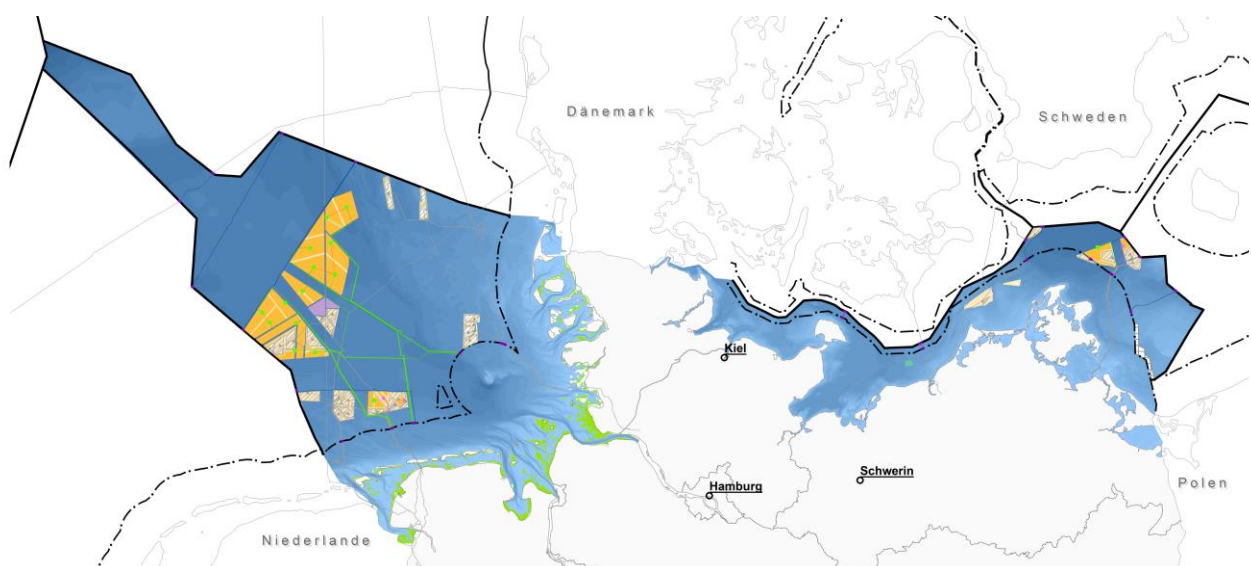


2. Entwurf

Flächenentwicklungsplan

Inoffizielle Änderungsfassung

In dieser inoffiziellen Änderungsfassung sind alle wesentlichen inhaltlichen Änderungen im Vergleich zum Entwurf des Flächenentwicklungsplans vom 01.07.2022 farblich gekennzeichnet. Redaktionelle Änderungen sowie Änderungen in Tabellen und Abbildungen werden aus Gründen der besseren Lesbarkeit nicht mit angezeigt. Die inoffizielle Änderungsfassung dient ausschließlich als zusätzliches Angebot, es gilt die offizielle Fassung.



Hamburg, 28. Oktober 2022

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	13
4	Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme	15
5	Standardisierte Technikgrundsätze	17
	5.1 Standardkonzept Gleichstromsystem	17
	5.2 Schnittstelle zwischen ÜNB und OWP-Vorhabensträger	17
	5.3 Selbstgeführte Stromrichter	18
	5.4 Übertragungsspannung +/- 525 kV	18
	5.5 Standardleistung 2.000 MW	18
	5.6 Ausführung mit metallischem Rückleiter	18
	5.7 Anschluss auf der Konverterplattform / vorzuhaltende Schaltfelder	18
	5.8 Voraussetzungen für Verbindungen untereinander / vorzuhaltende Schaltfelder	19
	5.9 66 kV-Direktanbindungskonzept	19
	5.10 Grenzüberschreitende Seekabelsysteme: Gebündeltes Seekabelsystem	19
	5.11 Grenzüberschreitende Seekabelsysteme: Berücksichtigung Gesamtsystem	19
6	Planungsgrundsätze	20
	6.1 Allgemeine Grundsätze	20
	6.2 Flächen und Windenergieanlagen auf See sowie sonstige Energiegewinnungsbereiche und -anlagen	26
	6.3 Plattformen	27
	6.4 Seekabelsysteme	28
	6.5 Möglichkeiten der Abweichung	30
7	Pilotwindenergieanlagen	32
8	Sonstige Energiegewinnungsbereiche	33

