalb einer Fläche und deren unmittelbarem Umkreis dafür Sorge zu tragen, dass ein dem Stand der Technik entsprechendes Mobilfunknetz betrieben wird.

Die Grundsätze (a) und (b) finden keine Anwendung, soweit eine Abdeckung des Windparks sowie des umgebenden Verkehrsraums von Land aus gegeben ist.

6.2 Flächen und Windenergieanlagen auf See sowie sonstige Energiegewinnungsbereiche und -anlagen

Im Folgenden werden Planungsgrundsätze für Flächen, vornehmlich für die Errichtung und den Betrieb von WEA auf See sowie sonstige Energiegewinnungsbereiche und -anlagen aufgeführt. Auf Kapitel 6.3, in dem Planungsgrundsätze für Plattformen sowie auch für Umspann- und Wohnplattformen festgelegt werden, wird verwiesen. Planungsgrundsatz 6.2.2 ist nicht auf sonstige Energiegewinnungsbereiche anwendbar.

6.2.1 Abstände zwischen Flächen zueinander und zu Windenergieanlagen

Windenergieanlagen und sonstige Energiegewinnungsanlagen haben einen ausreichenden Abstand zu Windenergieanlagen benachbarter Flächen einzuhalten.

- (a) Der Abstand zwischen den im FEP festgelegten Flächen oder sonstigen Energiegewinnungsbereichen zueinander sowie zu den WEA genehmigter und bestehender OWP beträgt grundsätzlich mindestens 750 m. Für Flächen, deren Inbetriebnahme ab dem Jahr 2030 vorgesehen ist, beträgt der Abstand grundsätzlich mindestens 1.000 m.
- (b) Zwischen WEA benachbarter Flächen oder sonstiger Energiegewinnungsbereiche ist ein Abstand von mindestens dem fünffachen Rotordurchmesser einzuhalten. Dies schließt WEA ein, die sich in Planung, Bau oder Betrieb befinden.
- (c) Im Falle angrenzender OWP, welche sich im gleichen Zeitraum in Planung befinden, ist im Rahmen des Einzelzulassungsverfahrens ein Nachweis über die Abstimmung mit dem jeweiligen Vorhabensträger einzureichen.
- (d) Eine Errichtung von WEA und sonstigen Energiegewinnungsanlagen ist nur innerhalb der festgelegten Flächen bzw. in sonstigen Energiegewinnungsbereichen zulässig.

6.2.2 Abweichung der tatsächlich installierten Leistung von der zugewiesenen Netzanbindungskapazität

Die Bestimmung der Anzahl der auf der Fläche zu installierenden WEA und ggf. einer über die zugewiesene Netzanbindungskapazität hinausgehenden Erzeugungsleistung erfolgt im Rahmen des Zulassungsverfahrens.

- (a) Sofern der Umfang der Erhöhung der installierten Leistung einen Anteil von zehn Prozent der zugewiesenen Netzanbindungskapazität nicht überschreitet, ist durch den bezuschlagten Bieter kein zusätzlicher Nachweis zur Einhaltung des 2 K-Kriteriums (Planungsgrundsatz 6.4.8) für den Bereich der Anbindungsleitung des ÜNB erforderlich. Ist dagegen eine Erhöhung der installierten

Leistung von über zehn Prozent der zugewiesenen Netzanbindungskapazität durch den Bieter beabsichtigt, hat dieser einen Nachweis zur Einhaltung des 2 K-Kriteriums zu erbringen. Zusätzlich ist hinsichtlich der Einhaltung der maximalen Temperaturen der Betriebsmittel des ÜNB eine Freigabe des ÜNB erforderlich.

- (b) Die zusätzlichen WEA sind räumlich innerhalb der bezuschlagten Fläche zu errichten.
- (c) Sofern die Erhöhung der Leistung nachträglich ausschließlich über eine Leistungserhöhung der WEA bei gleicher Anlagenanzahl erfolgt und für jede WEA einen Umfang von 10 Prozent der ursprünglich zugelassenen Nennleistung der WEA nicht überschreitet, so ist für die parkinterne Verkabelung kein zusätzlicher Nachweis zur Einhaltung des 2 K-Kriteriums (Planungsgrundsatz 6.4.8) erforderlich.

6.3 Plattformen

Im Folgenden werden Planungsgrundsätze für Plattformen aufgeführt. Plattformen umfassen i.d.R. Konverterplattformen, Sammelpattformen, Umspannplattformen, Wohnplattformen sowie sonstige Plattformen, die in Gebieten oder sonstigen Energiegewinnungsbereichen liegen.

6.3.1 Planung und Auslegung von Plattformen

Bei Planung, Errichtung, Betrieb und Rückbau der Plattform sind insbesondere die bauliche Sicherheit, Ver- und Entsorgung einschließlich der Bereitstellung von Trinkwasser, die Abwasserbehandlung sowie die Belange des Arbeitsschutzes einschließlich von Rettungswegen und -mitteln zu beachten.

- (a) Die Einhaltung dieses Planungsgrundsatzes ist im Einzelzulassungsverfahren in einem Konzept darzulegen.
- (b) Die Unterbringung von Personal auf Plattformen soll in dafür bereits bei der Planung der

Plattform vorgesehenen Unterkünften erfolgen. Die nachträgliche Installation von Wohneinheiten, welche nicht in dem Konzept hinsichtlich der bereits bei der Planung der Plattform berücksichtigten Wohneinheiten vorgesehen wurden, ist zu vermeiden.

- (c) Für eine Plattform sind mindestens zwei und für den Zweck der Flucht und Rettung geeignete, voneinander unabhängige Zu- und Abgangsmöglichkeiten vorzusehen, die unterschiedliche Verkehrssysteme nutzen sollen.
- (d) Auf Plattformen kann eine Windenbetriebsfläche für Notfälle als Rettungsfläche eingerichtet werden. Ihre Nutzung ist grundsätzlich auf die Abwehr von Gefahren für Leib und Leben von Personen (Notfall) oder auf erforderliche hoheitliche Maßnahmen beschränkt; ein Regelzugang von Personen zur Plattform mittels Hubschrauberwindenbetrieb ist nicht gestattet.
- (e) Bei der Bemessung der Rettungsmittel und Mittel zur Gefahrenabwehr sind die höheren Eintreffzeiten und maximalen Reichweiten (Hin- und Rückweg) durch die höheren Küstenentfernungen der Einsatzmittel und –kräfte zu berücksichtigen.

6.4 Seekabelsysteme

Im Folgenden werden Planungsgrundsätze für Seekabelsysteme aufgeführt, worunter im Sinne dieses Plans Stromkabelsysteme zu verstehen sind wie Offshore-Anbindungsleitungen, grenzüberschreitende Seekabelsysteme, Verbindungen zwischen Anlagen untereinander und Seekabelsysteme für sonstige Energiegewinnungsanlagen. Für Seekabelsysteme der parkinternen Verkabelung auch von sonstigen Energiegewinnungsbereichen gelten die nachfolgenden Planungsgrundsätze mit Ausnahme von 6.4.3 und 6.4.4.

6.4.1 Bündelung

- (a) Bei der Verlegung von Seekabelsystemen ist eine größtmögliche Bündelung im Sinne einer Parallelführung zueinander anzustreben.
- (b) Die Trassenführung soll möglichst parallel zu bestehenden Strukturen und baulichen Anlagen gewählt werden.

6.4.2 Abstand bei Parallelverlegung

Bei der Parallelverlegung von Seekabelsystemen ist zwischen den einzelnen Systemen ein Abstand von 100 m und nach jedem zweiten Kabelsystem ein Abstand von 200 m einzuhalten. Hierbei sind insbesondere in der Ostsee die konkreten Baugrundverhältnisse zu berücksichtigen.

6.4.3 Führung durch Grenzkorridore

- (a) Seekabelsysteme, die in Deutschland anlanden, sind grundsätzlich durch die an der Grenze zur AWZ und der 12 sm-Zone festgelegten Grenzkorridore N-I bis N-V bzw. O-I bis O-V zu führen.
- (b) Grenzüberschreitende Seekabelsysteme sind zudem durch die an der Grenze zur AWZ und der 12 sm-Zone festgelegten Grenzkorridore N-VI bis N-XV bzw. O-I bis O-XIII zu führen.
- (c) Grenzüberschreitende Seekabelsysteme, die nicht in Deutschland anlanden, sollten nicht durch die Grenzkorridore N-I bis N-V geführt werden.

6.4.4 Kreuzung von Schifffahrtswegen

Seekabel sollen, sofern eine Parallelführung zu bestehenden baulichen Anlagen nicht möglich ist, auf möglichst kürzestem Wege durch Verkehrstrennungsgebiete, deren Fortsetzungen sowie den Kiel-Ostsee-Weg geführt werden.

6.4.5 Kreuzungen

Kreuzungen sind auf das planerisch und technisch erforderliche Minimum zu begrenzen.

- (a) Kreuzungen von Seekabelsystemen sollen sowohl untereinander als auch mit Rohrleitungen so weit wie möglich vermieden werden.
- (b) Wenn Kreuzungen nicht vermieden werden können, sind diese nach dem jeweiligen Stand der Technik und möglichst rechtwinklig auszuführen.
- (c) Werden beide Kabel neu verlegt, ist bei deren Planung eine bauwerksfreie Kreuzung anzustreben, z. B. durch eine ausreichend tiefe Verlegung des ersten zu kreuzenden Systems im erwarteten Kreuzungsbereich.
- (d) Die Ausgestaltung des Kreuzungsbauwerks hat in Abhängigkeit der Bodenverhältnisse möglichst umweltschonend zu erfolgen.
- (e) Bei der Planung eines Kreuzungsbauwerks sind die Baugrundverhältnisse und die jeweiligen Verlegeradien der Kabel zu beachten.
- (f) Im Fall von Kreuzungen sind mit den Eigentümern von betroffenen, verlegten bzw. genehmigten Unterwasserkabeln und Rohrleitungen die Bedingungen von geplanten Kreuzungen vertraglich zu vereinbaren.
- (g) Bei einer Zerschneidung von stillgelegten Kabeln (sog. Out-of-Service-Kabel) sind diese Kabel derart abzulegen und deren Kabelenden im Meeresboden derart zu fixieren, dass eine Beeinträchtigung der Schifffahrt und der Fischerei dauerhaft ausgeschlossen ist. Die Versiegelung des Meeresbodens durch die Fixierung muss auf das unbedingt erforderliche Maß beschränkt werden.

6.4.6 Schonendes Verlegeverfahren

Nach §17d Abs. 1a EnWG können bei der Errichtung von Offshore-Anbindungsleitungen alle technisch geeigneten Verfahren verwendet werden. Zum Schutz der Meeresumwelt soll von den

jeweils zur Verfügung stehenden Verlegeverfahren ein möglichst schonendes gewählt werden, solange dies die parallele Verlegung und die rechtzeitige Verlegung ermöglicht.

- (a) Etwaige Ankerpositionen sollen so platziert werden, dass eine erhebliche Beeinträchtigung von gesetzlich geschützten Biotopen so weit wie möglich vermieden wird.
- (b) Bei der Steinräumung sind flächige Beräumungen zu vermeiden. Die Steinräumung einzelner Steine hat maximal innerhalb einer 20 m breiten Wirkzone (jeweils 10 m rechts und links der Trasse) bzw. 30 m in Kurvenbereichen zu erfolgen. Die Steine sind unter Vermeidung der Hebung aus dem Wasserkörper so nah wie möglich an ihrem Bergungsort, maximal 20 m außerhalb des Arbeitsstreifens innerhalb der Biotope abzulegen. Flächige Beräumungen sowie Räumungen außerhalb der Wirkzone sind gesondert zu beantragen und durch das BSH freizugeben.
- (c) Bei Riffvorkommen ist dort, wo dies technisch möglich ist, ein Mindestabstand von 50 m einzuhalten. Auf den Planungsgrundsatz 6.1.7 wird hingewiesen.

6.4.7 Überdeckung

Bei der Festlegung der dauerhaft zu gewährleisten Überdeckung von Seekabelsystemen sollen unter Berücksichtigung des überragenden öffentlichen Interesses der Windenergie auf See im Rahmen von Abwägungsentscheidungen insbesondere die Belange des Schutzes der Meeresumwelt, der Schifffahrt, der Verteidigung, der Fischerei sowie der Systemsicherheit berücksichtigt werden.

- (a) In der AWZ der Nordsee wird eine Überdeckung von mindestens 1,5 m festgelegt. Für Seekabel der parkinternen Verkabelung von Flächen und sonstigen Energiegewinnungs-

bereichen gilt dieser Grundsatz nur außerhalb der im FEP festgelegten Gebiete und sonstigen Energiegewinnungsbereiche.

- (b) Die Festlegung der Überdeckung für Seekabelsysteme in der Ostsee erfolgt im Einzelverfahren auf Grundlage der umfassenden Studie im Einvernehmen mit der Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt (GDWS) sowie unter Einbeziehung des Bundesamtes für Naturschutz (BfN). Die Studie sowie die darauf aufbauend vorgeschlagene Überdeckung der verschiedenen Trassenabschnitte sind dem BSH grundsätzlich mit den Antragsunterlagen vorzulegen.

6.4.8 Sedimenterwärmung

Bei der Verlegung von Seekabelsystemen sollen potenzielle Beeinträchtigungen der Meeresumwelt durch eine kabelinduzierte Sedimenterwärmung weitestgehend reduziert werden. Als naturschutzfachlicher Vorsorgewert ist das sogenannte „2 K-Kriterium“ einzuhalten, das eine maximal tolerierbare Temperaturerhöhung des Sediments um 2 Grad (Kelvin) in 20 cm Sedimenttiefe festsetzt. Nach § 17d Abs. 1b EnWG ist eine stärkere Erwärmung zulässig, wenn sie nicht mehr als zehn Tage pro Jahr andauert oder weniger als einen Kilometer Länge der Offshore-Anbindungsleitung betrifft.

- (a) Dazu ist bei der Verlegung möglichst eine Tiefenlage des Kabelsystems herzustellen, die die Einhaltung des 2 K-Kriteriums gewährleistet. Auf Planungsgrundsatz 6.4.7 wird verwiesen.
- (b) Ein Nachweis über die zu erwartende maximale Sedimenterwärmung bzw. die Einhaltung des 2 K-Kriteriums ist im Rahmen des Einzelzulassungsverfahrens zu erbringen. Die Berechnung der Sedimenterwärmung hat gemäß den Vorgaben der Ergänzung des StUK4 zum Schutzgut Benthos, Tabelle 1.7, zu erfolgen.

- (c) Für grenzüberschreitende Seekabelsysteme ist aufgrund des unterschiedlichen Betriebsmodus eine dauerhafte Volllast des Kabels für die Nachweisführung anzuwenden.
- (d) Bei Netzanbindungssystemen, deren Plattformen über die Möglichkeit der Verbindung mit weiteren Plattformen oder grenzüberschreitenden Seekabelsystemen verfügen, ist bei der Nachweisführung zur Einhaltung des 2 K-Kriteriums ein entsprechend erwartbarer Betriebsmodus zu berücksichtigen.
- (e) Eine Einhaltung des 2 K-Kriteriums im laufenden Betrieb soll durch die ÜNB unter Verwendung von modellhaften Verfahren, wie z. B. TCM II, überprüft werden.

6.5 Möglichkeiten der Abweichung

Die Möglichkeit der Abweichung von Planungsgrundsätzen richtet sich u. a. danach, ob den Planungsgrundsätzen verbindliche Regelungen aus dem Fachrecht zugrunde liegen. Von den Zielen nach § 4 Abs. 1 ROG und damit der über den ROP gegebenen Verpflichtung zur Beachtung bei raumbedeutsamen Planungen ist eine Abweichung nur unter den dort genannten Voraussetzungen möglich. Bei der Ausgestaltung der Planungsgrundsätze ist § 1 Abs. 3 Wind-SeeG zu berücksichtigen.

Hinsichtlich bestehender behördlicher Standards, Vorgaben und Konzepte trifft der FEP keine neuen Festlegungen, sondern verweist nur auf vorhandene Regeln. Dementsprechend trifft er auch keine Aussagen zu den in diesem Rahmen geregelten Abweichungsmöglichkeiten.

Darüber hinaus ist es in begründeten Fällen möglich, von Planungsgrundsätzen abzuweichen, die nicht auf zwingendem Fachrecht beruhen oder Ziele der Raumordnung darstellen. Dies betrifft Fälle, in denen eine Einhaltung wegen besonderer Rahmenbedingungen nicht oder nicht mehr gewährleistet werden kann. Weiterhin sind einige Situationen denkbar, in denen

nicht alle Grundsätze gleichzeitig umgesetzt werden können, da sie teils gegenläufigen Belangen dienen und daher in einen Ausgleich gebracht werden müssen.

Vorhabensträger, die einen Antrag auf Errichtung und Betrieb von WEA auf See einschließlich entsprechender Nebenanlagen, sonstiger Energiegewinnungsanlagen, Anbindungsleitungen, Verbindungen untereinander oder grenzüberschreitender Seekabelsysteme beim BSH stellen, können in begründeten Fällen von nicht abweichungsfesten Planungsgrundsätzen abweichen, sofern eine gleichzeitige Einhaltung aller nicht abweichungsfester Planungsgrundsätze nicht möglich ist.

Bei einer Gesamtbetrachtung ist es erforderlich, dass die Abweichung die mit der Regel verfolgten Ziele und Zwecke des jeweiligen Grundsatzes sowie des Plans in gleichwertiger Weise erfüllt bzw. diese nicht in signifikanter Weise einträchtigt. Die Grundzüge der Planung dürfen nicht berührt werden. In Anlehnung an die im Rahmen des ROG entwickelten Grundsätze können insbesondere atypische Einzelfallgestaltungen ein Indiz für solche möglichen Abweichungen sein.

7 Pilotwindenergieanlagen

Die nach § 95 Abs. 2 WindSeeG für Pilotwindenergieanlagen verfügbaren Netzanbindungskapazitäten sind in Tabelle 8 dargestellt. Es handelt sich dabei um freie Kapazität auf den Konvertern bzw. DC-Anbindungssystemen in der Nordsee und den AC-Anbindungssystemen in der Ostsee, für die bislang weder eine unbedingte Netzanbindungszusage nach § 118 Abs. 12 EnWG noch eine Zuweisung nach § 17d Abs. 3 S. 1 oder § 118 Abs. 19 EnWG noch ein Zuschlag nach § 23 oder § 34 WindSeeG erteilt wurde.

Tabelle 8: Für Pilotwindenergieanlagen verfügbare Netzanbindungskapazitäten

| Anbindungsleitung | Verfügbare Netzanbindungskapazitäten für Pilotwindenergieanlagen |
|--------------------------------------|--|
| Nordsee | |
| NOR-2-2 /Dol-Win1/alpha | 88 MW |
| NOR-2-3 /Dol-Win3/gamma | 50 MW |
| NOR-4-2 /Hel-Win2/beta ¹⁰ | 15 MW |
| NOR-6-2 /Bor-Win2/beta | 31,2 MW |
| Ostsee | |
| OST-1-3 | 15 MW |
| OST-2-1 | 3 MW |
| OST-2-3 | 23,75 MW |

Zur Vermeidung räumlicher Konflikte legt der FEP zudem die folgenden Vorgaben für den Netzanschluss von Pilotwindenergieanlagen auf See für den Bereich der deutschen AWZ fest:

- (a) Entsprechend § 5 Abs. 2 WindSeeG dürfen Pilotwindenergieanlagen auf See nur in den

im FEP festgelegten Gebieten errichtet werden.

- (b) Zur Berücksichtigung von öffentlichen und privaten Belangen sind die Planungsgrundsätze unter 6 einzuhalten.

¹⁰ Die dargestellte verfügbare Netzanbindungskapazität steht lediglich befristet bis zur vollständigen Inbetriebnahme des Netzanbindungssystems NOR-7-2 im QIV 2027 zur Verfügung.

8 Sonstige Energiegewinnungsbereiche

In der AWZ der Nordsee wird der sonstige Energiegewinnungsbereich SEN-1 räumlich vergrößert festgelegt.

Die Festlegung einer Rohrleitungstrasse zur Anbindung von SEN-1 erfolgt im Rahmen des FEP nicht. Sofern der erfolgreiche Bieter von SEN-1 die Abführung der erzeugten Energie mit einer Rohrleitung anstrebt, ist diese möglichst innerhalb der im ROP 2021 festgelegten Vorbehaltsgebiete für Leitungen zu führen. Die Planungsgrundsätze des FEP und die Ziele und Grundsätze des ROP 2021 sind einzuhalten. Eine Führung der Leitung zur Anbindung von SEN-1 über die im FEP festgelegten Grenzkorridore am Übergang zum Küstenmeer N-I bis N-V ist nicht zulässig.

Sofern die Anbindung von SEN-1 über eine Rohrleitung erfolgt, muss die Möglichkeit zum

diskriminierungsfreien Anschluss weiterer sonstiger Energiegewinnungsbereiche durch Dritte durch den Betreiber der Rohrleitung gewährleistet sein.

Eine Anbindung des Bereichs SEN-1 an bestehende und geplante Rohrleitungen wird nicht ausgeschlossen. Bei einer Anbindung an eine bestehende Rohrleitung ist die erforderliche Leitung auf möglichst kurzem Wege innerhalb des sonstigen Energiegewinnungsbereiches zu planen und Kreuzungen mit eigenen Kabeln sowie Kabeln Dritter so weit wie möglich zu vermeiden.

Tabelle 9: Übersicht Festlegung von sonstigen Energiegewinnungsbereichen

| Name | Lage | Größe | Küstenentfernung |
|-------|-------------|----------------------------|------------------|
| SEN-1 | AWZ Nordsee | ca. 101,61 km ² | Zone 2 |

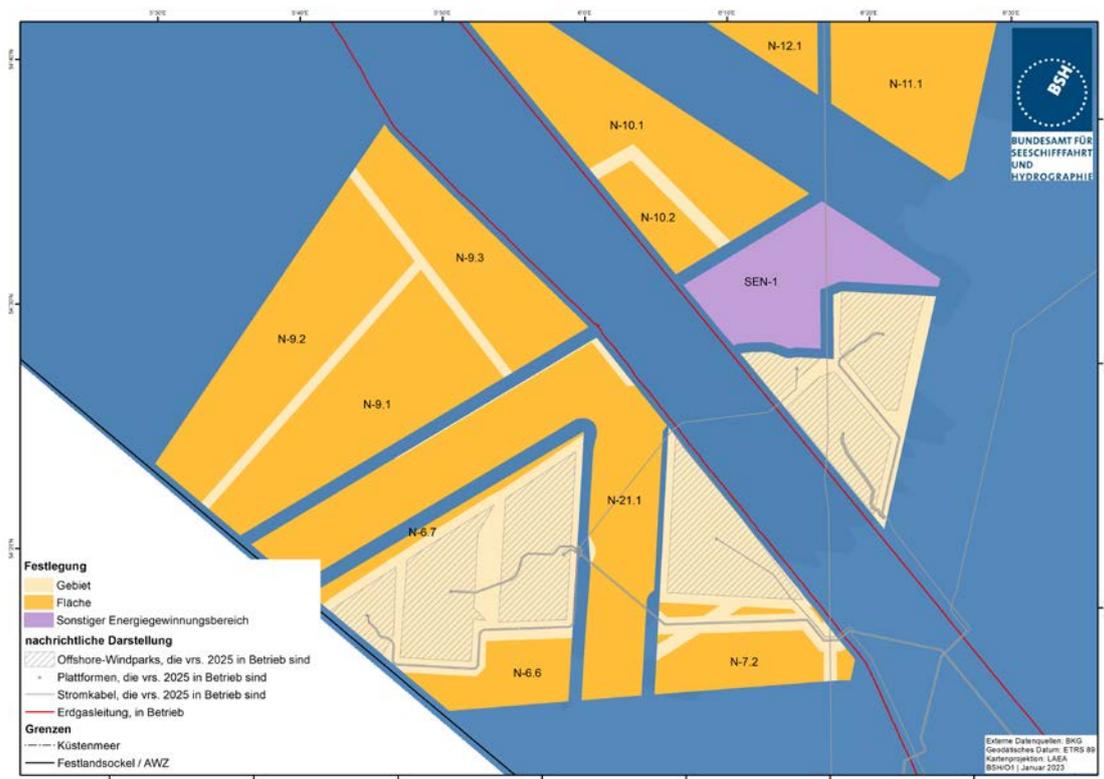


Abbildung 7: Sonstiger Energiegewinnungsbereich SEN-1 in der AWZ der Nordsee.

III. Begründung

Nachdem am 18.12.2020 die Änderung und Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans 2020 (FEP 2020) veröffentlicht wurde, ist aufgrund der Novelle des WindSeeG, die einen erhöhten Ausbaupfad von 30 Gigawatt für Windenergie auf See bis 2030 vorsieht, die Fortschreibung und Änderung des FEP 2020 erforderlich. Die Novelle sieht überdies vor, dass die installierte Leistung von Windenergieanlagen auf See, die an das Netz angeschlossen werden, auf insgesamt mindestens 40 Gigawatt bis zum Jahr 2035 und auf insgesamt mindestens 70 Gigawatt bis zum Jahr 2045 zu steigern ist (§ 1 Abs. 2 S. 1 WindSeeG). Dabei liegt die Errichtung von Windenergieanlagen auf See und Offshore-Anbindungsleitungen nach § 1 Abs. 3 WindSeeG im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit.

Hervorzuheben ist, dass dieser FEP Flächen sowie dazugehörige Anbindungsleitungen für eine installierte Leistung von Windenergieanlagen auf See von mindestens 30 GW bis zum Jahr 2030, einen vergrößerten Energiegewinnungsbereich und ein Testfeld im Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern festlegt. Überdies werden technische Neuentwicklungen für eine effizientere Anbindung der Windenergieanlagen beim Anbindungskonzept der Windenergieanlagen auf See an die Konverterplattformen ermöglicht.

Nachdem das BSH am 17.12.2021 den Vorentwurf mitsamt Entwurf des Untersuchungsrahmens für die Strategische Umweltprüfung bekannt gemacht hat, bestand für Träger öffentlicher Belange und die Öffentlichkeit Gelegenheit zur Stellungnahme. Am 26.01.2022 wurde ein Online-Anhörungstermin zu den vorgenannten Entwurfsdokumenten und der gemeinsamen Stellungnahme der ÜNB durchgeführt. Gegenstand dieses Anhörungstermins waren auch die eingegangenen schriftlichen Stellungnahmen sowie Wortbeiträge der Teilnehmenden. Mit Be-

kanntmachung vom 14.04.2022 hat das BSH einen erweiterten Vorentwurf veröffentlicht, um insbesondere die zeitliche Reihenfolge der Flächen und Netzanbindungssysteme bis zum Jahr 2031 vor dem Hintergrund der Stellungnahme der BNetzA zu konsultieren. Auch in diesem Rahmen bestand Gelegenheit zur Stellungnahme. Am 30.06.2022 wurde der Untersuchungsrahmen für die Strategische Umweltprüfung festgelegt. Am 01.07.2022 wurden der Entwurf des Flächenentwicklungsplans und die Umweltberichte veröffentlicht. Es bestand die Möglichkeit hierzu Stellung zu nehmen. Nach Ablauf der Stellungnahmefristen hat am 15.09.2022 ein Onlinetermin stattgefunden. Am 28.10.2022 wurde der zweite Entwurf des Flächenentwicklungsplans veröffentlicht und am 17.11.2022 hat ein Onlinetermin stattgefunden. Es bestand die Möglichkeit, zum zweiten Entwurf Stellung zu nehmen.

Die Nord- und Ostseeanrainerstaaten wurden mit Schreiben vom 08.04.2022 über den Beginn, den Ablauf und den vrs. Abschluss des Verfahrens informiert. Sie hatten insbesondere Gelegenheit, sich in der Zeit vom 08.08.2022 bis zum 10.10.2022 zu den Entwurfsdokumenten bzw. der Zusammenfassung in der jeweilig erforderlichen Amtssprache zu äußern und Stellung zu nehmen.

Die Abstimmung nach §§ 8 Abs. 4, 6 Abs. 7 WindSeeG mit den Küstenbundesländern, dem BfN und der GDWS ist erfolgt.

Die BNetzA hat mit Schreiben vom 19.01.2023 das nach §§ 8 Abs. 4, 6 Abs. 7 WindSeeG erforderliche Einvernehmen zum FEP erteilt.

Der FEP 2023 und die Umweltberichte für Nordsee (BSH, 2023a) und Ostsee (BSH, 2023b) im Rahmen der Strategischen Umweltprüfung wurden am 20.01.2023 veröffentlicht.

Der FEP ist im GeoSeaPortal¹¹ als Webdienst veröffentlicht worden. Diesem sind die Geodaten der Festlegungen zu entnehmen.

Der FEP bildet zunächst die Gebiete und Flächen ab, die im ROP 2021 als Vorrang- und Vorbehaltsgebiete für Windenergie auf See festgelegt wurden. Im Rahmen dieser Fortschreibung des FEP werden Gebiete und Flächen in der deutschen AWZ der Nordsee östlich der Schifffahrtsroute SN10 festgelegt. Auf das Kapitel I.1. wird verwiesen.

Insgesamt können auf den in Tabelle 1 dargestellten Flächen voraussichtlich 24,7 GW¹² Windenergieanlagen auf See errichtet werden. Einschließlich dem zu erwartenden Ausbaustand von 10,8 GW bis 2026 und einem voraussichtlichen zusätzlichen Potenzial von 900 MW im Küstenmeer Mecklenburg-Vorpommerns ergibt sich somit ein Potenzial von ca. 36,5 GW in Nordsee und Ostsee. Hierdurch stehen genug Flächen zur Verfügung, um das im WindSeeG festgelegte Ziel von mindestens 30 GW bis 2030 zu erreichen. Zum Erreichen des im WindSeeG genannten Ausbauziels von mindestens 70 GW bis zum Jahr 2045 müssen darüber hinaus weitere Gebiete für den Ausbau der Windenergie auf See erschlossen werden.

¹¹ <https://www.geoseaportal.de>

¹² Bei dieser Summe ist die vrs. zu installierende Leistung in Höhe von 2.000 MW für die Fläche N-13.3 nicht berücksichtigt, da für diese Fläche die Jahre von

Ausschreibung und Inbetriebnahme nicht festgelegt werden.

1 Gebiete und Flächen

Festlegungen des FEP müssen gemäß § 5 Abs. 3 Nr. 1 WindSeeG mit den Erfordernissen der Raumordnung nach § 17 Abs. 1 ROG übereinstimmen. Im Rahmen der Fortschreibung des FEP 2020 werden die Gebietsfestlegungen des ROP 2021 für die AWZ in der Nordsee (Abbildung 12) und in der Ostsee (Abbildung 13) herangezogen und konkretisiert.

Der am 01.09.2021 in Kraft getretene ROP für die deutsche AWZ legt neue Vorrang- und Vorbehaltsgebiete für Windenergie auf See fest.

Die Gebiete EO1 bis EO3 (Ostsee) sowie EN1 bis EN3 und EN6 bis EN13 (Nordsee) sind in Kapitel 2.2.2 (1) des ROP 2021 als Vorranggebiete für Windenergie auf See festgelegt.

Es wird darauf hingewiesen, dass entgegen dem Vorgehen in vorherigen FEP nunmehr keine Anpassung von Flächen (z. B. Festlegung von Teilflächen) erfolgt, wenn im FEP festgelegte, genehmigte, planfestgestellte oder in Bau oder in Betrieb befindliche Leitungen oder Datenkabel durch Flächen verlaufen. In diesen Fällen sind die im FEP festgelegten, genehmigten, planfestgestellten oder in Bau oder in Betrieb befindlichen Leitungen oder Datenkabel durch den erfolgreichen Bieter bei der Planung der Fläche entsprechend der Planungsgrundsätze des FEP zu berücksichtigen.

Ebenfalls wird darauf hingewiesen, dass die Anbindung einer Fläche in bestimmten Fällen an Konverterplattformen erfolgt, die räumlich in einer anderen Fläche liegen. In diesen Fällen ist zur Anbindung von parkinternen Seekabeln an die Konverterplattform nach Abstimmung mit allen beteiligten Stellen eine Verlegung von parkinternen Seekabeln in den betreffenden Flächen zu ermöglichen.

Nordsee

In der Nordsee besteht für die Flächen N-11.2 und N-13 eine teilweise Überschneidung mit der Monitoring Station GB03 des Thünen-Instituts.

Forschungsaktivitäten sollen dem Thünen Institut – soweit dies mit den Belangen der Windenergie auf See vereinbar ist – ermöglicht werden.

Das Gebiet N-21 sowie die Erweiterung von N-11 in südliche Richtung ergeben sich durch die Bekanntmachung der Niederlande, die Fortführung der Schifffahrtsroute SN6 in der niederländischen AWZ zugunsten der Ausweisung von Gebieten für die Nutzung der Windenergie auf See zu schließen. Durch die Realisierung dieses Vorhabens in der niederländischen AWZ besteht kein Bedarf an einer Ausweisung dieser Schifffahrtsroute sowie der Schifffahrtsroute 12 innerhalb der deutschen AWZ und Teile der Route könnten für die Windenergie auf See genutzt werden. Demzufolge wurde ein Zielabweichungsverfahren vom ROP 2021 durchgeführt. Auf das Kapitel IV.6 wird verwiesen.

Im Zusammenhang mit der Erweiterung des Gebietes N-11 und der Fläche N-11.1 wird die GDWS rechtzeitig vor Inbetriebnahme der Fläche in dem Bereich der Schifffahrtsroute SN5 Kursänderungspunkte mit Safe Water Marks markieren, um die notwendigen Manövrier- und Ausweichräume im Sinne der Sicherheit des Schiffsverkehrs zu gewährleisten. Bei der Fläche N-21.1 besteht eine teilweise Überschneidung mit dem Vorbehaltsgebiet Rohstoffgewinnung KWN5 des ROP 2021. Die Grundlage für die Festlegung im ROP 2021 war das Erlaubnisfeld NE3-0001-01, dessen Bewilligung jedoch zum 30.11.2022 abgelaufen ist. Die Rohstoffgewinnung von Kohlenwasserstoffen soll für diesen Bereich weiterhin ermöglicht werden. Dazu sollen die Belange der Rohstoffgewinnung möglichst frühzeitig bei den nachgelagerten Planungs- und Entscheidungsebenen Berücksichtigung finden.

Das Prüfungserfordernis der Gebiete N-4 und N-5 im Hinblick auf eine etwaige Nachnutzung liegt darin begründet, dass nach § 8 Abs. 3 S. 1 WindSeeG im Rahmen einer Fortschreibung des FEP über das Jahr 2030 hinaus Festlegungen über

eine Nachnutzung getroffen werden können. Bislang wurden im FEP ausschließlich Festlegungen bis einschließlich zum Jahr 2030 getroffen.

Beide Gebiete, N-4 und N-5, liegen zu großen Teilen innerhalb des Hauptkonzentrationsgebietes der Seetaucher und vollständig innerhalb des Hauptverbreitungsgebietes der Schweinswale und damit in wichtigen Habitaten streng geschützter Arten bzw. Artengruppen. Aufgrund der Tatsache, dass die nachteiligen kumulativen Auswirkungen auf Seetaucher nach aktuellem Kenntnisstand intensiv und dauerhaft sind, kommt der Umweltbericht Nordsee zum FEP 2019 (BSH, 2019) zu dem Schluss, die Überwachungsmaßnahmen fortzusetzen und die Erheblichkeit der kumulativen Auswirkungen im Hinblick auf eine Nachnutzung des Gebiets für Offshore-Windenergie auch in den nächsten Jahren zu prüfen. Für den Fall, dass sich zukünftig andere naturschutzfachliche Erkenntnisse ergeben sollten, sei gemäß der Strategischen Umweltprüfung eine Neubewertung angezeigt. Zum jetzigen Zeitpunkt liegen keine neueren naturschutzfachlichen Erkenntnisse vor, die eine Neubewertung in Bezug auf die Nachnutzung der Gebiete N-4 und N-5 im Hauptkonzentrationsgebiet Seetaucher ermöglichen. Es bleibt daher bei der Festlegung als Gebiete, die für die Nachnutzung unter Prüfung gestellt werden.

Ostsee

Das Gebiet O-2 umfasst sowohl Teilbereiche des im ROP 2021 festgelegten Vorranggebietes EO2 als auch des bedingten Vorbehaltsgebietes EO2-West. Die Bedingung ist nicht eingetreten, sodass EO2-West ab dem 1. Januar 2025 zu einem Vorbehaltsgebiet Windenergie werden wird. Die erforderlichen verkehrlichen Maßnahmen

- Einrichtung einer „Empfohlenen Verkehrswegeföhrung“ (Recommended Routes) und
- Ertüchtigung/Erweiterung der Verkehrsüberwachung durch die Verkehrszentrale Warnemünde

müssen vom BMDV zwingend rechtzeitig vor dem Beginn der Bebauung dieser Fläche realisiert werden. Damit wird auch ein Beitrag des BMDV zur Umsetzung der am 03.11.2022 auf Ebene der BMDV-Hausleitung unterzeichneten Offshore-Realisierungsvereinbarung 2022 geleistet. Nach Durchführung der Beteiligungsverfahren erwartet das BSH durch die Bebauung der Route SO5 auch unter Berücksichtigung der Übungstätigkeit der Bundeswehr im nahegelegenen Artillerieschießgebiet Pommersche Bucht keine signifikante Beeinträchtigung der Zufahrt zu den Häfen Stettin und Świnoujście.

Bei der Fläche O-2.2 besteht eine teilweise Überschneidung mit dem Forschungsgebiet FoO3 des ROP 2021 (siehe Abbildung 8).

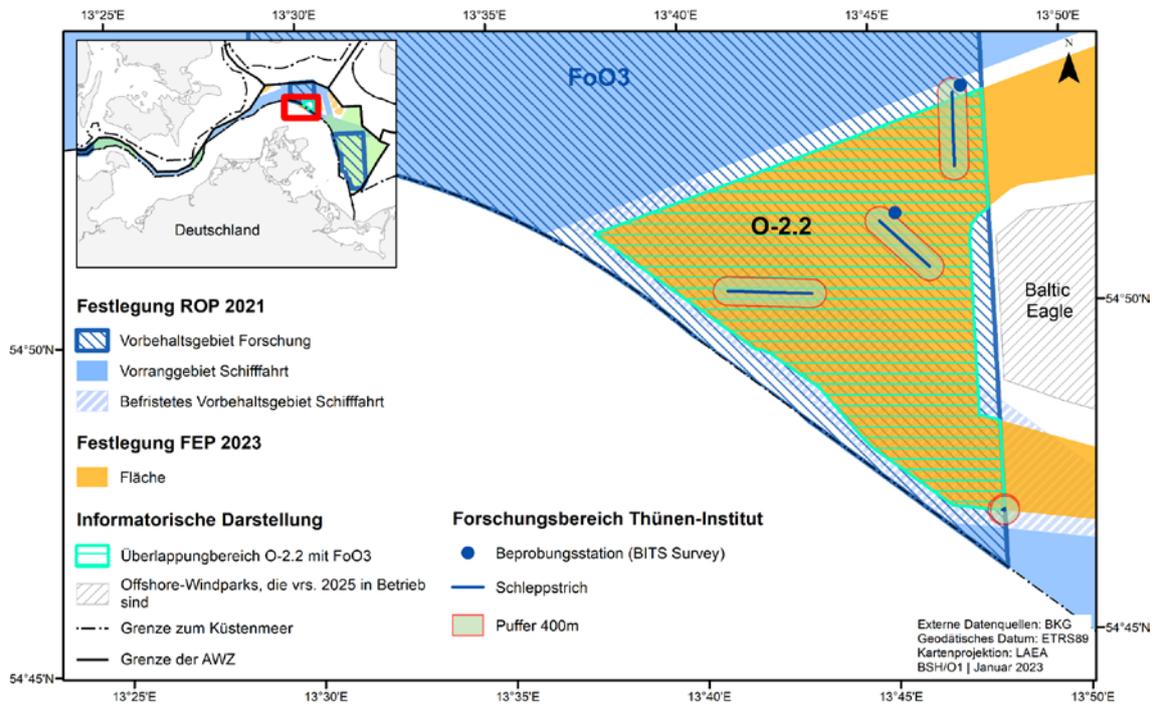


Abbildung 8: Darstellung der räumlichen Verteilung stattfindender Forschungsaktivitäten innerhalb des Überlappungsbereichs der Fläche O-2.2 mit dem Vorbehaltsgebiet Forschung FoO3 des ROP 2021.

Wie die Abbildung zeigt, finden im Überlappungsbereich im Rahmen der Gemeinsamen EU-Fischereipolitik und nach standardisierten Methoden, regelmäßig hoheitliche Forschungstätigkeiten statt, welche zu der jährlich international durchgeführten Zustandsbewertung der Fischbestände in der Ostsee beitragen. Eine wissenschaftliche Meeresforschung muss in Art und in dem bisher erfolgten Umfang in diesen Bereich weiterhin ermöglicht werden. Ein eigenverantwortlicher Austausch der betroffenen Nutzer ist zwingend erforderlich. Dazu sollen die Belange der forschenden Einrichtungen möglichst frühzeitig während der Konzeptionierung des Windparkvorhabens sowie bei den nachgelagerten Planungs- und Entscheidungsebenen Berücksichtigung finden. Für die Fläche O-2.2 wird daher im Bereich der Überlappung mit

FoO3 die Befahrbarkeit durch Forschungsfahrzeuge mit mobilen, bodenberührenden und pelagischen Fanggeräten festgelegt. Besonders die geografische Lage der in Abbildung 8 dargestellten Beprobungsstationen, sowie der dargestellten Schleppstriche und ein nötiger Sicherheitsabstand von mindestens 400 m sind beim Aufstellmuster der Windenergieanlagen und bei der Überdeckung der parkinternen Verkabelung zu beachten¹³. Entsprechende Maßnahmen zur Umsetzung und Gewährleistung der Befahrbarkeit sind von den betroffenen Nutzern eigenverantwortlich zu erarbeiten und umzusetzen. Forschungsaktivitäten außerhalb des im ROP 2021 ausgewiesenen Vorbehaltsgebietes für die Forschung FoO3 sollen dem Thünen Institut – soweit dies mit den Belangen der Windenergie auf See vereinbar ist – ermöglicht werden. Auf den

¹³ Die Geodaten sind direkt beim Thünen-Institut für Ostseefischerei oder für Fischereiökologie sowie über den Web-Service des International Council for the Exploration of the Sea (ICES) unter folgendem

Link erhältlich: https://datras.ices.dk/Data_products/Download/Download_Data_public.aspx

Informatorischen Anhang 2 wird hingewiesen. Überdies wird für die Fläche O-2.2 auf die Lage im Vogelzugkorridor „Rügen-Schonen“ des ROP 2021 hingewiesen. Voraussichtlich sind Maßnahmen zur Vermeidung und Verminderung der Auswirkungen auf Zugvögel erforderlich. Auf die Nebenbestimmung des Planfeststellungsbeschlusses „Baltic Eagle“ vom 22.04.2022¹⁴ ebenso wie auf den Planungsgrundsatz 6.1.7 wird hingewiesen.

Innerhalb der Fläche O-2.2 liegt derzeit eine Messstation des vom BSH betriebenen Marinen Umweltmessnetzes in Nord- und Ostsee (MAR-NET) auf der Position Arkona Becken. Die Messstation wird voraussichtlich im Jahr 2027 nach einer Parallelmessung auf beiden Positionen aus dem Windpark heraus verlegt.

Das Leibniz-Institut für Ostseeforschung Warnemünde (IOW) hat im Auftrag des BSH das Arkona Becken auf wissenschaftlicher Sicht mögliche alternative Standorte für die Messstation hin untersucht, bei denen die Repräsentativität der Messungen weiterhin gewährleistet bleibt. Danach ist eine Verschiebung des Standorts der Station in einen Bereich nördlich von Gebiet O-2, außerhalb der Fläche, fachlich möglich.

Um die Auswirkungen von auf der Fläche O-2.2 errichteten Windenergieanlagen auf die Messungen zu reduzieren, wird ein gewisser Abstand zwischen der neuen Position und den zu errichtenden Anlagen zu halten sein. Dieser wird voraussichtlich dazu führen, dass am nördlichen Rand der Fläche O-2.2 ein Bereich von Windenergieanlagen freigehalten werden muss, um diesen Abstand zu gewährleisten. Das IOW ermittelt derzeit den notwendigen Abstand zwischen der Messstation und den Windenergieanlagen. Auch eine verkehrlich-schiffahrtspolizeiliche Prüfung des neuen Standorts wird erfolgen.

Das BSH strebt an, den neuen Standort und den einzuhaltenden Abstand möglichst frühzeitig vor dem Gebotstermin für die Fläche O-2.2, dem 01.06.2023, zu veröffentlichen.

Leistung

Ziel der Bestimmung der voraussichtlich zu installierenden Leistung ist, den Ausbau der Windenergie auf See und der Offshore-Anbindungssysteme im Gleichlauf zu gewährleisten und die Ausbauziele für die Windenergie auf See zu erreichen. Entsprechend wird die erforderliche Kapazität der Offshore-Anbindungsleitung ermittelt und die Anbindung der Flächen festgelegt. Dabei soll eine geordnete und effiziente Nutzung und Auslastung von Offshore-Anbindungsleitungen erreicht werden.

Durch die Festlegung der voraussichtlich zu installierenden Leistung wird das voraussichtliche Ausschreibungsvolumen auf der jeweiligen Fläche vorgezeichnet. Die Festlegung des Anteils der jeweiligen Fläche am Ausschreibungsvolumen erfolgt bei zentral voruntersuchten Flächen aufgrund der Voruntersuchung im Rahmen der Eignungsprüfung und -feststellung der jeweiligen Fläche mit der dazugehörigen Verordnung zur Durchführung des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeV) nach § 12 Abs. 5 WindSeeG. Daher kann die im Rahmen der Voruntersuchung festgestellte zu installierende Leistung von den Festlegungen des FEP abweichen. Für die Ausschreibung von Flächen, die nicht zentral voruntersucht werden, ist die Festlegung der voraussichtlich zu installierenden Leistung im FEP maßgeblich.

Die Methodik der Leistungsermittlung wurde im Rahmen des Änderungs- und Fortschreibungsverfahrens zum FEP 2020 umfangreich konsultiert, für weitergehende Hintergrundinformationen wird auf den FEP 2020 verwiesen.