III.	Begründung	37
1	Gebiete und Flächen	39
2	Leitungen	46
2.1	Grenzkorridore zum Küstenmeer	46
2.2	Netzanbindungssysteme	48
2.3	Grenzüberschreitende Stromleitungen	50
2.4	Verbindungen zwischen Anlagen untereinander	51
3	Festlegungen für das Küstenmeer	54
4	Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme	57
5	Standardisierte Technikgrundsätze	59
5.1	Standardkonzept Gleichstromsystem	59
5.2	Schnittstelle zwischen ÜNB und OWP-Vorhabensträger	59
5.3	Selbstgeführte Technologie	60
5.4	Übertragungsspannung +/- 525 kV	60
5.5	Standardleistung 2.000 MW	61
5.6	Ausführung mit metallischem Rückleiter	61
5.7	Anschluss auf der Konverterplattform / vorzuhaltende Schaltfelder	62
5.8	Voraussetzungen für Verbindungen untereinander / vorzuhaltende Schaltfelder	62
5.9	Direktanbindungskonzept	63
5.10	Grenzüberschreitende Seekabelsysteme: Gebündeltes Seekabelsystem	63
5.11	Grenzüberschreitende Seekabelsysteme: Berücksichtigung Gesamtsystem	64
6	Planungsgrundsätze	65
6.1	Allgemeine Grundsätze	65
6.2	Flächen und Windenergieanlagen auf See sowie sonstige Energiegewinnungsbereiche und -anlagen	81
6.3	Plattformen	83
6.4	Seekabelsysteme	83
7	Pilotwindenergieanlagen	88
8	Sonstige Energiegewinnungsbereiche	89
IV.	Übereinstimmung der Festlegungen mit privaten und öffentlichen Belangen	92
1	Gesetzliche Ausschlussgründe	93

1.1	Übereinstimmung mit den Erfordernissen der Raumordnung	93
1.2	Keine Gefährdung der Meeresumwelt	94
1.3	Keine Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs	94
1.4	Keine Beeinträchtigung der Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung	95
1.5	Vereinbarkeit der Festlegungen mit dem Schutzzweck gesetzlich ausgewiesener Schutzgebiete	95
2	Sonstige überwiegende öffentliche und private Belange	96
3	Zulässigkeit der Festlegung der Gebiete	97
4	Zulässigkeit der Festlegung der Flächen	99
5	Zulässigkeit weiterer Festlegungen	100
6	Zielabweichungsverfahren	101
6.1	Sachverhalt	101
6.2	Rechtliche Prüfung	103
6.3	Ergebnis der Prüfung	105
V.	Zusammenfassende Umwelterklärung und Überwachungsmaßnahmen	106
VI.	Literaturverzeichnis	107
Anhang		
1	Kartenteil	109
2	Übersichtstabelle	115
3	Informatorische Darstellung eines langfristigen Ausbaus	116