¹⁴ Abrufbar auf der BSH-Internetseite unter https://www.bsh.de/SharedDocs/Meldungen_Oef-

fentl_Bekanntmachungen/_Anlagen/Downloads/Baltic-Eagle-07-06-2022/Planfeststellungsbeschluss-Baltic-Eagle.html

Für die Festlegung der voraussichtlich zu installierenden Leistung der jeweiligen Fläche im Rahmen dieser Änderung und Fortschreibung des FEP erfolgt eine Bewertung im Einzelfall unter Abwägung der folgenden konkurrierenden Ziele:

Steigerung der installierten Leistung und Zielerreichung:

Gemäß § 1 Abs. 2 WindSeeG ist die Steigerung der installierten Leistung von Windenergieanlagen auf See zur Erreichung der Ausbauziele Ziel des WindSeeG. Grundlage für die Festlegungen dieser Änderung/Fortschreibung des FEP sind die erhöhten Ausbauziele, welche eine Erreichung von mindestens 30 GW bis 2030, mindestens 40 GW bis 2035 und mindestens 70 GW bis 2045 vorsehen. Vor dem Hintergrund der begrenzten Flächenverfügbarkeit in der deutschen AWZ ist bei der Festlegung der voraussichtlich zu installierenden Leistung zu berücksichtigen, dass diese Ausbauziele mit den verfügbaren Flächen erreicht werden müssen. Zudem trifft der FEP gemäß § 4 Abs. 2 Nr. 2 WindSeeG Festlegungen u. a. mit dem Ziel, die Stromerzeugung aus WEA auf See flächensparsam auszubauen. Grundlage für die Festlegungen sind die im ROP festgelegten Vorrang- und Vorbehaltsgebiete für Windenergie auf See. Wie aus dem ersten Entwurf des FEP 2023 deutlich wird, sind diese für eine Erreichung des langfristigen Ausbauziels von mindestens 70 GW nicht ausreichend. Um dennoch den Bedarf an zusätzlichen Potenzialgebieten möglichst gering zu halten, wird auf den festgelegten Flächen eine vergleichsweise hohe Leistungsdichte zugrunde gelegt.

Kosteneffizienz:

Gemäß § 1 Abs. 2 S. 2 WindSeeG soll der Ausbau der Windenergie auf See kosteneffizient erfolgen. Als ein wesentlicher Einflussfaktor der Kosteneffizienz werden die zu erwartenden Volllaststunden betrachtet, welche neben weiteren

Einflüssen wiederum maßgeblich durch die Leistungsdichte beeinflusst werden. Daneben spielen bei der Kosteneffizienz weitere Gesichtspunkte wie Küstenentfernung und Anlagentechnologie eine Rolle. Eine geringere Leistungsdichte führt zu einer Verringerung der Verluste durch Nachlaufeffekte innerhalb und in angrenzenden Windparks und damit in einem gewissen Bereich zu einer Verringerung der Stromgestehungskosten. Aus Sicht der Kosteneffizienz ist daher innerhalb einer gewissen Spannbreite eine geringere Leistungsdichte vorteilhaft.

Zur Ermittlung der zu erwartenden Jahresenergieerzeugung und den Einflüssen von Abschattungseffekten auf den Stromertrag wurden im Rahmen des zur Begleitung des Fortschreibungsverfahrens des FEP durch das BSH beauftragten wissenschaftlichen Gutachtens umfangreiche Modellierungen in verschiedenen Ausbauszenarien vorgenommen. Die aktuellen Ergebnisse sind auf der Internetseite des BSH veröffentlicht (Dörenkämper, et al., 2023).

Die Modellierungsergebnisse dienen der Plausibilisierung der Leistungsermittlung, ein Auszug der Ergebnisse der relevanten Szenarien ist in Abbildung 9 dargestellt. Szenario 0 stellt hierbei den aktuellen Ausbauzustand im Jahr 2021 ohne Berücksichtigung von Windparks im Küstenmeer dar. Als Vergleichsszenario entspricht Szenario 1 dem Planungsstand des FEP 2020 vor Umsetzung der Leistungsverdichtung in den Gebieten N-9 bis N-13. Darüber hinaus wurden derzeit in Planung befindliche OWP in der angrenzenden AWZ der Niederlande bei der Berechnung mitberücksichtigt (Dutch Ministry of Infrastructure and Water Management, 2021). Szenario 2 basiert dabei auf dem Planungsstand des erweiterten Vorentwurfs des FEP 2023. Als Maß für die Auslastung einer Windenergieanlage oder eines Windparks werden die Volllaststunden herangezogen, welche darstellen, in wie vielen Stunden eines Jahres der Windpark rechnerisch in Volllast Energie erzeugt.

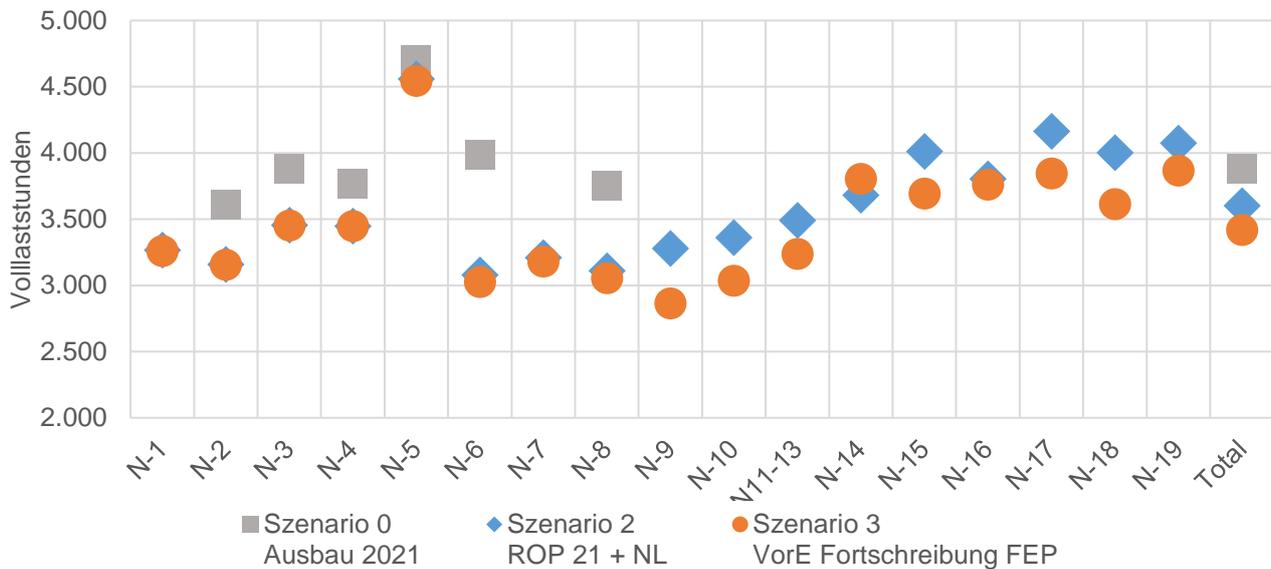


Abbildung 9: Auslastung der modellierten Windparks in Volllaststunden pro Jahr im aktuellen Ausbauzustand (Szenario 0), in den Gebieten des FEP 2020 (Szenario 1) sowie den Gebieten des erweiterten Vorentwurfs des FEP 2023 (Szenario 2) (Dörenkämper, et al., Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen zur Planung von Windenergieanlagen auf See und Netzanbindungssystemen - Zweiter Zwischenbericht, 2022)

Der zunehmende Ausbau der Windenergie auf See in der deutschen sowie in angrenzenden AWZ führt insgesamt zu einer Verringerung der zu erwartenden Volllaststunden. Insbesondere in den Gebieten N-6, N-9 und N-10 ist gegenüber dem ersten Zwischenbericht eine deutliche Reduktion der jährlichen Volllaststunden, z. T. auf unter 3.000 h/a, zu verzeichnen. Dies ist zum einen auf die Leistungsverdichtung in den Gebieten N-9 und N-10 zurückzuführen. Darüber hinaus wirken sich die Nachlaufeffekte der Planungsgebiete in den Niederlanden insbesondere auf den möglichen Energieertrag der grenznahen Gebiete wie N-6 und N-9 aus. Gegenüber den betrachteten Gebieten in den Zonen 1 bis 3 weisen die Gebiete in Zone 4 und 5 (N-14 bis N-20) signifikant höhere Volllaststunden auf. Dies ist zum einen auf bessere Windbedingungen und eine günstigere Anströmsituation zurückzuführen, zum anderen auch auf die zugrundeliegenden Annahmen hinsichtlich der Anlagenentwicklung, welche für die Zonen 4 und 5 deutlich leistungsstärkere Anlagen mit größerem Rotordurchmesser vorsehen. Im Mittel über alle

Gebiete liegen die modellierten Volllaststunden im Vollausbau bei ca. 3.400 h/a. Bei der Bewertung der Ergebnisse ist zu beachten, dass diese unter der Annahme einer vollständigen Verfügbarkeit von Windenergieanlagen und Netzanbindungen sowie ohne Betrachtung von elektrischen Verlusten ermittelt wurden.

Effizienz der Netzanbindung:

Ziel der Festlegung der Flächen im FEP ist nach § 5 Abs. 4 S. 1 WindSeeG ebenfalls die effiziente Nutzung und Auslastung der Offshore-Anbindungsleitungen. Bei Ermittlung der voraussichtlich zu installierenden Leistung sind demnach Ineffizienzen zu vermeiden, wie z. B. Restkapazitäten auf Netzanbindungssystemen oder gebietsübergreifende Anbindungen. Dieses Vorgehen dient insbesondere der koordinierten sowie systematischen Gesamtplanung und der stark begrenzte Raum für die Führung von Anbindungsleitungen im Küstenmeer kann effizient genutzt werden. Für Festlegungen in der Zone 3 hat dies zur Folge, dass sich die Festlegung der voraussichtlich zu installierenden Leistung an

der Standardleistung der Netzanbindungssysteme in Höhe von 2 GW pro Anbindungssystem orientiert.

Eine Plausibilisierung der voraussichtlich zu installierenden Leistung erfolgt anhand der korrigierten Leistungsdichte sowie der zu erwartenden Volllaststunden. Diese sind in Tabelle 10 dargestellt. Die Grundfläche ist als Indikator für die Höhe der voraussichtlichen Leistung einer Fläche nur bedingt geeignet. Neben der Flächengröße sind die Flächengeometrie und die zugrunde gelegte Anlagentechnologie wesentliche Aspekte bei der Ermittlung der möglichen Leistung auf einer Fläche. Aus diesem Grund wurde im FEP 2020 die korrigierte Leistungsdichte als Vergleichswert eingeführt (vgl. Kapitel 4.7 des FEP 2020). Dabei wird die voraussichtlich zu installierende Leistung auf die korrigierte Grundfläche bezogen, welche die festgelegte Fläche um einen Pufferstreifen in der Breite des halben minimalen Anlagenabstands ergänzt. Hiermit ist ein Vergleich von Flächen unterschiedlicher Größe und Geometrie möglich. Bei der Plausibilisierung der Leistungsermittlung zeigt sich, dass insbesondere die Flächen in den Gebieten N-9 und N-10 über eine vergleichsweise hohe korrigierte Leistungsdichte verfügen. Verbunden mit den Einflüssen durch benachbarte Windparks liegen die mittleren Volllaststunden in diesem Bereich deutlich unter dem Mittel. Die Leistungsverdichtung in den Gebieten N-9 und N-10 wurde im Rahmen des Vorentwurfs konsultiert und in einem Fachworkshop am 27.01.2022 diskutiert. Die überwiegende Mehrheit der Konsultationsbeiträge stimmte da-

rin überein, dass die im Vorentwurf vorgeschlagene Leistungsverdichtung zur Zielerreichung grundsätzlich erforderlich sei.

Um den Ausbaupfad für den Zeitraum nach 2030 vorzuzeichnen, wurde im FEP 2020 die voraussichtlich zu installierende Leistung in den Gebieten N-11 bis N-13 im Anhang informativ dargestellt. Mit Verweis auf weiteren Untersuchungsbedarf zu den weiträumigen Abschätzungsverlusten der Windparks und dem damals laufenden Verfahren zur Fortschreibung des ROP in der AWZ wurde die mögliche Leistung mit einer Spannbreite von 8 bis 10 GW angegeben. Durch die Festlegungen des ROP 2021 hat sich die Grundfläche der Gebiete N-11 bis N-13 gegenüber der Festlegung im FEP 2020 vergrößert. Vor diesem Hintergrund erscheint somit in einer Gesamtabwägung die Festlegung von 12 GW in den Gebieten N-11 bis N-13 möglich. Auch wenn die korrigierte Leistungsdichte in den Gebieten N-11 bis N-13 vergleichsweise niedrig ist, ergeben sich durch die Größe der zusammenhängenden Gebiete dennoch verhältnismäßig geringe Volllaststunden. Eine weitere Erhöhung der Leistungsdichte in den Gebieten N-11 bis N-13 wird daher nicht als sinnvoll eingeschätzt.

Das Gebiet O-2 umfasst sowohl Teilbereiche des im ROP 2021 festgelegten Vorranggebietes EO2 als auch des bedingten Vorbehaltsgebietes EO2-West. Die Bedingung ist nicht eingetreten. EO2-West wird ab dem 01.01.2025 zu einem Vorbehaltsgebiet Windenergie, sodass dies bei der Festlegung berücksichtigt wurde.

Tabelle 10: Plausibilisierung der voraussichtlich zu installierenden Leistung

| Bezeichnung Gebiet | Bezeichnung Fläche | korrigierte Leistungsdichte [MW/km ²] |
|--------------------|--------------------|---|
| N-3 | N-3.5 | 8,8 |
| | N-3.6 | 9,9 |
| | N-3.7 | 7,5 |
| | N-3.8 | 9,3 |
| N-6 | N-6.6 | 9,6 |
| | N-6.7 | 5,7 |
| N-7 | N-7.2 | 9,3 |
| N-9 | N-9.1 | 10,7 |
| | N-9.2 | 10,6 |
| | N-9.3 | 11,2 |
| N-10 | N-10.1 | 10,6 |
| | N-10.2 | 10,2 |
| N-11 | N-11.1 | 8,3 |
| | N-11.2 | 7,8 |
| N-12 | N-12.1 | 8,7 |
| | N-12.2 | 9,1 |
| | N-12.3 | 9,4 |
| N-13 | N-13.1 | 7,5 |
| | N-13.2 | 8,6 |
| | N-13.3 | 8,7 |
| N-21 | N-21.1 | 6,5 |
| O-1 | O-1.3 | 7,3 |
| O-2 | O-2.2 | 7,3 |

2 Leitungen

2.1 Grenzkorridore zum Küstenmeer

Die im FEP geplanten Trassen müssen sinnvoll durch das Küstenmeer bis zu den NVP geführt werden können (vgl. Planungsgrundsatz 6.4.3). Zur Abstimmung mit den Küstenländern dienen die Grenzkorridore als Orte, an denen die Anbindungsleitungen die Grenze zwischen AWZ und Küstenmeer überschreiten. Hierdurch sollen die Kabelsysteme an diesen Stellen so weit wie möglich konzentriert und zur weiteren Ableitung in Richtung der NVP gebündelt werden. Die Trassenführung im Küstenmeer wird nicht festgelegt, diese obliegt anderen Stellen in den dafür vorgesehenen Verfahren. Bei der Festlegung der Korridore ist noch keine Bewertung der Weiterführung etwa in Bezug auf naturschutzfachliche Belange im Küstenmeer erfolgt. Auch diese obliegt den anderen Stellen in den dafür vorgesehen Verfahren.

Die Dimensionierung der Grenzkorridore am Übergang zum Küstenmeer ergibt sich aus den Abständen zwischen den Kabelsystemen und der Anzahl der erforderlichen bzw. möglichen Systeme sowie der jeweiligen Platzsituation am Übergang zum Küstenmeer.

Mit Blick auf die vorgesehene Lage der Grenzkorridore ergeben sich innerhalb der AWZ bereits starke Restriktionen aufgrund der bereits genehmigten sowie bestehenden OWP, so dass der bestehende Platzmangel durch Festlegungen in diesem Plan nicht ohne weiteres gelöst werden kann. Zudem sind bestehende Strukturen, d. h. insbesondere bereits in Betrieb befindliche Kabelsysteme und Rohrleitungen, zu beachten, wobei sich die zukünftig geplanten Seekabelsysteme in das bestehende System einfügen haben. Gleichzeitig sind im Küstenmeer die Planungen noch nicht so weit fortgeschritten, dass eine ausreichende Anzahl von Trassen für die Erreichung der Ausbauziele ausgewiesen

worden ist. Daher sind die Grenzkorridore in diesem Plan in enger Abstimmung mit den Küstenländern festzulegen.

Nordsee

Durch den Grenzkorridor N-I (Ems-Trasse) können im Rahmen des FEP keine weiteren Systeme vorgesehen werden, da dieser nach Abschluss des Übergangssystems bereits vollständig belegt sein wird.

Im Grenzkorridor N-II (Norderney-Trasse) werden 2026 sieben der zwölf zur Verfügung stehenden Trassen belegt sein. Im Rahmen dieses Plans werden die zusätzlich erforderlichen Anbindungsleitungen NOR-3-2, NOR-6-3, NOR-9-1, NOR-10-1 und NOR-21-1 zu diesem Grenzkorridor geführt. Der Grenzkorridor N-II wird demnach mit der Inbetriebnahme von NOR-21-1 vollständig belegt sein. Die Restriktion, lediglich ein Anbindungssystem pro Jahr aufgrund des Bauzeitenfensters in Betrieb nehmen zu können, kann für die beiden Systeme NOR-3-2 und NOR-6-3 mit Inbetriebnahme im Jahr 2028 durch eine vorausschauende Planung der erforderlichen Arbeiten im Küstenmeer überwunden werden.

Die vollständige Inanspruchnahme des Grenzkorridors N-II erfordert eine frühzeitige Nutzung des Grenzkorridors N-III. Anbindungssysteme über den Grenzkorridor N-III sollen im Küstenmeer künftig – vorbehaltlich weiterer Prüfungen – über die beiden Inseln Baltrum und Langeoog geführt werden. Die Gesamtkapazität des Grenzkorridors N-III ist nicht abschließend bestimmt. Nach Erkenntnissen aus dem Vorhaben „Seetrassen 2030“ ließe sich über diesen aus technischer Sicht mit den aktuell verfügbaren Methoden jedoch ggf. ein Potential von insgesamt 13 Systemen ableiten. Fünf dieser Systeme würden dann über die Insel Baltrum geführt und weitere acht Systeme über die Insel Langeoog. Eine landesplanerische Feststellung gibt es bislang lediglich für zwei Systeme über die Insel Baltrum.

Nach Darstellung der ÜNB in ihrer Stellungnahme vom 05.05.2022 steht der Leitungskorridor über die Insel Langeoog jedoch voraussichtlich frühestens für Anbindungssysteme mit Inbetriebnahme im Jahr 2032 zur Verfügung. Begründet wird dies mit komplexen Fragestellungen, die zuvor geklärt werden müssten, sowie ggf. der Notwendigkeit, ein Raumordnungsverfahren für die Inselquerung durchzuführen. Die bis einschließlich 2031 festgelegten Anbindungssysteme mit Grenzkorridor N-III NOR-9-2, NOR-9-3, NOR-12-1, NOR-11-2 und NOR-13-1 werden aus diesem Grund räumlich über die Insel Baltrum geplant.

Zur Anforderung, für die Inbetriebnahme von zwei Leitungen im Jahr 2029 über die Insel Baltrum das Bauzeitenfenster aufzuweiten, wird unter anderem auf § 17d Abs. 1a EnWG verwiesen.

Nach Inbetriebnahme dieser fünf Anbindungssysteme ist der Leitungskorridor über Baltrum ausgeschöpft und alle weiteren Anbindungssysteme über den Grenzkorridor N-III werden über Langeoog geführt.

Zum Nordsee-Küstenmeer Schleswig-Holsteins wird der Grenzkorridor N-V südwestlich des Gebietes N-4 festgelegt. Das Land Schleswig-Holstein hat mitgeteilt, dass gegenüber dem FEP 2020 voraussichtlich sieben weitere Anbindungssysteme über den sogenannten Büsum-Korridor und damit über Grenzkorridor N-V geführt werden könnten. Eine wesentliche Voraussetzung hierfür sei jedoch die Möglichkeit, Kabel auch parallel in Wasserstraßen verlegen zu können und diese folglich nicht auf kürzestem Weg kreuzen zu müssen. Zur Klärung dieses Sachverhalts wurde eine Abstimmung mit den beteiligten Stellen eingeleitet. Im Ergebnis konnte

festgestellt werden, dass über den Büsum-Korridor insgesamt 12 Systeme geführt werden können, ohne dass eine Verlegung innerhalb des Fahrwassers erforderlich wird. Weiterhin wurde seitens Schleswig-Holsteins für den Büsum-Korridor die Anforderung formuliert, die weiteren Anbindungssysteme jeweils in Parallellage südlich an die bestehenden Kabel zu verlegen. Am Grenzkorridor N-V werden die weiteren Anbindungssysteme nach NOR-7-2 jedoch nördlich von diesem liegen, sodass für die Anforderung der südlichen Parallellage Kreuzungen der Systeme untereinander erforderlich sein werden. Mögliche Kreuzungsbereiche innerhalb der AWZ müssten im Bereich des Vorbehaltsgebietes Schweinswale, der Kohärenzsicherungsfläche für die Kompensation von Seetaucher-Beeinträchtigungen nach § 22 Abs.3 BNatSchG (Az. I 2.1-12112/21)¹⁵ und hochfrequentierter Schifffahrtsrouten liegen. Eine Kreuzung in unmittelbarer Nähe zum Grenzkorridor N-V kommt in der AWZ aufgrund eines dort bekannten Schiffswracks nicht in Betracht. Insofern erscheinen in der Gesamtschau Kreuzungen im Küstenmeer unmittelbar östlich des Grenzkorridors N-V deutlich vorzugswürdig gegenüber Kreuzungen in der AWZ, zumal auf der Seite des Küstenmeers in dem vom ÜNB vorgesehenen Kreuzungsbereich weder Schutzgebiete noch geschützte Biotope noch anderweitige Nutzungskonflikte erkennbar sind. Eine zu N-II vergleichbare zeitliche Restriktion der maximalen Anbindungssysteme pro Jahr über N-V ist nicht bekannt.

Ostsee

Im Bereich des Grenzkorridors O-I werden im Rahmen dieses Plans über die bestehenden

¹⁵ vgl. Allgemeinverfügung zur Verlängerung der einstweiligen Sicherstellung eines Teiles von Natur und Landschaft in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone der Nordsee (im und angrenzend

an das Naturschutzgebiet „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“) vom 21.12.2022 (<https://www.bfn.de/sites/default/files/2022-12/allgemeinverfg-zur-verlaengerung-der-einstweiligen-sicherstellung-eines-teiles-von-natur-und-landschaft-in-der-deutschen-awz-der-nordsee-2022.pdf>).

Systeme hinaus zwei weitere Anbindungsleitungen sowie zwei grenzüberschreitende Seekabelsysteme vorgesehen (siehe Kapitel 2.3).

Grenzkorridor O-II ist kein Korridor zur Anbindung von OWP durch das Küstenmeer zum NVP im Sinne dieses Planes. Dieser Korridor dient ausschließlich der Anbindung des im Küstenmeer genehmigten Windparks „ARCADIS Ost I“ (Gebiet O-4).

Grenzkorridor O-III wird durch die bestehenden Systeme zum Windpark „EnBW Windpark Baltic 2“ vorgegeben. Für diesen Korridor sind im Rahmen des FEP zwei grenzüberschreitende Systeme geplant (siehe Kapitel 2.3).

Die Grenzkorridore O-IV, O-V und O-XIII dienen im Rahmen dieses Plans ebenfalls ausschließlich der Führung von grenzüberschreitenden Seekabelsystemen (siehe Kapitel 2.3).

2.2 Netzanbindungssysteme

Gegenüber dem bisherigen Ausbauziel von 20 GW bis 2030 und den entsprechenden Festlegungen des FEP 2020 erfordert die Erhöhung auf mindestens 30 GW bis 2030 die rechtzeitige Inbetriebnahme weiterer Netzanbindungssysteme. Insbesondere aufgrund der langen Planungs- und Realisierungszeiten hat sich dies als eine der wesentlichen Herausforderungen zur Erreichung des Ausbauziels herausgestellt. Die am 03.11.2022 zwischen dem Bund, den Küstenbundesländern und den Übertragungsnetzbetreibern 50Hertz, Amprion und TenneT unterzeichnete Vereinbarung zur Umsetzung von 30 GW Windenergie auf See bis 2030 legt verbindlich konkrete Zeitpläne und Meilensteine für die erforderlichen Netzanbindungen fest.

Dabei sind die Grenzkorridore zum Küstenmeer und die NVP an Land wiederum die wesentlichen Faktoren, deren Klärung bzw. Festlegung eine rechtzeitige Inbetriebnahme der Anbindungssysteme ermöglichen soll.

Zur Ermittlung geeigneter NVP hat seit Veröffentlichung des Vorentwurfs des FEP ein Abstimmungsprozess zwischen der BNetzA und dem BSH sowie den betroffenen Küstenbundesländern Niedersachsen und Schleswig-Holstein und den verantwortlichen ÜNB stattgefunden.

Ziel der Abstimmungen war es, eine zeitliche und räumliche Planung der Anbindungssysteme zu erreichen, mit der möglichst vielen Restriktionen Rechnung getragen werden kann und das Ausbauziel von mindestens 30 GW bis 2030 erreicht wird.

Hinsichtlich etwaiger lokaler oder zeitlicher Restriktionen mit Bezug zu den NVP sowie den ggf. erforderlichen landseitigen Netzausbaumaßnahmen wird auf die Stellungnahmen der ÜNB sowie die der BNetzA verwiesen.

Der zuständige ÜNB hat dem BSH mitgeteilt, dass das Anbindungssystem NOR-6-3 wie im Entwurf vom 01.07.2022 bereits festgelegt, im QIV 2028 in Betrieb gehen kann.

Einer der zentralen Punkte bei der Festlegung der bis 2031 erforderlichen Anbindungssysteme ist die Führung von weiteren Anbindungssystemen über Grenzkorridor N-V zum NVP Heide West in Schleswig-Holstein. Die ÜNB weisen in ihrer Stellungnahme vom 05.05.2022 darauf hin, dass die Führung eines zweiten Systems nach Heide West verschiedene Vorteile gegenüber der Führung über Grenzkorridor N-III nach Niedersachsen aufweise. So könnten durch die nicht notwendige Inselquerung und die relativ kurze landseitige Trasse knappe Marktkapazitäten besser ausgenutzt und Planungs- und Realisierungsdauer verkürzt werden. Die BNetzA weist dagegen in ihrer Stellungnahme vom 06.04.2022 darauf hin, dass aufgrund der Engpässe im landseitigen Netz im Raum Heide zunächst auf ein weiteres Anbindungssystem zu diesem NVP verzichtet werden sollte. Eine solche zweite Anbindung führe zu dem Risiko, dass bis zur Inbetriebnahme der landseitigen NEP-

Maßnahmen DC 25 und DC 31 über die Hälfte der gesamten Jahresenergie der beiden Netzanbindungssysteme abgeregelt werden müsse. In dem Konsultations- und Abstimmungsprozess hat sich gezeigt, dass Inselquerungen und lange landseitige Trassen von Anbindungssystemen hohe Verzögerungsrisiken bergen. Daher werden im Ergebnis der Abwägung und nach Abstimmung auch mit den beteiligten Ländern Schleswig-Holstein und Niedersachsen mit NOR-11-1 und NOR-12-2 zwei Anbindungssysteme mit NVP Heide/West im Jahr 2030 festgelegt.

Darüber hinaus müssen bei der Planung der Netzanbindungen und deren zeitlicher Reihenfolge weitere Randbedingungen bzw. Grundsätze Berücksichtigung finden, wie etwa die Minimierung von Kreuzungen sowohl in der AWZ als auch in den Küstenmeer- und Landbereichen.

In ihren Stellungnahmen im Rahmen dieses Fortschreibungsverfahrens schlagen die ÜNB vor, das Gleichstromanbindungskonzept mit einer Übertragungskapazität von 2.000 MW auch für das Anbindungssystem OST-2-4 anzuwenden. Auch wenn die Fläche O-2.2 lediglich eine zu installierende Leistung von 1.000 MW aufweise, seien sowohl in den benachbarten AWZ von Schweden und Dänemark als auch im Küstenmeer Mecklenburg-Vorpommerns weitere Gebiete für Windenergie auf See zu erwarten, die durch eine entsprechend vorausschauende Festlegung von OST-2-4 effizienter angebunden werden könnten als wenn neue separate Anbindungssysteme für diese Gebiete umgesetzt würden. Zur Begründung wird außerdem u.a. auf den begrenzt zur Verfügung stehenden Trassenraum insbesondere im Greifswalder Bodden und die Chancen durch eine Standardisierung von Anbindungssystemen im Gleichlauf mit der Nordsee verwiesen. Zudem weisen die ÜNB darauf hin, dass die zusätzlichen Kosten für ein Anbindungssystem mit 2 GW gegenüber einem mit 1 GW bei ca. 20-30 % erwartet werden. Auch

das Land Mecklenburg-Vorpommern spricht sich mit Schreiben vom Januar 2023 an das BSH für die Festlegung mit 2 GW aus. Es sei davon auszugehen, dass im Rahmen der anstehenden Fortschreibung des LEP MV zusätzliche Gebiete für Windenergie auf See entstehen werden. Dabei werde auch der in Frage stehende Raum nordöstlich von Rügen mit in den Blick genommen. Hierzu ist anzumerken, dass neben der Fläche O-2.2 mit einer voraussichtlich zu installierenden Leistung von 1.000 MW im Bereich der AWZ aufgrund anderweitiger Nutzungen kurz- bis mittelfristig keine weiteren Flächenpotentiale erkennbar sind. Die Festlegung der Übertragungskapazität ist maßgeblich für das Plattformkonzept und muss daher frühzeitig festgelegt werden, auch um die Inbetriebnahme der Fläche O-2.2 im Jahr 2030 nicht zu gefährden. Daher wird in der Gesamtschau – auch unter Abwägung der erwarteten Kostenunterschiede zwischen einem Anbindungssystem mit 2 GW und einem mit 1 GW – das Anbindungssystem OST-2-4 mit einer Übertragungskapazität von 2 GW festgelegt.

Im erweiterten Vorentwurf des FEP vom 14.04.2022 wurde zunächst vorgeschlagen, die Konverterplattformen beginnend mit dem System NOR-9-1 grundsätzlich am Rand der Fläche zu positionieren. In den zum erweiterten Vorentwurf eingegangenen Stellungnahmen zeigt sich jedoch, dass es verschiedene Gründe gibt, die für eine Positionierung innerhalb der Flächen sprechen. Ein wesentlicher Grund ist dabei die Führung der parkinternen Kabel zur Konverterplattform. Insbesondere bei großen Flächen mache die Länge der erforderlichen Kabel eine Blindleistungskompensation erforderlich, die zudem nach Angaben der ÜNB nicht auf der Konverterplattform erfolgen könne. Auch würden mit steigender Länge der parkinternen Kabel die Verluste ansteigen und ggf. Kabel mit größeren Durchmessern erforderlich werden.

Im Ergebnis werden die Konverterplattformen vornehmlich zentral in der Fläche festgelegt. Damit kann die Länge der parkinternen Kabel minimiert werden. Bei der Führung der Trassen für die entsprechenden Anbindungsleitungen gilt die Maßgabe der möglichst geringen Flächeninanspruchnahme, sodass in der Regel eine Führung im rechten Winkel vom Rand der Fläche zur Konverterplattform erfolgt.

Die weitere Führung der Anbindungsleitungen erfolgt grundsätzlich durch die im ROP 2021 festgelegten Vorbehaltsgebiete für Leitungen. Bei der Trassenführung sollen Kreuzungen sowohl in der AWZ als auch im weiteren Verlauf im Küstenmeer vermieden werden.

Die Aufteilung der festgelegten Netzanbindungssysteme auf die Grenzkorridore erfolgt neben der Maßgabe der Kreuzungsvermeidung unter Berücksichtigung der Restriktionen bezüglich der Grenzkorridore und der landseitigen NVP. Letzteres trifft insbesondere auf die Anbindungssysteme mit einer Inbetriebnahme bis einschließlich 2031 zu.

Das Anbindungssystem NOR-13-2 zur Anbindung der Fläche N-13.3 wird räumlich festgelegt. Dies betrifft auch die beiden Verbindungen zwischen Anlagen untereinander mit der Plattform NOR-13-2. Da das Quartal bzw. Kalenderjahr der Inbetriebnahme für die Fläche N-13.3 jedoch nicht festgelegt wird, erfolgt auch keine Festlegung eines Quartals bzw. Kalenderjahrs der Inbetriebnahme für das Anbindungssystem NOR-13-2.

Eine Überprüfung der Trassenverläufe in der AWZ hat ergeben, dass gegenüber den Festlegungen des Entwurfs vom 01.07.2022 alle Kabelsysteme, die nach Schleswig-Holstein zum Grenzkorridor N-V geführt werden sollen, nördlich des ursprünglichen Kreuzungspunkts die Rohrleitung Europipe 2 kreuzen sollen, um im weiteren Verlauf in Richtung Grenzkorridor parallel zur Schifffahrtsroute SN4 diagonal das Forschungsgebiet FoN1 des ROP 2021 zu kreuzen.

Mit dieser Anpassung können einerseits Kreuzungen minimiert werden und andererseits kann erheblich Trassen- und damit Kabellänge eingespart werden. Es hat eine Abstimmung mit dem Thünen-Institut bezüglich der Querung des Forschungsgebietes stattgefunden.

2.3 Grenzüberschreitende Stromleitungen

Durch den FEP sollen Trassen oder Trassenkorridore für mögliche grenzüberschreitende Stromleitungen räumlich gesichert werden, um zukünftig sicherstellen zu können, dass sich die bestehenden und geplanten grenzüberschreitenden Seekabelsysteme räumlich jeweils in ein aufeinander abgestimmtes Gesamtsystem, d. h. insbesondere in Bezug auf die Anbindungsleitungen für OWP, einfügen.

Nordsee

Im Rahmen des FEP werden in der AWZ der Nordsee sechs zusätzliche grenzüberschreitende Stromleitungen festgelegt. Es werden davon zwei Verbindungen mit einer Anlandung in Deutschland geplant. Eine Verbindung beginnt am Grenzkorridor N-III in Niedersachsen, die übrige Verbindung wird lediglich bis zu einem Bündelungspunkt festgelegt, sodass die Frage der Anlandung zu einem späteren Zeitpunkt geklärt werden kann. Damit kann zunächst eine weitere Trasse auf den begrenzten Grenzkorridoren zum Küstenmeer für Netzanbindungssysteme offengehalten werden. Ausgehend von dem Bündelungspunkt verläuft das Seekabelsystem parallel zur „Europipe 2“, zur Schifffahrtsroute SN4 bis zur Schifffahrtsroute SN10 und von dort an der Grenze der Gebiete N-12 und N-13 weiter zu Grenzkorridor N-VI.

Das andere in Deutschland anlandende grenzüberschreitende Seekabelsystem ist das genehmigte und nach Großbritannien geführte System NeuConnect. Es beginnt an Grenzkorridor N-III und führt parallel zur „Europipe 2“ in nördliche

Richtung bis zum südlichen Rand der Schifffahrtsroute SN2. Von dort führt es nördlich der Gebiete N-1, N-2 und N-3 weiter nach Westen zum Grenzkorridor N-XV. NeuConnect wird zwar über den Grenzkorridor N-III, nicht aber über eine Insel geführt. Aus diesem Grund ist NeuConnect für die begrenzte Kapazität von 13 Anbindungssystemen über Grenzkorridor N-III nicht relevant.

Eine mögliche Trasse für ein eventuelles grenzüberschreitendes System, die im Entwurf enthalten war, betrifft die Verbindung der Konverterplattform im Gebiet N-1 mit benachbarten OWP in den Niederlanden (Grenzkorridor N-XV). Diese Trasse, für die kein Vorhaben bekannt ist, entfällt, da die Umsetzung technisch nicht möglich ist.

Zudem sind vier weitere grenzüberschreitende Seekabelsysteme vorgesehen, die die deutsche AWZ nur queren und die Niederlande mit Dänemark oder Norwegen verbinden können. Drei Trassen verlaufen beidseitig der Schifffahrtsroute SN10 und verbinden die Grenzkorridore N-VI und N-XIV sowie N-VII und N-XIII. In Abhängigkeit künftiger Festlegungen im Bereich der Schifffahrtsroute SN10 des ROP 2021 können sich Trassenverlauf und Lage der Grenzkorridore ändern. Ein System ist parallel zu „Viking Link“ vorgesehen.

Ostsee

In der AWZ der Ostsee werden sieben Trassen für grenzüberschreitende Seekabelsysteme festgelegt, die das deutsche Küstenmeer mit der dänischen und schwedischen AWZ verbinden. Jeweils ein System ist im Bereich der Fehmarnbeltquerung (O-V zu O-VI) sowie parallel zu „Kontek“ (O-IV zu O-VII) vorgesehen. Eine Trasse für ein im Entwurf enthaltenes eventuell mögliches System nach Dänemark führt von Grenzkorridor O-III zu Grenzkorridor O-VIII, wurde jedoch aufgrund von Hinweisen zur daraus resultierenden erheblich problematischen Trassenführung im Küstenmeer gestrichen. Es wird darauf hingewiesen, dass hinter dieser

eventuellen Trasse kein Vorhaben stand. Im Grenzkorridor O-III beginnen zwei Systeme in Richtung Schweden, die parallel zum Windpark „EnBW Windpark Baltic 2“ zum Grenzkorridor O-IX führen. Diese sind im Bereich des Windparks „EnBW Windpark Baltic 2“ mit einem verringerten Abstand von 350 m bzw. 450 m zum Windpark vorgesehen, um das überlagernde U-Boot-Tauchgebiet möglichst wenig zu beeinträchtigen. Vom Grenzkorridor O-I sind ebenfalls zwei grenzüberschreitende Seekabelsysteme in Richtung Bornholm geplant, die parallel zu den bereits vorhandenen Anbindungsleitungen zu Grenzkorridor O-X und O-XI führen. Bezüglich des Grenzkorridors O-X wird darauf hingewiesen, dass sich dieser am Rand eines U-Boot-Tauchgebietes befindet und aus Gründen der Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung auch im dänischen Bereich ein Trassenverlauf außerhalb dieses NATO-Übungsgebietes erfolgen sollte.

Ein weiteres System ist parallel zu „NordStream 1“ bzw. zwischen „NordStream 1“ und „NordStream 2“ geplant und verbindet die Grenzkorridore O-XII und O-XIII.

Eine Trassenführung von Polen nach Dänemark erscheint im Moment aufgrund der bestehenden Restriktionen innerhalb der deutschen AWZ nicht möglich.

Eine von den ÜNB in ihrer Stellungnahme vom 05.05.2022 vorgeschlagene Festlegung weiterer Trassenkorridore für grenzüberschreitende Seekabelsysteme in der AWZ der Ostsee wird nicht vorgenommen. Es stehen sowohl nach Schweden als auch nach Dänemark verschiedene Varianten für solche Verbindungen zur Verfügung.

2.4 Verbindungen zwischen Anlagen untereinander

Die räumlichen Voraussetzungen für Verbindungen untereinander sind für neue Netzanbindungen ab Zone 3, beginnend mit der Netzanbin-

dung NOR-9-1, zu sichern. Wegen der Begründung des Verzichts auf Verbindungen untereinander in den Zonen 1 und 2 wird auf Kapitel 5.11 des FEP 2020 verwiesen. Mit Blick auf mögliche Nachnutzungen in diesen Zonen werden ggf. künftig Verbindungen auch zu diesen Plattformen wiederaufgenommen.

Entgegen den bisherigen Festlegungen im FEP 2020 wird nunmehr davon ausgegangen, dass Verbindungen untereinander künftig mit Gleichstromtechnik umgesetzt werden. Aktuelle Plattformkonzepte der ÜNB sehen diese Möglichkeiten vor, zudem sollen vermehrt sog. Multi-Terminal-Konverter eingesetzt werden, die eine Verbindung zu weiteren Convertern zulassen. Da für Gleichstromverbindungen eine Trasse ausreichend ist, reduziert sich der erforderliche Trassenraum für Verbindungen untereinander. Bei der Festlegung der Trassenkorridore für Verbindungen untereinander soll die Beeinträchtigung der Flächen so gering wie möglich sein.

Nordsee

In der Nordsee sollen beginnend mit dem Anbindungssystem NOR-9-1 in der Zone 3 grundsätzlich alle Plattformen über die Möglichkeit für zwei Verbindungen untereinander verfügen. Im Ergebnis kann mit den beabsichtigten Festlegungen eine Voraussetzung dafür geschaffen werden, dass alle Plattformen in der Zone 3 der Nordsee verbunden werden können.

Aufgrund teilweise sehr langer Trassen für Verbindungen zwischen Anlagen wurde gegenüber dem Entwurf eine Überprüfung der Trassenverläufe vorgenommen. Im Ergebnis wird für vier

Verbindungen (NOR-9-1 zu NOR-9-2, NOR-12-1 zu NOR-11-1, NOR-11-1 zu NOR-11-2, NOR-13-1 zu NOR-13-2) nunmehr eine direkte Trasse zwischen den beiden Konverterplattformen festgelegt. Eine solche Festlegung impliziert jedoch eine Betroffenheit der beiden anzubindenden Flächen. Nach einer Diskussion dieses Sachverhalts im Onlinetermin am 15.09.2022 werden daher für diese vier Verbindungen zusätzlich Übergabebereiche an den Flächengrenzen festgelegt. Außerdem wird dem bezuschlagten Bieter einer Fläche Flexibilität bei der Planung des WEA-Layouts eingeräumt, solange erstens eine Führung einer Trasse durch den festgelegten Übergabebereich an der Flächengrenze ermöglicht wird. Zweitens darf die nach der erfolgten WEA-Layoutplanung mögliche Trasse für eine Verbindung höchstens um 20 Prozent länger als die direkte Trasse von der Konverterplattform bis zur Flächengrenze sein. Die mögliche Trasse soll zudem möglichst geradlinig sein. Dabei sind die erforderlichen Abstände zwischen WEA und Verbindungsleitung zu berücksichtigen. Nach Abstimmung zwischen dem zuständigen ÜNB und dem bezuschlagten Bieter kann von den festgelegten Abständen zwischen WEA und Verbindungsleitung abgewichen werden. Kreuzungen zwischen mehreren Verbindungsleitungen sowie zwischen Verbindungsleitung und parkinterner Verkabelung sollen nach Möglichkeit vermieden werden.

Zur Illustration stellt Abbildung 10 Ellipsen dar, deren halber Umfang jeweils der maximal möglichen Trassenlänge (+20 Prozent) entspricht.



Abbildung 10: Festlegungen für Verbindungen zwischen Anlagen untereinander: Illustration möglicher Trassenlängen für Verbindungen untereinander in Form von Ellipsen

Die ÜNB schlagen in ihrer gemeinsamen Stellungnahme vom 05.05.2022 vor, die Verbindungen untereinander zu flexibilisieren und weitere Trassenräume vorzusehen. Dem kann nicht nachgekommen werden, da jede räumliche Festlegung andere Nutzungen und dabei insbesondere die anzubindenden Flächen einschränkt. Es ist daher anzustreben, etwaige Hindernisse bei den Verbindungen aufgrund unterschiedlicher Plattformkonzepte frühzeitig zu identifizieren und zu überwinden. Verbindungen nur zwischen Plattformen des gleichen ÜNB erscheinen nicht zweckmäßig.

Ostsee

Für das zusätzliche Anbindungssystem OST-2-4 in der Ostsee wird keine Verbindung zu einer weiteren Plattform vorgesehen. Da alle benachbarten Plattformen in dem Bereich per Drehstromanbindungskonzept umgesetzt werden, kann eine Verbindung zu der als Gleichstromsystem geplanten Plattform OST-2-4 nur

mit hohem technischen Aufwand realisiert werden.

3 Festlegungen für das Küstenmeer

Der FEP kann gemäß § 4 Abs. 1 S. 2 WindSeeG auch fachplanerische Festlegungen für Gebiete, Flächen, die zeitliche Reihenfolge der Ausschreibung der Flächen, die Kalenderjahre der Inbetriebnahme und die voraussichtlich zu installierende Leistung sowie für Testfelder und sonstige Energiegewinnungsbereiche für das Küstenmeer treffen. Nach Maßgabe einer Verwaltungsvereinbarung¹⁶ zwischen dem Bund, vertreten durch das BSH, und dem zuständigen Land werden die einzelnen Festlegungen für das Küstenmeer näher bestimmt.

Nach § 4 Abs. 1 S. 4 WindSeeG stellt das Land dem BSH die jeweils dafür erforderlichen Informationen und Unterlagen einschließlich derjenigen, die für die Strategische Umweltprüfung erforderlich sind, zur Verfügung.

Festlegungen für das Küstenmeer umfassen nach Maßgabe der Verwaltungsvereinbarung nicht

- die Standorte für Konverterplattformen, Sammelpattformen und Umspannanlagen,
- Trassen oder Trassenkorridore für Offshore-Anbindungsleitungen, für grenzüberschreitende Stromleitungen oder für mögliche Verbindungen der Anlagen, Trassen und Trassenkorridore untereinander sowie
- Festlegungen von Orten, an denen die Offshore-Anbindungsleitungen die Grenze zwischen der ausschließlichen Wirtschaftszone und dem Küstenmeer überschreiten sowie
- standardisierte Technikgrundsätze und Planungsgrundsätze nach § 5 Abs. 1 Nr. 6 bis 11 WindSeeG.

Die entsprechenden technischen und räumlichen Anforderungen sind Gegenstand der im Zuständigkeitsbereich des Landes liegenden Planungs- und Einzelzulassungsverfahren.

Bereits im Rahmen des Aufstellungsverfahrens des FEP 2019 wurde zwischen dem Bund, vertreten durch das BSH, und dem Land Mecklenburg-Vorpommern eine Verwaltungsvereinbarung geschlossen.

Für die Länder Niedersachsen und Schleswig-Holstein kommt eine Verwaltungsvereinbarung derzeit nicht in Betracht. Es werden daher keine Festlegungen im Küstenmeer dieser Bundesländer getroffen.

Gebiete und Flächen für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See

Die vom Land M-V im Landesraumentwicklungsprogramm Mecklenburg-Vorpommern (LEP M-V) vom 09.06.2016 ausgewiesenen marinen Vorranggebiete für WEA werden als Gebiete in den FEP übernommen.

Das marine Vorbehaltsgebiet für Windenergieanlagen wird wegen eines erforderlichen Raumordnungsverfahrens mit dem Status „in Prüfung“ übernommen.

Innerhalb der Gebiete werden mangels tatsächlicher Verfügbarkeit von Flächen, wozu auch die Rechtfreiheit gehört, keine Flächen für die Errichtung und den Betrieb von WEA auf See, die an das Netz angeschlossen werden (§ 5 Abs. 1 Nr. 2 WindSeeG), festgelegt.

Testfeld und Testfeld-Anbindungsleitung

Der FEP kann nach § 5 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 lit. a WindSeeG küstennah Testfelder außerhalb von Gebieten für insgesamt bis zu 40 Quadratkilometer festlegen.

Testfelder sind nach § 3 Nr. 9 WindSeeG Bereiche in der AWZ und im Küstenmeer, in denen im

¹⁶ Abrufbar auf der BSH-Internetseite unter: https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anla-

[gen/Downloads/FEP/Flaechenentwicklungsplan_Verwaltungsvereinbarung_BSH_Mecklenburg_Vorpommern.html?nn=1653366](https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anla-)

räumlichen Zusammenhang ausschließlich Pilotwindenergieanlagen auf See, die an das Netz angeschlossen werden, errichtet werden sollen und die gemeinsam über eine Testfeld-Anbindungsleitung angebunden werden sollen.

Eine „Testfeld-Anbindungsleitung“ ist nach § 3 Nr. 10 WindSeeG eine Testfeld-Anbindungsleitung im Sinn von § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 7 EnWG. Danach enthält der NEP auch Maßnahmen, die für eine Anbindung von Testfeldern erforderlich sind. Darüber hinaus kann der FEP nach § 5 Abs. 2 S. 1 Nr. 1b) WindSeeG die Kalenderjahre, in denen auf dem festgelegten Testfeld jeweils erstmals Pilotwindenergieanlagen auf See und die entsprechende Testfeld-Anbindungsleitung in Betrieb genommen werden sollen, und nach § 5 Abs. 2 S. 1 Nr. 1c) WindSeeG die Kapazität der entsprechenden Testfeld-Anbindungsleitung festlegen.

Nach § 118 Abs. 26 EnWG ist bis zum 31. Dezember 2023 in dem NEP nach § 12b EnWG höchstens eine Testfeld-Anbindungsleitung mit einer Anschlusskapazität von höchstens 300 MW erforderlich.

Der FEP kann nach § 5 Abs. 2 S. 2 Nr. 1 bis 3 WindSeeG ferner u. a. Folgendes benennen:

- Räumliche Vorgaben für die Errichtung von Pilotwindenergieanlagen auf See in Gebieten und in Testfeldern,
- technische Gegebenheiten der Testfeld-Anbindungsleitung.

Nach Mitteilung des Landes Mecklenburg-Vorpommern vom 26.07.2021 wird ein gegenüber dem LEP M-V 2016 räumlich verändertes Testfeld im Küstenmeer nordwestlich von Warnemünde ausgewiesen.

Die bei der Erstellung des FEP 2020 von Konsultationsteilnehmenden zu dem damaligen Zuschnitt aufgeworfenen Fragen zum Thema Schifffahrt konnten im Rahmen des dortigen

Verfahrens des Landes Mecklenburg-Vorpommern durch einen Kompromiss geklärt werden.

Den in dieser Kompromisslösung veränderten Flächenzuschnitt für das Testfeld hat das Land Mecklenburg-Vorpommern an das BSH übermittelt. Als Jahr der Inbetriebnahme für das Testfeld und die Testfeld-Anbindungsleitung wurde seitens des Landes Mecklenburg-Vorpommern das Jahr 2026 vorgeschlagen. Für die voraussichtlich zu installierende Leistung werden 180 MW angegeben.

Das BSH hat auf der Grundlage des Schreibens des Landes Mecklenburg-Vorpommern mit Bekanntmachung vom 17.09.2021 ein Verfahren zur Änderung des FEP 2020 eingeleitet. Dieses wurde mit dem gegenständlichen, am 17.12.2021 bekanntgemachten Verfahren zur Änderung und Fortschreibung des FEP verbunden (vgl. öffentliche Bekanntmachung des BSH über die Verbindung des Änderungsverfahrens mit dem Fortschreibungsverfahren des FEP vom 01.07.2022).

In dem Änderungsverfahren konnte insbesondere der noch offene Punkt des Inbetriebnahmejahrs nicht geklärt werden. Vielmehr wurden in den eingegangenen Stellungnahmen von verschiedener Seite Zweifel hinsichtlich der Nutzung des Testfelds unter den aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen und hinsichtlich des Inbetriebnahmejahrs 2026 geäußert.

Der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz kann laut Stellungnahme der Übertragungsnetzbetreiber vom 01.09.2022 die Testfeldanbindungsleitung frühestens ab dem Jahr 2032 in Betrieb nehmen. Nach der Stellungnahme der Übertragungsnetzbetreiber vom 21.11.2022 ist für die Inbetriebnahme im Jahr 2032 eine Festlegung so schnell wie möglich erforderlich. Für die Netzplanung und -realisierung geht 50Hertz von einem Zeitraum von etwa 9,5 Jahren entsprechend den Angaben im NEP 2035 (2021) aus. Als Grundlage für die Netzausbauplanung sei

ein Betreiberkonzept und basierend auf dem Betreiberkonzept die Prüfung und Aktualisierung der bisherigen Annahmen zur technischen Auslegung, zum Trassenkorridor und zur Netzanbindung erforderlich. Vor diesem Hintergrund erscheint eine Umsetzung der Testfeldanbindungsleitung bis zum Jahr 2032 fraglich.

Gleichzeitig trägt die Stiftung Offshore Windenergie in ihrer Stellungnahme vom 21.11.2022 vor, dass Möglichkeiten und konzeptionelle Ansätze bestünden, um gemeinsam mit interessierten Stakeholdern eine Lösung zur Anbindung des Testfelds noch vor dem Jahr 2032 zu suchen.

Daher legt der FEP die Testfeldanbindungsleitung unter der Bedingung fest, dass das Land Mecklenburg-Vorpommern den Bedarf dieser bis zum 30.06.2023 bekanntmacht. Dies soll eine möglichst frühzeitige Nutzung des Testfelds mit einer anderweitigen Netzanbindungslösung und passend zu dem noch ausstehenden Betreiberkonzept ermöglichen. Für den Fall, dass dies nicht möglich sein sollte, soll die Testfeldanbindungsleitung durch den ÜNB realisiert werden.

4 Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme

Zur Festlegung der Flächen im FEP sowie der zeitlichen Reihenfolge ihrer Ausschreibung gibt § 5 Abs. 4 WindSeeG anzulegende Kriterien vor. Übergeordnetes Ziel der Festlegungen ist es, dass der Ausbau der WEA auf See und der zugehörigen Anbindungssysteme auf diesen Flächen im Gleichlauf erfolgt und zudem die bestehenden Anbindungsleitungen effizient genutzt und ausgelastet werden. Dadurch wird sichergestellt, dass alle WEA auf See rechtzeitig angeschlossen werden und Leerstand auf den Anbindungsleitungen vermieden wird. Auf diese Weise soll der Ausbau der Nutzung der Windenergie möglichst kosteneffizient erfolgen. Bei der Anwendung der in § 5 Abs. 4 S. 2 WindSeeG genannten Kriterien ist stets dieses Ziel sowie das allgemeine Ziel des Gesetzes, einen stetigen und kosteneffizienten Ausbau der Nutzung der Windenergie auf See zu gewährleisten, zu beachten. Die Aufzählung in § 5 Abs. 4 S. 2 WindSeeG ist nicht abschließend.

Für eine detaillierte Beschreibung der Kriterien und deren Anwendung wird auf Abschnitt 4.8 des FEP 2020 verwiesen.

Zwischen dem Kalenderjahr der Ausschreibung für eine Fläche und dem Kalenderjahr der Inbetriebnahme der bezuschlagten Windenergieanlagen auf See auf dieser Fläche müssen mindestens so viele Monate liegen, dass die Realisierungsfristen nach § 81 WindSeeG eingehalten werden können.

Grundlage für die Festlegung der zeitlichen Reihenfolge der Flächen und Netzanbindungen ist zunächst die Erreichung der Ausbauziele gemäß § 1 Abs. 2 S. 1 WindSeeG. Darüber hinaus gibt § 2a Abs. 1 WindSeeG vor, wie hoch das Ausschreibungsvolumen in den einzelnen Kalenderjahren sein soll.

Mit der festgelegten zeitlichen Reihenfolge von Ausschreibung und Inbetriebnahme kann das

Ausbauziel von 30 GW bis 2030 erreicht werden. Die Erreichung des langfristigen Ausbauziels von 70 GW bis 2045 kann mit den festgelegten Flächen nicht gewährleistet werden. Hierzu ist die Identifikation weiterer Gebiete und Flächen für den Ausbau der Windenergie auf See erforderlich.

Entsprechend § 5 Abs. 1 Nr. 3 WindSeeG muss der FEP zudem eine Festlegung treffen, ob die jeweilige Fläche zentral voruntersucht und nach Teil 3 Abschnitt 4 WindSeeG ausgeschrieben werden soll oder ob eine Ausschreibung für nicht zentral voruntersuchte Flächen nach Teil 3 Abschnitt 5 WindSeeG erfolgen soll. Dabei legt § 5 Abs. 4 S. 2 WindSeeG Kriterien für die Festlegung von Flächen und die zeitliche Reihenfolge ihrer Ausschreibung fest. Gemäß § 2a Abs. 2 WindSeeG soll das Ausschreibungsvolumen dabei beginnend mit dem Jahr 2027 grundsätzlich zur Hälfte auf zentral voruntersuchte sowie nicht zentral voruntersuchte Flächen verteilt werden. Für die zusätzlichen Flächen, welche für die Erreichung des erhöhten Ausbauziels von 30 GW bis 2030 erforderlich sind, ist der Anteil der nicht voruntersuchten Flächen höher.

Die Festlegung der Kalenderjahre der Inbetriebnahme für Netzanbindungssysteme und Flächen erfolgt auf Grundlage der Stellungnahme der BNetzA zum Vorentwurf des FEP vom 06.04.2022. Diese stellt für die Anbindungssysteme mit Inbetriebnahme bis 2031 die jeweils möglichen Kalenderjahre der Inbetriebnahme dar. Gegenüber der Darstellung im erweiterten Vorentwurf des FEP vom 14.04.2022 ergeben sich Änderungen bei der Zuordnung der NVP, jedoch nicht bei der Festlegung der Kalenderjahre der Inbetriebnahme.

Für die Netzanbindungssysteme ab dem Jahr der Inbetriebnahme 2032 liegen noch keine gesicherten Informationen für voraussichtliche NVP vor. Entsprechende Erkenntnisse aus dem laufenden Verfahren des Netzentwicklungsplans können sich damit auf die zeitliche Reihenfolge

der Flächen und Netzanbindungssysteme auswirken.

Nach § 5 Abs. 1 Nr. 4 WindSeeG trifft der FEP Festlegungen über die Kalenderjahre einschließlich des Quartals im jeweiligen Kalenderjahr, in denen die auf den festgelegten Flächen jeweils bezuschlagten WEA auf See und die entsprechende Offshore-Anbindungsleitung in Betrieb genommen werden sollen sowie die Quartale im jeweiligen Kalenderjahr, in welchen der Kabeleinzug der parkinternen Verkabelung der bezuschlagten Windenergieanlagen auf See an die Konverter oder die Umspannplattform erfolgen soll. Darüber hinaus kann der FEP wesentliche Zwischenschritte für den gemeinsamen Realisierungsfahrplan nach § 17d Abs. 2 EnWG vorgeben.

Im Rahmen der Konsultation des FEP 2020 wurde das Zusammenspiel der Inbetriebnahme der Anbindungsleitung und der Inbetriebnahme der Windenergieanlagen auf See konsultiert. Vor diesem Hintergrund wird bei einem Anschluss von zwei Flächen an eine Netzanbindung in der Regel jeweils das erste bzw. zweite Quartal festgelegt. Wird nur eine Fläche an die Konverterplattform angebunden, wird der Zeitraum für den Kabeleinzug grundsätzlich auf das erste und zweite Quartal des jeweiligen Kalenderjahres festgelegt. Beim Anbindungssystem NOR-3-3 erfolgt keine Direktanbindung der bezuschlagten Windenergieanlagen auf See an die Konverterplattform, sondern über eine Umspannplattform des zukünftigen OWP-Vorhabensträgers. Dementsprechend erfolgt für die entsprechenden Flächen keine Festlegung des Quartals für den Einzug der parkinternen Verkabelung. Die abweichende Festlegung des dritten Quartals für das Anbindungssystem NOR-7-2 ergibt sich aus dem fortgeschrittenen Planungsstand für das Anbindungssystem, der eine Installation der Konverterplattform bis einschließlich des zweiten Quartals 2027 vorsieht. Demzufolge kann der Einzug der parkinternen Verkabelung erst im dritten Quartal 2027 erfolgen.

Gemäß § 5 Abs. 1 Nr. 4 WindSeeG legt der FEP für Flächen und Netzanbindungssysteme zusätzlich zum Kalenderjahr der Inbetriebnahme das jeweilige Quartal im Kalenderjahr fest. Die Fragestellung, zu welchem Quartal des jeweiligen Kalenderjahrs die Inbetriebnahme der Netzanbindung frühestmöglich erfolgen kann, wurde im Rahmen der Konsultation des Entwurfs zum FEP 2020 umfänglich diskutiert. Vor diesem Hintergrund wird in der Regel das dritte Quartal des jeweiligen Kalenderjahrs für die Inbetriebnahme der Offshore-Anbindungsleitung festgelegt. Der anbindungsverpflichtete ÜNB beauftragt gemäß § 17 d Abs. 2 S. 1 EnWG die Offshore-Anbindungsleitung so rechtzeitig, dass die Fertigstellungstermine in den im FEP dafür festgelegten Kalenderjahren einschließlich des Quartals im jeweiligen Kalenderjahr liegen.

Abweichend dazu wird das Quartal der Inbetriebnahme für das Anbindungssystem NOR-7-2 auf das vierte Quartal des entsprechenden Kalenderjahres festgelegt. Dies begründet sich durch das fortgeschrittene Planungsstadium dieses Anbindungssystems.

Auf Grundlage der Ausführungen der ÜNB in ihrer gemeinsamen Stellungnahme vom 05.05.2022 wird die Inbetriebnahme der Anbindungssysteme in den Jahren 2028 bis 2030 auf das jeweils dritte und vierte Quartal aufgeteilt, sofern ein ÜNB in einem Jahr mehr als ein Anbindungssystem in Betrieb nimmt. Beginnend mit dem Jahr der Inbetriebnahme 2031 wird grundsätzlich das dritte Quartal für die Inbetriebnahme festgelegt.

5 Standardisierte Technikgrundsätze

Die strategische Planung des Ausbaus der Windenergie auf See sowie der zugehörigen Netztopologie für die Übertragung von Elektrizität ist von enormer Bedeutung für die Versorgung mit erneuerbaren Energien. Mit Zunahme der unterschiedlichen Nutzungen in der deutschen AWZ wird der für künftige Nutzungen und Infrastrukturen zur Verfügung stehende Raum stetig knapper.

Im Sinne einer systematischen und effizienten Planung erhielt das BSH den gesetzlichen Auftrag, Gebiete und Flächen für Windenergie auf See sowie entsprechende Trassen und Standorte für die erforderliche Netztopologie vorzusehen. Als Ergebnis dieses koordinierten Prozesses werden die Maßnahmen in der deutschen AWZ räumlich und zeitlich verbindlich festgelegt.

Aufgrund der zeitlich unterschiedlichen Planungs- und Realisierungsfortschritte der Offshore-Anbindungsleitung und des OWP bzw. der Fläche, die zur Ausschreibung kommt, ist eine Abweichung von den standardisierten Technikgrundsätzen grundsätzlich nicht möglich. Andernfalls könnten erst zu einem sehr späten Zeitpunkt, beispielsweise nach der Ausschreibung der Fläche, große Auswirkungen beispielsweise auf die Schnittstellen zwischen ÜNB und OWP-Vorhabensträger resultieren.

5.1 Standardkonzept Gleichstromsystem

Als maßgeblich für die Wahl der geeigneten Übertragungstechnologie für den Netzanschluss von OWPs erscheint grundsätzlich die Trassenlänge zur Anbindung einer Fläche bzw. eines Gebietes an den NVP an Land. Bei Trassenlängen von mehr als 100 km sind bei Drehstromanschlüssen regelmäßig zusätzliche Einrichtungen zur Blindleistungskompensation vorzusehen. Die Übertragungsverluste steigen zudem mit der Länge des Kabelsystems an. Diese fallen bei der HGÜ deutlich geringer aus. Für die AWZ sind

Trassenlängen von mehr als 100 km, mit steigender Küstenentfernung auch deutlich darüber, erforderlich.

Gegenüber einer Anbindung mittels Drehstromtechnologie wird bei der HGÜ bei gleicher Übertragungskapazität eine deutlich geringere Anzahl von Kabelsystemen benötigt und somit der für die Kabelsysteme erforderliche Raum reduziert.

5.2 Schnittstelle zwischen ÜNB und OWP-Vorhabensträger

Bei dem Direktanbindungskonzept besteht ein erhöhter Abstimmungsbedarf bei der Vorbereitung und Durchführung der jeweiligen Einzelzulassungsverfahren. Durch die Mitnutzung der Konverterplattform aufgrund der Schnittstelle zwischen ÜNB und OWP-Vorhabensträger am Eingang der Drehstrom-Seekabelsysteme bedarf es bei Planung, Errichtung, Betrieb, Wartungs- und Instandhaltungen, dem möglichen Reparaturfall und dem Rückbau zwischen ÜNB und OWP-Vorhabensträgern sowie ggf. zwischen verschiedenen OWP-Vorhabensträgern, die ihre Offshore-WEA an dieselbe Konverterplattform anbinden, einer engen Abstimmung und einer klaren Aufgabenzuständigkeit. Für die Beteiligten besteht die uneingeschränkte Notwendigkeit einer kooperativen Zusammenarbeit. Dies gilt insbesondere für den Informationsaustausch über Projekttermine, die gegenseitige Übergabe notwendiger Informationen und Details zu der Plattform und der darauf einzubringenden Komponenten. Auf den Realisierungsfahrplan gemäß § 17d Abs. 2 EnWG wird verwiesen.

Es wird darauf hingewiesen, dass die Mitnutzung der Konverterplattform durch den OWP-Vorhabensträger nur die aufgrund der technischen Schnittstelle auf der Konverterplattform notwendige Mitnutzung umfasst. Der OWP-Vorhabensträger muss demnach in der Lage sein, die für den Netzanschluss erforderlichen Maßnahmen auf der Konverterplattform rechtzeitig

durchzuführen. Der ÜNB hat andererseits die zur Vorbereitung des Netzanschlusses erforderlichen Maßnahmen frühzeitig mit dem OWP-Vorhabensträger abzustimmen und durchzuführen. Eine separate Plattform des OWP-Vorhabensträgers zu Wohn- und Wartungszwecken könnte aufgrund dessen erforderlich sein.

5.3 Selbstgeführte Technologie

Bereits im Bundesfachplan Offshore Nordsee (BFO-N) wurde diese Variante als Standard festgelegt und kann als etabliert bezeichnet werden.

Die selbstgeführte HGÜ kann im Gegensatz zur klassischen, netzgeführten Technologie ein Netz wiederaufbauen, ohne dass Blindleistung aus dem angeschlossenen Drehstromsystem bereitgestellt werden muss. Diese Eigenschaft ist notwendig, um die Übertragung nach einem Netzfehler selbstständig wiederaufzubauen, im Normalbetrieb zu steuern und das umliegende Drehstromnetz zu stabilisieren. Für die weitere Begründung zur Festlegung der selbstgeführten Technologie wird auf Abschnitt 5.1.2.2 des BFO-N 16/17 verwiesen.

5.4 Übertragungsspannung +/- 525 kV

Die Festlegung einer einheitlichen Spannungsebene für Gleichstromsysteme (bestehend aus dem Umrichter auf der Konverterplattform, dem Gleichstrom-Seekabelsystem sowie dem Umrichter an Land) dient der Schaffung eines Standards für die Anschlusssysteme, speziell auch für die Konverterplattform. Aufbauend auf der Festlegung von Rahmenparametern können Hersteller und Netzbetreiber standardisierte Lösungen entwickeln und perspektivisch die Planungen frühzeitig – ggf. auch standortunabhängig – vorantreiben. Ziel ist, durch standardisierende Vorgaben eine gewisse Vereinheitlichung bei der Planung der Anlagen zu erreichen und so das Planungsverfahren zu beschleunigen, Planungssicherheit für Netz- und Windparkbetreiber sowie Zulieferer zu erreichen und Kosten zu senken. Eine einheitliche Spannungsebene bereitet

zudem eine mögliche Verbindung der Offshore-Anbindungsleitungen untereinander vor.

Um eine möglichst raumverträgliche Planung und Umsetzung von Verbindungen der Offshore-Anbindungsleitungen untereinander zu ermöglichen, wird eine möglichst hohe Leistung des Gleichstromsystems und daher auch eine möglichst hohe Systemspannung angestrebt. Bislang hat sich am Markt dabei ein herstellerunabhängiger Standard der Übertragungsspannung von +/- 320 kV entwickelt. Beschränkungen der Leistung ergeben sich vor allem aus der verfügbaren Kabeltechnologie sowie dem Platzbedarf der Konverterplattform.

Aufgrund der Möglichkeit, mit einer erhöhten Spannungsebene auch die zu übertragende Leistung anzuheben und damit Anschlusssysteme effizienter zu gestalten, ist es mit Blick auf große zusammenhängende Flächen in Zone 3 der AWZ der Nordsee und die starken räumlichen Restriktionen bei der Führung von Anbindungsleitungen erforderlich, die Anzahl der Systeme möglichst zu reduzieren und ihre jeweilige Übertragungsleistung zu maximieren.

In den Konsultationen zum Aufstellungsverfahren des FEP 2019 wurde die Frage der Technologieverfügbarkeit von Offshore-Netzanbindungssystemen mit einer Übertragungsspannung von +/- 525 kV adressiert. Zusammenfassend konnte aus den eingegangenen Äußerungen entnommen werden, dass eine Verfügbarkeit der Technologie ab ca. 2030 erwartet wird. Zu einem vergleichbaren Ergebnis kam auch der 3. Zwischenbericht des den FEP bis Ende 2020 begleitenden Forschungsauftrags. Die ÜNB wiesen zunächst in ihrer gemeinsamen Stellungnahme zum zweiten Entwurf des FEP 2019 darauf hin, dass eine Realisierung im Jahr 2029 „nicht umsetzbar“ und eine Realisierung im Jahr 2030 „kritisch“ sei. Im Rahmen der Bestätigung des NEP 2019-2030 hat sich jedoch gezeigt, dass dies möglich und zur Erreichung des bisherigen Ausbauziels von 20 GW bis 2030 erforder-

lich ist. In einer zwischen dem Bund, den Küstenbundesländern und den Übertragungsnetzbetreibern 50Hertz, Amprion und TenneT unterzeichneten Vereinbarung zur Umsetzung von 20 GW Windenergie auf See bis 2030 wurde es zudem als erforderlich angesehen, im Jahr 2029 das erste Offshore-Netzanbindungssystem mit einer Übertragungsspannung von +/- 525 kV in Betrieb zu nehmen (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020).

5.5 Standardleistung 2.000 MW

Die Festlegung einer standardisierten Übertragungsleistung der Gleichstrom-Anbindungssysteme bildete im BFO-N die zentrale Grundlage für die räumliche Planung. Aufbauend auf einer Standardleistung von 900 MW erfolgte die Ermittlung des Raumbedarfs für die Abführung der installierten Windenergieleistung.

Auch im FEP wird eine Standardleistung festgelegt. Mit Blick auf die Gebiete und Flächen in Zone 3 erscheint die Festlegung einer möglichst hohen Standardleistung sinnvoll, um die Anzahl und damit den Raum für Konverterplattformen und Trassen zur Abführung der Windenergieleistung zu minimieren.

Im Aufstellungsverfahren zum FEP 2019 wurden seitens der ÜNB Hinweise vorgebracht, dass unter Einhaltung der maximal zulässigen Sedi-menterwärmung (2 K-Kriterium, vgl. Planungsgrundsatz 4.4.4.8 des FEP 2020) die Übertragungskapazität von +/- 525 kV HGÜ-Anbindungssystemen auf unter 2.000 MW begrenzt ist. Eine entsprechende Überprüfung mit Erwärmungsberechnungen wurde im Rahmen eines begleitenden Forschungsauftrags des BSH vorgenommen. Demnach erscheint die Übertragung von 2.000 MW mit bereits heute eingesetzten Kabelquerschnitten in der AWZ unter Einhaltung des 2 K-Kriteriums möglich zu sein. Aufgrund erhöhter naturschutzfachlicher Anforderungen im Küstenmeer der Nordsee sind in diesen Bereichen ggf. weitere Maßnahmen zur Ein-

haltung des 2 K-Kriteriums erforderlich (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020). Eine Übertragung von 2.000 MW unter Einhaltung des 2 K-Kriteriums ist jedoch auch in Küstenmeerbereichen gegeben. Auf die erwähnte Vereinbarung vom 11. Mai 2020 wird diesbezüglich verwiesen (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020).

Nach aktueller Kenntnislage wird davon ausgegangen, dass das Gleichstromanbindungskonzept mit einer Übertragungskapazität von 2.000 MW langfristig Anwendung findet. Auch außerhalb der deutschen AWZ gibt es zahlreiche weitere Projekte mit diesem Anbindungskonzept. Zwar erscheint eine weitere Erhöhung der Übertragungskapazität denkbar, doch gibt es zum aktuellen Zeitpunkt nach Angaben der ÜNB keine konkreten Bestrebungen hierfür. Zudem sei nur bei Anwendung der gleichen Spannungsebene – in diesem Fall +/- 525 kV – die Möglichkeit der gleichstromseitigen Verbindung von Konverterplattformen sinnvoll gegeben. Dennoch wird die Möglichkeit der Erhöhung der Übertragungskapazität durch das BSH weiterhin geprüft, auch mit Blick auf die diesbezüglichen Potentiale zur Entspannung räumlicher Engpässe.

5.6 Ausführung mit metallischem Rückleiter

Mit Hilfe dieser Ausführung kann bei Ausfall oder Nichtverfügbarkeit eines Pols das System mit dem verbleibenden Pol als Monopol betrieben werden, was zumindest eine Übertragung von maximal 50 Prozent der Übertragungsleistung erlaubt. Bei der Ausführung als Bipol mit metallischem Rückleiter ist im Gegensatz zu den bislang in der AWZ der Nordsee verlegten Gleichstromanbindungssystemen ein weiteres Kabel erforderlich, sodass drei Kabelsysteme im Bündel zu verlegen sind.

Sofern im Rahmen von technischen Weiterentwicklungen die Ausführung mit metallischem Rückleiter nicht weiter vorgesehen werden

sollte, kann dies im Rahmen einer Fortschreibung des FEP eingebracht werden.

5.7 Anschluss auf der Konverterplattform / vorzuhaltende Schaltfelder

Zum Anschluss von OWPs an einer Konverterplattform sind durch den zuständigen ÜNB Schaltfelder und J-Tubes vorzusehen. Die Anzahl der Schaltfelder und J-Tubes wird in Abhängigkeit der Anschlussleistung festgelegt.

Für die Übertragungsspannung 66 kV ergeben sich ausgehend von 14 Schaltfeldern und J-Tubes pro 1.000 MW Anschlussleistung z. B. 7 Schaltfelder und J-Tubes für 500 MW bzw. 28 Schaltfelder und J-Tubes für eine Anschlussleistung von 2.000 MW, die dem Anschluss von OWPs dienen.

Beträgt die Übertragungsspannung 132 kV kann die erforderliche Anzahl von Schaltfeldern und J-Tubes gegenüber der Anbindung mit 66 kV in etwa halbiert werden. Entsprechend sind für eine Anschlussleistung von 1.000 MW acht, für 500 MW vier und für 2.000 MW 16 Schaltfelder und J-Tubes anzusetzen.

Die Anzahl der Schaltfelder und J-Tubes wird bei einer Abweichung von dem Standardkonzept in Abhängigkeit der Anschlussleistung festgelegt.

Für die bereits im FEP 2020 festgelegten Anbindungssysteme bis einschließlich NOR-3-2 wird auf die dortigen Festlegungen verwiesen.

Für das Anbindungssystem NOR-6-3 erfolgt eine Anpassung gegenüber den Festlegungen des FEP 2020. Um den Anschluss der Fläche N-6.7 an die Konverterplattform NOR-6-3 zu erleichtern, wird die Anzahl von Schaltfeldern und J-Tubes von drei auf vier erhöht und entsprechend für den Anschluss der Fläche N-6.6 von elf auf zehn reduziert. Die ursprünglich bestehenden räumlichen Restriktionen bei der Anbindung der Fläche N-6.7 konnten durch die entsprechende Festlegung der Fläche N-21.1 reduziert werden.

Die Anzahl der für den Anschluss von OWPs an einer Konverterplattform vorhandenen J-Tubes und Schaltfelder sind häufig Gegenstand der Abstimmung zwischen OWP-Vorhabensträger und dem zuständigen ÜNB. Im Sinne einer langfristigen Standardisierung sowie zum Zwecke der Gleichbehandlung ist es zielführend, die für eine bestimmte Anschlussleistung zur Verfügung stehenden J-Tubes und Schaltfelder frühzeitig im FEP festzulegen.

Von den Festlegungen kann im Einvernehmen zwischen zuständigem ÜNB und Vorhabensträger des jeweiligen OWP unter Berücksichtigung der Netzanschlussregeln abgewichen werden. Sofern der OWP-Vorhabensträger die festgelegte Anzahl nicht vollständig ausschöpft, so kann ggf. ein weiterer OWP-Vorhabensträger, dessen Fläche bzw. bezuschlagte WEA an die gleiche Plattform angeschlossen wird, in Abstimmung mit dem zuständigen ÜNB diese ungenutzten Schaltfelder bzw. J-Tubes zum Anschluss nutzen.

5.8 Voraussetzungen für Verbindungen untereinander / vorzuhaltende Schaltfelder

Der FEP trifft räumliche Festlegungen für Verbindungen zwischen Konverterplattformen, auf Kapitel 2.4 wird verwiesen.

Verbindungen untereinander können zur Gewährleistung der Systemsicherheit beitragen. Grundsätzlich kommt eine Verbindung der Anbindungsleitungen durch Drehstrom- oder durch Gleichstromsysteme in Frage. Erstmals werden in diesem FEP Verbindungen untereinander unter der Annahme einer Gleichstromverbindung festgelegt. Nach Angaben der ÜNB sollen die Konverterplattformen ab Zone 3 die technischen Voraussetzungen für solche Verbindungen erfüllen.

Um diese Verbindungen nutzen und zugehörige Seekabel auf der Konverterplattform einziehen

zu können, sind die entsprechenden technischen Voraussetzungen zu schaffen (insbesondere ausreichend J-Tubes).

5.9 Direktanbindungskonzept

Durch die Festlegung des Direktanbindungskonzepts entfallen die Umspannplattform sowie die 155 kV- oder 220 kV-Zwischenspannungsebene zwischen Umspann- und Konverterplattform. Von der Konverterplattform aus wird mittels Gleichstromübertragung eine Anbindung zum NVP an Land geführt. Trotz des möglichen Verzichts auf eine Umspannplattform ist jedoch ggf. eine separate Plattform für Wartungs- und Unterkunftszwecke der OWP erforderlich.

Die geeignete Übertragungstechnologie für die Verbindungen zwischen Konverterplattform und OWP hängt grundsätzlich von der Trassenlänge zwischen der Konverterplattform und den anzuschließenden WEA ab. Für die AWZ sind dabei häufig Trassenlängen von etwa 20 km zu beobachten. Bei größeren Entfernungen und dadurch bedingten größeren Kabellängen steigen die Verluste und der Blindleistungskompensationsbedarf. Hinzu kommt ein mit der Länge des Kabelsystems steigender Platzbedarf durch die möglicherweise notwendige Blindleistungskompensation. In Verbindung mit den laut NEP 2019-2030 angegebenen Kostenunterschieden zwischen DC- und AC-Kabelsystemen ist demnach ein zentraler Standort der Konverterplattform mit möglichst kurzen Drehstromleitungen anzustreben.

Eine Anhebung der Spannungsebene beim Direktanbindungskonzept auf 132 kV ist erstrebenswert und soll für Anbindungssysteme mit Inbetriebnahme ab 2032 umgesetzt werden. Angesichts der bereits laufenden Vorbereitungen und Ausschreibungen für die Anbindungssysteme mit Inbetriebnahme in 2029 bis 2031 soll für diese lediglich eine optionale Erhöhung unter Zustimmung aller Beteiligten ermöglicht werden, um die Erreichung der gesetzlichen Ausbauziele

nicht durch eine Verzögerung der Anbindungssysteme zu gefährden. Ein Anspruch, 132 kV bereits vor 2031 umsetzen zu können, besteht nicht. Dafür ist die ausdrückliche Bestätigung des zuständigen ÜNB erforderlich. Aufgrund der fortgeschrittenen Planungsstände der Netzanbindungssysteme mit Inbetriebnahme bis 2031 ist in diesen Fällen von einer Umsetzung mit der Spannungsebene 66 kV auszugehen.

Bei steigender Erzeugungsleistung ermöglicht die höhere Spannungsebene eine Reduzierung von elektrischen Leitungsverlusten und Material, was sich positiv auf diverse Bereiche wie zum Beispiel die Wirtschaftlichkeit, die Meeresumwelt und Möglichkeiten der Trassenführung auswirkt. Auch in der Konsultation zum Entwurf vom 01.07.2022 wurde von verschiedenen Konsultationsteilnehmenden eine möglichst rasche Erhöhung der Übertragungsspannung gefordert. Insbesondere bei großen zusammenhängenden Flächen in Kombination mit der Standardübertragungsleistung von 2.000 MW und künftigen WEA mit entsprechend größerer Nennleistung erscheint eine Reduktion der erforderlichen Seekabelsysteme zielführend. Auf den kürzlich veröffentlichten Bericht des Carbon Trust wird verwiesen (Carbon Trust, 2022).

Da es sich bei dem Konzept um einen Direktananschluss von Offshore-WEA an die Konverterplattform ohne dazwischenliegende Umspannplattform handelt, müssen die Offshore-WEA die Voraussetzungen zum Anschluss an die Konverterplattform erfüllen, etwa indem sie eine Ausgangsspannung von 66 kV bzw. 132 kV aufweisen. Für die weiteren technischen Anschlussvoraussetzungen wird auf die Offshore-Netzanschlussregeln des VDE (VDE-AR-N 4131) verwiesen.

5.10 Grenzüberschreitende Seekabelsysteme: Gebündeltes Seekabelsystem

Aufgrund der deutlich geringeren Verluste und der gegenüber der Ausführung als Drehstrom-

Seekabelsystem entfallenden Notwendigkeit einer Blindleistungskompensation werden alle bekannten Projekte zu grenzüberschreitenden Seekabelverbindungen durch die deutsche AWZ bereits als Gleichstromverbindung geplant.

Durch die gebündelte Verlegung von Hin- und Rückleiter kann im Allgemeinen eine magnetische Flussdichte erreicht werden, die deutlich unterhalb der durchschnittlichen Stärke des Erdmagnetfelds liegt und erhebliche Auswirkungen auf Schutzgüter ausschließt. Bedingt durch die Entwicklung der Offshore-Windenergie werden neben „klassischen“ grenzüberschreitenden Seekabelsystemen, die terrestrische Netze verbinden, nun zusätzlich auch grenzüberschreitende Verbindungen zwischen OWPs wie die „Kriegers Flak Combined Grid Solution“ errichtet. Diese Verbindungen können aufgrund der geringeren Trassenlänge sowie der Erforderlichkeit des übereinstimmenden Anbindungskonzepts als Drehstromverbindung umgesetzt werden und sind daher von der gegenständlichen Vorgabe nicht umfasst.

5.11 Grenzüberschreitende Seekabelsysteme: Berücksichtigung Gesamtsystem

Für grenzüberschreitende Seekabelsysteme ist im Zulassungsverfahren darzulegen, wie sie sich in die Netzplanungen einbeziehen lassen, ohne die Ausbauziele für Offshore-Windenergie nachteilig zu beeinträchtigen. Unter diesem Aspekt ist eine Prüfung im Einzelfall sinnvoll, ob und inwieweit grenzüberschreitende Seekabel OWPs anschließen können. Daher muss insbesondere die eingesetzte Technologie geprüft und in ihrer Kompatibilität mit dem Gesamtnetz gegenüber anderen Vorteilen (wie z. B. höhere Übertragungsleistung) abgewogen werden.

Im Verlauf der weiteren Fortschreibung des FEP wird die Entwicklung eines internationalen Offshore-Netzes unter Einbeziehung sowohl der grenzüberschreitenden Seekabelsysteme als auch der Anbindungsleitungen für Offshore-

Windenergie weiter begleitet werden. Vor einer etwaigen Integration der grenzüberschreitenden Kabelsysteme in ein vermaschtes Offshore-Netz wären zusätzlich zur Frage der Wirtschaftlichkeit auch technische sowie regulatorische Fragestellungen zu klären.

Die Möglichkeit, grenzüberschreitende Seekabelsysteme an Konverterplattformen anzuschließen, wird nicht ausgeschlossen.

5.12 Grenzüberschreitende Seekabelsysteme: Ausführung mit metallischem Rückleiter

Die Ausführung grenzüberschreitender Seekabelsysteme mit metallischem Rückleiter ist eine technische Voraussetzung für die spätere Möglichkeit zur Errichtung eines Offshore-Netzes, insbesondere durch die Verbindung von grenzüberschreitenden Stromleitungen mit Netzanbindungssystemen. Das Standardkonzept in der deutschen AWZ der Nordsee sieht dabei die Ausführung als Gleichstromsystem u. a. mit einer Übertragungsspannung von +/- 525 kV und der Ausführung mit metallischem Rückleiter vor. Weitere technische Anforderungen dieser möglichen Verbindungen sollen geprüft und im Rahmen einer nächsten Fortschreibung festgelegt werden.

6 Planungsgrundsätze

Die Planungsgrundsätze bauen auf den Zielen und Grundsätzen des ROP für die AWZ der Nordsee und Ostsee auf. Im Rahmen des ROP ist bereits eine Gesamtabwägung der Nutzungen untereinander erfolgt. Die in diesem Rahmen getroffenen Festlegungen werden bei der Fortschreibung des FEP beachtet bzw. berücksichtigt. Die relevanten Ziele und Grundsätze auf der Ebene der Raumordnung werden überwiegend als Planungsgrundsätze in den FEP übernommen und hinsichtlich der Anwendbarkeit bezüglich der im FEP angesprochenen Regelungsgegenstände anhand der vorgetragenen Belange und Rechte überprüft, konkretisiert und untereinander in ihrer Bedeutung gewichtet.

Der Festlegung von standardisierten Technikgrundsätzen und Planungsgrundsätzen liegt bereits eine Abwägung möglicherweise betroffener öffentlicher Belange und Rechtspositionen zugrunde, so dass die Festlegung von standardisierten Technikgrundsätzen und Planungsgrundsätzen zudem bereits eine „Vorprüfung“ möglicher Alternativen beinhaltet.

6.1 Allgemeine Grundsätze

Im Folgenden werden die Begründungen zu den Planungsgrundsätzen für WEA auf See, Plattformen, Seekabelsysteme und sonstige Energiegewinnungsanlagen aufgeführt.

6.1.1 Zeitliche Gesamtkoordinierung der Errichtungs- und Verlegearbeiten

Die Festlegung entspricht Vorgaben zur zeitlichen Gesamtkoordination im Grundsatz 2.2.3 (8) des ROP 2021.

Für die Verlegearbeiten von Kabelsystemen, die in räumlicher Nähe zueinander liegen, soll eine zeitliche Gesamtkoordination angestrebt werden. Auf diese Weise können die Anzahl der Eingriffe reduziert und mögliche kumulative Auswirkungen vermieden bzw. vermindert werden.

Zur Minderung der Auswirkungen auf die Meeresumwelt ist auch für die Errichtungsarbeiten von Windenergieanlagen, Plattformen, Seekabelsystemen sowie sonstigen Energiegewinnungsanlagen in räumlicher Nähe zueinander in gleicher Weise eine zeitliche Gesamtkoordinierung anzustreben (vgl. auch Planungsgrundsatz 6.1.9 zur Schallminderung).

Dies beinhaltet auch die Reduzierung des Schiffsverkehrs für Bau und Betrieb und der damit verbundenen akustischen und visuellen Beeinträchtigungen auf ein Mindestmaß durch optimale Bau- und Zeitplanung.

6.1.2 Keine Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs

Diese Festlegung leitet sich aus dem Grundsatz der Raumordnung 2.2.1 (3) ab, nach dem wirtschaftliche Nutzungen die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs so wenig wie möglich beeinträchtigen sollen.

Um WEA und Plattformen wird regelmäßig eine gemeinsame Sicherheitszone errichtet. Diese Sicherheitszone bewirkt einerseits, dass in diesen Bereichen gewerbliche Schifffahrt nicht stattfindet und andererseits eine ordnungsgemäße und nach den Regeln der guten Seemannschaft betriebene Schifffahrt auch weiterhin generell gefahrlos möglich ist. Auf die diesbezügliche Zuständigkeit der GDWS für die Einrichtung von Sicherheitszonen sowie für das Aufstellen von etwaigen Befahrensregeln wird verwiesen.

Bei Kabelsystemen ist durch die vorgegebene Tiefenlage (Vgl. 6.4.7) sowie die Kreuzungswinkel (vgl. 6.4.4) keine Beeinträchtigung der Schifffahrt zu erwarten.

Auf die Planungsgrundsätze 6.1.6 und 6.1.11 wird hingewiesen.

Nach aktuellem Kenntnisstand ist die Vorhaltung zusätzlicher Schleppkapazität von voraussichtlich mindestens einem weiteren Schlepper im Verkehrsraum der Schifffahrtsroute SN10 des

ROP 2021 notwendige Voraussetzung, um die bei dem weiteren Ausbau von Flächen in der Zone 3 sowie im Bereich der Schifffahrtsroute SN10 verursachten Risiken für Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs zu minimieren. Zu diesem Ergebnis kommt die aus Anlass der Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans entwickelte Risikoanalyse im Fachgutachten „Verkehrlich-schifffahrtspolizeiliche Risikoanalyse der im Rahmen der Fortschreibung des FEP der deutschen AWZ der Nordsee festzulegenden Gebiete“ (DNV GL, 2021) vom April 2021 unter Berücksichtigung der durch die AG „Genehmigungsrelevante Richtwerte“ des BMDV im Zusammenhang mit der Risikoanalyse und –bewertung von Offshore-Windparks vorgegebenen Parameter, Kriterien und Akzeptanzgrenzwerte. Auch aktuelle Erkenntnisse eines derzeit laufenden Schifffahrtsgutachtens für die zukünftige Gestaltung der SN10 stützen unter Anwendung einer anderen Methodik die Annahme der Notwendigkeit zusätzlicher Schleppkapazität in dem o. g. Verkehrsraum. Die Pflicht zur Bereitstellung zusätzlicher Schleppkapazitäten trifft zunächst die OWP-Vorhabensträger östlich von SN10 in den Gebieten N-9, N-10, N-11, N-12 und N-13 jeweils einzeln und gemeinschaftlich. Es bleibt den OWP-Vorhabensträgern überlassen, ein gemeinschaftliches Modell für den Betrieb zu entwickeln. Auf Grundlage der vorliegenden Schifffahrtsgutachten, insb. (DNV GL, 2021), ist zu erwarten, dass die Erforderlichkeit zusätzlicher Schleppkapazität ab dem Zeitpunkt der ersten Bebauung der Flächen in den Gebieten N-11 oder N-12 eintritt.

Die Positionierung der zusätzlichen Schleppkapazität wird im Verlaufe des weiteren Verfahrens abschließend zu bestimmen sein.

Die Anforderungen an die Schleppkapazität müssen den Begebenheiten des betreffenden Verkehrsraums entsprechen. Den Verkehrszentralen der WSV soll ggü. den Schleppkapazitäten eine Weisungsbefugnis zukommen. Zudem ist

ein Zugriffsrecht des Havariekommandos im Bedarfsfall erforderlich. Andere Lösungen für Vorhaltung und Betrieb der Schleppkapazitäten, die im Einvernehmen mit allen beteiligten Behörden entwickelt werden, sind durch den vorstehenden Planungsgrundsatz nicht ausgeschlossen.

Von dieser Festlegung zusätzlicher Schleppkapazität im Einzugsbereich der Schifffahrtsroute SN 10 bleiben Erfordernisse zur ggf. notwendigen Gestellung von zusätzlicher Schleppkapazität in anderen Verkehrsbereichen, insbesondere auf der Ostsee oder im Bereich der Gebiete N-1 bis N-8 unberührt. Die Notwendigkeit etwaiger darüber hinaus gehender Schleppkapazität wird in Abhängigkeit der weiteren Bebauung sowie der Verkehrsentwicklung im betreffenden Verkehrsraum oder anderer maßgeblicher Rahmenbedingungen zu bewerten sein und ist derzeit nicht ausgeschlossen.

6.1.3 Keine Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Luftverkehrs

Von Offshore-Bauwerken, von Teilen dieser oder von den damit in Verbindung stehenden Tätigkeiten kann eine Gefahr für den Luftverkehr ausgehen (Kollisionsrisiko). Zur Minimierung des Gefahrenpotentials müssen solche Bauwerke daher als Luftfahrthindernis kenntlich gemacht werden. Da sich die für die Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen auf dem Hoheitsgebiet geltenden Regelwerke nicht auf die deutsche AWZ erstrecken, wurde mit dem SOLF u.a. hierfür durch das BMDV bereits eine entsprechende Regelung für die AWZ geschaffen.

In § 9 Absatz 8 EEG werden die Flächen in der deutschen AWZ spezifiziert, deren Nachtkennzeichnung bedarfsgesteuert erfolgen muss.

Eine ausreichende Hindernisfreiheit stellt ein wesentliches Kriterium für einen sicheren Flugbetrieb auf einem Hubschrauberlandedeck dar. Dimensionierung und Ausrichtung der hierzu vorzusehenden und freizuhaltenden An- und Abflugflächen ergeben sich dabei auch aus dem

SOLF in seiner jeweils geltenden Fassung. Durch eine gesamtheitliche Betrachtung der Hinderniskulisse soll sichergestellt werden, dass neben den eigenen auch die Luftverkehrsbelange Dritter im betreffenden oder in ggf. angrenzenden Gebieten ausreichend berücksichtigt werden. Durch eine Turmanstrahlung entlang der betroffenen An- und Abflugbereiche soll die sichere Nutzung des Hubschrauberlandedecks bei Nacht gewährleistet werden, da die Erkennbarkeit dieser Hindernisse erhöht sowie den Hubschrauberbesatzungen die Orientierung erleichtert und ein räumlicher Eindruck der Umgebung vermittelt wird. Auf diese Weise kann die Annäherung an solche Hindernisse besser eingeschätzt werden, da die seitliche Begrenzung der An- und Abflugwege gekennzeichnet ist.