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: Festgelegter Konverterstandort OST-2-4 am nördlichen Rand der Fläche O-2.2 und zwei Alternativstandorte	8
Abbildung 4: Festlegungen zu Leitungen in der AWZ der Nordsee.	11
Abbildung 5: Festlegungen zu Leitungen in der AWZ der Ostsee.	12
Abbildung 6: Festlegungen im Küstenmeer der Ostsee	14
Abbildung 7: Sonstiger Energiegewinnungsbereich SEN-1 in der AWZ der Nordsee.	34
Abbildung 8: Variante A zum möglichen Zuschnitt von SEN-1 und SEN-2.	35
Abbildung 9: Variante B zum möglichen Zuschnitt von SEN-1 und SEN-2.	36
Abbildung 10: 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 (Szenario 2) (Dörenkämper, et al., 2022)	43
Abbildung 11: Festlegungen für Verbindungen zwischen Anlagen untereinander: Illustration möglicher Trassenlängen für Verbindungen untereinander in Form von Ellipsen	52
Abbildung 12: Übersichtskarte zur niederländischen ausschließlichen Wirtschaftszone zum geplanten Ausbau der Windenergie (Dutch Ministry of Infrastructure and Water Management, 2021, S. 112)	102
Abbildung 13: Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee - Kartenteil Nordsee	109
Abbildung 14: Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee - Kartenteil Ostsee	109
Abbildung 15: Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee - Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Schifffahrt in der Nordsee	110
Abbildung 16: Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee - Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Schifffahrt in der Ostsee	110
Abbildung 17: Festlegungen für Gebiete, Flächen und sonstigen Energiegewinnungsbereiche in der AWZ der Nordsee und Rohrleitungen	111
Abbildung 18: FEP Zonen (neuer Zuschnitt)	112
Abbildung 19: Festlegungen für Gebiete, Flächen, sonstige Energiegewinnungsbereiche und nachrichtliche Darstellung von Planungsständen für Windenergie auf See in den benachbarten AWZ der Nordsee	112
Abbildung 20: Festlegungen für Gebiete und Flächen und nachrichtliche Darstellung von Planungsständen für Windenergie auf See in den benachbarten AWZ der Ostsee	113
Abbildung 21: Unterscheidung der festgelegten Flächen hinsichtlich der Art ihrer Voruntersuchung in der AWZ der Nordsee	113
Abbildung 22: Unterscheidung der festgelegten Flächen hinsichtlich der Art ihrer Voruntersuchung in der AWZ der Ostsee	114

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.....	15
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. ...	16
Tabelle 8: Für Pilotwindenergieanlagen verfügbare Netzanbindungskapazitäten	32
Tabelle 9: Übersicht Festlegung von sonstigen Energiegewinnungsbereichen	33
Tabelle 10: Plausibilisierung der voraussichtlich zu installierenden Leistung.....	45
Tabelle 11: Übersichtstabelle Festlegungen für Flächen und Netzanbindungssysteme	115

Abkürzungsverzeichnis

AC	Drehstrom
BAW	Bundesanstalt für Wasserbau
BFO-N	Bundesfachplan Offshore Nordsee
BFO-O	Bundesfachplan Offshore Ostsee
BMDV	Bundesministerium für Digitales und Verkehr
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
DC	Gleichstrom
DIN	Deutsches Institut für Normung
DIN EN	Deutsches Institut für Normung, Europäische Norm
ESCA	European Subsea Cables Association
FEP	Flächenentwicklungsplan
GIS	Gasisolierte Schaltanlage
GW	Gigawatt
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
ICPC	International Cable Protection Committee
kV	Kilovolt
LEP M-V	Landesraumentwicklungsprogramm Mecklenburg-Vorpommern
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))
MW	Megawatt
NVP	Netzverknüpfungspunkt
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)
ROP	Raumordnungsplan
SF ₆	Schwefelhexafluorid
sm	Seemeile
SOLF	Standard Offshore-Luftfahrt für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone
SRÜ	Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen
StUK	Standard "Untersuchung von Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen"
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)
VSC	voltage sourced converter (selbstgeführter Konverter)
WEA	Windenergieanlage
WindSeeV	Verordnung zur Durchführung des Windenergie-auf-See-Gesetzes

Vorbemerkung: Der vorliegende Entwurf des Flächenentwicklungsplans (FEP) stützt sich auf den Gesetzentwurf der Bundesregierung eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften (BT-Drs. 20/1634 vom 02.05.2022 das WindSeeG in der Fassung, die am 01.01.2023 in Kraft treten wird¹, im Folgenden: WindSeeG-E). 2023. Der Gesetzesentwurf Das WindSeeG 2023 enthält Änderungen, die für die Festlegungen im FEP sowie für Prüfungen und Bewertungen im Rahmen der Umweltberichte Umweltberichte relevant sind.

I. Ziel

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

Die Festlegungen des FEP dienen der im übertragenden öffentlichen Interesse liegenden und der öffentlichen Sicherheit dienenden Errichtung von Windenergieanlagen auf See und Offshore-Anbindungsleitungen nach § 1 Abs. 3. und 4. Quartal 2022) ist die finale Fassung des neuen WindSeeG zu erwarten. Daher wird auch der FEP bis zu seiner voraussichtlichen Bekanntmachung Anfang 2023 alle gesetzlichen Änderungen im WindSeeG berücksichtigen können.