Indem An- und Abflugflächen von Hubschrauberlandedecks nicht über die Grenzen der deutschen AWZ hinaus angelegt werden sollen, wird verhindert, dass diese durch die Zunahme von Hindernissen außerhalb der deutschen AWZ in ihrer Nutzung eingeschränkt oder unbenutzbar werden. Es besteht außerhalb der deutschen AWZ-Grenzen kein oder nur ein sehr geringer Einfluss auf etwaige dort vorgesehene Bauvorhaben, sodass andernfalls eine verlässliche Planung grundsätzlich nicht sichergestellt werden könnte.

6.1.4 Keine Beeinträchtigung der Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung

Die Festlegungen entsprechen § 5 Abs. 3 S. 2 Nr. 4 WindSeeG sowie dem Ziel 2.2.2 (5.1) und dem Grundsatz 2.2.2 (5.2) des ROP 2021.

Eine Ausweisung von Gebieten, Flächen, Plattformen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen innerhalb militärischer Übungsgebiete für schwimmende Einheiten bzw. Flugübungsgebiete, die auf Höhe des Meeresspiegels beginnen, ist zu vermeiden. Soweit die spezifischen Übungsprozedere durch die Ausweisung nicht

eingeschränkt werden, ist im Einzelfall eine Ausweisung in diesen Gebieten nicht ausgeschlossen. Eine Streckenführung von Seekabelsystemen ist außerhalb der militärischen Übungsgebiete für schwimmende Einheiten anzustreben.

Die Festlegungen c) und d) entsprechen dem Ziel der Raumordnung 2.2.2. (5.1) sowie dem Grundsatz 2.2.2 (5.2) des ROP 2021 und dienen der Gewährleistung einer effektiven Landes- und Bündnisverteidigung. Für die weitere Begründung wird auf den ROP 2021 verwiesen.

Bei Übungen zum Zwecke der Landes- und Bündnisverteidigung soll die Installation von Sonartranspondern Gefahrenquellen durch Kollisionen von U-Booten mit baulichen Anlagen durch akustische Signale vermeiden.

6.1.5 Rückbaupflicht und Sicherheitsleistung

Die Zielsetzung eines möglichst vollständigen Rückbaus wird im FEP verfolgt, um eine möglichst hohe Nachnutzbarkeit der Flächen und Trassen zu ermöglichen. Die Festlegungen entsprechen § 80 Abs. 1 WindSeeG, wonach Einrichtungen mit dem Ziel zu beseitigen sind, die vollständige Nachnutzung sowie die Wiederherstellung der Leistungs- und Funktionsfähigkeit der Fläche zu gewährleisten. Weiterhin setzen die Festlegungen das Ziel der Raumordnung 2.2.1 (2) des ROP 2021 um, wonach feste Anlagen nach Ende der Nutzung zurückzubauen sind.

Ob eine vollständige Entfernung der Fundamente zu erfolgen hat, ist zum Zeitpunkt des Rückbaus zu prüfen. Dabei ist auf den dann geltenden Stand von Wissenschaft und Technik abzustellen und es ist insbesondere zu betrachten, inwieweit eine Entfernung aus Gründen einer effizienten Nachnutzung erforderlich bzw. geboten ist. Jedoch muss der Rückbau in der Regel mindestens so weit erfolgen, dass die Oberkante des verbleibenden Fundaments dauerhaft unterhalb der beweglichen Sedimentunterkante und

unterhalb des Eingriffsbereichs von Fischereigeräten liegt. Dies ist je nach Örtlichkeit für eine angemessene Zeit zu überprüfen, sodass sichergestellt ist, dass kein Hindernis für Schifffahrt und Fischerei entsteht.

Soweit erforderlich sind beim Rückbau entstehende Baugruben mit dem vor Ort natürlicherweise vorkommenden Material zu verfüllen. Steinschüttungen sind zu vermeiden.

Die genauen Festlegungen zum Rückbau bleiben dem Einzelverfahren vorbehalten, um die Anforderungen u. a. an den entsprechenden Standort anzupassen.

Bei einem Rückbau sollte nach Möglichkeit eine Wiederverwendung der Komponenten vor einem Recycling und dieses vor einer energetischen Verwertung angestrebt werden oder ansonsten deren – nachweislich – ordnungsgemäße Entsorgung an Land umgesetzt werden.

Die Sicherheitsleistung dient der Sicherstellung der Rückbauverpflichtung nach § 80 WindSeeG. Die Anforderungen an die Sicherheitsleistungen ergeben sich aus der Anlage des WindSeeG (zu § 80 Abs. 3 WindSeeG).

6.1.6 Berücksichtigung aller bestehenden, genehmigten und festgelegten Nutzungen

Dieser Planungsgrundsatz entspricht auch den Wertungen im ROP 2021, u. a. in den Erfordernissen 2.2.1 (3), 2.2.2 (3), 2.2.2 (4), 2.2.2 (5.1) und 2.2.2 (5.2).

Im Zuge der Konfliktminimierung sollten bei der Wahl von Standorten für WEA auf See sowie Plattformen bzw. der Streckenführung von Seekabelsystemen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen möglichst frühzeitig die Belange der Schifffahrt (vgl. Planungsgrundsatz 6.1.2) Landesverteidigungs- und Bündnisverpflichtungsbelange (vgl. Planungsgrundsatz 6.1.4) sowie bestehende und genehmigte Nutzungen / Nutzungsrechte (u. a. OWP) berücksichtigt wer-

den. Eine Streckenführung außerhalb dieser Gebiete ist anzustreben, soweit durch die Verlegung der Seekabelsysteme eine negative Auswirkung auf die zuvor genannten Nutzungen zu erwarten ist.

Um das Risiko der Beschädigung bereits vorhandener Rohrleitungen zu reduzieren und um die Möglichkeiten der Reparatur nicht zu beeinträchtigen, sind Einwirkungen auf den Meeresboden in einem Schutzbereich von 500 m beiderseits von Rohrleitungen nach Möglichkeit zu vermeiden. Die jeweiligen Baugrundverhältnisse können im Einzelfall auch größere Abstände erfordern. Maßgeblich für die Bestimmung des Schutzbereichs ist die Mittellinie der Rohrleitung.

Ausnahmen sind etwa zulässig, wenn durch die Einhaltung dieses Grundsatzes die Inbetriebnahme oder die Netzanbindung eines Windparks nachweislich gefährdet oder deutlich erschwert ist. Zudem bedarf eine Planung, die zu einer Einwirkung innerhalb des 500 m Schutzbereichs von Rohrleitungen führt, eine enge Abstimmung mit dem jeweiligen Betreiber.

Bereits vorhandene Seekabel sind bei der Planung und Verlegung ebenfalls zu berücksichtigen. Entsprechend den Vorgaben in Grundsatz 6.4.2 ist zwischen Seekabeln ein Abstand von 100 m bzw. 200 m im Wechsel vorzusehen. Dies betrifft auch Abstände zu Datenkabeln und bereits vorhandenen Interkonnektoren. Mit diesem Abstand wird bei den im beplanten Bereich geringeren Wassertiefen von bis zu 45 m ein im Vergleich zu entsprechenden international abgestimmten Industrierichtlinien, die etwa für Wassertiefen von bis zu 75 m gelten, geringerer Abstand festgelegt.

Um das Risiko der Beschädigung während der Bau- und Betriebsphase der Plattformen zu reduzieren und um die Möglichkeiten der erforderlichen Instandhaltung- und Wartungsarbeiten nicht zu beeinträchtigen, ist bei zukünftig geplanten Plattformen auf vorhandene und genehmigte Strukturen gebührend Rücksicht zu nehmen.

Der einzuhaltende Abstand ist u. a. von der Lage der Plattform im Raum, im Verhältnis zu baulichen Strukturen vor Ort, den Baugrundverhältnissen sowie von der Wassertiefe abhängig.

Im Bereich der Umspann- bzw. Konverterplattform ist aufgrund des Einzugs einer Vielzahl von Kabelsystemen sicherzustellen, dass ausreichend Raum für die Führung der Gleichstrom- und Drehstrom-Seekabelsysteme des ÜNB zur Verfügung steht. Daher ist in dem Bereich, in dem die Seekabelsysteme zur Umspann- bzw. Konverterplattform geführt werden, ein Abstand von mind. 1.000 m zwischen der Plattform und den nächstgelegenen WEA einzuhalten. Maßgeblich für den Abstand ist der Mittelpunkt der Plattform.

Darüber hinaus ist ein störungsfreier Betrieb von bestehenden Anlagen (z. B. Funk- oder Radaranlagen) zu gewährleisten.

Der Abstand von 500 m zwischen Seekabelsystemen und WEA ist erforderlich, damit während des laufenden Betriebs des OWP an den Seekabelsystemen gearbeitet werden kann. Auch für den Fall, dass gleichzeitig an Kabelsystemen und dem Windpark gearbeitet wird, muss genügend Raum für das Bauschiff der Windenergieanlage und das Verlegeschiff zur Verfügung stehen. Maßgeblich für die Bestimmung des erforderlichen Abstands ist die Mittellinie des Seekabelsystems.

Auch die internationalen Richtlinien fordern einen Mindestabstand von 500 m zu WEA und weisen darauf hin, dass für Verlegung und Reparatur größere Abstände benötigt werden. Durch eine Reduzierung dieses Abstandes würden die Reparaturmöglichkeiten auf bestimmte Schiffstypen eingeschränkt und damit ggf. verzögert. Zudem wären die Reparaturen nicht bei laufendem Betrieb der Windparks möglich. Wegen der hohen Bedeutung der Anbindungssysteme für die Stromversorgung Deutschlands ist eine grundsätzliche Reduzierung der Abstände nicht angemessen.

In jedem Fall ist bei Unterschreitungen der Mindestabstände in der Planungsphase im Zulassungsverfahren eine Annäherungsvereinbarung einzureichen, die auch die Tragung von Mehrkosten, verursacht durch Abstände von weniger als 500 m, enthält.

Aufgrund der räumlichen Nähe zwischen OWP-Vorhaben und den Anbindungsleitungen einschließlich der Plattformen des ÜNB erwächst ein hoher Abstimmungsbedarf zwischen dem OWP-Vorhabensträger und dem ÜNB. Dementsprechend ist es zwingend erforderlich, dass bereits zu einem sehr frühen Zeitpunkt der Vorhaben eine enge Abstimmung zwischen ÜNB und dem OWP-Vorhabensträger stattfindet. Für den Windpark-Vorhabensträger und den ÜNB besteht beiderseits die uneingeschränkte Notwendigkeit einer kooperativen Zusammenarbeit. Dies gilt im Besonderen für den Informationsaustausch über Projekttermine, die gegenseitige Übergabe notwendiger Informationen und Details zu Planung, Errichtung sowie Inbetriebnahme der Plattform sowie der Seekabelsysteme, aber auch im Betrieb, bei etwaigen Reparatur- und Wartungsarbeiten und während des Rückbaus. Insbesondere die Errichtung ist in gutnachbarschaftlicher Zusammenarbeit frühzeitig abzustimmen und zu optimieren.

Hinsichtlich der Abstände zwischen Flächen zueinander bzw. zu WEA wird auf den Planungsgrundsatz 6.2.1 verwiesen.

Auch auf die Belange der Fischerei sollte frühzeitig Rücksicht genommen werden. Die Errichtung von Anlagen für die Aquakultur soll in räumlicher Nähe zu bzw. in Kombination mit bereits vorhandenen oder im Bau befindlichen anderen Anlagen erfolgen. Wartung und Betrieb der Anlagen sollen durch die Errichtung und den Betrieb von Aquakulturen so wenig wie möglich beeinträchtigt werden. Auf den Grundsatz 2.2.5 (2) im ROP 2021 wird verwiesen. Das Fischen über Seekabelsystemen außerhalb der Sicherheitszonen wird i. d. R. durch eine ausreichende Tie-

fenlage der Kabel sowie entsprechende Auflagen in den Einzelverfahren ermöglicht, auf die Vorgaben des Grundsatzes 6.4.7 wird verwiesen. Regelungen innerhalb von OWP-Flächen entsprechend der Grundsätze 2.2.2 (4) und 2.2.5 (2) des ROP 2021 sind im Einzelfall zu klären.

6.1.7 Beachtung von umwelt- und naturschutzrechtlichen Rahmenbedingungen

Dieser Planungsgrundsatz dient als klarstellender Hinweis auf die geltenden umwelt- und naturschutzrechtlichen Vorgaben. Diese umfassen insbesondere die folgenden Aspekte. Die Aufzählung ist nicht abschließend.

Eine erhebliche Beeinträchtigung von gesetzlich geschützten Biotopen im Sinne des § 30 Abs. 2 S. 1 BNatSchG soll bei der Errichtung von Windenergieanlagen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen so weit wie möglich vermieden werden.

Gebiete, Flächen und sonstige Energiegewinnungsbereiche müssen mit dem Schutzzweck einer nach § 57 BNatSchG erlassenen Schutzgebietsverordnung vereinbar sein; Festlegungen sind dabei zulässig, wenn sie nach § 34 Abs. 2 BNatSchG nicht zu erheblichen Beeinträchtigungen der für den Schutzzweck der jeweiligen Schutzgebietsverordnung maßgeblichen Bestandteile des Gebiets führen können oder wenn sie die Anforderungen nach § 34 Abs. 3 bis 5 BNatSchG erfüllen.

Auf § 45a Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts¹⁷ (WHG) wird hingewiesen. Die beste Umweltpraxis („best environmental practice“) gemäß Helsinki- bzw. OSPAR-Übereinkommen sowie der jeweilige Stand der Technik sind zu

berücksichtigen und im Einzelverfahren zu konkretisieren.

Gemäß § 2 Abs. 2 Nr. 6 ROG ist der Raum in seiner Bedeutung für die Funktionsfähigkeit der Böden, des Wasserhaushalts, der Tier- und Pflanzenwelt sowie des Klimas einschließlich der jeweiligen Wechselwirkungen zu entwickeln, zu sichern oder, soweit erforderlich, möglich und angemessen, wiederherzustellen. Die Bedeutung des Raums für die Funktionsfähigkeit der Böden, des Wasserhaushalts, der Tier- und Pflanzenwelt sowie des Klimas einschließlich der jeweiligen Wechselwirkungen mit den Erfordernissen des Biotopverbundsystems ist zu erhalten. So soll sichergestellt werden, dass die Ausbreitungsvorgänge und weiträumigen ökologischen Wechselbeziehungen der Arten und ihrer Lebensräume berücksichtigt werden.

Im Raumordnungsplan für die AWZ 2021 wurden auf umfangreicher Datengrundlage Hauptvogelzugrouten als Vogelzugkorridore ausgewiesen. Im Rahmen der Zugereignisse ist innerhalb dieser Bereiche ein signifikant erhöhtes Kollisionsrisiko für Vögel verglichen mit anderen Bereichen der AWZ eher zu erwarten. Der Betrieb von Windenergieanlagen auf See soll, in einem angemessenen Rahmen, so naturverträglich wie möglich erfolgen. Soweit Vögel innerhalb der Vogelzugkorridore des ROP 2021 gegen ein signifikant erhöhtes Kollisionsrisiko mit Windenergieanlagen nicht durch andere Maßnahmen geschützt werden können, stellt das Erfordernis von Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen – dies könnte etwa die Abschaltung der Anlagen bei Massenzugereignissen sein – einen zielführenden Schutz von Zugvögeln sicher. Dies ist zum Schutz der Meeresumwelt in Form der Vermeidung eines nachgewiesenen signifikant erhöhten Kollisionsrisikos von Vögeln

¹⁷ Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts vom 31. Juli 2009 (BGBl. I S. 2585), zuletzt geändert durch Art. 2 G zur Umsetzung von Vorgaben der RL (EU) 2018/2001 für Zulassungsverfahren nach dem Bundes-ImmissionsschutzG, dem WasserhaushaltsG

und dem BundeswasserstraßenG vom 18.8.2021 (BGBl. I S. 3901)

mit Windenergieanlagen, das nicht durch Schutzmaßnahmen gemindert werden kann, geboten. Es bedarf entsprechend klarer Vorgaben für Mess- und Abschaltssysteme, sodass auf einer repräsentativen Datengrundlage hinsichtlich des Vorliegens eines Massenzugereignisses während des Frühjahrs- und Herbstzuges entschieden werden kann. Sobald nach diesen Messsystemen und Vorgaben Massenzug im Bereich von Windenergieanlagen auf See stattfindet, der nachweislich zu einem signifikant erhöhtem Kollisionsrisiko führt, sind unverzüglich Maßnahmen zum Schutz der Zugvögel einzuleiten, insbesondere solche, die eine Kollision von Vögeln mit Windenergieanlagen ausschließen.

§ 77 Absatz 1 Satz 1 Nr. 1 WindSeeG verpflichtet die nach § 78 WindSeeG verantwortlichen Personen sicherzustellen, dass von der Einrichtung während der Errichtung, während des Betriebs und nach einer Betriebseinstellung keine Gefahren für die Meeresumwelt ausgehen. Hierunter fällt auch, dass kein nachgewiesenes signifikant erhöhtes Kollisionsrisiko von Vögeln mit Windenergieanlagen besteht, das nicht durch Schutzmaßnahmen gemindert werden kann, § 69 Absatz 3 Satz 1 Nr. 1 b WindSeeG. Diese Vorgabe entfaltet auch außerhalb der Vogelzugkorridore Wirkung. Daneben bestimmt § 77 Abs. 3 Nr. 1 WindSeeG, dass die verantwortlichen Personen während der Bauphase und während der ersten zehn Jahre des Betriebs der Anlagen ein Monitoring zu den bau- und betriebsbedingten Auswirkungen der Anlagen auf die Meeresumwelt durchzuführen und die gewonnenen Daten dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie und dem Bundesamt für Naturschutz unverzüglich zu übermitteln haben. Im Rahmen des umweltrechtlichen Vorsorgeprinzips zum Schutz von Zugvögeln soll bezüglich tatsächlicher Kollisionen von Vögeln mit Windenergieanlagen für OWP grundsätzlich ein Kollisionsmonitoring erfolgen. Vorgesehen ist die Installation von Systemen zur Kollisionserfassung nach dem Stand der Technik, etwa Sensoren

und/oder geeignete Kamerasysteme an mehreren repräsentativen Anlagen. Nach aktuellem Kenntnisstand ist davon auszugehen, dass ca. 4 bis 5 Anlagen mit Geräten zur Kollisionserfassung ausgestattet werden sollten. Die durch das Monitoring gewonnenen Erkenntnisse sind dem BSH unverzüglich zur Verfügung zu stellen. Auf die Möglichkeit nach § 79 Absatz 3 i.V.m. § 69 Absatz 3 Satz 1 Nr. 1 b WindSeeG wird hingewiesen.

Bei der Verlegung von Seekabelsystemen sollen mögliche Beeinträchtigungen der Meeresumwelt minimiert werden. Dazu sollten die Seekabelsysteme möglichst außerhalb von Naturschutzgebieten verlegt werden.

Bekanntes Vorkommen gesetzlich geschützter Biotope nach § 30 BNatSchG sind bei der Verlegung von Seekabelsystemen möglichst zu umgehen.

Zur Sicherstellung gebietsschutzrechtlicher Vorgaben können bei der Planung und Errichtung von WEA und sonstigen Energiegewinnungsanlagen auf See in räumlicher Nähe zu Naturschutzgebieten projektspezifisch Vermeidungs- und Verminderungsmaßnahmen erforderlich werden. Diese Maßnahmen, z. B. Schallminderungsmaßnahmen zum Schutz lärmempfindlicher Meeressäuger, werden auf Vorhabenebene unter Berücksichtigung der Besonderheiten des Projektgebiets und der Umstände des Einzelfalls projektbezogen festgelegt.

Je nach Standort und Gründungskonstruktion der Windenergieanlage auf See und sonstigen Energiegewinnungsanlage sowie je nach Schutzzweck des Naturschutzgebietes können im Einzelfall zusätzliche oder spezifische Schutzmaßnahmen erforderlich werden.

Sollten Vorkommen von in § 30 BNatSchG genannten Strukturen bei näheren Untersuchungen im konkreten Zulassungsverfahren aufgefunden werden, sind diese zu analysieren und bei der Entscheidungsfindung zu berücksichtigen. Jedoch ist zum jetzigen Zeitpunkt keine

konkrete räumliche Zuordnung der genannten Strukturen möglich.

Diese Regelungen nehmen Bezug auf die Begründung des Grundsatzes 2.2.1 (4.1) des ROP 2021. Danach soll die Beeinträchtigung von Vorkommen gesetzlich geschützter Biotope nach § 30 BNatSchG bei der Planung, der Errichtung und dem Betrieb von Anlagen zur Energiegewinnung und von Leitungen vermieden werden. Zur Vermeidung von negativen Auswirkungen auf sensible Lebensräume sollten die Leitungen möglichst außerhalb von Naturschutzgebieten geplant und verlegt werden. Weitergehende fach- und naturschutzrechtliche Vorschriften bleiben unberührt.

Die Verlegung von Seekabeln in sensiblen Habitaten sowie die nachteiligen Auswirkungen auf die Meeresumwelt durch das Verlegen, Betreiben, Instandhalten sowie den etwaigen Verbleib nach Aufgabe des Betriebes oder den Rückbau sollen vermieden werden.

Die Verlegung von Seekabelsystemen sowie deren Betreiben, Instandhalten und deren etwaiger Verbleib nach Aufgabe des Betriebes oder Rückbau kann zu Beeinträchtigungen sensibler Lebensräume führen. Um potentielle negative Auswirkungen auf sensible Lebensräume zu begrenzen und die Schutzzwecke der Naturschutzgebiete zu wahren, sollen Seekabelsysteme innerhalb der AWZ vorrangig außerhalb von Naturschutzgebieten geführt werden. Sollte dies nicht möglich sein, sind Auswirkungen auf die Schutz- und Erhaltungsziele der Naturschutzgebiete im Einzelzulassungsverfahren zu prüfen.

6.1.8 Berücksichtigung von Kulturgütern

Diese Festlegung entspricht den Wertungen des Grundsatzes 2.2.1 (3) des ROP 2021, nach dem Beeinträchtigungen des kulturellen Erbes durch wirtschaftliche Nutzungen minimiert werden sollen.

Im Meeresboden können sich Kulturgüter von archäologischem Wert befinden, wie z. B. Bodendenkmale, Siedlungsreste oder historische Schiffswracks. Gemäß Art. 149 Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen (SRÜ) sind gefundene Gegenstände archäologischer oder historischer Art zum Nutzen der gesamten Menschheit zu bewahren oder zu verwenden.

Eine große Anzahl solcher Schiffswracks ist bekannt und in der Unterwasserdatenbank des BSH verzeichnet. Die bei den zuständigen Stellen vorhandenen Informationen sollten bei der Auswahl von Standorten für die Errichtung von WEA und Plattformen bzw. der konkreten Trassenführung für Seekabelsysteme berücksichtigt werden. Zur Berücksichtigung im Rahmen der räumlichen Planung wurden bei der Festlegung der Vorbehaltsgebiete für Leitungen im ROP 2021 alle innerhalb dieser Vorbehaltsgebiete liegenden bekannten Wracks an die Denkmalämter mit der Bitte um Prüfung und Einschätzung der erforderlichen Abstände übermittelt. Diese Einschätzungen der einzelfallbezogenen Prüfung werden für die räumliche Planung im FEP herangezogen. Im unmittelbaren, für den Denkmalschutz relevanten Umfeld der festgelegten Konverterstandorte sind keine Wracks bekannt. Es ist allerdings nicht auszuschließen, dass bei der näheren Untersuchung geplanter Standorte oder einer geeigneten Trasse bzw. bei der Errichtung bisher nicht bekannte Kulturgüter aufgefunden werden. Die für Denkmalpflege und Archäologie zuständigen Fachbehörden sollen frühzeitig bei Fundstellen einbezogen werden. Um diese nicht zu beschädigen, können in diesem Falle in Absprache mit der zuständigen Behörde (unter Einbindung von Denkmalschutz- und Denkmalfachbehörden der Länder Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern) und unter Wahrung des überragenden öffentlichen Interesses am Ausbau der Windenergie auf See im Rahmen von Abwägungsentscheidungen geeignete Sicherungsmaßnahmen durchgeführt werden.

Die Vorgabe der Erhaltung des kulturellen Erbes fällt unter die sonstigen öffentlich-rechtlichen Bestimmungen, die einzuhalten sind.

6.1.9 Schallminderung

Die Vorgaben zur Schallminderung dienen zur Vermeidung von Gefahren für die Meeresumwelt durch Schallemissionen. Der Planungsgrundsatz entspricht auch der Wertung des Erfordernisses 2.2.2 (6) des ROP 2021.

Während der Rammarbeiten für Fundamente von WEA bzw. Plattformen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen ist zur Wahrung artenschutz- und gebietsschutzrechtlicher Belange der Einsatz von wirksamen technischen Schallminderungssystemen vorzusehen. In den Einzelzulassungsverfahren wird regelmäßig angeordnet, dass durch ein geeignetes Schallschutzkonzept sicherzustellen ist, dass die Schallemission (Breitband Einzelereignispegel SEL05) in einer Entfernung von 750 m den Wert von 160 Dezibel (dB re 1 $\mu\text{Pa}^2 \text{ s}$) und der Spitzenschalldruckpegel den Wert von 190 Dezibel (dB re 1 μPa) nicht überschreitet. Maßnahmen zum Schallschutz, die u. a. technische Schallminderung, optimiertes Rammverfahren, Vergrämung und Überwachung der Effektivität mit einschließen, werden standortspezifisch und bezogen auf die eingesetzte Gründungskonstruktion im Einzelfall konkretisiert. Eine Einschränkung des Gebots im Rahmen der Ausschreibung der jeweiligen Fläche hinsichtlich der Fundamentart soll damit nicht erfolgen. Es ist die nach dem Stand der Technik etablierte Arbeitsmethode anzuwenden, die nach den vorgefundenen Umständen so geräuscharm wie möglich ist. Die Weiterentwicklung von geräuscharmen Installationsverfahren soll angeregt werden. Die Konkretisierung der Schallschutzmaßnahmen erfolgt projektspezifisch im Rahmen der Zulassungsverfahren. Dabei ist das jeweils beste verfügbare Verfahren oder eine Kombination der besten verfügbaren Verfahren nach Stand der Wissenschaft und Technik zur Verminderung

des Eintrags von Unterwasserschall zur Einhaltung geltender Lärmschutzwerte während der Installation von Gründungspfählen, wie z. B. Großer Blasenschleier, Hüllrohr, Hydroschalldämpfer, Einschränkung der Rammenergie oder optimiertes Rammverfahren mit Echtzeit-Überwachung, zu verwenden. Bei der Konzeptionierung von geeigneten Schallminderungssystemen sind die jeweiligen Baugrundverhältnisse zu berücksichtigen. Neben dem eigentlichen Schallminderungssystem ist der Einsatz weiterer umfangreicher schallschützender Maßnahmen und Überwachungsmaßnahmen, insbesondere durch Erfassung des Unterwasserschalleintrags sowie der Aktivität des Schweinswals während der Installation von Fundamenten, erforderlich.

Die Begrenzung der Dauer einzelner Rammvorgänge soll den Eingriff minimieren und dient der Vermeidung eines Verstoßes gegen das artenschutzrechtliche Störungsverbot, § 44 Abs. 1 Nr. 2 BNatSchG.

Die Strategische Umweltprüfung kommt zu dem Ergebnis, dass nur bei Einhaltung von geltenden Lärmschutzwerten und unter Umsetzung der Vorgaben des Schallschutzkonzeptes des BMU (BMU, 2013) nach aktuellem Kenntnisstand mit der erforderlichen Sicherheit gewährleistet ist, dass die Anforderungen an den Artenschutz eingehalten und Naturschutzgebiete in ihren für die Erhaltungsziele oder den Schutzzweck maßgeblichen Bestandteilen nicht erheblich beeinträchtigt werden.

Die Anordnung einer zeitlichen und räumlichen Gesamtkoordination der Rammarbeiten im Rahmen des nachgeordneten Zulassungsverfahrens kann sowohl aufgrund artenschutzrechtlicher als auch aufgrund gebietsschutzrechtlicher Anforderungen zur Anwendung kommen.

Zur Einhaltung der artenschutzrechtlichen Anforderungen i. S. d. § 44 Abs. 1 Nr. 2 BNatSchG i.V.m. dem Schallschutzkonzept des BMU (BMU, 2013) kann eine geeignete Gesamtkoordination erforderlich sein, sodass zu jeder Zeit

nicht mehr als 10 Prozent der Fläche der AWZ von störungsauslösendem Impulsschall belastet werden. Um den artenschutzrechtlichen Anforderungen nach § 44 BNatSchG Rechnung zu tragen, ist es erforderlich, dass dauerhaft ausreichende Ausweichmöglichkeiten für Schweinswale in der deutschen AWZ der Nordsee vorhanden sind und eine erhebliche Störung der lokalen Population mit der erforderlichen Sicherheit ausgeschlossen werden kann. Durch eine geeignete räumliche und zeitliche Koordination von parallelen Baustellen kann eine erhebliche Störung auch in den Jahren mit den höchsten Zubauraten, 2028 bis 2030, vermieden werden (vgl. Ausführungen in Kap. 4.12.3 Umweltbericht Nordsee).

Zur Einhaltung der gebietsschutzrechtlichen Anforderungen i. S. d. § 34 BNatSchG i. V. m. dem Schallschutzkonzept des BMU (BMU, 2013) kann eine geeignete Gesamtkoordination erforderlich sein, sodass zu jeder Zeit nicht mehr als 10 Prozent der Fläche eines der Naturschutzgebiete von störungsauslösendem Impulsschall belastet wird. Bei der Umsetzung von Vorhaben in Flächen, die an Bereich I des Naturschutzgebietes „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“ angrenzen oder im bzw. am Hauptkonzentrationsgebiet des Schweinswals liegen, gelten gemäß Schallschutzkonzept im Zeitraum 1. Mai bis 31. August strengere Anforderungen. Für die besonders sensible Zeit des Schweinswals (Mai bis August) ist es gemäß dem Schallschutzkonzept in diesem Zeitraum zusätzlich erforderlich, das Natura2000-Gebiet „Sylter Außenriff“ (entspricht Bereich I des Naturschutzgebietes „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“) sowie das Hauptkonzentrationsgebiet des Schweinswals von schallintensiven Baumaßnahmen freizuhalten, bei denen sich kumulativ mehr als 1 Prozent der Gebietsfläche innerhalb des Störradius von 8 km befinden. Damit soll den gebietsschutzrechtlichen Anforderungen nach § 34 BNatSchG Rechnung getragen werden, indem sichergestellt wird, dass dauerhaft ausreichende Ausweichmöglichkeiten für

Schweinswale vorhanden sind und eine Beeinträchtigung der Erhaltungsziele und des Schutzzwecks des Naturschutzgebietes mit der erforderlichen Sicherheit ausgeschlossen werden können.

Wenn die Einhaltung des o. g. 1 Prozent-Kriteriums (Schutz in der sensiblen Phase im Natura2000-Gebiet „Sylter Außenriff“ sowie im Hauptkonzentrationsgebiet des Schweinswals) oder des 10 Prozent-Kriteriums (Artenschutz) in den Einzelverfahren nicht technisch sichergestellt werden kann, käme – wie in den Jahren 2013 bis 2018 bereits umgesetzt – eine räumliche und zeitliche Koordination von parallelen Baustellen in Betracht. Dies bedeutet, dass auf der nachgelagerten Zulassungsebene ggf. Anordnungen hinsichtlich des zugelassenen Zeitraums für Rammarbeiten für einzelne Windparkvorhaben erlassen werden können. Für einzelne Projekte können schallintensive Arbeiten ggf. zu bestimmten Zeiten nicht stattfinden.

Sprengungen sind aufgrund schädlicher Auswirkungen auf die Meeresumwelt, insbesondere schädlicher Schalldrücke, grundsätzlich unzulässig. Sollten Sprengungen zur Beseitigung nicht transportfähiger Munition unvermeidlich sein, ist der Zulassungsbehörde ein Schallschutzkonzept rechtzeitig vorher vorzulegen. Die Vorgabe eines Schallschutzkonzepts ist erforderlich, um auch in dem hier geregelten Ausnahmefall einer Sprengung nicht transportfähiger Munition die Gefährdung der Meeresumwelt durch den Einsatz von geeigneten Schutzmaßnahmen, wie Vergrämung und Einsatz von Blaseschleiern zu vermeiden.

Zur Verwirklichung der Ausbauziele der Bundesregierung wird es erforderlich sein, die Anzahl der WEA erheblich zu steigern. Zum Schutz der Meeresumwelt vor erheblichem Schalleintrag während des Betriebs der Anlagen ist es erforderlich, stets auf möglichst schallarme Anlagen nach dem Stand der Technik zu achten. Nach aktuellem Kenntnisstand sind die WEA, die bis-

her zum Einsatz gekommen sind, sehr leise, so dass sich die Schallemission bereits in sehr kurzer Entfernung zu der Anlage nicht vom üblichen Umgebungsschall abhebt (Abschlussbericht FuE OWF-Noise, 2023, in Vorbereitung). Dies gilt für alle Typen von Anlagen seit 2009 (alpha ventus) bis heute in der deutschen AWZ der Nordsee und Ostsee und zwar unabhängig von Hersteller, Leistung, Größe, Fundamenttyp und Standort.

6.1.10 Minimierung von Kolk- und Kabelschutzmaßnahmen

Für die dauerhafte Stand- bzw. Positionssicherheit von Bauwerken auf dem Meeresboden sind in bestimmten Gebieten Maßnahmen zur Vermeidung von Kolkbildungen erforderlich.

Bei jeglichen Kolk- und Kabelschutzmaßnahmen hat der Träger des Vorhabens das Einbringen von Hartsubstrat auf das zur Herstellung des Schutzes erforderliche Mindestmaß zu begrenzen, um den Eingriff in die Meeresumwelt so gering wie möglich zu halten.

Als Kolkschutz sind ausschließlich Schüttungen aus Natursteinen oder inerten und natürlichen Materialien einzusetzen. Der Einsatz von Alternativen, die auf Kunststoff oder kunststoffähnlichen Materialien (z. B. geotextile Sandcontainer, mit Natursteinen befüllte Netze aus (recyceltem) Kunststoff, mit Kunststoff überzogene Betonmatten) basieren, ist zu unterlassen.

Als Kabelschutz sind grundsätzlich Schüttungen aus Natursteinen oder inerten und natürlichen Materialien einzusetzen. Der Einsatz von Kabelschutzsystemen, die Kunststoff enthalten, ist nur im Ausnahmefall zulässig und auf ein Mindestmaß zu begrenzen.

6.1.11 Berücksichtigung von behördlichen Standards, Vorgaben bzw. Konzepten

Dieser Planungsgrundsatz regelt, dass bei der Planung, der Errichtung und dem Betrieb von

Windenergieanlagen, Plattformen, Seekabelsystemen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen behördliche Standards, Vorgaben und Konzepte in ihrer jeweils geltenden Fassung unter Beachtung des überragenden öffentlichen Interesses der Errichtung von Windenergieanlagen auf See und Offshore-Anbindungsleitungen im Rahmen von Abwägungsentscheidungen zu beachten sind. Dies dient einem zügigen Zulassungsverfahren und der sicheren und ordnungsgemäßen Errichtung sowie einem entsprechenden Betrieb der Anlagen. Zu beachten sind insbesondere

- der Standard Untersuchung der Auswirkungen von Offshore-WEA auf die Meeresumwelt (StUK),
- der Standard Baugrunderkundungen, Mindestanforderungen an die Baugrunderkundung und –untersuchung für Offshore-Windenergieanlagen, Offshore-Stationen und Stromkabel,
- der Standard Konstruktion, Mindestanforderungen an die konstruktive Ausführung von Offshore-Bauwerken in der AWZ,
- der Standard Offshore-Luffahrt für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone“ (SOLF),
- die „WSV-Rahmenvorgaben Kennzeichnung Offshore-Anlagen“,
- die Durchführungsrichtlinie Seeraumbeobachtung des BMDV,
- die Richtlinie „Offshore-Anlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs“,
- die Empfehlungen R0139 (Marking of man-made Offshore-Structures) und R0126 (Use of the AIS in Marine AtoN Services) sowie die Richtlinie G1162 (Marking of Offshore man-made Structures) der International Association of Marine Aids to Navigation and Lighthouse Authorities,

- das Offshore Windenergie-Sicherheitsrahmenkonzept,
- das Rahmenkonzept Abfall- und Betriebsstoffe für OWP und deren Netzanbindungssysteme in der deutschen AWZ,
- die deutschen Vorschriften zu Sicherheit und Gesundheit bei der Arbeit,
- das Konzept für den Schutz der Schweinswale vor Schallbelastungen bei der Errichtung von OWP in der deutschen Nordsee und
- die BfN-Kartieranleitungen für gesetzlich geschützte Biotoptypen.

Es wird darauf hingewiesen, dass bei Planung, Errichtung, Betrieb und Rückbau der WEA auf See, Plattformen, Seekabelsysteme und sonstigen Energiegewinnungsanlagen die Belange des Arbeitsschutzes, der Rettung und medizinischen Versorgung der im Bereich der Offshore-Einrichtungen tätigen Personen im Bereich dieser Anlagen berücksichtigt werden müssen.

6.1.12 Emissionsminderung

Das Vermeidungs- und Verminderungsgebot stellt sicher, dass die Errichtung und der Betrieb von Offshore-Anlagen nicht zu einer „Verschmutzung der Meeresumwelt“ im Sinne des Art. 1 Abs. 1 Nr. 4 des Seerechtsübereinkommens und einer Gefährdung der Meeresumwelt gemäß §§ 5 Abs. 3 S. 2 Nr. 2, 69 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 WindSeeG führt. Ergänzend müssen die Vorgaben der Verordnung über das umweltgerechte Verhalten in der Seeschifffahrt eingehalten werden.

Dabei sind „Emissionen“ unmittelbar oder mittelbar der Meeresumwelt zugeführte Stoffe oder Energie, etwa Wärme, Schall, Erschütterung, Licht, elektrische oder elektromagnetische Strahlung.

Zur Vermeidung von Verschmutzungen und Gefährdungen der Meeresumwelt dürfen bei Bau,

Betrieb, Wartung und Rückbau der Anlagen grundsätzlich keine Stoffe in das Meer eingebracht werden. Sollte die Verursachung solcher anlagenspezifischer Emissionen in die Meeresumwelt aus technischen Gründen, etwa aufgrund sicherheitsrelevanter Vorgaben des Schiffs- oder Luftverkehrs, unvermeidbar sein, so ist dies unter Vorlage einer umweltfachlichen Einschätzung bei der Planfeststellungsbehörde im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens darzustellen und zu begründen. Anlagenspezifische Alternativenprüfungen sind dabei durchzuführen und zu dokumentieren.

Es gilt das Minimierungsgebot für stoffliche Einleitungen. Dies gilt auch für die bei der Errichtung, dem Betrieb und dem Rückbau eingesetzten Fahrzeuge. Die Vorgaben der Verordnung über das umweltgerechte Verhalten in der Seeschifffahrt sind einzuhalten.

Es ist eine möglichst naturverträgliche Beleuchtung während des Betriebs der WEA und Konverterplattformen zur weitestgehenden Reduzierung von Anlockeffekten unter Berücksichtigung der Anforderungen eines sicheren Schiffs- und Luftverkehrs und der Arbeitssicherheit vorzusehen, etwa ein bedarfsgerechtes An- und Abschalten der Hindernisbefeuern, die Wahl geeigneter Lichtintensitäten und -spektren oder Beleuchtungsintervalle.

Die Erstellung einer Emissionsstudie zur Erfassung der durch die jeweilige Konstruktions- und Ausrüstungsvariante auftretenden Emissionen bzw. deren Vermeidung ist zwingend erforderlich. Aufgrund der frühen Designphase können in der Regel die Anforderungen an eine Emissionsstudie noch nicht im Zulassungsverfahren vollständig erfüllt werden. Daher ist ein Emissionskonzept bereits als Teil der Antragsunterlagen einzureichen. In dem Konzept hat sich der Träger des Vorhabens mit möglichst konkreten und vorhabensbezogenen Emissionen, den möglichen und angewendeten Vermeidungs-

und Verminderungsmaßnahmen sowie den kumulativen Wirkungen der Anlage(n) auseinanderzusetzen. Die im Vollzugsverfahren konkretisierte Emissionsstudie stellt die Grundlage für das im Rahmen des Schutz- und Sicherheitskonzepts zu erstellende Abfall- und Betriebsstoffkonzept dar. Zur Erarbeitung des Abfall- und Betriebsstoffkonzepts sind die Mindestvorgaben des vom BSH veröffentlichten „Rahmenkonzept Abfall- und Betriebsstoffe für OWP und deren Netzanbindungssysteme in der deutschen AWZ“ in seiner jeweils gültigen Fassung zu berücksichtigen. Es sind Notfallpläne aufzustellen, unter anderem für Unfälle mit wassergefährdenden Stoffen während der Bau- und Betriebsphase sowie sonstige unerwartete Ereignisse, die eine Verschmutzung der Meeresumwelt besorgen lassen.

Das Minimierungsgebot umfasst auch, dass zum Betrieb der Anlage möglichst umweltverträgliche Betriebsstoffe (etwa Öle, Schmierfette) einzusetzen und biologisch abbaubare Betriebsstoffe, soweit verfügbar, zu bevorzugen sind. Die Umweltverträglichkeit der auf den Anlagen eingesetzten Betriebsstoffe muss durch umfassende Alternativenprüfungen sichergestellt sein.

Soweit Groutverfahren eingesetzt werden sollen, muss das Groutmaterial möglichst schadstofffrei sein. Es sind entsprechende Techniken und Vorrichtungen für den Groutvorgang (Installationsphase) einzusetzen, die einen Eintrag von Groutmaterial in die Meeresumwelt weitestgehend verhindern.

Bauliche und betriebliche Vorsichts- und Sicherheitsmaßnahmen

Sämtliche auf den Anlagen eingesetzten technischen Installationen sind durch bauliche Sicherheitssysteme und –maßnahmen nach dem Stand der Technik so abzusichern und so zu überwachen, dass Schadstoffunfälle und Umwelteinträge vermieden werden (etwa Einhausungen, Doppelwandigkeit, Raum/ Türsülle, Auffangwannen, Drainagesysteme, Sammel tanks,

Leckage- und Fernüberwachung) und dass im Schadensfall sichergestellt ist, dass der Träger des Vorhabens jederzeit unmittelbar eingreifen kann. Dies gilt insbesondere für Anlagen, die größere Mengen an Betriebsstoffen und/ oder wassergefährdenden Stoffen enthalten oder führen (z. B. Dieseltanks, Rohrleitungen, Transformatoren). Fehlauflösungen der Brandschutzanlagen auf Hubschrauberlandedecks sind unbedingt zu vermeiden.

Da im Offshore-Bereich von Betriebsstoffwechseln und Betankungsmaßnahmen ein erhöhtes Gefährdungspotential ausgeht, sind bei diesen Aktivitäten besondere organisatorische und technische Vorsichtsmaßnahmen zu treffen (z. B. Erstellung von Method Statements, Vorsichtsmaßnahmen bei Kranarbeiten, selbstverschließende Abrisskupplungen (Nottrennkupplungen), Trockenkupplungen, Auffangwannen, Überfüll-Sicherungen, Spillkits), um Schadstoffunfälle und Umwelteinträge zu vermeiden.

Abfall

Das Einbringen und Einleiten von Abfällen in die Meeresumwelt ist verboten, wenn dies nicht ausnahmsweise in diesem Planungsgrundsatz erlaubt ist. Abfall ist an Land zu verbringen und dort nach den geltenden abfallrechtlichen Bestimmungen zu entsorgen. Ausnahmen können etwa eine im Einzelfall zulässige Einleitung von ordnungsgemäß behandeltem Abwasser oder die Einleitung von Drainagewasser mit einem maximalen Ölgehalt von 5 Milligramm je Liter sein (s. u.).

Korrosionsschutz

Der eingesetzte Korrosionsschutz muss möglichst schadstofffrei und emissionsarm sein.

An Gründungsstrukturen sind nach Möglichkeit Fremdstromsysteme als kathodischer Korrosionsschutz einzusetzen. Sollte der Einsatz von galvanischen Anoden (Opferanoden), typischerweise bestehend aus Legierungen aus Aluminium-Zink-Indium, unvermeidbar sein, ist dieser

nur in Kombination mit einer geeigneten Beschichtung der Gründungsstrukturen zulässig (vgl. BSH-Standard Konstruktion). Der Gehalt an Nebenbestandteilen der Anodenlegierungen, insbesondere von Zink, Cadmium, Blei, Kupfer und Quecksilber, ist so weit wie möglich zu reduzieren. Der zur Funktionalität der Anoden erforderliche Zinkanteil ist zudem auf ein technisch notwendiges Mindestmaß zu begrenzen.

Das kathodische Korrosionsschutzsystem muss derartig bemessen werden, dass der Einsatz von galvanischen Anoden auf ein notwendiges Mindestmaß begrenzt wird. Der Einsatz von Zinkanoden (im Sinne von Zink als Hauptbestandteil der Anoden) ist untersagt. Sofern notwendig, sollten in den Innenbereichen der Gründungsstrukturen Fremdstromsysteme als kathodisches Korrosionsschutzsystem zum Einsatz kommen.

Die Mindestanforderungen für den Korrosionsschutz im Standard Konstruktion sind einzuhalten. Der VGB/BAW Standard Korrosionsschutz ist in Bezug auf die Teile 1-3 als technische Ergänzung zum BSH Standard Konstruktion eingeführt worden und ist im Vollzug zu berücksichtigen. Die Verwendung von Bioziden wie Tributylzinn (TBT) oder anderweitigen Anti-Fouling-Mitteln zum Schutz der technischen Oberflächen vor der unerwünschten Ansiedlung von Organismen ist untersagt. Die (Unterwasser-) Konstruktion ist im Bereich der Spritzwasserzone mit einem ölabweisenden Anstrich zu versehen; ein regelmäßiges Entfernen von marinem Bewuchs wird in diesem Zusammenhang nicht gefordert. Die Lösungsmittelfreiheit für Beschichtungsmaterialien ist anzustreben.

Der Außenanstrich ist unbeschadet der Regelung zur Luft- und Schifffahrtskennzeichnung möglichst blendfrei auszuführen.

Anlagenkühlung

Zur Anlagenkühlung soll ein geschlossenes Kühlsystem eingesetzt werden (etwa für die Kühlung von Transformatoren auf Plattformen),

bei denen es nicht zu Kühlwassereinleitungen und/ oder sonstigen stofflichen Einleitungen (Anti-Fouling-Mittel bzw. Biozide) in die Meeresumwelt kommt. Seewasserkühlsysteme mit Einleitungen im regulären Betrieb sind nur in begründeten Ausnahmefällen zulässig, etwa wenn die benötigte Kühlleistung mit geschlossenen Systemen oder Systemvarianten nachweislich nicht erreicht werden kann und auch keine geeigneten Alternativsysteme zur Verfügung stehen. Der Einsatz von Anti-Fouling-Mitteln bzw. Bioziden in Seewasserkühlsystemen zur Sicherung des kontinuierlichen Betriebs ist auf ein Mindestmaß zu begrenzen etwa durch einen saisonalen Einsatz oder Reduzierung der Wirkkonzentration und bedarf vorab einer umfassenden umweltfachlichen Bewertung.

Abwasser

Die unter e) genannten Abwasser dürfen nicht unbehandelt in die Meeresumwelt gelangen. Da auch mit der Einleitung von behandeltem Abwasser noch in einem gewissen Umfang stoffliche Einleitungen verbunden sind, ist das Abwasser grundsätzlich fachgerecht zu sammeln, an Land zu verbringen und dort nach den geltenden abfallrechtlichen Bestimmungen zu entsorgen.

Abwasserreinigungsanlagen auf Plattformen sind grundsätzlich nicht zulässig. Auf unbemannten oder nur während Wartungsarbeiten bemannten Plattformen fallen nur zeitlich begrenzt Abwasser an. Abwasserbehandlungsanlagen sind im diskontinuierlichen Betrieb jedoch nur eingeschränkt effektiv, sodass es durch unzureichend behandeltes Abwasser zu über das vermeidbare Maß hinausgehenden Emissionen in die Meeresumwelt kommen kann. Auf unbemannten oder nur während Wartungsarbeiten bemannten Plattformen ist daher auf Lösungen zurückzugreifen, die nicht zu einer Einleitung führen oder die Funktionsfähigkeit der Abwasserbehandlungsanlagen, zum Beispiel durch Zugabe von Nährlösungen, dauerhaft aufrechterhalten. So sind etwa ausreichend dimensio-

nierte Sammel tanks zum fachgerechten Sammeln des Abwassers vorzuhalten und die nur in begrenztem Umfang anfallenden Abwassermengen an Land zu verbringen oder es ist auf anderweitige Lösungen zurückzugreifen (etwa „Verbrennungstoiletten“).

Ausnahmen können im Einzelfall für dauerhaft bemannte Plattformen gelten. Der Nachweis, dass eine Abwasserreinigungsanlage auf einer dauerhaft bemannten Plattform geboten ist, ist von dem Träger des Vorhabens im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens zu führen. Begründung hierfür könnte insbesondere sein, dass die mit dem Verbringen der anfallenden Abwassermenge verbundenen negativen Auswirkungen auf die Meeresumwelt – etwa durch die erforderliche Anzahl an Schiffstransporten – die mit dem Einleiten des gereinigten Abwassers verbundenen Auswirkungen übersteigen.

Die Abwasserbehandlungsanlage muss dem Stand der Technik entsprechen. Dies beinhaltet unter anderem, dass nur eine Abwasserbehandlungsanlage zulässig ist, die mindestens gemäß den Vorgaben der MARPOL Resolution MEPC.227(64) „2012 GUIDELINES ON IMPLEMENTATION OF EFFLUENT STANDARDS AND PERFORMANCE TESTS FOR SEWAGE TREATMENT PLANTS“ Annex 22 Abs. Nr. 2.7. (MARPOL, 2012) Stickstoff- und Phosphorverbindungen reduziert, sofern für die jeweils voraussichtlich anfallende Abwassermenge eine solche Abwasserbehandlungsanlage verfügbar ist.

Sind Abwasserbehandlungsanlagen im Einzelfall zulässig, so sind in diesen sämtliche auf der Plattform anfallenden Abwasser zu behandeln.

Die Chlorierung von Abwässern ist nicht zulässig, da durch Chlorierungsprozesse umweltbedenkliche halogenierte Sekundärverbindungen entstehen. Es müssen andere Techniken verwendet werden, die nachweislich umweltfreundlicher sind, etwa UV-Systeme oder Ultrafiltration.

Zur Sicherstellung des ordnungsgemäßen Betriebs und zur Überprüfung der Reinigungsleistung und der Einleitwerte in der Betriebsphase ist das Abwasser regelmäßig zu beproben. An Abwasserbehandlungsanlagen sind zu diesem Zweck geeignete Probenahmestellen an Zu- und Ablauf vorzusehen. Hierdurch soll die Probenahme und eine nachgehende Analyse des Abwassers ermöglicht werden.

Drainagesysteme und Ölabscheider

Soweit kein geschlossenes System zur Sammlung des Drainagewassers und anschließender Entsorgung an Land, sondern ein Leichtflüssigkeitsabscheider verwendet wird, darf der Ölgehalt 5 Milligramm je Liter bei der Einleitung nicht überschreiten, um die Einleitung von im Drainagewasser enthaltenem Öl in die Meeresumwelt zu mindern. Die Festlegung des maximalen Ölgehalts auf 5 Milligramm je Liter beruht auf dem gegenwärtigen Stand der Umsetzung in bestehenden OWP und der technischen Verfügbarkeit dieser Systeme (DIN EN 858-1).

Um die Einhaltung des maximalen Ölgehalts bei der Einleitung in die Meeresumwelt zu überwachen, ist der Ölgehalt im Drainagewasser nach dem Passieren des Leichtflüssigkeitsabscheiders im Ablauf mittels Sensoren kontinuierlich zu überwachen. Bei Überschreiten des Grenzwerts von 5 Milligramm je Liter ist über den Einsatz entsprechender Ventile automatisch sicherzustellen, dass das Drainagewasser nicht in die Meeresumwelt eingeleitet wird, etwa über Sammel tanks oder Rezirkulation.

Löschsäume auf Hubschrauberlandedecks

Per- und polyfluorierte Chemikalien (PFAS) sind ökotoxikologisch bedenklich und haben nachweislich negative Auswirkungen auf die Meeresumwelt. Daher sind Schaummittel zu wählen, die keine PFAS enthalten.

Gleichzeitig muss sichergestellt sein, dass das Schaummittel alkohol- und frostbeständig ist sowie die sonstigen Anforderungen des Brandschutzes und der Luftfahrt erfüllt sind (u. a. Mindestleistungsstufe ICAO B). Feuerlöschübungen sind ausschließlich mit Wasser durchzuführen.

Fluorierte Treibhausgase in Schaltanlagen, Kühl- und Klimasystemen sowie Brandschutzanlagen

Die Vorgaben der Verordnung (EU) 517/2014 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. April 2014 über fluorierte Treibhausgase sind einzuhalten. Diese Maßnahmen sind gemäß Art. 3 der Verordnung (EU) 517/2014 grundsätzlich die Vermeidung und Begrenzung von Emissionen der fluorierten Treibhausgase. Darüber hinaus müssen die Vorgaben hinsichtlich der Dichtigkeitskontrollen von technischen Anlagen, ggf. durch Leckageerkennungssysteme, betreiberseitig beachtet, durchgeführt bzw. dokumentiert werden (Art. 4-6 Verordnung (EU) 517/2014).

Die eingesetzten Betriebsstoffe sind auf ihre Klimawirksamkeit hin zu bewerten. Es sollen Betriebsstoffe eingesetzt werden, die ein möglichst geringes Treibhausgaspotenzial besitzen. Insbesondere Schwefelhexafluorid (SF₆) ist ein hoch klimawirksames Gas. Daher ist dessen Einsatz aus Gründen des Klimaschutzes zu vermeiden. Es ist zu prüfen, ob SF₆ durch eine weniger klimawirksame Alternative ersetzt werden kann. Die Substitutionsprüfung und deren Ergebnis ist in den Planfeststellungsunterlagen darzustellen und zu begründen.

Dieselgeneratoren

Dieselgeneratoren müssen bezüglich der Emissionswerte nach den genannten MARPOL-Standards zertifiziert sein. Es können nach alternativen Emissionsstandards zertifizierte Dieselgeneratoren eingesetzt werden, wenn diese Standards den in MARPOL Anlage VI Regel 13 Absatz 5.1.1 definierten Emissionsstandards entsprechen. Dies ist nachzuweisen.

Mit dieser Vorgabe ist sichergestellt, dass das Schutzniveau gleichbleibend ist, während aus verschiedenen geeigneten Zertifizierungen gewählt werden kann.

Auf Windenergieanlagen ist der Einsatz von Dieselgeneratoren für die Notstromversorgung zu vermeiden. Der Einsatz von Dieselgeneratoren führt zu Luftemissionen. Hinzu kommt, dass für den Betrieb von Dieselgeneratoren umfangreiche Betankungsmaßnahmen und Treibstofflagerung erforderlich sind, durch die sich Risiken einer Umweltgefährdung durch Ölunfälle ergeben können. Daher sind zur vorübergehenden Versorgung der Windenergieanlagen im Rahmen der Sicherstellung der allgemeinen Betriebssicherheit wenn möglich alternative Systeme einzusetzen.

Um die Emissionen von Schwefeldioxid auf ein Mindestmaß zu reduzieren, muss unter Berücksichtigung der Lagerfähigkeit des jeweiligen Produkts möglichst schwefelarmer Kraftstoff verwendet werden (etwa schwefelarmes Heizöl nach DIN 51603-1 bzw. Diesel nach DIN EN 590 (sogenannter „Landdiesel“)). Dies gilt für temporäre Generatoren während der Installationsarbeiten auf WEA und Plattformen sowie für dauerhafte Dieselgeneratoren (Netzersatzanlagen) auf Plattformen. Bei der Auswahl der entsprechenden Dieselgeneratoren ist eine Eignung für den jeweiligen Kraftstofftyp rechtzeitig sicherzustellen.

6.1.13 Berücksichtigung von Fundstellen von Kampfmitteln

Im Jahr 2011 wurde von einer Bund-Länder-Arbeitsgruppe ein Grundlagenbericht zur Munitionsbelastung der deutschen Meeresgewässer veröffentlicht, der jährlich fortgeschrieben wird. Nach derzeitigem Kenntnisstand wird die Kampfmittelbelastung der deutschen Ostsee auf bis zu 0,3 Mio. t und der deutschen Nordsee auf bis zu 1,3 Mio. t geschätzt. Es wird insgesamt auf eine unzureichende Datenlage hingewiesen,

sodass davon auszugehen ist, dass auch im Bereich der deutschen AWZ Kampfmittelvorkommen zu erwarten sind (z. B. Überbleibsel von Minensperren und Kampfhandlungen). Die Lage der bekannten Munitionsversenkungsgebiete sind den offiziellen Seekarten sowie dem genannten Bericht aus 2011 (dort ergänzend auch Verdachtsflächen für munitionsbelastete Gebiete) zu entnehmen (Böttcher, et al., 2011). Die Berichte der Bund-Länder-Arbeitsgruppe sind unter www.munition-im-meer.de verfügbar.

Es wird dem Träger des Vorhabens empfohlen, im Rahmen der konkreten Planung eines Vorhabens eine eingehende historische Recherche zum etwaigen Vorhandensein von Kampfmitteln durchzuführen.

Nach DIN 4020 ist der Bauherr für die Kampfmittelfreiheit verantwortlich.

Der jeweilige Träger des Vorhabens ist sowohl für die Ermittlung und Erkundung von Kampfmitteln als auch für alle daraus resultierenden Schutzmaßnahmen verantwortlich. In diesem Rahmen ist der Träger des Vorhabens auch für erforderliche Bergungen oder Beseitigungen verantwortlich. Die Verantwortlichkeit des Trägers des Vorhabens umfasst auch seine Pflicht, die Kosten für Ermittlung, Erkundung, daraus resultierenden Schutzmaßnahmen sowie für Bergung oder Beseitigung von Fundmunition zu tragen.

Wird Fundmunition aufgefunden, so ist dies unverzüglich zu dokumentieren und der Planfeststellungsbehörde zu melden. Munitionsfunde und der weitere Umgang damit sind ferner dem Maritimen Sicherheitszentrum Cuxhaven (Gemeinsame Leitstelle der Wasserschutzpolizeien der Küstenländer, Zentrale Meldestelle für Munition im Meer) zu melden.

Sofern keine eigenen Handlungsanweisungen vorliegen, kann auf den Qualitätsleitfaden Offshore-Kampfmittelbeseitigung der Universität Leipzig zurückgegriffen werden.

Sprengungen von Fundmunition sind grundsätzlich unzulässig. Sollten Sprengungen zur Beseitigung nicht transportfähiger Munition unvermeidlich sein, ist der Zulassungsbehörde ein Schallschutzkonzept rechtzeitig vorher vorzulegen und dieses umzusetzen, um eine Gefährdung der Meeresumwelt zu vermeiden, siehe auch Planungsgrundsatz 6.1.9.

Transportfähige Fundmunition darf nach einer Bergung nicht wieder verklappt werden, sondern ist in Absprache mit den zuständigen Kampfmittelräumdiensten der Länder ordnungsgemäß an Land zu entsorgen.

Die entsprechenden Einzelheiten zu ggf. erforderlich werdenden Schutzmaßnahmen werden im Einzelverfahren geregelt.

6.1.14 Kommunikation und Überwachung

Durch die Bündelung der Verkehre in der AWZ wegen der bestehenden und entstehenden Offshore-Anlagen ist es notwendig, Daten und Sprechfunkmöglichkeiten für die WSV zu erfassen und an Land zu übergeben. Die dafür erforderliche Schnittstelle soll alle technischen Anforderungen zur Kommunikation mit dem System Maritime Verkehrstechnik (SMV) erfüllen. Eine Anbindung der Daten an das SMV erfolgt über die Sicherheitszone des Übergabedienstes.

Die Errichtung sämtlicher Anlagen (Offshore bis zur Schnittstelle an Land) und deren Betrieb liegen in der Verantwortung des OWP-Vorhabens-trägers. Die Beantragung und Erwirkung von Frequenzzuteilungsurkunden liegt in dem Zuständigkeitsbereich des OWP-Vorhabensträgers. Stand der Technik ist nach jetzigem Stand: Für den mobilen Seefunkdienst sind Anlagen für drei Funkkanäle des UKW-Seefunkdienstes mit den Frequenzen des Kanal 16 (156,800 MHz), des Kanal 70 (156,525 MHz, DSC – Digital Selective Calling) und einem durch die WSV zu bestimmenden Funkkanal zur Abdeckung der Anforderung der Verkehrszentralen der WSV im Frequenzbereich des mobilen Seefunkdienstes bereitzustellen. Zur Gewährleistung des AIS-

Dienstes sind die Frequenzen der Kanäle (161,975 MHz, AIS 1) und (162,025 MHz, AIS 2) zu empfangen.

Die Übergabe/Übernahme von Daten in das SMV erfolgt über IP-Adressen. Der Übertragungsweg liegt in der Verantwortung des OWP-Vorhabensträgers. Die Daten sind nach den Vorgaben der WSV zu verschlüsseln und über einen VPN Tunnel bereitzustellen oder abzuholen.

Zur Sicherstellung der Verfügbarkeitsanforderungen von 99,9 Prozent am Übergabepunkt ist ein geeigneter Anlagenaufbau und Übertragungsweg zu berücksichtigen.

Das Mobilfunknetz dient der Sicherheit der Anlagen und des Verkehrs. Es bildet neben digitalen Funksystemen einen zweiten Kommunikationskanal. Mit der Festlegung dieses Grundsatzes soll eine durchgängige Mobilfunkabdeckung erreicht werden. Ein bestimmter Mobilfunkstandard soll dabei nicht vorgegeben werden, sondern das Mobilfunknetz soll dem Stand der Technik entsprechen.

Ein Mobilfunknetz ermöglicht auch in küstenfernen Bereichen Kommunikation, die gerade dort von erheblicher sicherheitsrelevanter Bedeutung ist. So könnte z. B. auch eine telemedizinische Versorgung im Bedarfsfall sichergestellt werden, wenn andere Kommunikationswege nicht zur Verfügung stehen. Zudem ist auch in weiter entfernten Parks von Gelegenheitsverkehr kleinerer Schiffe auszugehen, insbesondere von Freizeitseglern. Hier zeigt die Erfahrung, dass eine Erreichbarkeit über Mobilfunk zu einem erheblichen Sicherheitsgewinn führen kann. Weiterhin eröffnet der Zugang zu einem Mobilfunknetz die sonst nicht oder nur eingeschränkt bestehende Möglichkeit, umfassendere Sensordaten zur Umweltüberwachung an Land zu übermitteln. Aufgrund der ohnehin bestehenden Anbindung der Anlagen durch leistungsfähige Glasfaserkabel erscheint eine Verlegung zusätzlicher Kabel

nicht erforderlich, wodurch der erforderliche Aufwand zum Aufbau eines Mobilfunknetzes reduziert wird.

6.2 Flächen und Windenergieanlagen auf See sowie sonstige Energiegewinnungsbereiche und -anlagen

Im Folgenden werden Planungsgrundsätze für Flächen, vornehmlich für die Errichtung und den Betrieb von WEA auf See sowie sonstige Energiegewinnungsbereiche und -anlagen, aufgeführt. Auf Kapitel 6.3, in dem Planungsgrundsätze für Plattformen wie auch für Umspann- und Wohnplattformen festgelegt werden, wird verwiesen. Planungsgrundsatz 6.2.2 ist nicht auf sonstige Energiegewinnungsbereiche anwendbar.

6.2.1 Abstände zwischen Flächen zueinander und zu Windenergieanlagen

Die Festlegung dient der Begrenzung von Abschattungseffekten und zur Gewährleistung der Standsicherheit der Windenergieanlagen. Vor dem Hintergrund der technischen Entwicklung der Windenergieanlagen wird der Mindestabstand für Festlegungen ab 2030 von 750 m auf 1.000 m erhöht.

Der Mindestabstand in Höhe des fünffachen Rotordurchmessers der neu zu errichtenden Anlage zu WEA des benachbarten OWP-Vorhabens bemisst sich zwischen den Mittelpunkten der Anlagen, dabei ist der größte Rotordurchmesser zu Grunde zu legen. Die Vorgaben zu Mindestabständen gelten nur in Bezug auf Anlagen benachbarter OWP. Für die Abstände der WEA innerhalb einer Fläche findet dieser Planungsgrundsatz keine Anwendung. Gleiches gilt auch für den Fall von dem gleichen Vorhabenssträger bei zwei nebeneinanderliegenden Flächen.

Hinsichtlich zwei nebeneinanderliegenden Flächen, die im gleichen Jahr durch die BNetzA ausgeschrieben werden und daher die Planung

durch die jeweiligen Vorhabensträger im gleichen Zeitraum erfolgt, ist in gutnachbarschaftlicher Zusammenarbeit eine frühzeitige enge Abstimmung zwischen den Vorhabensträgern hinsichtlich der Anlagenstandorte und Abstände unter Berücksichtigung der Rotordurchmesser erforderlich. Daher wird als Voraussetzung für das jeweilige Einzelzulassungsverfahren die Vorlage eines Nachweises über die Abstimmung festgelegt.

Für den Fall, dass eine Fläche neben einer bereits ausgeschriebenen, jedoch noch nicht genehmigten Fläche liegt, so ist es aufgrund der zeitlich unterschiedlichen Planungsfortschritte dem sich bereits im Zulassungsverfahren befindlichen Vorhaben nicht möglich, auf die Planungen der zeitlich später ausgeschriebenen Fläche Rücksicht zu nehmen. Grundvoraussetzung für die Erstellung der Planfeststellungsunterlagen der zeitlich späteren Fläche sind daher die Übermittlung der Planungen der früher ausgeschriebenen Fläche, insb. zu Anlagenstandorten und Abständen unter Berücksichtigung der Rotordurchmesser, sowie eine sofortige Information bei Änderungen.

6.2.2 Abweichung der tatsächlich installierten Leistung von der zugewiesenen Netzanbindungskapazität

Nach der Gesetzesbegründung zu § 24 Abs. 1 Nr. 2 WindSeeG besteht für den bezuschlagten Bieter die Möglichkeit, zusätzliche WEA über die Gebotsmenge hinaus zu installieren, sofern der Planfeststellungsbeschluss dies zulässt. Überdies kann nach § 14a WindSeeG eine ergänzende Kapazitätszuweisung erfolgen. Eine überschießende Einspeisung über die zugewiesene Netzanbindungskapazität hinaus ist jedoch zu keinem Zeitpunkt zulässig.

Im Rahmen der Antragsstellung ist durch den bezuschlagten Bieter darzulegen, ob und in welchem Maße zusätzliche Anlagen über die zugewiesene Netzanbindungskapazität hinaus installiert werden sollen.

Die Erhöhung der installierten Leistung über die zugewiesene Netzanbindungskapazität hinaus dient dem Ausgleich von elektrischen Verlusten und der Nichtverfügbarkeit einzelner WEA. Beim Nachweis der Einhaltung des 2 K-Kriteriums durch den zuständigen ÜNB erfolgt grundsätzlich keine Berücksichtigung der Nichtverfügbarkeit einzelner WEA, der Netzanbindung oder von Maßnahmen durch Einspeisemanagement sowie der elektrischen Verluste der parkinternen Verkabelung. Durch den konservativen Ansatz des Nachweisverfahrens sind damit Maßnahmen zur Erhöhung der installierten Leistung über die zugewiesene Netzanbindungskapazität hinaus innerhalb eines gewissen Rahmens abgedeckt. Sofern der Umfang der Erhöhung der installierten Leistung einen Anteil von 10 Prozent der zugewiesenen Netzanbindungskapazität nicht überschreitet, ist durch den bezuschlagten Bieter kein zusätzlicher Nachweis zur Einhaltung des 2 K-Kriteriums im Bereich des gesamten Netzanbindungssystems erforderlich.

Der Nachweis der Einhaltung des 2 K-Kriteriums für die parkinterne Verkabelung durch den bezuschlagten Bieter erfolgt vergleichbar zum Nachweis für das Netzanbindungssystem ohne Berücksichtigung der genannten leistungsreduzierenden Einschränkungen. Durch den konservativen Ansatz des Nachweisverfahrens sind nachträgliche Maßnahmen zur Erhöhung der installierten Leistung über die ursprünglich zugelassene Nennleistung hinaus innerhalb eines gewissen Rahmens abgedeckt. Sofern eine nachträgliche Leistungserhöhung allein über eine Erhöhung der Nennleistung der WEA bei gleicher Anlagenanzahl erfolgt und für jede WEA einen Umfang von 10 Prozent der ursprünglich zugelassenen Nennleistung der WEA nicht übersteigt, ist daher kein zusätzlicher Nachweis zur Einhaltung des 2 K-Kriteriums für die parkinterne Verkabelung erforderlich.

Sollte die Erhöhung der installierten Leistung einen Anteil von 10 Prozent der zugewiesenen Netzanbindungskapazität übersteigen, ist die

Einhaltung des 2 K-Kriteriums durch den bezuschlagten Bieter nachzuweisen. Dazu soll auf die öffentlich verfügbaren Daten aus dem Zulassungsverfahren des ÜNB für das betreffende ONAS zurückgegriffen werden. Um die Einhaltung der maximalen Temperaturen des ÜNB zu gewährleisten, ist zudem bei einer Erhöhung um mehr als 10 Prozent eine Zustimmung des zuständigen ÜNB erforderlich.

Die Einhaltung des 2 K-Kriteriums im laufenden Betrieb des Anbindungssystems soll unter Verwendung modellhafter Verfahren (z. B. TCM II) insbesondere bei einer Erhöhung der tatsächlich installierten Leistung über die zugewiesene Netzanbindungskapazität hinaus durch den ÜNB überprüft werden.

6.3 Plattformen

6.3.1 Planung und Auslegung von Plattformen

Bei Planung, Errichtung, Betrieb und Rückbau der Plattform sind insbesondere die bauliche Sicherheit, Ver- und Entsorgung einschließlich der Bereitstellung von Trinkwasser, die Abwasserbehandlung sowie die Belange des Arbeitsschutzes einschließlich von Rettungswegen und –mitteln zu beachten. Auf die Anforderungen des Planungsgrundsatzes 6.1.11 zur Berücksichtigung von behördlichen Standards, Vorgaben bzw. Konzepten und des Planungsgrundsatzes 6.1.12 (Emissionsminderung) in Bezug auf die Ver- und Entsorgung sowie die Abwasserbehandlung wird verwiesen.

Die Umsetzung des Planungsgrundsatzes ist im Einzelzulassungsverfahren in einem Konzept für die verschiedenen genannten Bereiche darzulegen.

Mit der nachträglichen Installation von Wohneinheiten zur Unterbringung von Personal sind regelmäßig große Herausforderungen verbunden. Daher sind diese zu vermeiden und Unterkünfte soweit erforderlich bereits bei der Planung der Plattform vorzusehen.

In Abhängigkeit vom Flucht- und Rettungskonzept sind mindestens zwei Regelzugänge vorzusehen. Jede Anlage sollte mit einer Einrichtung ausgestattet werden (z. B. Boatlanding), die im Notfall Rettungskräften, die mit einem Schiff ohne wellenkompensierte Zugangssysteme an der Anlage anlegen und über Bord gegangenen Personen den Aufstieg ermöglicht. Auf Plattformen wird neben dem Zugang mittels Boatlanding regelmäßig ein weiteres Zugangssystem (z. B. Hubschrauberlandedeck, Landungspunkt für wellenkompensierte Zugangssysteme) eingerichtet. Es sollen zwei verschiedene Verkehrssysteme genutzt werden können, sodass z. B. bei wetterbedingter Einschränkung des Zugangs mittels Crew-Transferschiff das Hubschrauberlandedeck oder der Landungspunkt für wellenkompensierte Zugangssysteme als alternative Zugangsmöglichkeit zur Verfügung steht. Auf einer Plattform kommt die Einrichtung einer Windenbetriebsfläche nur als Rettungsfläche für den Notfall in Betracht. Eine über Notfälle hinausgehende Nutzung der Windenbetriebsfläche auf einer Plattform ist ausnahmsweise zulässig, wenn bei einem technischen Störfall das Gefahrenpotential innerhalb eines kurzen Zeitraums reduziert werden muss, um den Eintritt eines Notfalls zu verhindern, eine Einflussnahme von Land aus nicht möglich ist oder eingeleitete Gegenmaßnahmen ohne Erfolg geblieben sind und temporär keine geeigneteren Zugangsmöglichkeiten zur Plattform zur Verfügung stehen.

Die Bemessungen der Rettungsmittel und Mittel zur Gefahrenabwehr müssen so kalkuliert sein, dass eine Überbrückung der Eintreffzeiten (z. B. Rettungseinsatz) sowie eine vollständige Abwehr der erdenklichen Gefahren (z. B. Brandbekämpfungseinsatz) gewährleistet ist. Bei Bedarf, insbesondere bei größeren Entfernungen zur Küste sind hierzu geeignete Lande- und Betankungsmöglichkeiten für luftgebundene Rettungsmittel vorzuhalten. Hierbei darf auch der Fall einer komplexen Schadenslage bzw. komplexen Rettungssituation nicht außer Acht gelassen werden. Entsprechende Maßnahmen sind auf

die behördlich vorgehaltenen Rettungsmittel anzupassen.

6.4 Seekabelsysteme

Im Folgenden werden die Begründungen für Planungsgrundsätze für Seekabelsysteme aufgeführt, worunter im Sinne dieses Plans Stromkabelsysteme zu verstehen sind wie Offshore-Anbindungsleitungen, grenzüberschreitende Seekabelsysteme, Verbindungen untereinander und Seekabelsysteme für sonstige Energiegewinnungsanlagen. Für Seekabelsysteme der parkinternen Verkabelung auch von sonstigen Energiegewinnungsbereichen gelten die nachfolgenden Planungsgrundsätze mit Ausnahme von 6.4.3 und 6.4.4.

6.4.1 Bündelung

Diese Festlegung setzt den Grundsatz 2.2.3 (5) des ROP 2021 um.

Durch den Bündelungsgrundsatz sollen Auswirkungen auf andere Nutzungen sowie der Koordinierungsbedarf untereinander und mit anderen Nutzungen minimiert werden. Außerdem sollen dadurch möglichst wenig Zwangspunkte für künftige Nutzungen geschaffen werden. Eine Bündelung im Sinne einer Parallelführung reduziert zudem unerwünschte Zerschneidungseffekte, welche ebenfalls durch die o. g. Festlegung reduziert werden können.

Der Planungsgrundsatz gilt auch für Seekabel der parkinternen Verkabelung von Flächen und sonstigen Energiegewinnungsbereichen, sofern diese außerhalb von Gebieten, Flächen oder sonstigen Energiegewinnungsbereichen liegen.

6.4.2 Abstand bei Parallelverlegung

Für die Ermittlung angemessener Abstände zwischen den Seekabelsystemen existieren verschiedene internationale Empfehlungen wie beispielsweise die des International Cable Protection Committee (ICPC) und der European Sub-

sea Cables Association (ESCA). In der „Recommendation No. 2“ des ICPC vom 3. November 2015 wird mindestens die dreifache Wassertiefe als Abstand bei einer Parallelverlegung gefordert. Falls dies nicht unter Berücksichtigung aller Gegebenheiten möglich sei, könne der Abstand bei Verwendung von modernem Navigationsequipment und Verlege-/Reparaturverfahren auf die zweifache Wassertiefe reduziert werden (International Cable Protection Committee (ICPC), 2015). Eine von DNV GL 2018 aktualisierte Studie zu Mindestabständen bei Seekabeln ermittelte die technisch minimal möglichen Abstände und das entsprechende Gefährdungspotential für die Kabelsysteme. Es wird beschrieben, unter welchen Rahmenbedingungen (bspw. Schiffe, Wetterverhältnisse, Wassertiefen) diese Werte zu erreichen sind (DNV GL, 2018).

Die Empfehlungen von ICPC beziehen sich überwiegend auf die Baugrundverhältnisse der Nordsee, welche sich von den Baugrundverhältnissen in der Ostsee stark unterscheiden. Da für Verlegung und Reparatur von Seekabelsystemen in den insbesondere im Bereich von Gebiet O-2 vorkommenden Baugrundverhältnissen kaum Erfahrungswerte vorliegen, kann im Moment nicht abgeschätzt werden, ob die hier festgelegten Abstände ausreichend sind. Diese sind ggf. an die Baugrundverhältnisse anzupassen.

Bei der Bestimmung der erforderlichen Abstände im Rahmen dieses Plans sind der Ausschluss gegenseitiger thermischer Beeinflussung, die sichere Verlegung sowie ein ausreichender Sicherheitsabstand im Falle von Reparaturmaßnahmen von Bedeutung.

Aufgrund der großen Anzahl an erforderlichen Seekabelsystemen und der bereits sehr engen räumlichen Verhältnisse in der AWZ der Nordsee, insbesondere im Bereich zwischen den Verkehrstrennungsgebieten, wird in diesem Plan für Wassertiefen bis 45 m ein Abstand von mind. 100 m zwischen den Kabelsystemen festgelegt. Insbesondere für Reparaturmaßnahmen ist

nach jedem zweiten Kabelsystem ein Abstand von 200 m vorzusehen.

Die Abstände zwischen den Seekabelsystemen ergeben sich u. a. aus der Wassertiefe, den Baugrundverhältnissen und den für Verlegung und Reparatur technisch erforderlichen Abständen.

Die technisch erforderlichen Abstände sind auch vom Schiffstyp abhängig, der für Verlegung und Reparatur eingesetzt wird. Es ist wahrscheinlich, dass diese Abstände für alle derzeit am Markt verfügbaren Schiffe (selbstpositionierende Schiffe, aber auch Ankerbargen) bei entsprechenden Wetterbedingungen ausreichen.

Bei den Abständen untereinander ist insbesondere bei einer großen Bündelung zu bedenken, dass die bei Reparaturen erforderlich werden Omega-Schleifen ebenfalls von der Wassertiefe, den Baugrundverhältnissen und der Länge der schadhaften Stelle abhängen. Entsprechend wird nach jedem zweiten Seekabelsystem ein größerer Abstand von 200 m gefordert. Diese Abstände sind ggf. an die geologischen Gegebenheiten anzupassen.

Der FEP legt zudem entsprechend des Planungsmaßstabes von 1:400.000 nicht die tatsächlichen Seekabeltrassen fest, sondern lediglich Korridore. Die genaue Planung der Seekabeltrasse („Feintrassierung“) bleibt dem jeweiligen Zulassungs- bzw. Vollzugsverfahren vorbehalten. Bei der Trassierung und damit verbundenen Anordnung der Kabelsysteme muss möglichst frühzeitig berücksichtigt werden, dass die Planungsgrundsätze umgesetzt werden. Durch diesen Grundsatz können der Flächenbedarf und die Umweltauswirkungen bei Verlegung und Rückbau vermindert werden.

Der Planungsgrundsatz gilt auch für Seekabel der parkinternen Verkabelung von Flächen und sonstigen Energiegewinnungsbereichen, sofern diese außerhalb von Gebieten, Flächen oder sonstigen Energiegewinnungsbereichen liegen.

6.4.3 Führung durch Grenzkorridore

Mit dieser Festlegung wird die Führung der Seekabelsysteme durch vorgegebene Grenzkorridore sichergestellt. Hierdurch werden die Leitungen an diesen Stellen so weit wie möglich konzentriert und zur weiteren Ableitung in Richtung Land gebündelt. Diese Festlegung setzt unter Modifikation das Ziel 2.2.3 (3) und den Grundsatz 2.2.3 (4) des ROP 2021 um. Die Festlegung erfolgte in enger Abstimmung mit den Küstenbundesländern.

An den Außengrenzen der AWZ zu den Nachbarstaaten wurden Grenzkorridore festgelegt, von welchen eine Trassenführung innerhalb der deutschen AWZ möglich erscheint. Teilweise greifen diese bereits vorhandenen Infrastrukturen wie bereits verlegte Seekabelsysteme oder Rohrleitungen auf. Die Festlegung erfolgte in Abstimmung mit den Nachbarländern.

Aufgrund der nur begrenzt zur Verfügung stehenden Trassen im Küstenmeer sollen grenzüberschreitende Seekabelsysteme, die nicht in Deutschland anlanden, nicht durch die Grenzkorridore N-I bis N-V geführt werden.

6.4.4 Kreuzung von Schifffahrtswegen

Diese Festlegung entspricht den Erfordernissen 2.2.3 (5) des ROP 2021.

Zur Minimierung der gegenseitigen Beeinträchtigung von Schifffahrt und Netzinfrastruktur ist es erforderlich, dass die Kabeltrassen die Verkehrstrennungsgebiete, deren Fortsetzungen sowie den Kiel-Ostsee-Weg auf möglichst kurzem Wege kreuzen, soweit eine Parallelführung zu bestehenden Strukturen und baulichen Anlagen nicht möglich ist. Dies gilt wegen der Vielzahl der zu erwartenden Kabelsysteme im besonderen Maße für die Seekabelsysteme zur Anbindung von OWP, aber auch für alle anderen Seekabelsysteme. Durch eine Parallelführung zu vorhandenen Strukturen kann die Flächeninanspruchnahme und – zugunsten der Schifffahrt

– die Entwertung des Manövrierraumes als Ankergrund reduziert werden. Zudem kann eine Konfliktminimierung dadurch erfolgen, dass die Seekabelsysteme ausreichend tief verlegt werden. Auf den Planungsgrundsatz 6.4.7 wird verwiesen.

6.4.5 Kreuzungen

Diese Festlegung entspricht auch den Wertungen des Grundsatz 2.2.3 (5) des ROP 2021.

Die Vorgabe dient dazu, Beschädigungen fremder Seekabel und Rohrleitungen sowie sonstiger Einrichtungen Dritter, die bereits verlegt, durch den FEP festgelegt oder zugelassen sind, zu vermeiden. Zudem sollen Kreuzungen von Seekabeln möglichst vermieden werden, um Eingriffe in die Meeresumwelt durch das Einbringen von Hartsubstrat zu vermeiden. Empfehlungen für die Herstellung von Kreuzungsbauwerken sind z. B. in den Empfehlungen der ESCA und des ICPC niedergelegt.

Die beiden sich kreuzenden Kabelsysteme sind in der Regel mechanisch voneinander zu trennen. Dies geschieht üblicherweise durch die Errichtung eines Kreuzungsbauwerkes. Beim Bau von Kreuzungen wird in der Regel mit Hilfe von Hartsubstrat ein technisches Bauwerk auf dem Boden errichtet.

Durch die kreuzungsbauwerksfreie Verlegung kann auf eine Überdeckung/ Steinschüttung des oberen Kabelsystems verzichtet werden. Dadurch kann insbesondere bei zu erwartenden großen Kreuzungsbauwerken der Eingriff minimiert werden.

Wenn Kreuzungsbauwerke nicht vermieden werden können, sollte die Kreuzung nach dem jeweiligen Stand der Technik möglichst rechtwinklig ausgeführt werden. Durch diese Festlegung soll die Größe des Kreuzungsbauwerkes und damit die Flächenversiegelung minimiert werden. In begründeten Fällen kann der Kreuzungswinkel auf bis zu 45 Grad verringert wer-

den, wenn dies in der Gesamtschau zu einer geringeren Flächeninanspruchnahme führt und technisch umsetzbar ist. Dies betrifft insbesondere die Kreuzung von mehreren Kabeln in Parallellage mit Bestandskabeln, die zu deutlichen Mehrlängen der Kabel führen kann. Grundsätzlich darf der Kreuzungswinkel 45° nicht unterschreiten. Innerhalb des Kreuzungsbauwerks werden die beiden sich kreuzenden Seekabelsysteme im Regelfall durch Betonmatten voneinander getrennt. Diese reichen ca. 30 m zu jeder Seite über das zu kreuzende Seekabel hinaus. Je enger der Kreuzungswinkel wird, desto länger wird das erforderliche Kreuzungsbauwerk. Innerhalb des Kreuzungsbauwerks ist es aufgrund dieser baulichen Maßnahmen nicht möglich, das untere Kabelsystem zu reparieren. Bei Fehlstellen im unteren Kabelsystem ist somit ggf. ein neues Kreuzungsbauwerk erforderlich.

Bei der Planung eines Kreuzungsbauwerks sind die Baugrundverhältnisse zu beachten. Zudem ist zu berücksichtigen, dass im Bereich des Kreuzungsbauwerks die für die Einhaltung des 2 K-Kriteriums geforderte Überdeckung nicht eingehalten werden kann. Es ist damit zu rechnen, dass das obere Kabelsystem auf einer Länge von mind. 100 m zusätzlich überdeckt werden muss. Die ggf. notwendige Überdeckung des Kreuzungsbauwerks sollte überfischbar bleiben.

Zudem sind insbes. bei Kreuzungen die Biege- radien des Seekabels mit zu berücksichtigen. Bei Kreuzungen von vorhandenen Kabeln ist sicherzustellen, dass die Verlegeradien der neu kreuzenden Seekabelsysteme nicht im Bereich des Kreuzungsbauwerks liegen, um dieses nicht zu vergrößern.

Die Trassen für Seekabelsysteme der ÜNB sind innerhalb der Flächen grundsätzlich kreuzungsfrei vorzusehen, die parkinterne Verkabelung des OWP ist entsprechend auszulegen.

Wird die Zerschneidung von stillgelegten Kabeln (sog. Out-of-Service-Kabel) erforderlich, so sind

diese Kabel derart abzulegen und deren Kabelenden im Meeresboden derart zu fixieren, dass eine Beeinträchtigung der Schifffahrt und der Fischerei dauerhaft ausgeschlossen ist. Die Versiegelung des Meeresbodens muss auf das unbedingt erforderliche Maß beschränkt werden. Die fixierten Kabelenden sind zum vorgenannten Zweck exakt einzumessen und die Koordinaten sind gegenüber dem BSH zu dokumentieren. Die vom Meeresboden entfernten Kabel sind ordnungsgemäß an Land zu entsorgen.

6.4.6 Schonendes Verlegeverfahren

Die Festlegung entspricht den Wertungen des Grundsatzes 2.2.3 (6) des ROP 2021.

Um mögliche negative Auswirkungen auf die Meeresumwelt durch die Verlegung von Seekabelsystemen zu minimieren, soll im Einzelverfahren insbesondere in Abhängigkeit der geologischen Gegebenheiten ein Verlegeverfahren gewählt werden, welches die geringsten Eingriffe und Auswirkungen auf die Meeresumwelt, jedoch gleichzeitig eine sichere Erreichung der festgelegten Überdeckung erwarten lässt. Der Einsatz der Verlegeverfahren soll eine möglichst geringe Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs verursachen.

6.4.7 Überdeckung

Dieser Planungsgrundsatz findet sich auch im Grundsatz 2.2.3 (5) des ROP 2021 und präzisiert diesen. Nach BFO-N 16/17 war dazu in der Nordsee bei der Verlegung eine Tiefenlage des Kabelsystems herzustellen, die eine dauerhafte Überdeckung von mindestens 1,5 m gewährleistet. Auf die Begründung hierzu in Planungsgrundsatz 5.3.2.7 des BFO-N 16/17 wird verwiesen.

Die Festlegung der herzustellenden Überdeckung in der Ostsee erfolgte auf Grundlage des Planungsgrundsatzes 5.4.2.7 des Bundesfachplans Offshore Ostsee (BFO-O) 16/17 im Einzelzulassungsverfahren bzw. im Vollzugsverfahren auf Grundlage einer umfassenden Studie.

Der Planungsgrundsatz gilt auch für Seekabel der parkinternen Verkabelung von Flächen und sonstigen Energiegewinnungsbereichen, sofern diese außerhalb von Gebieten, Flächen oder sonstigen Energiegewinnungsbereichen liegen.

In Bereichen, in denen sich festgelegte Flächen mit Vorbehaltsgebieten anderer Nutzung des ROP 2021 überschneiden und eine Ko-Nutzung angestrebt wird, können abweichende Regelungen gelten. Diese werden in den jeweiligen Einzelzulassungsverfahren abgewogen und konkretisiert.

6.4.8 Sedimenterwärmung

Die Festlegung zur Sedimenterwärmung stützt sich auf die Begründung des Grundsatzes 2.2.3 (6) des ROP 2021 sowie auf §17d Abs. 1b EnWG.

Während des Betriebs der Seekabelsysteme kommt es radial um die Kabelsysteme zu einer deutlichen Erwärmung des umgebenden Sediments. Die Wärmeabgabe resultiert aus den thermischen Verlusten des Kabels bei der Energieübertragung. Die Leitertemperatur kann bei Gleichstromleitern maximal 70 °C, bei Drehstromleitern maximal 90 °C betragen.

Als naturschutzfachlicher Vorsorgewert hat sich das sogenannte „2 K-Kriterium“, d.h. eine maximale Temperaturerhöhung um 2 Grad (Kelvin) 20 cm unterhalb der Meeresbodenoberfläche, in der derzeitigen behördlichen Zulassungspraxis für alle im Bereich der AWZ verlegten Seekabelsysteme etabliert. Das 2 K-Kriterium stellt einen Vorsorgewert dar, der nach Einschätzung des Bundesamtes für Naturschutz (BfN) auf Grundlage des derzeitigen Wissensstandes mit hinreichender Wahrscheinlichkeit sicherstellt, dass erhebliche negative Auswirkungen der Kabelerwärmung auf die Meeresumwelt bzw. die benthische Lebensgemeinschaft vermieden werden. Eine stärkere Erwärmung der obersten Sedimentschicht des Meeresbodens kann zu einer

Veränderung der Benthoslebensgemeinschaften im Bereich der Seekabeltrasse führen. Dabei können insbesondere in tieferen Bereichen gebietsweise vorkommende kaltstenotherme Arten, die an einen niedrigen Temperaturbereich gebunden und gegenüber Temperaturschwankungen empfindlich sind, aus dem Bereich der Kabeltrassen verdrängt werden. Zudem besteht die Möglichkeit, dass sich durch die Sedimenterwärmung neue, standortfremde Arten ansiedeln könnten. Eine Erhöhung der Bodentemperatur könnte darüber hinaus die physikalisch-chemischen Eigenschaften des Sediments verändern, was wiederum eine Veränderung von Sauerstoff- oder Nährstoffprofilen zur Folge haben könnte.

Wesentlichen Einfluss auf das Ausmaß der Sedimenterwärmung haben neben der Umgebungstemperatur im Bereich der Seekabelsysteme und dem thermischen Widerstand des Sediments der Kabeltyp und die Übertragungsleistung. Die Einhaltung des 2 K-Kriteriums ist dementsprechend unter Berücksichtigung des §17d Abs. 1b EnWG bei der Dimensionierung der Kabelsysteme sicherzustellen. Demnach ist eine stärkere Erwärmung als 2 K u. a. dann zulässig, wenn sie insgesamt nicht mehr als zehn Tage andauert. Dabei sind stärkere Erwärmungen in einzelnen Stunden solange zu addieren, bis der Grenzwert von zehn Tagen bzw. 240 Stunden pro Jahr erreicht wird. Weiterhin ist eine stärkere Erwärmung zulässig, wenn sie weniger als 1 km Länge der Offshore-Anbindungsleitung betrifft. Die Anwendbarkeit ist auch für parkinterne Seekabel und grenzüberschreitende Kabelsysteme gegeben. In allen Fällen bezieht sich die Länge von maximal 1 km auf die Gesamtlänge des Vorhabens. Stärkere Erwärmungen an verschiedenen Abschnitten sind demnach zulässig, solange sie insgesamt die Länge von 1 km nicht überschreiten.

Für Netzanbindungssysteme, deren Plattformen über die Möglichkeit der Verbindung mit weiteren Plattformen oder grenzüberschreitenden

Seekabelsystemen verfügen, soll bereits während der Nachweisführung zur Einhaltung des 2 K-Kriteriums ein entsprechend angepasster und über die Funktion als Netzanbindungssystem hinausgehender Betrieb berücksichtigt werden. Andernfalls besteht das Risiko, dass mögliche Verbindungen aufgrund einer nicht ausreichenden Kabelauslegung nicht realisiert werden können.

Für die Temperaturentwicklung in der oberflächennahen Sedimentschicht ist zudem die Tiefenlage bzw. Überdeckung der Kabelsysteme entscheidend.

Wegen der weiteren Begründung und der im Rahmen des Fortschreibungsverfahrens zum FEP 2020 geführten Diskussionen um diesen Planungsgrundsatz wird auf die Ausführungen in Kapitel 4.4.4.8 des FEP 2020 verwiesen.

7 Pilotwindenergieanlagen

Gemäß § 5 Abs. 2 Nr. 2 WindSeeG kann der FEP für Gebiete in der AWZ und im Küstenmeer verfügbare Netzanbindungskapazitäten auf vorhandenen oder in den folgenden Jahren noch fertigzustellenden Offshore-Anbindungsleitungen ausweisen, die nach § 95 Abs. 2 WindSeeG Pilotwindenergieanlagen auf See zugewiesen werden können. Der FEP weist dabei solche Netzanbindungskapazitäten aus, die für einen effizienten, wirtschaftlichen Betrieb einer größeren Anzahl von WEA auf See im räumlichen Zusammenhang nicht ausreichen und die daher nicht in die Ausschreibungen eingehen sollen, die aber für die Anbindung von Pilotwindenergieanlagen auf See ausreichen. Damit soll die effiziente Nutzung und Auslastung von Offshore-Anbindungsleitungen erhöht werden.

Der FEP kann räumliche Vorgaben für die Errichtung von Pilotwindenergieanlagen auf See in Gebieten machen und die technischen Gegebenheiten der Offshore-Anbindungsleitung und sich daraus ergebenden technischen Voraussetzungen für den Netzanschluss von Pilotwindenergieanlagen auf See benennen. Eine Flächenuntersuchung für Pilotwindenergieanlagen auf See findet nicht statt.

Es wird darauf hingewiesen, dass der FEP mit der Ausweisung von verfügbaren Netzanbindungskapazitäten keine Aussage darüber trifft, ob in einem Gebiet freie Standorte für die Errichtung und den Betrieb von Pilotwindenergieanlagen auf See vorhanden sind. Zudem trifft der FEP keine Aussage darüber, ob Pilotwindenergieanlagen an die Offshore-Anbindungsleitung, auf der Netzanbindungskapazität verfügbar ist, angebunden werden können. Ob und wo genau die Errichtung und der Betrieb von Pilotwindenergieanlagen auf See zulässig sind, entscheidet allein das später durchzuführende Zulassungsverfahren für die Pilotwindenergieanlagen auf See.

Die verfügbaren Netzanbindungskapazitäten wurden im Rahmen der Konsultation des FEP 2019 durch die ÜNB bestätigt. Für eine detaillierte Aufstellung der Hinweise wird auf den FEP 2019 bzw. 2020 verwiesen.

Im FEP 2020 wurde auf dem Anbindungssystem OST-1-3 bereits eine freie Netzanbindungskapazität in Höhe von 5 MW festgestellt. Die verfügbare Netzanbindungskapazität auf dem Anbindungssystem OST-1-3 hat sich um 10 MW auf 15 MW erhöht. Hintergrund ist der Entzug des Zuschlags für den Windpark Wikinger Süd durch die BNetzA.

Die freie Netzanbindungskapazität auf dem Anbindungssystem NOR-6-2 wird gegenüber dem FEP 2020 um 16,8 MW erhöht, da die entsprechende Zuweisung von Netzanbindungskapazität durch die BNetzA widerrufen wurde.

Nach Hinweis des zuständigen ÜNB wurde die freie Netzanbindungskapazität auf dem Anbindungssystem NOR-4-2 in Höhe von 15 MW lediglich bis zur Inbetriebnahme des Netzanbindungssystems NOR-7-2 befristet. Hintergrund ist die Gesamtanschlussleistung am Netzverknüpfungspunkt Büttel, die 3 GW nicht übersteigen darf.

8 Sonstige Energiegewinnungsbereiche

Gemäß § 5 Abs. 2a WindSeeG kann der FEP sonstige Energiegewinnungsbereiche außerhalb von Gebieten festlegen.

Ein sonstiger Energiegewinnungsbereich ist gemäß § 3 Nr. 8 WindSeeG ein Bereich außerhalb von Gebieten, auf denen Windenergieanlagen auf See und sonstige Energiegewinnungsanlagen, die jeweils nicht an das Netz angeschlossen werden, in räumlichem Zusammenhang errichtet werden können und die dem Zulassungsverfahren unterliegen. Nach § 4 Abs. 3 WindSeeG ist Ziel der Festlegung, die praktische Erprobung und Umsetzung von innovativen Konzepten für nicht an das Netz angeschlossene Energiegewinnung räumlich geordnet und flächensparsam zu ermöglichen.

§ 5 Abs. 2a WindSeeG enthält nunmehr keine Begrenzung der Gesamtfläche von sonstigen Energiegewinnungsbereichen. Der FEP kann für sonstige Energiegewinnungsbereiche räumliche sowie technische Vorgaben für Windenergieanlagen und sonstige Energiegewinnungsanlagen, für Leitungen oder Kabel, die Energie oder Energieträger aus diesen abführen, und für deren Nebenanlagen machen (§ 5 Abs. 2a S. 1 WindSeeG). Eine Ausweisung von entsprechenden Leitungen oder Kabeln in Trassen oder Trassenkorridoren für Offshore-Anbindungsleitungen ist nicht zulässig (§ 5 Abs. 2a S. 2 WindSeeG).

Im Küstenmeer können sonstige Energiegewinnungsbereiche nur festgelegt werden, wenn das zuständige Bundesland die sonstigen Energiegewinnungsbereiche als möglichen Gegenstand des FEP ausgewiesen hat. Auf die Verwaltungs-

vereinbarung zwischen dem BSH und dem Bundesland Mecklenburg-Vorpommern zu Festlegungen im Küstenmeer¹⁸ wird hingewiesen. Eine entsprechende Festlegung im Küstenmeer ist nicht erfolgt.

Innerhalb von im FEP festgelegten sonstigen Energiegewinnungsbereichen in der AWZ ermittelt das BSH gemäß § 92 WindSeeG i.V.m. den Vorgaben in der Verordnung zur Vergabe von sonstigen Energiegewinnungsbereichen in der ausschließlichen Wirtschaftszone (Sonstige-Energiegewinnungsbereiche-Verordnung - SoEnergieV)¹⁹ den für die jeweiligen Bereiche Antragsberechtigten durch Ausschreibung.

Sonstige Energiegewinnungsbereiche

In der AWZ der Nordsee wird der sonstige Energiegewinnungsbereich SEN-1 festgelegt. Der Bereich SEN-1 grenzt nordöstlich an die OWP „EnBW Hohe See“, „Albatros“ und „Global Tech 1“ an. Durch den Bereich verläuft in nordsüdlicher Richtung der Interkonnektor „NorNed“. Dieser ist bei der Planung des Bereichs entsprechend der Planungsgrundsätze des FEP zu berücksichtigen. Nach Norden wird der Bereich durch das Gebiet N-10 begrenzt. Nach Westen und Osten wird der Bereich durch Schifffahrtsrouten begrenzt. An der östlichen Ecke des südwestlichen Bereichs verläuft der An- und Abflugkorridor des Windparks „Albatros“, der zu berücksichtigen ist (vgl. Planungsgrundsatz 6.1.3). Gegenüber der Festlegung im FEP 2020 wurde SEN-1 erweitert. Im Hinblick auf die zu leistende Sicherheit nach § 7 SoEnergieV umfasst SEN-1 101.610.886,14 m².

Der im FEP 2020 festgelegte sonstige Energiegewinnungsbereich SEO-1 entfällt. Der ROP 2021 hat für dieses Seegebiet ein Vorranggebiet

¹⁸ Abrufbar auf der BSH-Internetseite unter: https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downloads/FEP/Flaechenentwicklungsplan_Verwaltungsvereinbarung_BSH_Mecklenburg_Vorpommern.html?nn=1653366

¹⁹ Verordnung zur Vergabe von sonstigen Energiegewinnungsbereichen in der ausschließlichen Wirtschaftszone (Sonstige-Energiegewinnungsbereiche-Verordnung – SoEnergieV) vom 21. September 2021 (BGBl. I S. 4328).

für Windenergie auf See festgelegt. Die Fläche O-2.2 umfasst auch den ehemaligen Bereich SEO-1 (vgl. Kapitel 1).

Weitere sonstige Energiegewinnungsbereiche werden nicht festgelegt. Im ROP 2021 wurden umfangreich Vorrang- und Vorbehaltsgebiete für Windenergie auf See ausgewiesen. Um das Ziel, die installierte Leistung von Windenergieanlagen auf See, die an das Netz angeschlossen werden, von insgesamt mindestens 70 GW im Jahr 2045 zu erreichen, werden über die Festlegungen des ROP hinaus weitere Flächen benötigt. Auf möglichen Potenzialgebieten bestehen regelmäßig andere Nutzungen. Die Festlegung von zusätzlichen sonstigen Energiegewinnungsbereichen würde das Erfordernis zur Identifikation zusätzlicher Potenzialflächen und die damit zusammenhängenden Nutzungskonkurrenzen weiter verschärfen. Aufgrund der gesetzlichen Ziele für den Ausbau von Windenergieanlagen auf See, die an das Netz angeschlossen werden, wird diese Nutzung gegenüber der Festlegung weiterer sonstiger Energiegewinnungsbereiche priorisiert.

Leitungen

Die Errichtung von Leitungen oder Kabeln, die Energie oder Energieträger aus dem sonstigen Energiegewinnungsbereich SEN-1 durch das Küstenmeer abführen, wird nicht ausgeschlossen. Gemäß § 5 Abs. 2a S. 1 WindSeeG kann der FEP räumliche und technische Vorgaben für diese Leitungen oder Kabel treffen.

Die Vorgabe, dass die Leitungen oder Kabel zur Anbindung von SEN-1 möglichst innerhalb der Vorbehaltsgebiete Leitungen geführt werden sollen, begründet sich durch den Grundsatz 2.2.3 (2) des ROP 2021.

Gemäß § 5 Abs. 2a S. 2 WindSeeG ist eine Ausweisung von Leitungen oder Kabeln zur Anbindung von sonstigen Energiegewinnungsbereichen in Trassen oder Trassenkorridoren für Offshore-Anbindungsleitungen nicht zulässig. Aus diesem Grund wird eine Führung von Leitungen

oder Kabeln zur Anbindung von SEN-1 über die im FEP festgelegten Grenzkorridore N-I bis N-V ausgeschlossen. Zur Erreichung der mittel- und langfristigen Ausbauziele für die Windenergie auf See sollen die verfügbaren Trassenkorridore insbesondere in der Nordsee der leitungsgebundenen Windenergie vorbehalten bleiben.

Die Errichtung eines Kabels, welches einzig zur Anbindung von SEN-1 durch das Küstenmeer an Land dient, z. B. an eine landseitig errichtete Elektrolyseanlage, stellt ebenfalls eine aus räumlicher Sicht ineffiziente Anbindungsmöglichkeit dar und wird dementsprechend auch ausgeschlossen.

Eine Anbindung des Bereichs SEN-1 an die bestehende Rohrleitungen Europipe I wird nicht ausgeschlossen. Die offenen Fragen hinsichtlich der Zugangsmöglichkeiten Dritter zu bestehenden und geplanten Rohrleitungen wären ausschließlich durch die jeweiligen Projektträger zu klären. Seitens BSH erfolgt im FEP keine Bewertung der Machbarkeit einer entsprechenden Anbindung. Eine räumliche Festlegung für die erforderliche Leitung zur Anbindung des Bereichs SEN-1 erfolgt nicht. Der Bereich SEN-1 grenzt räumlich unmittelbar an die Rohrleitung Europipe 1 an. Wenn die Anbindung auf möglichst kurzem Wege sowie unter Vermeidung von Kreuzungen mit eigenen Kabeln sowie Kabeln Dritter, etwa dem Interkonnektor NorNed, geplant wird und bis zur südwestlichen Ecke, die unmittelbar an die Rohrleitung angrenzt, innerhalb von SEN-1 geführt wird, sind keine Betroffenheiten ersichtlich, die eine räumliche Festlegung und die damit verbundene Einschränkung des zukünftigen Trägers des Vorhabens bei der Umsetzung des Projekts erforderlich machen.

IV. Übereinstimmung der Festlegungen mit privaten und öffentlichen Belangen

Nach § 5 Abs. 3 S. 1 WindSeeG sind räumliche Festlegungen unzulässig, wenn überwiegende öffentliche oder private Belange entgegenstehen. § 5 Abs. 1 S. 2 WindSeeG enthält einen Katalog von Regelbeispielen für die Unzulässigkeit von Festlegungen des FEP. Sofern einer der in § 5 Abs. 3 S. 2 WindSeeG genannten Ausschlussgründe vorliegt, ist eine Festlegung in jedem Fall unzulässig. Die Aufzählung der Ausschlussgründe ist nicht abschließend.²⁰ Soweit einzelne, der Abwägung zugängliche Belange miteinander konkurrieren sollten, sind diese untereinander abzuwägen. § 5 Abs. 3 S. 3 WindSeeG unterstreicht, dass bei dieser Abwägung das überragende öffentliche Interesse an der Errichtung von Windenergieanlagen auf See und Offshore-Anbindungsleitungen und deren Bedeutung für die öffentliche Sicherheit nach § 1 Abs. 3 WindSeeG zu berücksichtigen ist.

Für die Festlegung von Flächen und Gebieten nach § 5 Abs. 1 Nr. 1 und 2 WindSeeG, die in einem vom Bundesfachplan Offshore nach § 17a des EnWG festgelegten Cluster oder einem Vorrang-, Vorbehalts- oder Eignungsgebiet eines Raumordnungsplans nach § 17 Abs. 3 S. 1 ROG liegen, muss die Zulässigkeit der Festlegung nur geprüft werden, soweit zusätzliche oder andere erhebliche Gesichtspunkte erkennbar oder Aktualisierungen und Vertiefungen der Prüfung erforderlich sind (vgl. § 5 Abs. 3 S. 4 WindSeeG). Hintergrund ist, dass bei der Prüfung der Festlegungen der Cluster im Bundesfachplan Offshore und Vorrang-, Vorbehalts- oder Eignungsgebiete in den Raumordnungsplänen für die AWZ der Nord- und Ostsee bereits eine Abwägungsentscheidung nach den jeweils

geltenden Bestimmungen getroffen wurde, bei der die Belange gegen- und untereinander abgewogen wurden. Bis auf die Gebiete, Flächen und sonstige Energiegewinnungsbereiche, die durch neue Festlegung (so Gebiet N-21 und Fläche N-21.1) oder durch eine Erweiterung (so Gebiet N-11, Fläche N-11.1 und sonstiger Energiegewinnungsbereich SEN-1) im Bereich derzeitiger Vorranggebiete Schifffahrt (SN6 und SN12) liegen, befinden sich alle im FEP 2023 geplanten Flächen und Gebiete in solchen, die in einem Cluster oder einem für die Windenergie vorgesehenen Bereich der Raumordnung (Vorrang- oder Vorbehaltsgebiet für die Windenergie²¹). Entsprechend bedarf es insoweit gemäß § 5 Abs. 3 S. 4 WindSeeG nur einer Zulässigkeitsprüfung, soweit zusätzliche oder andere erhebliche Gesichtspunkte erkennbar oder Aktualisierungen und Vertiefungen der Prüfung erforderlich sind.

Für das Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern wurde die Zulässigkeit der Festlegungen durch das Land Mecklenburg-Vorpommern geprüft. Hinsichtlich der Gefährdung der Meeresumwelt wird auf den Umweltbericht des LEP M-V (Ministerium für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung M-V, 2016) verwiesen. Die strategische Umweltprüfung zum FEP beschränkte sich mit Blick auf das Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern auf mögliche Auswirkungen, die zwischen den Festlegungen zum Testfeld, weiteren Festlegungen des FEP, die für die Ostsee relevant sind und den dort vorhandenen Einwirkungen und Planungen bestehen oder bestehen könnten.

²⁰ Vgl. BT-Drs 18/8860, S. 273.

²¹ Dies schließt die Festlegung von sonstigen Energiegewinnungsbereichen in diesen Gebieten nicht

aus, vgl. Anlage zur Verordnung über die Raumordnung vom 19. August 2021 S. 37f.

1 Gesetzliche Ausschlussgründe

1.1 Übereinstimmung mit den Erfordernissen der Raumordnung

Festlegungen, die nicht mit den Erfordernissen der Raumordnung nach § 17 Abs. 3 ROG übereinstimmen, sind unzulässig (§ 5 Abs. 3 S. 2 Nr. 1 WindSeeG). § 5 Abs. 3 S. 2 Nr. 1 WindSeeG regelt die Raumverträglichkeit der Festlegungen unter überörtlichen Gesichtspunkten. Die Erfordernisse der Raumordnung stellen nach § 3 Abs. 1 Nr. 1 ROG den Oberbegriff für die Ziele, Grundsätze und sonstigen Erfordernisse der Raumordnung dar. Nach § 4 Abs. 1 Nr. 1 ROG sind bei raumbedeutsamen Planungen und Maßnahmen die Ziele der Raumordnung zu beachten sowie Grundsätze und sonstige Erfordernisse der Raumordnung in Abwägungs- oder Ermessensentscheidungen zu berücksichtigen.

Der Raumordnungsplan für die deutsche AWZ in der Nordsee und in der Ostsee²² (im Folgenden: ROP 2021) legt Ziele und Grundsätze der Raumordnung für diesen Raum hinsichtlich der wirtschaftlichen und wissenschaftlichen Nutzung, hinsichtlich der Gewährleistung der Sicherheit und Leichtigkeit der Seeschifffahrt sowie zum Schutz der Meeresumwelt fest. Es wird ein Leitbild zur räumlichen Entwicklung formuliert und Ziele sowie Grundsätze, insbesondere Gebiete für Nutzungen und Funktionen, festgelegt. Der ROP trifft koordinierte Festlegungen für die einzelnen Nutzungen und Funktionen Schifffahrt, Rohstoffgewinnung, Leitungen, wissenschaftliche Nutzungen, Windenergie auf See, Fischerei und marine Aquakultur, Schutz und Verbesserung der Meeresumwelt Sicherheitsaspekte und Landes- und Bündnisverteidigung sowie sonstige zu berücksichtigende Belange.

Die Festlegungen des FEP wurden daraufhin überprüft, ob sie die Ziele der Raumordnung beachten und die Grundsätze und sonstigen Erfordernisse berücksichtigen.

Die Festlegung des Gebietes N-21, die südliche Erweiterung des Gebietes N-11 sowie die Erweiterung des sonstigen Energiegewinnungsbereiches SEN-1 ergeben sich durch die Bekanntmachung der Niederlande, die Fortführung der Schifffahrtsroute SN6 in der niederländischen AWZ zugunsten der Ausweisung von Gebieten für die Nutzung der Windenergie auf See zu schließen. Durch die Realisierung dieses Vorhabens in der niederländischen AWZ besteht kein Bedarf an einer Ausweisung dieser Schifffahrtsroute sowie der Schifffahrtsroute SN12 innerhalb der deutschen AWZ und Teile der Routen könnten für die Windenergie auf See bzw. sonstige Energiegewinnung genutzt werden. Die Schifffahrtsroute SN6 ist im Bereich der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone im ROP 2021 als Vorranggebiet Schifffahrt festgelegt. Das Gleiche gilt für die Schifffahrtsroute SN12, die ausschließlich innerhalb der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone verläuft. Die Festlegung von Vorranggebieten für die Schifffahrt (Ziffer 2.1. (1) der Festlegungen des ROP 2021) hat gemäß der Einleitung zu den Festlegungen des ROP 2021 (unter 2) den Rechtscharakter von Zielen der Raumordnung und ist somit für die Planungsebene des FEP verbindlich. Voraussetzung für eine zulässige Abweichung vom ROP 2021 ist daher, dass ein Zielabweichungsverfahren nach § 19 ROG i.V.m. § 6 Abs. 2 ROG durchgeführt wird und die in Frage stehenden Zielabweichungen den Voraussetzungen aus § 6 Abs. 2 ROG gerecht werden, sodass sie zugelassen werden können.

²² Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee (Anlage zur Verordnung über die Raumordnung in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee) vom 19. August 2021 (BGBl. I S. 3886). Wirtschaftszone in der Nordsee;

Anlageband zum BGBl. I Nr. 78 vom 18. Dezember 2009, Anlage zur Verordnung über die Raumordnung in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone in der Ostsee.

Das Zielabweichungsverfahren wurde in das Verfahren des FEP einbezogen (vgl. im Einzelnen Kapitel IV.6). Die abschließende Entscheidung wurde nach Ende der Frist für Stellungnahmen zum 2. Entwurf des FEP getroffen und wird im Rahmen dieses Plans veröffentlicht. Auf Kapitel IV.6.3 wird verwiesen.

Das Gebiet O-2 wurde entsprechend dem ROP 2021 in westliche Richtung vergrößert. Der ROP 2021 legte hier ein Vorbehaltsgebiet Windenergie namens EO2-West fest. Bedingung für dieses Vorbehaltsgebiet war, dass das für Schifffahrt zuständige Bundesministerium bis zum 30.06.2022 gegenüber dem für Raumordnung zuständigen Bundesministerium nachweist, dass dieses Gebiet aus zwingenden Gründen der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs für die Schifffahrt benötigt wird (bedingtes Vorbehaltsgebiet Windenergie). Diese Bedingung ist nicht eingetreten. EO2-West wird ab dem 01.01.2025 zu einem Vorbehaltsgebiet Windenergie. Eine Übereinstimmung der Festlegung mit der Raumordnung ist gegeben.

1.2 Keine Gefährdung der Meeresumwelt

Nach § 5 Abs. 3 S. 2 Nr. 2 WindSeeG sind Festlegungen unzulässig, die die Meeresumwelt gefährden.

Dabei bildet das fachrechtliche Prüfungsmerkmal „Gefährdung der Meeresumwelt“ einen eigenen Prüfungsmaßstab. Zusätzlich gelten die bestehenden Vorschriften des Fachrechts, also vorliegend vor allem solche zum Arten- und Gebietsschutz, sowie die weiteren Prüfungen hinsichtlich voraussichtlich erheblicher Umweltauswirkungen im Rahmen der Strategischen Umweltprüfung.

Auf die Karten in Kapitel II.1 wird für die Gebietsdarstellung verwiesen.

Die Festlegungen der Gebiete in der AWZ der Nord- und Ostsee stimmen weitestgehend mit den im ROP 2021 festgelegten Vorrang- und Vorbehaltsgebieten für Windenergie überein. Im

Rahmen des Fortschreibungsverfahrens zur Raumordnung wurde eine umfassende SUP durchgeführt und jeweils ein Umweltbericht für die deutsche AWZ in der Nordsee (BSH, 2021a) und Ostsee erstellt (BSH, 2021b).

Der Prüfungsumfang der SUP hat sich entsprechend § 5 Abs. 3 Satz 5-7 WindSeeG daher auf zusätzliche oder andere erhebliche Umweltauswirkungen sowie auf erforderliche Aktualisierungen und Vertiefungen beschränkt.

Gemäß § 56 Abs. 1 BNatSchG gelten alle Vorschriften des Bundesnaturschutzgesetzes (mit Ausnahme des Kapitels 2: Landschaftsplanung) nach Maßgabe des Seerechtsübereinkommens der Vereinten Nationen vom Dezember 1982 und der dem § 56 Absatz 1 BNatSchG folgenden Bestimmungen auch im Bereich der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone und dem Festlandsockel. Das heißt, es sind insbesondere die Vorgaben des gesetzlichen Biotopschutzes (§ 30 BNatSchG), des europäischen Gebietsschutzes (§ 34 BNatSchG) und des besonderen Artenschutzes (§§ 44 ff. BNatSchG) zu beachten. Die besonderen Bestimmungen aus § 72 Abs. 2 WindSeeG (für marine Biotope) und § 5 Abs. 3 Nr. 5 WindSeeG wurden dabei ebenfalls berücksichtigt. Die entsprechenden Prüfungen wurden im Rahmen der Strategischen Umweltprüfung durchgeführt und mit den Resultaten in den Umweltberichten dargestellt.

Für die Beurteilung der Gefährdung der Meeresumwelt wird daher auf Kapitel IV.3 bis IV.5 der Umweltberichte sowie auf den ROP 2021 und die dazugehörigen Umweltberichte verwiesen.

1.3 Keine Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs

Festlegungen, welche die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs beeinträchtigen, sind gemäß § 5 Abs. 3 S. 2 Nr. 3 WindSeeG ebenfalls unzulässig.

Die Festlegungen der Gebiete in der AWZ der Nord- und Ostsee stimmen weitestgehend mit den im ROP 2021 festgelegten Vorrang- und Vorbehaltsgebieten für Windenergie überein. Da mit der Schifffahrt und dem Luftverkehr zusammenhängende Belange bereits im Rahmen der Fortschreibung des ROP 2021 geprüft wurden, war bis auf die Festlegung des Gebietes N-21, die Erweiterungen des Gebiets N-11 sowie des sonstigen Energiegewinnungsbereiches SEN-1 eine erneute Prüfung nach § 5 Abs. 3 S. 4 WindSeeG grundsätzlich nicht bzw. nach Maßgabe der nachstehenden Ausführungen erforderlich.

Die Festlegung des Gebietes N-21 und die südliche Erweiterung von N-11 sowie die Erweiterung des sonstigen Energiegewinnungsbereiches SEN-1 ergeben sich durch die Bekanntmachung der Niederlande, die Fortführung der Schifffahrtsroute SN6 in der niederländischen AWZ zugunsten der Ausweisung von Gebieten für die Nutzung der Windenergie auf See zu schließen (Dutch Ministry of Infrastructure and Water Management, 2021). Durch die Realisierung dieses Vorhabens in der niederländischen AWZ besteht kein Bedarf an einer Ausweisung dieser Schifffahrtsroute sowie der Schifffahrtsroute SN12 innerhalb der deutschen AWZ und Teile der Routen könnten für die Windenergie auf See bzw. sonstige Energiegewinnung genutzt werden. Da die vorgenannten Gebiete als Gebiet und Fläche bzw. als sonstiger Energiegewinnungsbereich festgelegt werden, wurde ein Zielabweichungsverfahren vom ROP 2021 durchgeführt. Einzelheiten zum Zielabweichungsverfahren sind unter IV.6 dargestellt.

Das Gebiet O-2 wurde entsprechend dem ROP 2021 in westliche Richtung vergrößert. Wie oben beschrieben (IV.1.1) ist die ehemals festgelegte Bedingung nicht eingetreten. EO2-West wird ab dem 01.01.2025 zu einem Vorbehaltsgebiet Windenergie. Weitere Anhaltspunkte für eine Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schifffahrtsverkehrs liegen nicht vor.

1.4 Keine Beeinträchtigung der Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung

Auch die Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung darf nach § 5 Abs. 3 Nr. 4 WindSeeG durch Festlegungen nicht beeinträchtigt werden.

Die Festlegungen der Gebiete in der Nord- und Ostsee wurden weitgehend von den im BFO für die Nord- und Ostsee bereits festgelegten Clustern bzw. von den im ROP 2021 festgelegten Vorrang- und Vorbehaltsgebieten Windenergie übernommen. Die Führung von Seekabelsystemen in U-Boot-Tauchgebieten wird, soweit möglich, vermieden, im Fall von Grenzkorridor O-IX erfolgt die geplante Trassenführung mit verringerten Abständen im Bereich der Sicherheitszone des Windparks. Mit der Landes- und Bündnisverteidigung zusammenhängende Belange wurden bereits im Rahmen der Aufstellung und Fortschreibung des BFO sowie der Fortschreibung des ROP geprüft. Derzeit ist nicht ersichtlich, dass eine erneute Prüfung der Gebiete und Flächen nach § 5 Abs. 3 S. 3 WindSeeG erforderlich ist oder sein wird.

Die Gebiete N-21 und N-11 sowie der sonstige Energiegewinnungsbereich SEN-1 liegen außerhalb von militärischen Übungsgebieten, sodass auch durch diese Festlegungen keine Beeinträchtigung der Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung von diesen Festlegungen folgt.

1.5 Vereinbarkeit der Festlegungen mit dem Schutzzweck gesetzlich ausgewiesener Schutzgebiete

§ 5 Abs. 3 S. 2 Nr. 5 WindSeeG regelt, dass Festlegungen unzulässig sind, wenn Gebiete, Flächen oder sonstige Energiegewinnungsbereiche nicht mit dem Schutzzweck einer nach § 57 BNatSchG erlassenen Schutzgebietsverordnung vereinbar sind. Dabei sind Festlegungen zulässig, wenn sie nach § 34 Abs. 2 BNatSchG nicht zu erheblichen Beeinträchtigungen der für

den Schutzzweck der jeweiligen Schutzgebietsverordnung maßgeblichen Bestandteile des Gebietes führen können oder wenn sie die Anforderungen nach § 34 Abs. 3 bis 5 BNatSchG erfüllen.

Die Festlegungen der Gebiete und die sonstigen Energiegewinnungsbereiche in der Nord- und Ostsee wurden weitgehend von den in den BFO für die Nord- und Ostsee bereits festgelegten Clustern bzw. den Vorrang- und Vorbehaltsgebieten des ROP 2021 übernommen. Festlegungen von Gebieten, Flächen oder sonstigen Energiegewinnungsbereichen in Naturschutzgebieten werden nicht vorgenommen. Auch ist nach den Ergebnissen der Strategischen Umweltprüfung zum FEP, in der mögliche Auswirkungen der Festlegungen auf die Schutzgebiete geprüft worden sind, eine Vereinbarkeit mit dem Schutzzweck von gesetzlich ausgewiesenen Schutzgebieten gegeben.

2 Sonstige überwiegende öffentliche und private Belange

Neben den in § 5 Abs. 3 S. 2 WindSeeG ausdrücklich aufgeführten Ausschlussgründen ist nach § 5 Abs. 3 S. 1 WindSeeG zu prüfen, ob den Festlegungen des FEP sonstige überwiegende öffentliche Belange entgegenstehen. Aus der Formulierung „überwiegende“ geht hervor, dass im Einzelfall zu entscheiden ist, ob ein Interesse, das den Festlegungen entgegensteht, im Einzelfall den hinter den Festlegungen stehenden Belangen überwiegt. § 5 Abs. 3 S. 3 WindSeeG unterstreicht, dass bei der Abwägung das überragende öffentliche Interesse an der Errichtung von Windenergieanlagen auf See und Offshore-Anbindungsleitungen und deren Bedeutung für die öffentliche Sicherheit nach § 1 Abs. 3 WindSeeG zu berücksichtigen ist.

Sonstige überwiegende öffentliche und private Belange im Sinne des § 5 Abs. 3 S. 1 WindSeeG stehen unter anderem im Zusammenhang mit sonstigen Nutzungen, insbesondere geplanten und bestehenden Datenkabeln, Rohrleitungen und bergrechtlichen Aktivitäten. Ferner fallen hierunter auch die Belange der Fischerei, der marinen Aquakultur, der Gesundheits- und Arbeitsschutz, kulturelles Erbe, Katastrophenschutz, die volkswirtschaftlichen Kosten der Errichtung und des Betriebs der Windparks sowie die volkswirtschaftlichen Kosten der Errichtung und des Betriebs der Offshore-Anbindungsleitungen.

Letzterer Belang findet über Kriterium 1 der effizienten Nutzung und Auslastung der Anbindungsleitungen und Kriterium 2 der effizienten Planung, Errichtung und Nutzung der noch fertigzustellenden Anbindungsleitungen nach § 5 Abs. 4 S. 2 Nr. 1 und 2 WindSeeG auch Eingang in die Festlegung der Flächen und zeitliche Reihenfolge ihrer Ausschreibung. Dies gilt ebenso für die räumliche Nähe zur Küste gemäß § 5 Abs. 4 Satz 3 Nr. 3 WindSeeG, die Einfluss auf die Kosten der Offshore-Anbindungsleitung hat. Die betriebswirtschaftlichen Kosten finden über

die ebenfalls in § 5 Abs. 4 S. 2 WindSeeG genannten Kriterien der räumlichen Nähe zur Küste, der zeitlichen Reihenfolge und die voraussichtlich zu installierende Leistung Eingang in die Festlegungen des FEP.

Grundsätzlich wurden Planungsgrundsätze eingeführt, um Auswirkungen der Errichtung und des Betriebs von Anlagen nach dem WindSeeG so weit zu verringern, dass Gefährdungen der Meeresumwelt, Beeinträchtigungen der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs sowie Beeinträchtigungen der Landes- und Bündnisverteidigung vermieden werden. Die Planungsgrundsätze betreffen neben allgemeinen Grundsätzen auch jeweils speziell Gebiete und Flächen, Plattformen und Seekabelsysteme sowie sonstige Energiegewinnungsbereiche (siehe Kapitel II.6 und III.6).

Soweit sonstige öffentliche und private Belange durch die Festlegungen des FEP beeinträchtigt sind, hat die Prüfung zum Ergebnis geführt, dass der Ausbau der Windenergie auf See entsprechend § 1 Abs. 3 WindSeeG auch in den jeweiligen Einzelfällen überwiegt.

3 Zulässigkeit der Festlegung der Gebiete

Die Festlegungen der Gebiete in der Nord- und Ostsee wurden weitgehend von den in den Bundesfachplänen für die Nord- und Ostsee bereits festgelegten Clustern bzw. den Vorrang- und Vorbehaltsgebieten des ROP 2021 übernommen. Da hiermit zusammenhängende Belange bereits zuletzt im Rahmen der Fortschreibung des ROP geprüft wurden, ist eine erneute Prüfung nach § 5 Abs. 3 S. 4 WindSeeG i. d. R. nicht erforderlich. Eine Aktualisierung oder Vertiefung der Prüfung ist außerhalb der unten dargestellten Aspekte angesichts der erst in 2021 erfolgten letzten Fortschreibung des ROP nicht erforderlich.

Hinsichtlich der Erweiterungen für die Festlegung des Gebietes N-11 sowie der Erweiterung für den sonstigen Energiegewinnungsbereich SEN-1 und des neu festgelegten Gebietes N-21 wird auf die Ausführungen unter IV.6 verwiesen.

Hinsichtlich militärischer Übungsgebiete gibt es flächendeckend Überschneidungen mit Festlegungen von Gebieten des FEP. Betrachtet werden jedoch nur die Überschneidungen, bei denen auch Konflikte zu erwarten sind. Überschneidungen mit Flug-Übungsgebieten bzw. Warn- und Gefahrengebieten, die bei 5.500 ft oder höher beginnen, werden nicht benannt. So befinden sich Gebiete oder Teile der Gebiete N-3, N-4, N-5 sowie O-1 und O-3 innerhalb militärischer Übungsgebiete. Da die Gebiete als Cluster bereits mit dem BFO Nordsee und Ostsee sowie als Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Windenergie im Raumordnungsplan 2021 festgelegt wurden und keine zusätzlichen, anderen erheblichen oder neuen Gesichtspunkte erkennbar sind, ist die Zulässigkeit nach § 5 Abs. 3 Satz 4 WindSeeG vorerst nicht erneut zu prüfen.

Für das Gebiet N-4 liegen insbesondere aus den Monitoringergebnissen der betriebenen OWP sowie aus Forschungsvorhaben Daten vor, die

die Ausweisung des Gebietes N-4 für eine etwaige Nachnutzung in Frage stellen, sodass das Gebiet insoweit unter Prüfung steht. Wegen der Einzelheiten wird auf Kapitel II.1 und III.1 verwiesen.

Im Gebiet N-5 wird der bestehende Windpark „Butendiek“ nachrichtlich dargestellt. Eine Ausweisung als Gebiet oder Fläche wäre nach § 5 Abs. 3 S. 2 Nr. 5 WindSeeG im Hinblick auf eine etwaige Nachnutzung unzulässig, wenn das Gebiet oder die Fläche mit dem Schutzzweck der Schutzgebietsverordnung für das Naturschutzgebiet „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“ nicht vereinbar ist. Dabei sind Festlegungen zulässig, wenn sie nach § 34 Abs. 2 BNatSchG nicht zu erheblichen Beeinträchtigungen für den Schutzzweck der Schutzgebietsverordnung maßgeblichen Bestandteile des Gebietes führen können oder wenn sie die Anforderungen nach § 34 Abs. 3 bis 5 BNatSchG erfüllen.

Das Gebiet N-5 umfasst im Vergleich zur Ausweisung des Clusters 5 im BFO-N 2012 – 17 nunmehr ausschließlich die Vorhaben, die in Betrieb sind, da zusätzliche erhebliche Gesichtspunkte nach § 5 Abs. 3 S. 4 WindSeeG erkennbar geworden sind.

Das Gebiet N-5 steht aus naturschutzfachlichen und umweltrechtlichen Gründen im Hinblick auf eine etwaige Nachnutzung für Offshore-Windenergie unter Prüfung. Wegen der Einzelheiten wird auf Kapitel II.1 und III.1 verwiesen.

Für die Gebiete N-9, N-10, N-12 und N-13 bestehen keine Änderungen gegenüber den im ROP 2021 festgelegten Vorrang- und Vorbehaltsgebieten.

Das erweiterte Gebiet N-11 reicht nunmehr in das Vorranggebiet Schifffahrt SN6 hinein. Ebenso liegt das Gebiet N-21 teilweise im Vorranggebiet Schifffahrt SN6 und SN12. Die damalige Festlegung im ROP 2021 entsprach den besten verfügbaren Daten und Erkenntnissen. Allerdings haben sich aufgrund von aktuellen Planungen der Niederlande in der Fortführung

der Schifffahrtsroute SN6 in diesem Bereich neue Erkenntnisse gezeigt. Auf die Ausführungen in Kapitel IV.1.1 und das Zielabweichungsverfahren unter IV.6 wird verwiesen. Es wird darauf hingewiesen, dass entsprechend dem ROP 2021 im südlichen Bereich eine Überlagerung mit dem Vorbehaltsgebiet Rohstoffgewinnung KWN5 des ROP 2021 besteht, sodass etwaige konkurrierende Nutzungsbelange im Rahmen einer Ko-Nutzung in Ausgleich zu bringen sind. Auf die Ausführungen zur Festlegungen von Gebieten und Flächen unter II.1 sowie die zugehörige Begründung unter III.1 wird verwiesen.

Das Gebiet N-13 ist ein Vorranggebiet Windenergie des ROP 2021 und im Vergleich zum FEP 2020 in östliche Richtung vergrößert. Das Gebiet N-13 liegt außerdem in Teilen innerhalb des im ROP 2021 festgelegten Vorbehaltsgebietes Schweinswale.

Auf den Grundsatz (6) des ROP 2021 unter Kapitel 2.2.2. der Festlegungen des ROP 2021 wird hingewiesen.

Unter Planungsgrundsatz 6.1.1 wird zur Vermeidung bzw. Verminderung kumulativer Auswirkungen die zeitliche Gesamtkoordinierung der Errichtungs- und Verlegearbeiten festgelegt. Dies beinhaltet auch die Reduzierung des Schiffsverkehrs für den Bau und den Betrieb auf ein Mindestmaß durch optimale Bau- und Zeitplanung.

Darüber hinaus sichert der Planungsgrundsatz der Schallminderung (vgl. 6.1.9) die Umsetzung von Schallschutzmaßnahmen nach dem Stand der Wissenschaft und Technik und Anwendung des Schallschutzkonzepts für die Nordsee (BMU, 2013).

Insbesondere während der sensiblen Jahreszeit können zusätzliche Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen vor allem in Bezug auf impulshaltige Schalleinträge bei den Errichtungsarbeiten ergriffen werden. Dies entspricht auch der aktuellen Genehmigungspraxis im BSH. Daher

ist nicht von einer Gefährdung der Meeresumwelt durch die Festlegung des Gebietes N-13 auszugehen (vgl. auch Kap. 4.5.1 des Umweltberichts für die Nordsee).

Überdies wurden im Umweltbericht für die deutsche AWZ der Nordsee zu den kumulativen Auswirkungen des Rammschalls und Betriebschalls auf Meeressäuger umfangreiche Ergänzungen vorgenommen. Auf Grundlage der Ergebnisse zum Rammschall wurde der Planungsgrundsatz 6.1.9 Schallminderung angepasst. Von einer Gefährdung der Meeresumwelt durch die Festlegung der Gebiete ist nicht auszugehen (vgl. auch Kap. 4.5.1 des Umweltberichts für die Nordsee).

Die aktuellen Erkenntnisse zum Meideverhalten insbesondere der Trottellumme haben allesamt Eingang in die SUP gefunden. Auf die Ausführungen in Kapitel 4.6.1 des Umweltberichts für die Nordsee wird verwiesen.

Das Gebiet O-2 wurde entsprechend dem ROP 2021 in westliche Richtung vergrößert. Da sich die Bedingung des bedingten Vorbehaltsgebiets aufgelöst hat, besteht die Zulässigkeit der Festlegung. Es wird darauf hingewiesen, dass entsprechend dem ROP 2021 in dem westlichen Bereich eine Ko-Nutzung mit dem Vorbehaltsgebiet Forschung FoO3 besteht. Auf die Ausführungen zur Festlegungen von Gebieten und Flächen unter II.1 sowie die zugehörige Begründung unter III.1 wird verwiesen.

4 Zulässigkeit der Festlegung der Flächen

Die festgelegten Flächen liegen außerhalb von Naturschutzgebieten. Ferner wurden auch keine Auswirkungen von außerhalb von Schutzgebieten festgelegten Flächen auf bestehende Schutzgebiete erkannt. Eine Vereinbarkeit mit dem Schutzzweck von gesetzlich ausgewiesenen Schutzgebieten ist demzufolge gegeben.

Für Teilbereiche der Fläche N-13.3 liegen aus dem Projekt „Sedimentkartierung“ mittlerweile Kartierungsergebnisse vor. Sie bestätigen ein kleinräumiges Vorkommen von größeren Sedimenten, die potenziell „artenreiche Kies-, Grobsand- und Schillgründe“ darstellen können. Am östlichen Rand findet sich zudem ein vom BfN als „Riff“ ausgewiesener Bereich. Eine flächenscharfe Kartierung der beiden potenziell vorkommenden gesetzlich geschützten Biotoptypen liegt jedoch noch nicht vor. Für eine Einschätzung einer möglicherweise erheblichen Beeinträchtigung wird daher auf die nachgeordneten Verfahren verwiesen.

Wegen der Lage einzelner Flächen in militärischen Übungsgebieten wird auf Kapitel II.1 und IV.1.4 verwiesen.

Die festgelegten Flächen liegen außer N-21.1 und N-11.1 außerhalb der Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Schifffahrt. Auf das Kapitel III.1.3 wird verwiesen.

Die Fläche O-2.2 liegt in einem bedingten Vorbehaltsgebiet Windenergie des ROP 2021 (zur Auflösung der ehemals hierfür festgelegten Bedingung siehe oben unter IV.1.1). Überdies besteht entsprechend dem ROP 2021 im westlichen Bereich eine Ko-Nutzung mit dem Vorbehaltsgebiet Forschung FoO3. Auf das Kapitel II.1 und III.1 wird verwiesen.

5 Zulässigkeit weiterer Festlegungen

Auch die Standorte von Plattformen, Trassen und Trassenkorridore für Offshore-Anbindungsleitungen sowie für grenzüberschreitende Stromleitungen, für mögliche Verbindungen zwischen den Anlagen oder untereinander, Orte an denen die Anbindungsleitungen die Grenze zwischen der AWZ und dem Küstenmeer überschreiten, standardisierte Technik- und Planungsgrundsätze sowie Testfelder und sonstige Energiegewinnungsbereiche werden im Hinblick darauf geprüft, ob sie gemäß § 5 Abs. 3 S. 2 WindSeeG zulässig sind.

Die Konverterplattform NOR-21-1 und die Trasse für die dazugehörige Anbindungsleitung und die Verbindung zwischen Anlagen untereinander liegen (teilweise) in den Vorranggebieten Schifffahrt SN6 und SN12 des ROP 2021. Da zukünftig kein Bedarf an diesen Schifffahrtsrouten besteht, gibt es derzeit keine Anhaltspunkte, die gegen die Zulässigkeit der vorgenannten Festlegungen sprechen. Auf das Kapitel IV.6 wird verwiesen.

Die Erweiterung des sonstigen Energiegewinnungsbereiches SEN-1 liegt ebenfalls teilweise im Vorranggebiet Schifffahrt SN6 und SN12 des ROP 2021. Auch diese Festlegung ergibt sich durch die Bekanntmachung der Niederlande, die Fortführung der Schifffahrtsroute SN6 in der niederländischen AWZ zugunsten der Ausweisung von Gebieten für die Nutzung der Windenergie auf See zu schließen. Durch die Realisierung dieses Vorhabens in der niederländischen AWZ besteht nunmehr kein Bedarf an einer Ausweisung der Schifffahrtsroute SN6 und SN12 innerhalb der deutschen AWZ und Teile der Routen könnten für die Windenergie auf See bzw. sonstige Energiegewinnung genutzt werden. Auch für die erweiterte Festlegung von SEN-1 als sonstiger Energiegewinnungsbereich wurde ein Zielabweichungsverfahren vom ROP 2021 durchgeführt. Einzelheiten zum Zielabweichungsverfahren sind unter IV.6 beschrieben.

Die durch den Grenzkorridor N-I führenden Netzanbindungen verlaufen nach Mitteilung des BfN auf einer Sandbank, die ein gesetzlich geschütztes Biotop nach § 30 BNatSchG darstellt. Hierdurch entsteht keine erhebliche Beeinträchtigung des Biotops.

In Gebiet N-2 bestehen verfügbare Netzanbindungskapazitäten für Pilotwindenergieanlagen. Der südliche Teil des Gebietes N-2 befindet sich nach Mitteilung des BfN ebenfalls auf der Sandbank. Die Festlegung von verfügbaren Netzanbindungskapazitäten ist nach der Auflistung des § 5 Abs. 3 Satz 1 WindSeeG kein Prüfungsgegenstand der Unzulässigkeitsprüfung. Abgesehen davon würde jedoch durch die Festlegung auch keine erhebliche Beeinträchtigung des Biotops entstehen (siehe Kapitel 4.16 Umweltbericht Nordsee). Ob und wo genau die Errichtung und der Betrieb von Pilotwindenergieanlagen auf See zulässig sind, entscheidet allein das später durchzuführende Zulassungsverfahren für die Pilotwindenergieanlagen auf See.

In der Fläche N-13.3 wird ein Plattformstandort, ein Trassenkorridor für eine Anbindungsleitung und eine Trasse für mögliche Verbindungen zwischen Anlagen untereinander festgelegt. Aus dem Projekt „Sedimentkartierung“ liegen mittlerweile Kartierungsergebnisse aus Teilbereichen der Fläche N-13.3 vor. Sie bestätigen ein kleinräumiges Vorkommen von gröberen Sedimenten, die potenziell „artenreiche Kies-, Grobsand- und Schillgründe“ darstellen können. Am östlichen Rand der Fläche findet sich zudem ein vom BfN als „Riff“ ausgewiesener Bereich. Dieser Bereich liegt außerhalb des Plattformstandorts und der festgelegten Kabeltrassen, so dass eine Beeinträchtigung des Biototyps „Riff“ nicht zu erwarten ist. Eine flächenscharfe Kartierung der beiden potenziell vorkommenden gesetzlich geschützten Biototypen liegt jedoch noch nicht vor. Für eine Einschätzung einer möglicherweise erheblichen Beeinträchtigung des Biototyps „artenreiche Kies, Grobsand- und Schillgründe“

wird daher auf die nachgeordneten Verfahren verwiesen.

In der Ostsee verlaufen Trassen für eventuelle grenzüberschreitende Seekabelsysteme von Grenzkorridor O-XII bis zum Grenzkorridor O-XIII durch das Naturschutzgebiet „Pommersche Bucht – Rönnebank“ sowie vom Grenzkorridor O-V zum Grenzkorridor O-VI durch das Naturschutzgebiet „Fehmarnbelt“. Die strategische Umweltprüfung kommt zu dem Ergebnis, dass hierdurch voraussichtlich keine erheblichen Umweltauswirkungen entstehen (siehe Kapitel 4.16 des Umweltberichts Ostsee).

Bezüglich der Festlegung des Testfeldes im Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern wird auf das Kapitel II.3 und III.3 hingewiesen.

6 Zielabweichungsverfahren

6.1 Sachverhalt

Wie insbesondere unter IV.1.1 beschrieben, wurde im Rahmen des Fortschreibungsverfahrens des FEP 2020 für folgende neue Festlegungen ein Zielabweichungsverfahren vom ROP 2021 erforderlich. Von den Festlegungen des ROP 2021 wird im Rahmen des FEP durch folgende Festlegungen des FEP abgewichen:

- neues Gebiet (N-21),
- neue Fläche (N-21.1),
- Erweiterung des sonstigen Energiegewinnungsbereiches SEN-1,
- Erweiterung des Gebietes N-11 und der Fläche N-11.1.

Die Festlegung des Gebietes N-21, der Fläche N-21.1 und die Erweiterung des sonstigen Energiegewinnungsbereiches SEN-1 erfolgt in Bereichen, die im ROP 2021 als Vorranggebiete für die Schifffahrt (SN6 und SN12) festgelegt sind. Darüber hinaus soll das Gebiet N-11 bzw. die Fläche N-11.1 im südlichen Teil in einem Bereich erweitert werden, der ebenfalls derzeit laut ROP 2021 als Vorranggebiet für die Schifffahrt (SN6) festgelegt ist.

Vorranggebiete für die Schifffahrt (Ziffer 2.1. (1) der Festlegungen des ROP 2021) haben gemäß der Einleitung zu den Festlegungen des ROP 2021 (unter Ziffer 2 der Festlegungen des ROP 2021) den Rechtscharakter von Zielen der Raumordnung. Insoweit wurde im Rahmen des Fortschreibungsverfahrens des FEP ein Zielabweichungsverfahren durchgeführt.

Im 1. Entwurf des FEP vom 01.07.2022 wurden mögliche Zielabweichungen aufgrund des teilweise entfallenen Bedarfs für die Schifffahrtsrouten SN6 und SN12 bereits beschrieben (vgl. insbesondere I.1 und II.1 des 1. Entwurfs des FEP vom 01.07.2022) und Konsultationsfragen zu den geplanten Zielabweichungen gestellt (vgl. insbesondere 1. Entwurf FEP vom 01.07.2022, S. 1, 36).

Mit Blick auf die Erweiterung des Gebietes N-11 bzw. der Fläche N-11.1 sind im 1. Entwurf des FEP vom 01.07.2022 ebenfalls eine Kurzdarstellung mit Karte und Konsultationsfragen enthalten (1. Entwurf des FEP vom 01.07.2022, S. 3 f.).

Die Strategische Umweltprüfung und entsprechend die Umweltberichte zum 1. Entwurf des FEP vom 01.07.2022 gehen sowohl auf die mögliche Erweiterung des Gebiets N-11 als auch auf die Gebiete in Prüfung N-21 und N-22 ein.

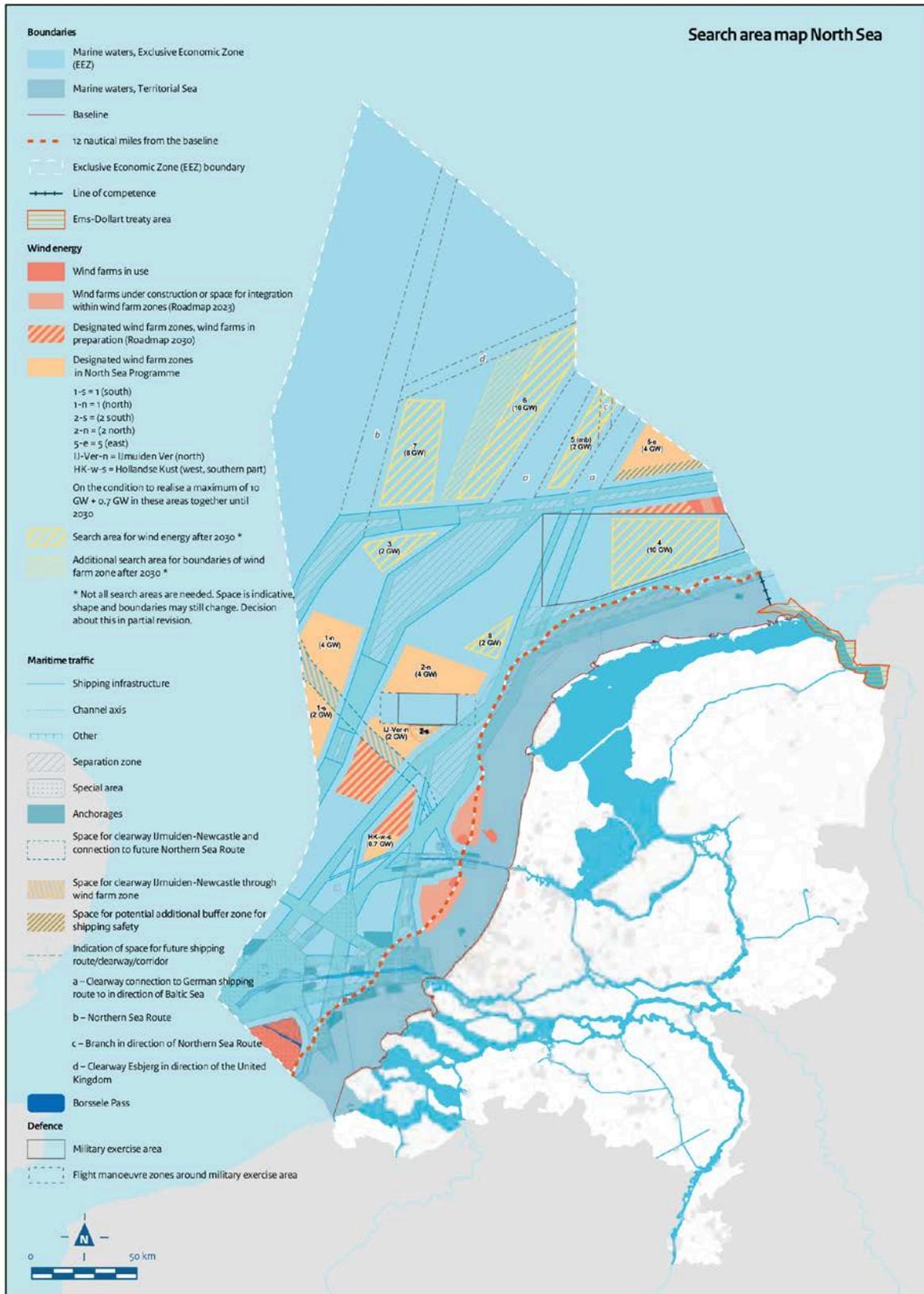


Abbildung 11: Übersichtskarte zur niederländischen ausschließlichen Wirtschaftszone zum geplanten Ausbau der Windenergie (Dutch Ministry of Infrastructure and Water Management, 2021, S. 112)

6.2 Rechtliche Prüfung

6.2.1 Formell-rechtliche Voraussetzungen

Statthaftigkeit des Verfahrens

Für die Abweichung von Ziffer 2.1 (1) der Festlegungen des ROP 2021 ist ein Zielabweichungsverfahren nach § 19 S. 1 ROG i.V.m. § 6 Abs. 2 ROG statthaft. Vorranggebiete für die Schifffahrt (Ziffer 2.1. (1) der Festlegungen des ROP 2021) haben gemäß der Einleitung zu den Festlegungen des ROP 2021 (unter Ziffer 2 der Festlegungen des ROP 2021) den Rechtscharakter von Zielen der Raumordnung. Charakteristisch für das Zielabweichungsverfahren ist, dass die Bindungswirkung der Zielfestlegung nicht generell in Frage gestellt wird, sondern dass lediglich im Rahmen eines begrenzten Einzelfalles von ihm abgewichen wird. Dies ist vorliegend der Fall. Vorranggebiete für die Schifffahrt sind für die Gebiete SN1 bis SN18 und SO1 bis SO4 festgelegt. Mit den im FEP festgelegten Abweichungen von den Festlegungen des ROP 2021 steht nur ein Bereich für die Schifffahrt in Rede, für den der Zweck des Ziels entfallen ist. Das Ziel, die Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs durch die Festlegung von Vorranggebieten zu gewährleisten, wird dadurch nicht geändert.

Antragserfordernis und -berechtigung

Selbst, wenn für den vorliegenden Fall ein Antrag erforderlich sein sollte, so wäre diese Voraussetzung ebenfalls erfüllt. § 6 Abs. 2 S. 2 ROG und § 19 ROG sehen für das Zielabweichungsverfahren einen Antrag vor. Ob der Gesetzgeber für den vorliegenden Fall, bei dem die antragstellende Behörde mit der entscheidenden Behörde zusammenfällt, bewusst einen Antrag vorsehen wollte, geht aus der Gesetzesbe-

gründung nicht eindeutig hervor.²³ Aus der bisherigen behördeninternen Kommunikation und Korrespondenz sowie aus dem 1. Entwurf des FEP vom 01.07.2022 ergibt sich bereits, dass ein entsprechender Antrag gestellt wurde.

Das BSH ist antragsberechtigt im Sinne von § 6 Abs. 2 S. 2 ROG, da das Ziel des ROP 2021, von dem für die betroffenen Bereiche abgewichen werden soll, im Rahmen der Änderung und Fortschreibung des FEP gemäß § 4 Abs. 1 Nr. 1 ROG und gemäß § 5 Abs. 3 Nr. 1 WindSeeG grundsätzlich zu beachten ist.

Zuständigkeit

Das BSH ist für Zielabweichungsverfahren von Raumordnungsplänen für die deutsche AWZ nach § 17 Abs. 1 ROG zuständig. Das Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen wurde in die Planungen mit einbezogen und hatte Gelegenheit zur Stellungnahme, sodass das nach § 19 S. 2 ROG erforderliche Benehmen hergestellt wurde.

Öffentlichkeitsbeteiligung und Umweltprüfung

Ein eigenständiges Erfordernis für eine Umweltprüfung besteht beim Zielabweichungsverfahren nach § 6 Abs. 2 ROG nicht. Insbesondere verweist § 7 Abs. 7 ROG (wonach die Vorschriften des ROG über die Aufstellung von Raumordnungsplänen auch für ihre Änderung, Ergänzung und Aufhebung gelten) gerade nicht auf das Zielabweichungsverfahren.

Eine Pflicht zur Umweltprüfung ergibt sich für das Änderungs- und Fortschreibungsverfahren des FEP aus § 8, 6 WindSeeG und den Regelungen des UVPG. Daher wurde im Rahmen des Änderungs- und Fortschreibungsverfahrens des FEP bereits eine Strategische Umweltprüfung durchgeführt. Der Umweltbericht für die Nordsee

²³ BT-Drs. 16/10292, S. 23. Das Gleiche gilt für die Gesetzesbegründung zur Vorgängernorm des § 11 Abs. 2 ROG 1998, (BT-Drs. 13/6392 vom 04.12.1996

S. 85) und für § 21 ROG a.F. (der in seinem Regelungsgehalt dem heutigen § 19 ROG entspricht), (vgl. BT-Drs. 16/10292 S. 29).

zum 1. Entwurf des FEP ist auf die Gebiete in Prüfung (N-21 und N-22) und die mögliche Erweiterung der Fläche N-11.1 eingegangen. Änderungen wegen der Erweiterung von SEN-1 (statt der Festlegung des Gebietes N-22) sind mit Blick auf die Strategische Umweltprüfung nicht erforderlich, da beiden Varianten die gleichen Annahmen hinsichtlich von Umweltauswirkungen zugrundeliegen.

Die verkürzte Beteiligung der Öffentlichkeit für den 2. Entwurf ist auf §§ 42 Abs. 1 UVPG i.V.m. § 22 Abs. 2 S. 2 UVPG zu stützen. Die Voraussetzungen aus § 22 Abs. 2 S. 2 UVPG liegen im Fall der geplanten Änderungen des 1. Entwurfs FEP vor, da gegenüber dem 1. Entwurf keine zusätzlichen oder anderen erheblichen Umweltauswirkungen zu besorgen sind.

Die Strategische Umweltprüfung kommt zu dem Ergebnis, dass weder durch die Festlegung von N-21 und N-22 noch durch die Erweiterung der Fläche N-11.1 zusätzliche oder andere erhebliche Umweltauswirkungen zu erwarten sind. Das Gleiche ist für die Erweiterung des sonstigen Energiegewinnungsbereiches SEN-1 zu erwarten, da die Umweltprüfung hierfür die gleichen Annahmen für etwaige Umweltauswirkungen zugrunde legt.

Kein Erfordernis eines eigenständigen Zielabweichungsverfahrens

Anders als § 11 ROG a.F., der die Zielabweichung vormals nahezu inhaltsgleich regelte, ist seit der Neufassung des ROG²⁴, kein „besonderes“ Zielabweichungsverfahren mehr erforderlich. Ferner ergibt sich auch aus dem Wortlaut des § 19 S. 2 ROG, dass eine Zielabweichung im Zulassungsverfahren über eine raumbedeutsame Planung oder Maßnahme oder in einem anderen Verfahren zugelassen werden kann.

Ausgestaltung des Verfahrens

Im ROG sind keine weiteren Vorgaben über die Ausgestaltung des Zielabweichungsverfahrens bestimmt. Aus Gründen der Transparenz und der Tatsache, dass es an das Änderungs- und Fortschreibungsverfahren des FEP angeschlossen ist, wurden dennoch die Öffentlichkeit sowie Behörden, deren Aufgabenbereich von den Zielabweichungsverfahren berührt sind, über die Planungen informiert und es bestand die Möglichkeit zur Stellungnahme.

6.2.2 Materiell-rechtliche Voraussetzungen

Die Abweichungen, die mit dem Zielabweichungsverfahren verfolgt wurden, sind unter raumordnerischen Gesichtspunkten vertretbar, ferner sind die Grundzüge der Planung nicht berührt (§ 6 Abs. 2 S. 1 ROG). Im Einzelnen:

Raumordnerische Vertretbarkeit

Die Zielabweichungen sind raumordnerisch vertretbar. Eine Zielabweichung ist raumordnerisch vertretbar, wenn sie im Hinblick auf den Zweck der Zielfestlegung grundsätzlich planbar gewesen wäre. Indiz hierfür ist, dass die Gründe für die Zielabweichung nicht bereits beim Planaufstellungsverfahren Gegenstand waren und dort keine bewusste Entscheidung gegen die mit der Zielabweichung verfolgte Planung stattgefunden hat. Anhaltspunkt für die raumordnerische Vertretbarkeit kann zudem zum Beispiel eine geringe flächenmäßige Abweichung von der Zielfestlegung sein.

Die vorgenannten Kriterien zur raumordnerischen Vertretbarkeit einer Zielabweichung sind bei den geplanten Abweichungen erfüllt. Mit der Planung und zu erwartenden Errichtung des Windparks Doordewind in den Niederlanden (Dutch Ministry of Infrastructure and Water Management, 2021) entfällt die Möglichkeit einer

²⁴ BGBl. 2008 I, 2986.

sinnvollen Nutzung der SN6 und damit auch der SN12. Die Schifffahrtsrouten SN6 und SN12 hätten bei Kenntnis der niederländischen Planungen bereits bei der letzten Fortschreibung des ROP für den betroffenen Bereich geschlossen werden können. Es ist nicht ersichtlich, dass die nunmehr auf Ebene des FEP geplanten Zielabweichungen bei früherer Kenntnis von der veränderten Situation des Schiffsverkehrs in diesen Bereichen nicht entsprechend auf der Ebene des ROP 2021 berücksichtigt worden wären.

Grundzüge der Planung nicht berührt

Die Grundzüge der Planung sind durch die geplanten Zielabweichungen nicht berührt, da weder eine erhebliche Beeinträchtigung der Ziele ersichtlich ist, von denen abgewichen werden soll, noch aufgrund der Abweichungen ein Konflikt mit anderen Zielen des Planes ersichtlich ist.

Die Grundzüge der Planung sind insbesondere dann berührt, wenn durch die Abweichung neue Konflikte entstehen, die nur durch eine Planänderung gelöst werden können. Ferner sind die Grundzüge der Planung regelmäßig berührt, wenn sie dem planerischen Grundkonzept entgegenstehen.

Da die Schifffahrtsroute SN6 in der AWZ der Niederlande gesperrt wird, wird es keinen Schiffsverkehr mehr im Bereich des Verlaufes der Schifffahrtsrouten SN6 und SN12 in der deutschen AWZ der Nordsee und somit im Bereich des geplanten Gebiets N-21 und des nunmehr nördlich erweiterten sonstigen Energiegewinnungsbereichs SEN-1 geben. Die Verkehre werden diese Gebiete durch den Windpark in den Niederlanden bereits weiträumig umfahren. Für die geplante Erweiterung des Gebiets N-11 bzw. der Fläche N-11.1 ergibt sich aus der Schließung der Schifffahrtsroute SN6 ebenfalls, dass deutlich weniger Verkehr im Kreuzungsbereich mit den Schifffahrtsrouten SN4 und SN5 zu erwarten ist, sodass die Flächen für die Schifffahrt in dem Bereich selbst mit der Erweiterung von N-11.1 ausreichend bemessen sind. Um die Sicherheit des

Schiffsverkehrs zusätzlich weiter zu erhöhen, ist eine geringfügige Verlagerung von SN5 nach Osten sowie die Verlegung von Tonnen an Kursänderungspunkten in der Diskussion. Es sind jedoch keine Anhaltspunkte für Konflikte mit der Schifffahrt ersichtlich, die nicht durch die geführten Abstimmungen bezüglich der Flächenschnitte gelöst werden konnten. Auch stehen die geplanten Zielabweichungen nicht dem planerischen Grundkonzept des ROP 2021 entgegen, da sie ausschließlich mit Blick auf solche Teile der Vorranggebiete für die Schifffahrt abweichen, wo die Schifffahrt ohnehin nicht mehr in relevantem Maße Nutzen von den betroffenen Vorranggebieten haben wird.

Einzelfallerfordernis und Atypik

Selbst für den Fall, dass ein Einzelfallerfordernis trotz seiner Streichung aus dem Gesetzeswortlaut des § 6 Abs. 2 ROG gefordert würde, liegt diese Voraussetzung vor, da die Abweichung nur einen bestimmten Bereich der Schifffahrtsrouten betrifft, für den nach Inkrafttreten des ROP 2021 durch externe Umstände der Zweck des Ziels der Vorranggebiete Schifffahrt im Einzelfall entfallen ist.

Sofern auch das Erfordernis der Atypik für die Fälle der beabsichtigten Abweichungen gefordert würde, liegt auch diese Voraussetzung vor. Grund für die Abweichungen ist die Schließung der Schifffahrtsroute SN6 in der ausschließlichen Wirtschaftszone der Niederlande, welche zu einem weitgehenden Entfall von Schiffsverkehr in den von den geplanten Zielabweichungen betroffenen Bereichen der Schifffahrtsroute SN6 und in der gesamten Schifffahrtsroute SN12 führt. Es handelt sich somit bei den Bereichen, die von den Zielabweichungen betroffen sind, um solche Einzelfälle, die von den üblichen und bei der Planung des ROP 2021 voraussehbaren, konkreten Sachverhalten für einzelne Zielfestlegungen erkennbar abweichen. Die Festlegung zu Vorranggebieten Schifffahrt des ROP 2021 soll durch die geplanten Zielabweichungen nicht generell geändert werden.

6.3 Entscheidung

Sowohl die formellen, als auch die materiellen Voraussetzungen der § 19 i.V.m. § 6 Absatz 2 ROG liegen vor. Die Zielabweichung von den Zielen der Raumordnung wird daher dahingehend zugelassen, als das neue Gebiet (N-21), die neue Fläche (N-21.1), die Erweiterung des sonstigen Energiegewinnungsbereiches SEN-1 sowie die Erweiterung des Gebietes N-11 und der Fläche N-11.1 abweichend von den Zielen des ROP 2021 zur Energiegewinnung genutzt werden dürfen.

V. Zusammenfassende Umwelterklärung und Überwachungsmaßnahmen

1 Zusammenfassende Erklärung nach § 44 Abs. 2 Nr. 2 UVPG

Umwelterwägungen haben auf vielfältigen Wegen Eingang in den Plan erhalten. Neben der Berücksichtigung von umweltrelevanten Stellungnahmen wurden die Festlegungen des FEP im Rahmen der begleitenden strategischen Umweltprüfung (SUP) ausführlich untersucht. Auf Grundlage der Konsultation ist jeweils ein separater Umweltbericht für die beiden Meeresräume Nordsee und Ostsee gemäß § 40 UVPG und den Kriterien des Anhang I der SUP-Richtlinie erstellt worden. Der Umfang und Detaillierungsgrad der SUP zum vorliegenden FEP ist im Rahmen eines Scoping-Termins am 26. Januar 2022 mit Vertretern von Behörden, Verbänden und Privaten diskutiert worden. Am 30. Juni 2022 wurde der Untersuchungsrahmen festgelegt. Die Umweltprüfung ist auf dieser Grundlage erfolgt.

Gemäß § 5 Abs. 3 S. 7 WindSeeG ist die Umweltprüfung auf zusätzliche oder andere erhebliche Umweltauswirkungen sowie auf erforderliche Aktualisierungen und Vertiefungen zu beschränken. Im Rahmen der SUP zum vorliegenden FEP wurde ausführlich geprüft, ob Aktualisierungen oder Vertiefungen bezogen auf den Umweltzustand vorliegen. Soweit diesbezüglich keine Aktualisierungen oder Vertiefungen gegenüber den Umweltberichten zum ROP 2021 (BSH, 2021a) (BSH, 2021b) bzw. zum FEP 2020 (BSH, 2020a) (BSH, 2020b) erforderlich sind, wird auf die entsprechenden Ausführungen in den Umweltberichten zum ROP 2021 verwiesen.

Der vorliegende FEP ist das Ergebnis der vorangegangenen SUP. So sind die in der SUP ermittelten Ergebnisse hinsichtlich der Bedeutung einzelner räumlicher Teilbereiche für biologische Schutzgüter bei der Festlegung von Gebieten und Flächen, Standorten für Plattformen und

Trassen für Seekabelsysteme als Entscheidungsgrundlage herangezogen worden. Gleichzeitig sind die Festlegungen des FEP während der Erarbeitung des Plans fortlaufend auf ihre Umweltauswirkungen untersucht worden. Die in den Umweltberichten geprüften voraussichtlichen erheblichen negativen Auswirkungen der Gebiete und Flächen für WEA auf See, der Plattformen und Seekabelsysteme führten zu Festlegungen im FEP zur bestmöglichen Vermeidung und Verminderung dieser Auswirkungen.

In Naturschutzgebieten werden keine Gebiete und Flächen festgelegt. Dadurch sind die Anforderungen aus § 5 Abs. 3 Nr. 5 WindSeeG erfüllt. Danach ist eine Festlegung unzulässig, wenn das Gebiet, die Fläche oder der sonstige Energiegewinnungsbereich nicht mit dem Schutzzweck einer nach § 57 BNatSchG erlassenen Schutzgebietsverordnung vereinbar sind. Der Ausschluss des Offshore-Windparks „Butendiek“ für eine etwaige Nachnutzung stellt eine bedeutende Verminderungsmaßnahme dar. Die Gebiete N-4 und N-5, die zu großen Teilen innerhalb des Hauptkonzentrationsgebietes der See-Taucher liegen, werden für eine etwaige Nachnutzung weiterhin unter Prüfung gestellt.

Die Verlegung von Seekabelsystemen kann u. a. durch ein Umgehen der Naturschutzgebiete und von bekannten geschützten Biotopen möglichst umweltgerecht gestaltet werden. Die weitestgehende Vermeidung von Kreuzungen von Seekabelsystemen untereinander dient zusätzlich der Vermeidung von negativen Auswirkungen auf die Meeresumwelt, insbesondere auf die Schutzgüter Boden, Benthos und Biotoptypen.

In Fällen der negativen Betroffenheit der Umwelt trifft der FEP Planungsgrundsätze zur Vermeidung und Verminderung von erheblichen negativen Auswirkungen. Dies betrifft u. a. die Planungsgrundsätze 6.1.9 zur Schallminderung und 6.1.12 zur Emissionsminderung, 6.4.6 zum schonenden Verlegeverfahren oder 6.4.8 zur Sedimenterwärmung. Der Grundsatz 6.1.7 zur

Beachtung von umwelt- und naturschutzrechtlichen Rahmenbedingungen sieht u. a. Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen für Zugvögel innerhalb der im ROP 2021 ausgewiesenen Vogelzugkorridore vor. Zudem ist grundsätzlich ein Monitoring von Vogelkollisionen mit WEA auf allen in FEP festgelegten Flächen vorgesehen.

Im FEP werden nur Gebietsfestlegungen getroffen, die nach der Verträglichkeitsprüfung im Umweltbericht auf der Grundlage der derzeitigen Erkenntnisse keine erheblichen Auswirkungen auf die Naturschutzgebiete in ihren für die Erhaltungsziele und den Schutzzweck maßgeblichen Bestandteile i.S.v. § 34 Abs. 2 BNatSchG haben, und die nicht die Erfüllung artenschutzrechtlicher Verbotstatbestände gemäß § 44 BNatSchG erwarten lassen. Auch in den angrenzenden Schutzgebieten der Nachbarstaaten und des Küstenmeeres sind keine erheblichen Auswirkungen auf die jeweiligen Naturschutzgebiete und ihre für die Erhaltungsziele oder den Schutzzweck maßgeblichen Bestandteile i.S.v. § 34 Abs. 2 BNatSchG erkennbar. Eine vertiefte Prüfung möglicher Trassenführungen außerhalb der deutschen AWZ erfolgt nicht, es werden nur die Fernwirkungen der Festlegungen betrachtet.

Alle im Rahmen der Beteiligungsrunden eingegangenen Stellungnahmen wurden veröffentlicht und zentral gesichtet. Im Rahmen der Sichtung der Inhalte aller Stellungnahmen und Äußerungen wurden die vorgebrachten Argumente in den Planungsrunden diskutiert und im Gesamtplan positiv wie negativ berücksichtigt. Schwerpunkte der Konsultation zu Umweltbelangen lagen insbesondere auf Forderungen nach einem schrittweisen Ausbau der Offshore-Windenergie, der Frage der Effekte auf Meeressäuger durch den beschleunigten Ausbau der Offshore-Windenergie, und neuen Erkenntnissen zum Meideverhalten von Trottellummen.

Zu den kumulativen Auswirkungen des Rammschalls und Betriebsschalls auf Meeressäuger wurden im Umweltbericht umfangreiche Ergänzungen vorgenommen.

Auf Grundlage der Ergebnisse zum Ramm- und Betriebsschall wurde der Planungsgrundsatz 6.1.9 Schallminderung angepasst. Die aktuellen Erkenntnisse zum Meideverhalten insbesondere der Trottellumme haben allesamt Eingang in die SUP gefunden. Insgesamt ist die Kenntnislage dazu sehr heterogen, sodass die Bewertung aus der SUP zum ROP 2021 nach aktueller Kenntnis weiterhin Bestand hat. Neue Erkenntnisse werden zukünftig gemäß der nach § 5 Absatz 3 S. 5-7 WindSeeG sowie § 39 Absatz 3 S. 1-3 UVPG gebotenen Abschichtung berücksichtigt.

Im Rahmen der Dokumentation des Umgangs mit den Stellungnahmen ist im Einzelnen ersichtlich, wie und in welcher Weise die einzelnen Stellungnahmen Berücksichtigung gefunden haben.

Begründung der Gesamtplanentscheidung

Für die Erfüllung der Klimaschutz- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung spielt der Ausbau der Offshore-Windenergie eine tragende Rolle. Dies spiegelt sich auch in den gesetzlichen Ausbauzielen für die Windenergie auf See (§ 1 Abs. 2 S. 1 WindSeeG). Gemäß der Gesetzesbegründung zum WindSeeG gibt es keine Alternative zum Ausbau der Windenergie auf See (BT-Drs. 20/1634, S. 60). Die Erwägung von Alternativen ist im Rahmen der Festlegungen des FEP somit durch die zu erreichenden Ausbauziele des WindSeeG und durch die im Rahmen des Raumordnungsplans für die AWZ vorgegebenen Vorrang- und Vorbehaltsgebiete für Windenergie auf See respektive die Ausweisung anderer Nutzungen eingeschränkt.

In diesem Rahmen mussten sich entsprechend auch die Festlegungen bewegen, sodass der Spielraum für eine Alternativenprüfung begrenzt ist. Obwohl möglich und zunächst geplant, wurden Festlegungen nur bis Zone 3 getroffen. Hierdurch werden einerseits die Ausbauziele bis 2030 erreicht, andererseits ist es möglich, zu-

künftiges Wissen bei der Planung besser zu berücksichtigen. Dies kann etwa technologischen Fortschritt oder Umwelterkenntnisse betreffen. Im Rahmen der getroffenen Festlegungen wurden nur Festlegungen getroffen, von denen nach aktuellem Kenntnisstand keine erheblichen nachteiligen Umweltauswirkungen zu erwarten sind. Weniger belastende Alternativen haben sich nicht ergeben.

Im Rahmen der SUP wurde auf Grundlage von Art. 5 Abs. 1 Satz 1 SUP-RL i.V.m. den Kriterien im Anhang I SUP-RL und § 40 Abs. 2 Nr. 8 UVPG auch eine Alternativenprüfung durchgeführt. Betrachtet wurden neben der Nullvariante strategische und räumliche Alternativen.

Die Nullvariante, d. h. der Verzicht auf eine Umsetzung des FEP stellt keine vernünftige Alternative dar, da der geordnete und zugleich möglichst beschleunigte Ausbau der Windenergie auf See, wie er in § 1 Abs. 1 WindSeeG (mit Blick auf die Ausbauziele) und in §§ 2, 2a WindSeeG festgelegt ist, für das Erreichen der nationalen Klimaschutzziele zwingend erforderlich ist. Ohne diesen Ausbau drohen drastische Folgen – auch für die Meeresumwelt – durch den Klimawandel. Sinn und Ziel der Einführung eines Fachplanes mit nicht nur räumlichen, sondern auch zeitlichen Festlegungen und standardisierten Technik- und Planungsgrundsätzen ist die vorsorgende und geordnete Steuerung des Ausbaus der Windenergie auf See. Eine strategische Alternative, z. B. im Hinblick auf die der Planung zugrunde gelegten Ziele der Bundesregierung, wird für den FEP derzeit nicht in Betracht gezogen, da die Ausbauziele der Bundesregierung gleichsam den Planungshorizont für den FEP darstellen. Die Ausbauziele ergeben sich aus der gesetzlichen Vorgabe in § 1 Abs. 2 S. 1 WindSeeG.

Räumliche Alternativen sind bei der zugrundeliegenden Gebietskulisse des ROP 2021 und vor dem Hintergrund der deutlich gesteigerten Ausbauziele rar. Wie aus den Festlegungen des FEP deutlich wird, sind die festgelegten Flächen

für eine Erreichung des langfristigen Ausbauziels von mindestens 70 GW bis 2045 nicht ausreichend. Um dennoch den Bedarf an zusätzlichen Potenzialgebieten möglichst gering zu halten, wird auf den festgelegten Flächen eine vergleichsweise hohe Leistungsdichte zugrunde gelegt. Diese wurde gegenüber dem FEP 2020 für einige Flächen im aktuellen FEP deutlich erhöht. Eine Erhöhung der Leistungsdichte erscheint unter umwelt- und naturschutzfachlichen Gesichtspunkten in jedem Fall vorzugswürdig gegenüber der Alternative, zusätzliche, möglicherweise umweltfachlich sensible Gebiete erschließen zu müssen.

Zusammenfassend gilt hinsichtlich der geplanten Gebiete und Flächen, Plattformen und Seekabeltrassen sowie der Ausweisung des sonstigen Energiegewinnungsbereiches SEN-1, dass durch die geordnete, koordinierte Gesamtplanung des FEP die Auswirkungen auf die Meeresumwelt so weit wie möglich minimiert werden. Unter strenger Einhaltung von Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen, insbesondere zur Schallminderung in der Bauphase, können erhebliche Auswirkungen durch die Umsetzung der geplanten Flächen und Gebiete sowie Plattformen vermieden werden.

2 Aufstellung der Überwachungsmaßnahmen nach § 44 Abs. 2 Nr. 3 UVPG i.V.m. § 45 UVPG

Die potenziellen erheblichen Auswirkungen, die sich aus der Durchführung des Plans auf die Umwelt ergeben, sind gemäß § 45 UVPG zu überwachen. Damit sollen frühzeitig unvorhergesehene negative Auswirkungen ermittelt und geeignete Abhilfemaßnahmen ergriffen werden können. Die Überwachung obliegt dem BSH, da dieses die für die SUP zuständige Behörde ist (siehe § 45 Abs. 2 UVPG). Dabei kann, wie es Art. 10 Abs. 2 SUP-Richtlinie bzw. § 45 Abs. 5 UVPG intendieren, auf bestehende nationale und internationale Überwachungsprogramme zurückgegriffen werden, um Doppelarbeit bei der Überwachung zu vermeiden. Die Ergebnisse des Monitorings sind gemäß § 45 Abs. 4 UVPG bei der Fortschreibung des FEP zu berücksichtigen.

Bezüglich der vorgesehenen Überwachungsmaßnahmen ist zu beachten, dass die eigentliche Überwachung der potenziellen Auswirkungen auf die Meeresumwelt erst in dem Moment einsetzen kann, in dem der FEP umgesetzt wird, also die im Rahmen des Plans erfolgten Festlegungen realisiert werden.

Im Hinblick auf die vorgesehenen Maßnahmen zur Vermeidung, Verringerung und zum Ausgleich erheblicher negativer Auswirkungen des FEP auf die Meeresumwelt wird auf die Ausführungen in Kap. 8 im Umweltbericht Nordsee zum FEP 2020 verwiesen. Die Untersuchung der potenziellen Umweltauswirkungen von Gebieten und Flächen für Offshore-Windenergie sowie sonstigen Energiegewinnungsbereichen und Leitungen hat auf der nachgelagerten Projektebene in Anlehnung an den Standard „Untersuchung von Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen (StUK4)“ und in Abstimmung mit dem BSH zu erfolgen. Das Monitoring während der Errichtung von Fundamenten mittels Ramm-

arbeiten umfasst u. a. Messungen des Unterwasserschalls und akustische Erfassungen der Auswirkungen des Rammschalls auf Meeressäuger unter dem Einsatz von POD-Messgeräten. Die Daten werden im Fachinformationssystem des BSH für Unterwasserschall MarineARS qualitätsgeprüft und bearbeitet.

Eingang in das Monitoring finden auch Ergebnisse aus Forschungsvorhaben, u. a. zu möglichen Auswirkungen auf einzelne Schutzgüter und zur Entwicklung von Normen und Standards. Die Ergebnisse aus den laufenden Projekten werden unmittelbar in die Entwicklung des StUK5 einfließen.

Neu im aktuellen FEP ist die Anforderung, grundsätzlich ein Kollisionsmonitoring vorzusehen (vgl. Planungsgrundsatz 6.1.7). Vorgesehen ist die Installation von Systemen zur Kollisionserfassung nach dem Stand der Technik, etwa Sensoren und/oder geeignete Kamerasysteme an mehreren repräsentativen Anlagen.

VI. Literaturverzeichnis

- ABL Group. (2022). *Expert's study on shipping traffic flows in the North and Baltic Seas and options to enhance the safety of shipping in the future*. London.
- Böttcher, C., Knobloch, T., Rühl, N.-P., Sternheim, J., Wichert, U., & Wöhler, J. (2011). *Munitionsbelastung der deutschen Meeresgewässer - Bestandsaufnahme und Empfehlungen*. https://www.schleswig-holstein.de/DE/UXO/Berichte/PDF/Berichte/aa_blmp_langbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=1: Bund/Länder-Messprogramm für die Meeresumwelt von Nord- und Ostsee.
- BSH. (2019). *Umweltbericht Nordsee zum Flächenentwicklungsplan 2019*.
- BSH. (2020a). *Umweltbericht Nordsee zum Flächenentwicklungsplan 2020*.
- BSH. (2020b). *Umweltbericht Ostsee zum Flächenentwicklungsplan 2020*.
- BSH. (2021a). *Umweltbericht zum Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee*.
- BSH. (2021b). *Umweltbericht zum Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Ostsee*.
- BSH. (2023a). *Umweltbericht zum Flächenentwicklungsplan 2023 für die deutsche Nordsee*.
- BSH. (2023b). *Umweltbericht zum Flächenentwicklungsplan 2023 für die deutsche Ostsee*.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. (2013). *Konzept für den Schutz der Schweinswale vor Schallbelastung bei der Errichtung von Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee (Schallschutzkonzept)*. Von https://www.bfn.de/fileadmin/BfN/awz/Dokumente/schallschutzkonzept_BMU.pdf abgerufen
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2020). *Mehr Strom vom Meer - 20 Gigawatt Offshore-Windenergie bis 2030 realisieren*. Berlin: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/offshore-vereinbarung-mehr-strom-vom-meer.pdf?__blob=publicationFile&v=6.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. (2022). *Mehr Windenergie auf See - 30 Gigawatt Offshore-Windenergie bis 2030 realisieren*. Berlin: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/neue-offshore-realisierungsvereinbarung-30-gw-bis-2030.pdf.html>.
- Carbon Trust. (2022). *Unlocking the next generation of offshore wind: step change to 132kV array systems*. London: <https://www.carbontrust.com/resources/unlocking-the-next-generation-of-offshore-wind-step-change-to-132kv-array-systems>.
- DNV GL. (2018). *Mindestabstände von Seekabeln*. <https://bwo-offshorewind.de/mp-files/studie-mindestabstaende-von-seekabeln-2018.pdf/>.
- DNV GL. (2021). *Verkehrlich-schiffahrtspolizeiliche Risikoanalyse der im Rahmen der Fortschreibung des FEP der deutschen AWZ der Nordsee festzulegenden Gebiete*. Hamburg: DNV GL. Von https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Fortschreibung/_Anlagen/Downloads/Gutachten_Schiffahrtsroute_10.pdf?__blob=publicationFile&v=4 abgerufen
- Dörenkämper, M., Meyer, T., Baumgärtner, D., Borowski, J., Deters, C., Dietrich, E., . . . Widerspan, V. (2022). *Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen zur Planung von*

Windenergieanlagen auf See und Netzanbindungssystemen - Zweiter Zwischenbericht. Bremerhaven.

- Dörenkämper, M., Meyer, T., Baumgärtner, D., Borowski, J., Deters, C., Dietrich, E., . . . Zotieieva, H. (2023). *Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen zur Planung von Windenergieanlagen auf See und Netzanbindungssystemen - Endbericht.* Bremerhaven.
- Dutch Ministry of Infrastructure and Water Management. (2021). *Additional Draft North Sea Programme 2022-2027.* The Hague: <https://www.noordzeeloket.nl/publish/pages/197401/additional-draft-north-sea-programme-2022-2027.pdf>.
- International Cable Protection Committee (ICPC). (2015). *Recommendation No. 2 Recommended Routing and Reporting Criteria for Cables in Proximity to Others.* Portsmouth: <https://www.iscpc.org/publications/recommendations/>.
- MARPOL. (2012). *ANNEX 22 RESOLUTION MEPC.227(64) 2012 GUIDELINES ON IMPLEMENTATION OF EFFLUENT STANDARDS AND PERFORMANCE TESTS FOR SEWAGE TREATMENT PLANTS.* [https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/KnowledgeCentre/IndexofIMOResolutions/MEPCDocuments/MEPC.227\(64\).pdf](https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/KnowledgeCentre/IndexofIMOResolutions/MEPCDocuments/MEPC.227(64).pdf).
- Ministerium für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung M-V. (2016). *Umweltbericht zum Landesraumentwicklungsprogramm.* Schwerin.

Anhang

1 Kartenteil

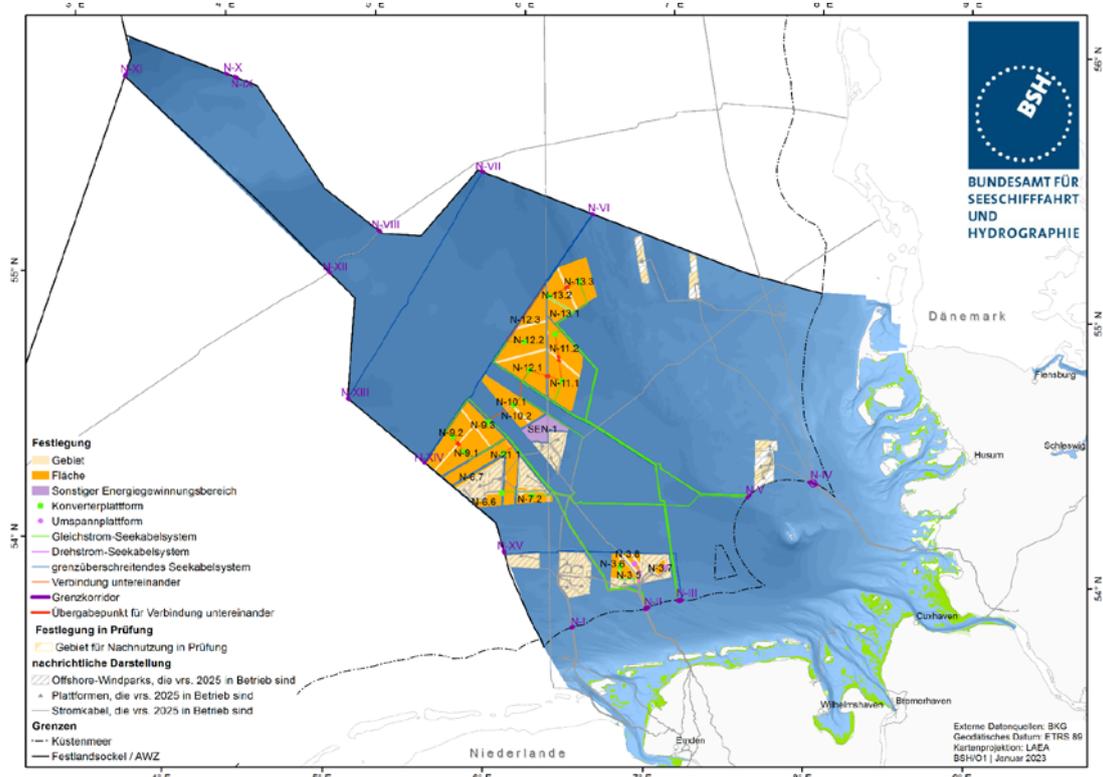


Abbildung 12: Festlegungen Flächenentwicklungsplan 2023 Nordsee

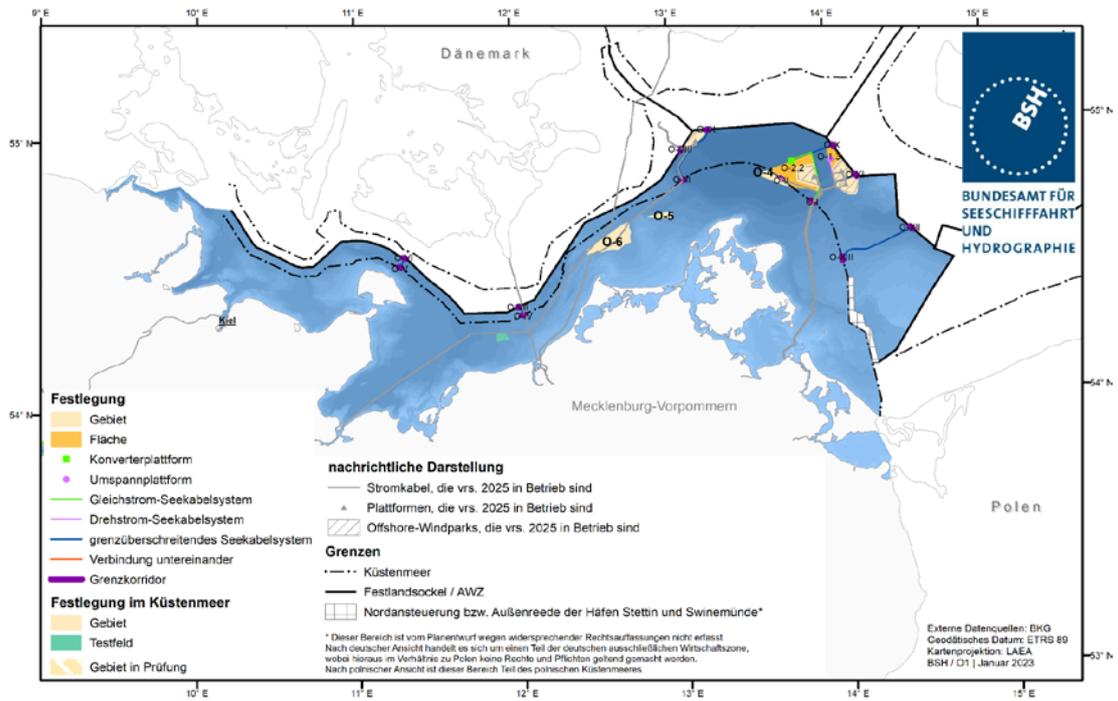


Abbildung 13: Festlegungen Flächenentwicklungsplan 2023 Ostsee

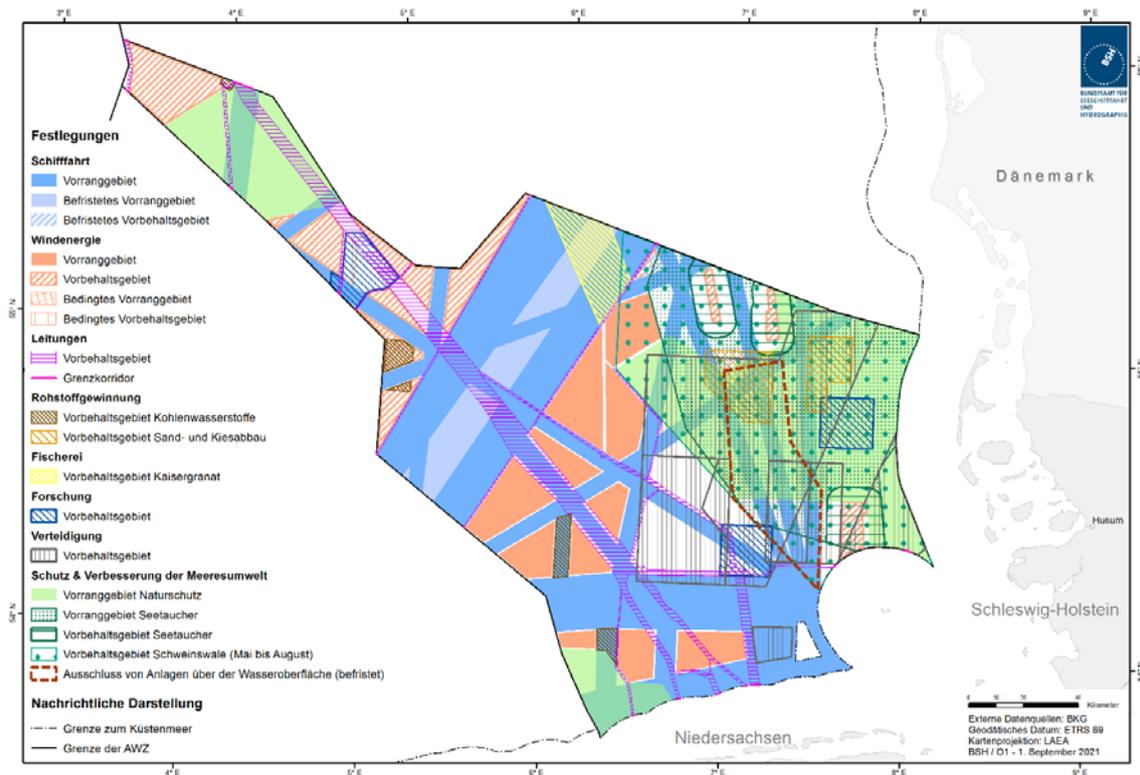


Abbildung 14: Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee - Kartenteil Nordsee

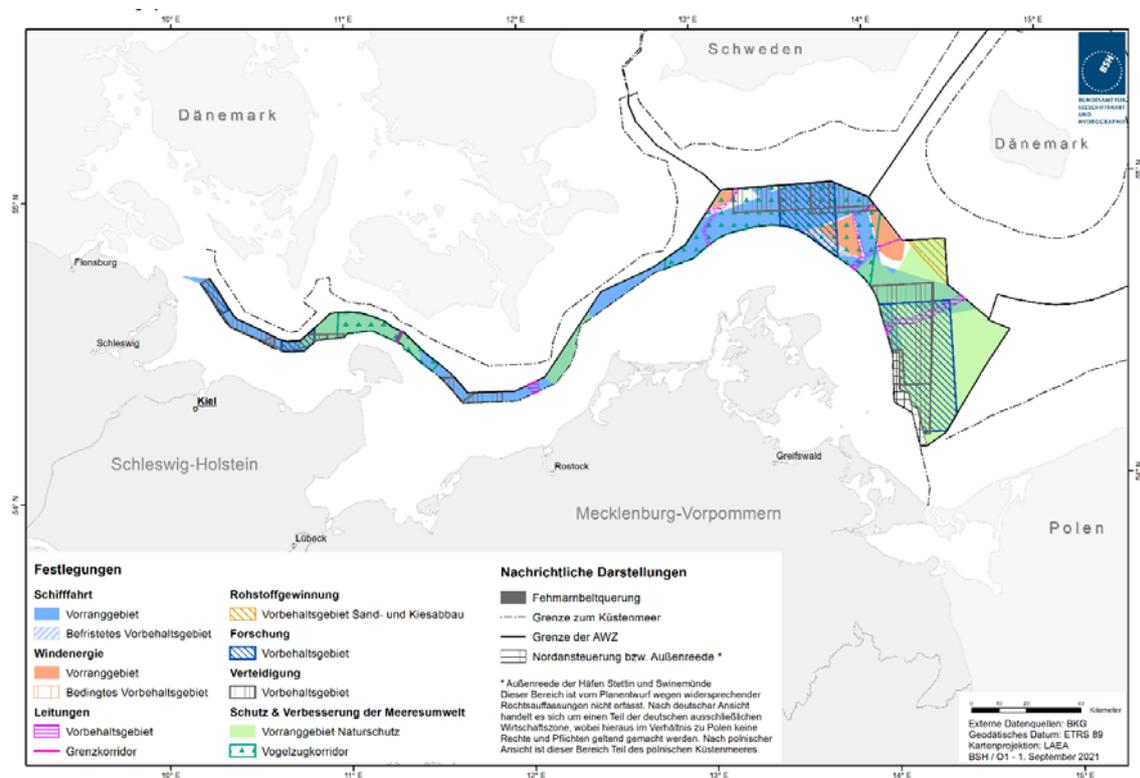


Abbildung 15: Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee - Kartenteil Ostsee

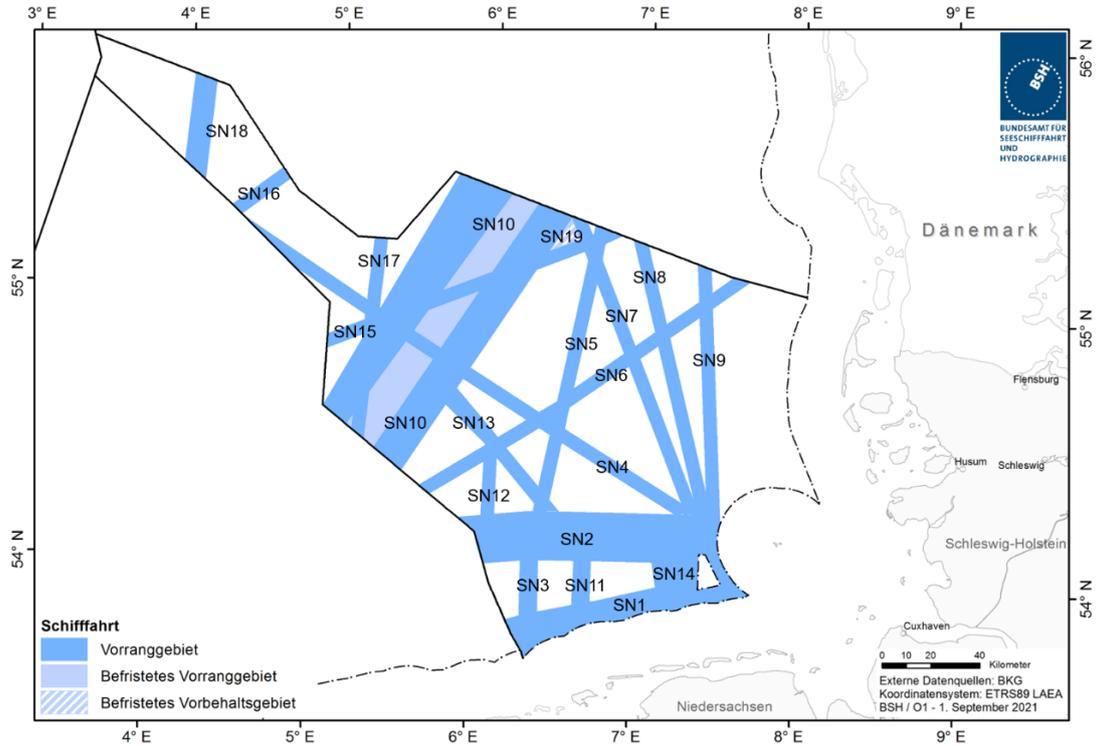


Abbildung 16: Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee - Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Schifffahrt in der Nordsee

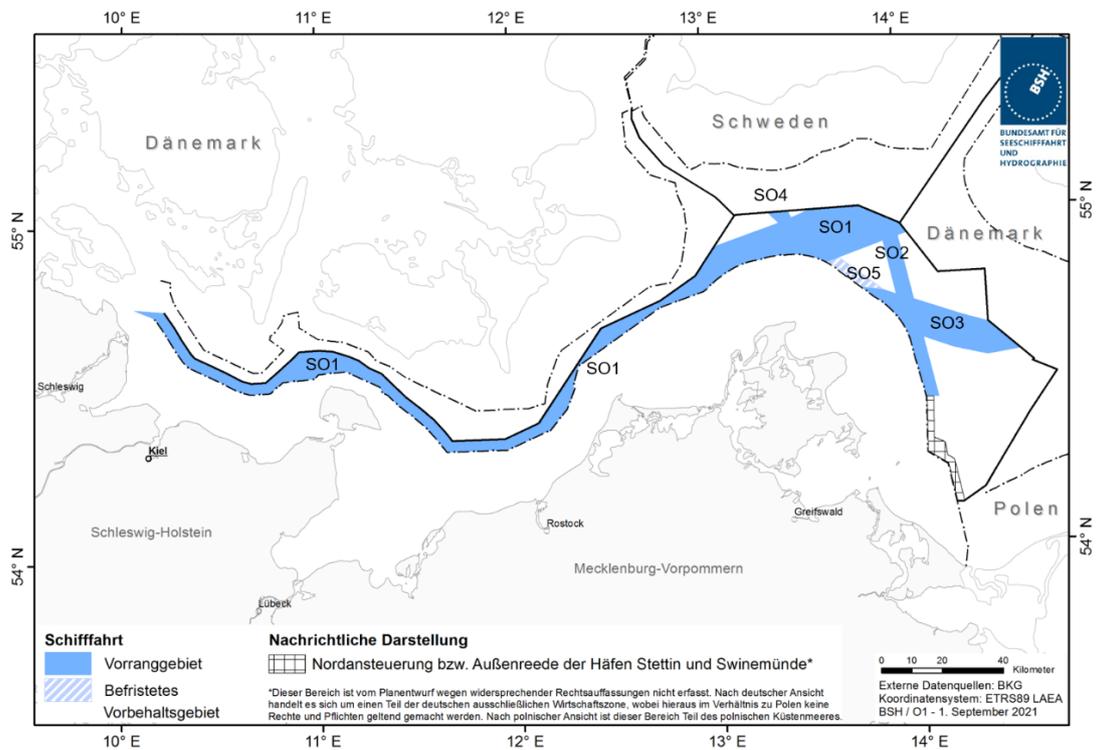


Abbildung 17: Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee - Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Schifffahrt in der Ostsee

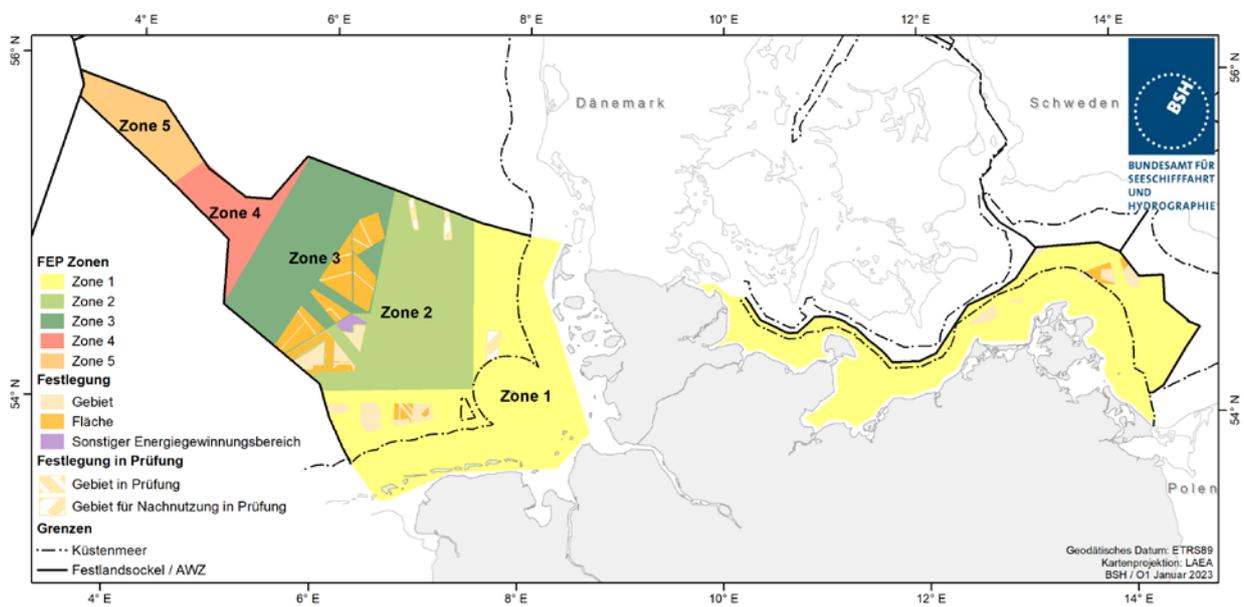


Abbildung 18: FEP Zonen (neuer Zuschnitt)

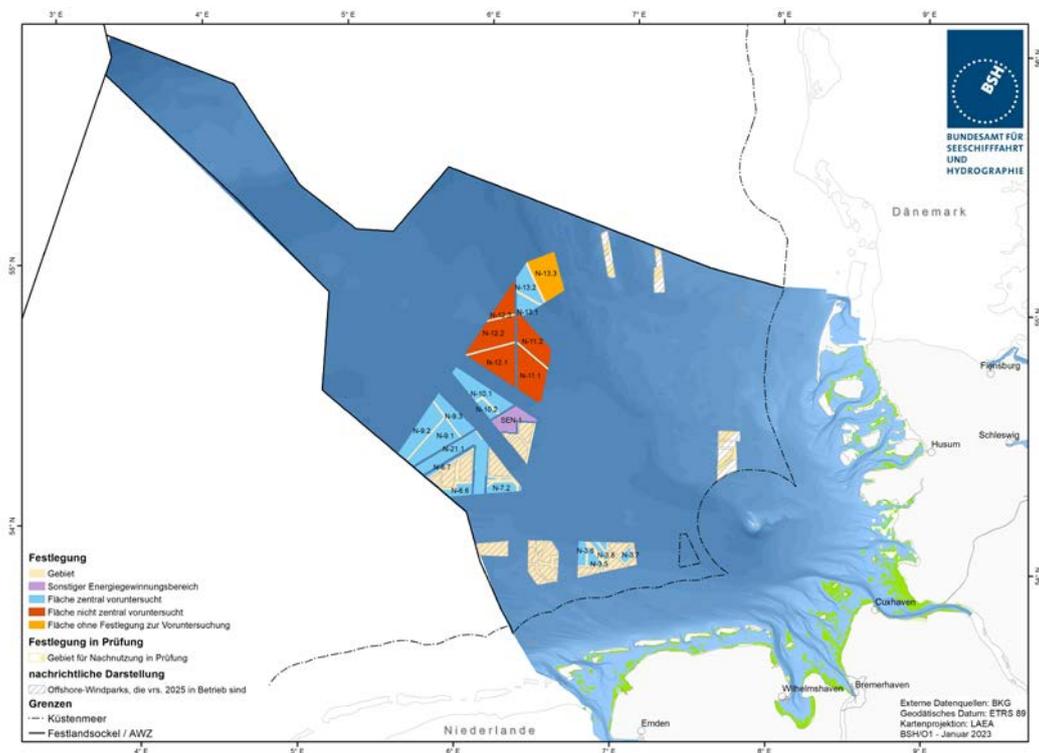


Abbildung 19: Unterscheidung der festgelegten Flächen hinsichtlich der Art ihrer Voruntersuchung in der AWZ der Nordsee

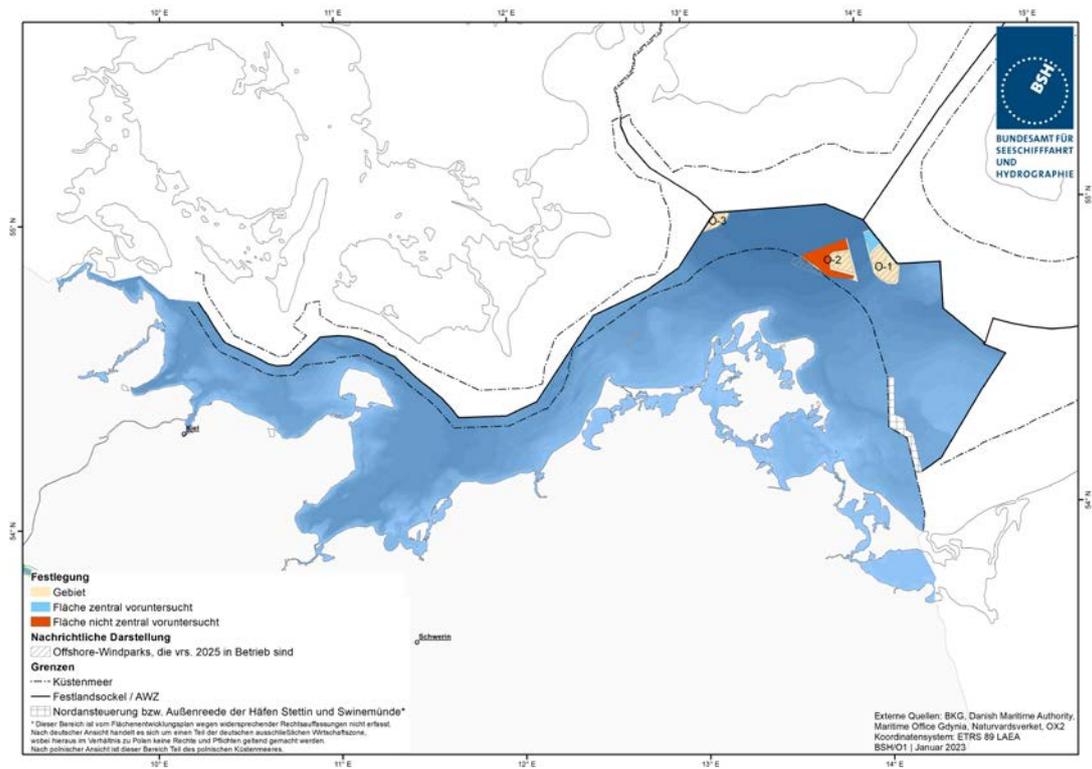


Abbildung 20: Unterscheidung der festgelegten Flächen hinsichtlich der Art ihrer Voruntersuchung in der AWZ der Ostsee

2 Informatrische Angabe von Koordinaten zu forschungsrelevanten Gebieten

In diesem Kapitel werden informatrisch Koordinaten von Bereichen aufgeführt, in denen das Thünen-Institut Meeresforschung durchführt. Die Daten wurden dem BSH durch das Thünen-Institut für Fischereiökologie zur Veröffentlichung zur Verfügung gestellt. Dabei handelt es sich nicht um Vorbehaltsgebiete Forschung des ROP 2021. U.a. in diesen Bereichen soll dem Thünen-Institut – soweit dies mit der Windenergie auf See vereinbar ist – die Möglichkeit eingeräumt werden, die Forschungsaktivitäten fortzusetzen. Geodaten zur geografischen Lage der Forschungsaktivitäten, sowie Informationen zur Art der Forschung können beim Thünen-Institut angefragt werden. Zusätzlich bietet der International Council for the Exploration of the Sea (ICES) die Möglichkeit, die Geodaten zu ICES koordinierten Surveys über folgende Website herunterzuladen: https://dat-ras.ices.dk/Data_products/Download/Download_Data_public.aspx.

Tabelle 11: Koordinaten des Polygons GB3 in der AWZ der Nordsee

| Lon (dd) | Lat (dd) |
|--------------------------|----------------------------|
| 6°15.00'E - 6°24.00'E | 54°55.00'N - 55°02.00'N |

Tabelle 12: Koordinaten des Polygons in der AWZ der Ostsee²⁵

| Lon (dd) | Lat (dd) |
|----------|----------|
| 13,92°E | 54,82°N |
| 13,92°E | 54,78°N |
| 13,85°E | 54,74°N |
| 13,74°E | 54,79°N |
| 13,74°E | 54,82°N |

²⁵ Bei diesem Bereich besteht teilweise eine Überschneidung mit dem Vorbehaltsgebiet Forschung FoO3 des ROP 2021.

3 Informativische Darstellung eines langfristigen Ausbaus

Der vorliegende Flächenentwicklungsplan trifft Festlegungen zur Erreichung des Ausbauziels von mindestens 30 GW bis zum Jahr 2030. Ziel dieses Anhangs ist die informativische Darstellung der nächsten Schritte zur Erreichung der langfristigen Ausbauziele nach § 1 WindSeeG von mindestens 40 GW bis 2035 und mindestens 70 GW bis 2045.

Dabei ist bereits die planerische Grundlage für ein Übertreffen des gesetzlichen Ausbauziels von mindestens 40 GW bis 2035 angelegt. Bis 2035 ist bereits ein Ausbaustand von 50 GW absehbar.

Es ist mit Flächengewinnen für die Windenergie auf See innerhalb der Schifffahrtsroute SN10 zu rechnen. Diese Flächen haben voraussichtlich ein zusätzliches Potenzial von 8 GW bis 10 GW. Damit sind wesentliche Erfolge bei der Flächensicherung für die Erreichung auch des 70 GW-Ziels erzielt worden.

Es wird darauf hingewiesen, dass es sich bei dieser informativischen Darstellung um einen vorläufigen, groben Planungsstand handelt, zu welchem sich im Prozess der kommenden Fortschreibungen des FEP noch Änderungen ergeben werden.

3.1 Ausblick auf Gebiete und installierbare Gesamtleistung

Für die Erreichung der langfristigen Ausbauziele ist zu berücksichtigen, dass bedingt durch den zukünftig zu erwartenden Rück- und Neubau von Netzanbindungssystemen und Windparks im Zuge einer Nachnutzung von Flächen auf Teilen der Windenergieflächen zeitweise keine Netzeinspeisung möglich sein wird. Die insgesamt für die Windenergienutzung vorzusehenden Flächen müssen daher für den zeitgleichen Betrieb einer installierten Leistung von mindestens 70 GW zuzüglich weiterer Flächen, auf denen durch Rückbau- bzw. Neubauaktivitäten

zeitweise keine Einspeisung erfolgt, ausreichen. Der durchschnittliche Anteil an Flächen, auf welchen keine Einspeisung erfolgen kann, hängt von unterschiedlichen Faktoren ab und kann derzeit noch nicht sicher beziffert werden. Wesentlich dabei sind die Betriebsdauer von OWP und Netzanbindung sowie der Zeitraum zwischen Betriebsende eines alten und Inbetriebnahme eines neuen OWP. Aktuell wird davon ausgegangen, dass unter der vorläufigen Annahme einer durchschnittlichen Nichtverfügbarkeit von 10 Prozent der Flächen insgesamt Flächen mit einem theoretischen Potenzial von etwa 78 GW für die Erreichung der Ausbauziele erforderlich sein werden. Eine genauere Einschätzung des Bedarfs an Flächen- und Gebietsfestlegungen wird im Zusammenhang mit der geplanten Klärung offener Fragen zur Nachnutzung im Rahmen der nächsten Fortschreibung des FEP erwartet.

Der ROP 2021 legt Vorrang- und Vorbehaltsgebiete für Windenergie auf See fest. Diese reichen auch bei hohen Leistungsdichten und unter Berücksichtigung zusätzlicher Windenergiegebiete im Küstenmeer nicht aus, um Windenergieanlagen auf See mit einer Gesamtleistung von 70 GW zu realisieren. Daher ist die Ausweisung von weiteren Gebieten für die Erreichung der Ausbauziele erforderlich.

Mit zusätzlichen Gebieten für die Windenergienutzung auf See wird innerhalb der Schifffahrtsroute SN10 in der AWZ der Nordsee gerechnet. Bereits der ROP 2021 legt Teile dieser Schifffahrtsroute als befristetes Vorranggebiet für die Schifffahrt bis zum 31.12.2035 fest. In der Begründung wird auf die Prüfung verkehrslenkender Maßnahmen durch die Bundesregierung in Abstimmung mit den Nachbarländern Niederlande und Dänemark verwiesen, die bei positivem Ergebnis zu zusätzlichen Gebieten für die Windenergie führen könnten.

Vor dem Hintergrund der erhöhten Ausbauziele für Windenergie auf See wurde die Prüfung verkehrslenkender Maßnahmen mit hoher Priorität verfolgt und steht nun kurz vor dem Abschluss. Ein vorläufiges Ergebnis ist, dass eine Umwidmung von Gebieten, welche bisher für die Schifffahrt vorgesehen sind, zu Gebieten für die Windenergie möglich erscheint. Im Rahmen der Prüfung wurden unterschiedliche Varianten für zusätzliche Windenergiegebiete im Verkehrsraum der SN10 hinsichtlich ihrer Vereinbarkeit mit den Belangen der Schifffahrt untersucht (ABL Group, 2022). Ergänzend wurden die Varianten hinsichtlich ihrer Eignung für die Windenergienutzung, auch unter Berücksichtigung möglicher ertragsmindernder Effekte auf bereits festgelegte Windenergiegebiete, betrachtet (Dörenkämper, et al., 2023). Dabei wurde grundsätzlich zwischen Varianten eines Mittelstreifens von Windenergiegebieten, welcher die Schifffahrtsroute SN10 teilt, und Varianten der Randbebauung durch Windenergiegebiete mit einer zentralen Führung der Schifffahrtsroute SN10 unterschieden. In enger Abstimmung mit den Nachbarländern Niederlande und Dänemark hat sich die Randbebauung als bevorzugte Option herausgestellt, da sie unter Berücksichtigung der Belange der Schifffahrt eine gute Vereinbarkeit mit der Raumordnungsplanung aller betroffenen Länder erwarten lässt und gleichzeitig umfangreiche zusätzliche Gebiete für die Windenergienutzung in der deutschen AWZ ermöglichen würde. Abbildung 21 stellt unterschiedliche Varianten einer möglichen Randbebauung dar. Durch die direkte Nachbarschaft der Gebiete N-23 bis N-25 zu den Gebieten N-9 bis N-13 sind für diese Gebiete verstärkte ertragsmindernde Effekte zu erwarten. Die Darstellung zeigt neben den möglichen Änderungen im Bereich der Schifffahrtsroute SN10 eine Verschiebung der Schifffahrtsroute SN15, die sich als Ergebnis der niederländischen maritimen Raumordnungsplanung ergeben könnte.

Eine abschließende Entscheidung zur zukünftigen Führung der betroffenen Schifffahrtsrouten

kann erst nach Vorliegen der Abschlussergebnisse der schifffahrtsgutachterlichen Risikobewertung sowie erfolgreicher trilateralen Abstimmung mit den Niederlanden und Dänemark erfolgen. Für eine Festlegung von Windenergiegebieten innerhalb der bisherigen Schifffahrtsroute SN10 und eine Verschiebung der Schifffahrtsroute SN15 ist überdies ein Zielabweichungsverfahren zum ROP 2021 erforderlich.

Durch die zusätzlichen Gebiete ergäbe sich im aktuellen Zuschnitt im Vergleich zum Planungsstand auf der Grundlage des ROP 2021 voraussichtlich ein zusätzliches Potenzial von 8 GW bis 10 GW und damit eine theoretisch installierbare Gesamtleistung von 70 GW. Im weiteren Verfahren der schifffahrtsgutachterlichen Untersuchungen, der trilateralen Abstimmungen und der kommenden Fortschreibungen des FEP können noch Anpassungen an den Zuschnitten und den voraussichtlich zu installierenden Leistungen erforderlich werden.

Eine Einschätzung zum zukünftigen Bedarf an Anbindungssystemen ist aufgrund unsicherer Annahmen, wie beispielsweise zur zukünftig möglichen Übertragungskapazität je System, mit Unsicherheit behaftet. Für eine elektrische Anbindung einer installierten Gesamtleistung von 70 GW würden mit dem aktuellen Standardanbindungskonzept bei Annahme einer Übertragungskapazität von 2 GW zusätzlich zu den Festlegungen in diesem FEP voraussichtlich mindestens 16 zusätzliche Anbindungssysteme erforderlich. Zur Führung dieser Anbindungssysteme an Land ist die Festlegung weiterer GrenzkorridorKapazitäten zum Küstenmeer erforderlich.

3.2 Ausblick auf die Ausschreibungsjahre 2025 bis 2030

Für die kommende Fortschreibung des FEP ist entsprechend den Vorgaben von § 2a Wind-SeeG geplant, für die Ausschreibungsjahre 2025, 2026 und 2027 zusätzlich zu den in die-

sem FEP bereits festgelegten Ausschreibungsmengen jährlich Flächen mit einer zu installierenden Gesamtleistung von 2 GW, die nicht zentral voruntersucht werden, vorzusehen. Für die Jahre 2028 bis 2030 sind Festlegungen im Umfang von jährlich 4 GW vorgesehen, von denen grundsätzlich eine Hälfte zentral voruntersucht werden soll, und eine Hälfte ohne zentrale Voruntersuchung auszuschreiben ist. Die möglichen Ausschreibungsvolumina sind in Tabelle 1 dargestellt.

Unter Berücksichtigung der Realisierungszeiträume ergeben sich aus den Ausschreibungsmengen die in Tabelle 2 dargestellten möglichen jährlichen Inbetriebnahmevolumina. Mit diesen Mengen ist bereits für das **Jahr 2035** mit einer installierten Gesamtleistung von **rund 50 GW** zu rechnen. Diese Planung stimmt mit den Annahmen der am 03. November 2022 getroffenen Offshore-Vereinbarung zwischen dem Bund,

den Küstenländern und den zuständigen Übertragungsnetzbetreibern (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2022) überein. Das gesetzliche Ausbauziel von 40 GW bis 2035 wird damit deutlich übertroffen.

Es ist davon auszugehen, dass unter Berücksichtigung der Kriterien nach § 5 Abs. 4 Wind-SeeG zunächst Windenergieanlagen auf See innerhalb der in Abbildung 21 informatorisch dargestellten Gebiete N-23, N-24 und N-25 in Betrieb genommen werden sollen. Flächen für die drauffolgenden Ausschreibungen könnten entsprechend in den küstenferneren Gebieten nordwestlich der Schifffahrtsroute SN10 liegen.

Tabelle 3 und Tabelle 4 ergänzen die in grau dargestellten Festlegungen in diesem FEP differenziert nach der Art ihrer Voruntersuchung um voraussichtliche zukünftige Ausschreibungen für die Ausschreibungsjahre bis 2028.

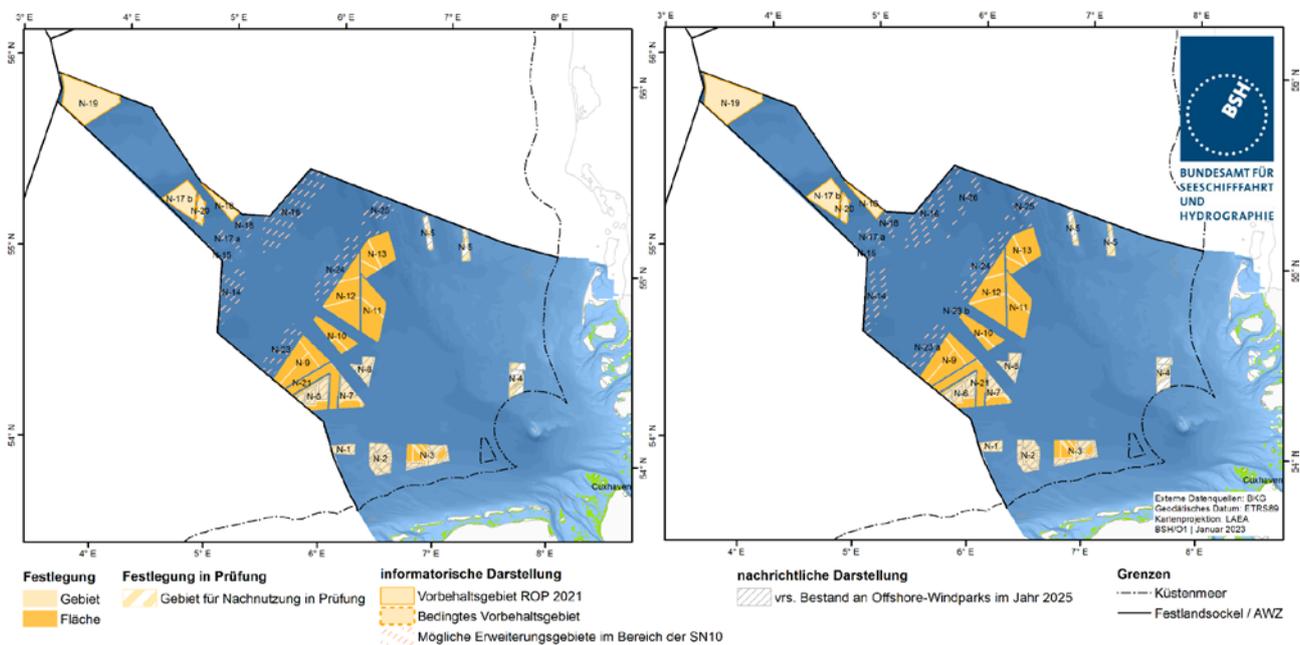


Abbildung 21: Informatorische Darstellung möglicher zukünftiger Gebiete für Windenergie auf See

Tabelle 13: Ausblick voraussichtliche jährliche Ausschreibungsvolumina für die Jahre 2025 bis 2030

| Ausschreibungsvolumen pro Jahr [MW] | | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|-----------------------------|-----------------------|-----------------------|-------|-------|-------|-------|
| Vorgabe § 2a | | 3.000 bis 5.000 | 3.000 bis 5.000 | 4.000 | 4.000 | 4.000 | 4.000 |
| Festlegungen FEP 2023 | zentral voruntersucht | 2.500 | 1.500 | 2.000 | | | |
| | nicht zentral voruntersucht | 0 | 0 | 0 | | | |
| Voraussichtliche Festlegung zukünftige FEP Fortschreibung | zentral voruntersucht | 0 | 0 | 0 | 2.000 | 2.000 | 2.000 |
| | nicht zentral voruntersucht | 2.000 | 2.000 | 2.000 | 2.000 | 2.000 | 2.000 |
| Summe Ausschreibungsvolumen | | 4.500 | 3.500 | 4.000 | 4.000 | 4.000 | 4.000 |

Tabelle 14: Ausblick voraussichtliche jährliche Inbetriebnahmevolumina für die Jahre 2030 bis 2035

| Inbetriebnahmevolumen pro Jahr [MW] | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Festlegungen FEP 2023 | 9.500 | 4.000 | 2.000 | | | |
| Voraussichtliche Festlegung zukünftige FEP Fortschreibung | | | 2.000 | 4.000 | 4.000 | 4.000 |
| Summe Inbetriebnahmevolumina | 9.500 | 4.000 | 4.000 | 4.000 | 4.000 | 4.000 |

Tabelle 15: Vorläufige Übersicht der Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme für Windenergieanlagen auf See und der zugehörigen Offshore-Anbindungsleitungen einschließlich der jeweiligen Quartale (QI – QIV) im Kalenderjahr – Flächen mit zentraler Voruntersuchung.

| Bezeichnung Fläche | Vrs. zu installierende Leistung [MW] | Ausschreibungsjahr | Inbetriebnahme der auf den Flächen jeweils bezuschlagten WEA | Einzug parkinterne Verkabelung der bezuschlagten WEA in Plattform | Bezeichnung Netz-anbindung | Inbetriebnahme Netz-anbindung |
|--------------------|--------------------------------------|--------------------|--|---|----------------------------|-------------------------------|
| N-3.7 | 225 | 2021 | 2026 (QIII) | n/a | NOR-3-3 | n/a |
| N-3.8 | 433 | 2021 | 2026 (QIII) | n/a | | |
| O-1.3 | 300 | 2021 | 2026 (QIII) | 2026 (QII) | OST-1-4 | 2026 (QIII) |
| N-7.2 | 980 | 2022 | 2027 (QIV) | 2027 (QIII) | NOR-7-2 | 2027 (QIV) |
| N-3.5 | 420 | 2023 | 2028 (QIII) | 2028 (QI) | NOR-3-2 | 2028 (QIII) |
| N-3.6 | 480 | 2023 | 2028 (QIII) | 2028 (QII) | | |
| N-6.6 | 630 | 2023 | 2028 (QIV) | 2028 (QI) | NOR-6-3 | 2028 (QIV) |
| N-6.7 | 270 | 2023 | 2028 (QIV) | 2028 (QII) | | |
| N-9.1 | 2.000 | 2024 | 2029 (QIII) | 2029 (QI-II) | NOR-9-1 | 2029 (QIII) |
| N-9.2 | 2.000 | 2024 | 2029 (QIII) | 2029 (QI-II) | NOR-9-2 | 2029 (QIII) |

| Bezeichnung Fläche | Vrs. zu installierende Leistung [MW] | Ausschreibungsjahr | Inbetriebnahme der auf den Flächen jeweils bezuschlagten WEA | Einzug parkinterne Verkabelung der bezuschlagten WEA in Plattform | Bezeichnung Netz-anbindung | Inbetriebnahme Netz-anbindung |
|-------------------------------------|--------------------------------------|--------------------|--|---|----------------------------|-------------------------------|
| N-9.3 | 1.500 | 2024 | 2029 (QIV) | 2029 (QI) | NOR-9-3 | 2029 (QIV) |
| N-10.2 | 500 | 2025 | 2030 (QIII) | 2030 (QI) | | |
| N-10.1 | 2.000 | 2025 | 2030 (QIII) | 2030 (QI-II) | NOR-10-1 | 2030 (QIII) |
| N-13.1 | 500 | 2026 | 2031 (QIII) | 2031 (QII) | NOR-11-2 | 2031 (QIII) |
| N-13.2 | 1.000 | 2026 | 2031 (QIII) | 2031 (QII) | NOR-13-1 | 2031 (QIII) |
| N-21.1 | 2.000 | 2027 | 2032 (QIII) | 2032 (QI-II) | NOR-21-1 | 2032 (QIII) |
| innerhalb von Erweiterungsgebieten* | 2.000 | 2028 | 2033 (QIII) | 2033 (QI-II) | n/a | 2033 (QIII) |

* Bei den Angaben in dieser Zeile handelt es sich um vorläufige Annahmen zu Gebieten, welche voraussichtlich im Bereich der bisherigen Schifffahrtsroute SN10 liegen werden, aber in diesem FEP nicht festgelegt werden. Eine konkrete Darstellung und Bezeichnung von Flächen ist für diese Gebiete noch nicht möglich. Es ist jeweils die Festlegung einer Fläche oder mehrerer Flächen mit einer zu installierenden Gesamtleistung von 2.000 MW denkbar.

Tabelle 16: Vorläufige Übersicht der Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme für Windenergieanlagen auf See und der zugehörigen Offshore-Anbindungsleitungen einschließlich der jeweiligen Quartale (QI – QIV) im Kalenderjahr – Flächen ohne zentrale Voruntersuchung.

| Bezeichnung Fläche | Vrs. zu installierende Leistung [MW] | Ausschreibungsjahr | Inbetriebnahme der auf den Flächen jeweils bezuschlagten WEA | Einzug parkinterne Verkabelung der bezuschlagten WEA in Plattform | Bezeichnung Netz-anbindung | Inbetriebnahme Netz-anbindung |
|-------------------------------------|--------------------------------------|--------------------|--|---|----------------------------|-------------------------------|
| N-11.1 | 2.000 | 2023 | 2030 (QIII) | 2030 (QI-II) | NOR-11-1 | 2030 (QIII) |
| N-12.1 | 2.000 | 2023 | 2030 (QIII) | 2030 (QI-II) | NOR-12-1 | 2030 (QIII) |
| N-12.2 | 2.000 | 2023 | 2030 (QIV) | 2030 (QI-II) | NOR-12-2 | 2030 (QIV) |
| O-2.2 | 1.000 | 2023 | 2030 (QIII) | 2030 (QI-II) | OST-2-4 | 2030 (QIII) |
| N-11.2 | 1.500 | 2024 | 2031 (QIII) | 2031 (QI) | NOR-11-2 | 2031 (QIII) |
| N-12.3 | 1.000 | 2024 | 2031 (QIII) | 2031 (QI) | NOR-13-1 | 2031 (QIII) |
| innerhalb von Erweiterungsgebieten* | 2.000 | 2025 | 2032 (QIII) | 2032 (QI-II) | n/a | 2032 (QIII) |
| | 2.000 | 2026 | 2033 (QIII) | 2033 (QI-II) | n/a | 2033 (QIII) |
| | 2.000 | 2027 | 2034 (QIII) | 2034 (QI-II) | n/a | 2034 (QIII) |
| | 2.000 | 2028 | 2035 (QIII) | 2035 (QI-II) | n/a | 2035 (QIII) |

* Bei den Angaben in diesen Zeilen handelt es sich um vorläufige Annahmen zu Gebieten, welche voraussichtlich im Bereich der bisherigen Schifffahrtsroute SN10 liegen werden, aber in diesem FEP nicht festgelegt werden. Eine konkrete Darstellung und Bezeichnung von Flächen ist für diese Gebiete noch nicht möglich. Es ist jeweils die Festlegung einer Fläche oder mehrerer Flächen mit einer zu installierenden Gesamtleistung von 2.000 MW denkbar.

4 Übersichtstabelle

Tabelle 17: Übersichtstabelle Festlegungen und informatorischer Ausblick für Flächen und Netzanbindungssysteme

| Kalenderjahr Inbetriebnahme | Flächenbezeichnung | Kalenderjahr Ausschreibung | Kalenderjahr / Quartal Inbetriebnahme | Vrs. zu installierende Leistung [MW] | Inbetriebnahme je Kalenderjahr [MW] | Bezeichnung Netzanbindungssystem | Kalenderjahr / Quartal Inbetriebnahme | Übertragungskapazität [MW] | Grenzkorridor zum Küstenmeer |
|--|--------------------------------------|----------------------------|---------------------------------------|--------------------------------------|-------------------------------------|----------------------------------|---------------------------------------|----------------------------|------------------------------|
| 2026 | N-3.7 | 2021 | 2026 (QIII) | 225 | 958 | NOR-3-3 | n/a | 900 | N-II |
| | N-3.8 | 2021 | 2026 (QIII) | 433 | | | | | |
| | O-1.3 | 2021 | 2026 (QIII) | 300 | | | | | |
| 2027 | N-7.2 | 2022 | 2027 (QIV) | 980 | 980 | NOR-7-2 | 2026 (QIII) 2027 (QIV) | 980 | N-V |
| | N-3.5 | 2023 | 2028 (QIII) | 420 | | | | | |
| 2028 | N-3.6 | 2023 | 2028 (QIII) | 480 | 1.800 | NOR-3-2 | 2028 (QIII) | 900 | N-II |
| | N-6.6 | 2023 | 2028 (QIV) | 630 | | | | | |
| | N-6.7 | 2023 | 2028 (QIV) | 270 | | | | | |
| 2029 | N-9.1 | 2024 | 2029 (QIII) | 2.000 | 5.500 | NOR-9-1 | 2029 (QIII) | 2.000 | N-II |
| | N-9.2 | 2024 | 2029 (QIII) | 2.000 | | | | | |
| | N-9.3 | 2024 | 2029 (QIV) | 1.500 | | | | | |
| 2030 | N-10.2 | 2025 | 2030 (QIII) | 500 | 9.500 | NOR-9-3 | 2029 (QIV) | 2.000 | N-III |
| | N-12.1 | 2023* | 2030 (QIII) | 2.000 | | | | | |
| | N-12.2 | 2023* | 2030 (QIV) | 2.000 | | | | | |
| | O-2.2 | 2023* | 2030 (QIII) | 1.000 | | | | | |
| | N-10.1 | 2025 | 2030 (QIII) | 2.000 | | | | | |
| | N-11.1 | 2023* | 2030 (QIII) | 2.000 | | | | | |
| | NOR-12-1 | 2030 (QIII) | 2.000 | N-III | | | | | |
| NOR-12-2 | 2030 (QIV) | 2.000 | N-V | | | | | | |
| OST-2-4 | 2030 (QIII) | 2.000 | O-I | | | | | | |
| NOR-10-1 | 2030 (QIII) | 2.000 | N-II | | | | | | |
| NOR-11-1 | 2030 (QIII) | 2.000 | N-V | | | | | | |
| 2031 | N-11.2 | 2024* | 2031 (QIII) | 1.500 | 4.000 | NOR-11-2 | 2031 (QIII) | 2.000 | N-III |
| | N-13.1 | 2026 | 2031 (QIII) | 500 | | | | | |
| | N-12.3 | 2024* | 2031 (QIII) | 1.000 | | | | | |
| | N-13.2 | 2026 | 2031 (QIII) | 1.000 | | | | | |
| 2032 | N-21.1 | 2027 | 2032 (QIII) | 2.000 | 4.000 | NOR-21-1 | 2032 (QIII) | 2.000 | N-II |
| | | 2025* | 2032 (QIII) | 2.000 | | | | | |
| 2033 | Innerhalb von Erweiterungsgebieten** | 2028 | 2033 (QIII) | 2.000 | 4.000 | n/a | 2032 (QIII) | 2.000 | n/a |
| | | 2026* | 2033 (QIII) | 2.000 | | | | | |
| 2034*** | | 2027* | 2034 (QIII) | 2.000 | 2.000*** | n/a | 2033 (QIII) | 2.000 | n/a |
| 2035*** | | 2028* | 2035 (QIII) | 2.000 | 2.000*** | n/a | 2034 (QIII) | 2.000 | n/a |
| | | | | | | n/a | 2035 (QIII) | 2.000 | n/a |
| Summe Festlegungen und informatorischer Ausblick FEP | | | | | 34.738 | | | | |
| Voraussichtlicher Bestand 2025 | | | | | 10.800 | | | | |
| OWP Gennaker (Küstenmeer Mecklenburg-Vorpommern) | | | | | 900 | | | | |
| Summe** | | | | | 46.438 | | | | |

* Diese Ausschreibungen erfolgen als Ausschreibung für nicht zentral voruntersuchte Flächen. Der Zeitraum zwischen Ausschreibung und Inbetriebnahme ist entsprechend verlängert.

** Bei den farblich hervorgehobenen Angaben in dieser Zeile handelt es sich um vorläufige Annahmen zu Gebieten, welche voraussichtlich im Bereich der bisherigen Schifffahrtsroute SN10 liegen werden, aber in diesem FEP nicht festgelegt werden. Eine konkrete Darstellung und Bezeichnung von Flächen ist für diese Gebiete noch nicht möglich. Es ist jeweils die Festlegung einer Fläche oder mehrerer Flächen mit einer zu installierenden Gesamtleistung von 2.000 MW denkbar.

*** Für die Inbetriebnahme in den Jahren 2034 und 2035 sollen weitere zentral voruntersuchte Flächen im Umfang von jährlich 2.000 MW festgelegt werden, sodass im Jahr 2035 eine voraussichtlich installierte Leistung von rund 50 GW erreicht wird.