III. 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 Flächenentwicklungsplan im Hinblick auf die Nachnutzung.

Das Gebiet N-20 und Teile des Gebiets O-2 wurden im Raumordnungsplan (ROP) 2021 als bedingte Vorbehaltsgebiete festgelegt und stehen daher unter Prüfung.

Die Gebiete N-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 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 Bebauung der SN10 wird vor dem Jahr 2035 erfolgen müssen, abhängig von ihrer Ausgestaltung sind Auswirkungen auf den Zuschnitt der Zone 4 zu erwarten. Eine Randbebauung hätte

¹ Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See-Gesetz – WindSeeG) vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258, 2310), zuletzt geändert durch Art. 1 des Zweiten Ge-

setzes zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften vom 20.07.2022 (BGBl. I S. 1325 vom 28.07.2022).

voraussichtlich Auswirkungen auf den Energietrag der Flächen in der Zone 3.

Das Gebiet O-2 wurde im Raumordnungsplan (ROP) 2021 als bedingtes Vorbehaltsgebiet festgelegt. Die Bedingung ist nicht eingetreten, sodass EO2-West ab dem 1. Januar 2025 zu einem Vorbehaltsgebiet Windenergie werden wird. Eine Einschätzung der Bundeswehr zur Übungstätigkeit und eventuellen Einfluss auf die Hafenzufahrt Stettin steht aus. Es wird kein negativer Einfluss auf die Schifffahrt erwartet.

Das Gebiet N-21 und die Fläche N-21.1 werden ebenfalls als Gebiete in Prüfung festgelegt. Zudem wird das Gebiet N-11 und die Fläche N-11.1 räumlich vergrößert festgelegt. Da sich diese teilweise mit den Vorranggebieten Schifffahrt SN6 und SN12 aus dem ROP 2021 decken und ggf. noch weitere abschließende Konsultationen mit den Nachbarstaaten Dänemark und Niederlande erforderlich sind. Im Gebiet N-21 wird zudem die Fläche N-21.1 in Prüfung festgelegt. Für die voraussichtliche Festlegung der Gebiete N-21 und N-22 wird ein Zielabweichungsverfahren, wird im Rahmen des vorliegenden Fortschreibungsverfahrens ein Zielabweichungsverfahren durchgeführt. Einzelheiten zum Zielabweichungsverfahren finden sich unter IV werden. Es besteht im Rahmen des ; die Entscheidung über die Zielabweichungen mit Begründung wird nach Ende der Stellungnahmefrist zum vorliegenden Fortschreibungsverfahrens des FEP Gelegenheit zur Einsichtnahme in die möglichen Festlegungen zu N-21 und N-22. Ferner berücksichtigen die Umweltberichte zum vorliegenden zweiten Entwurf die Gebiete N-21 und N-22. des Flächenentwicklungsplans erstellt und in der Folge bekanntgegeben.

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. 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.

Für die Flächen N-11.1, N-11.2, N-12.1, N-12.2, N-12.3 sowie O-2.2 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 Zulassungsentscheidungen von Flächen in räumlicher Nähe wird hingewiesen.

Bei der Fläche O-2.2 besteht eine teilweise Überschneidung mit dem Forschungsgebiet FoO3 des ROP 2021. 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 (MAR-NET) auf der Position Arkona Becken. Es wird auf die weitergehenden, zu beachtenden Ausführungen in der Begründung in Kapitel III.1 verwiesen.

Für die Flächen N-11.2 und N-13 besteht eine teilweise Überschneidung mit einem Bereich namens GB3, indem das Thünen Institut Meeresforschung durchführt. Es wird auf die weitergehenden Ausführungen in der Begründung verwiesen.

Insgesamt kann mit den in Tabelle 1 dargestellten Flächen eine Leistung von voraussichtlich ca. 4824,7 GW errichtet werden. Zusammen mit den Windparks im Bestand und des bis zum Jahr 2026 zu erwartenden Zubaus lässt sich mit den im FEP 2023 festgelegten Flächen eine instal-

lierte Gesamtleistung von ca. ~~60~~36,5 GW realisieren. Damit sichert der FEP 2023 die Zielerreichung 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.

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	92	1.000
O-3	28			

* Gebiet für Nachnutzung in Prüfung

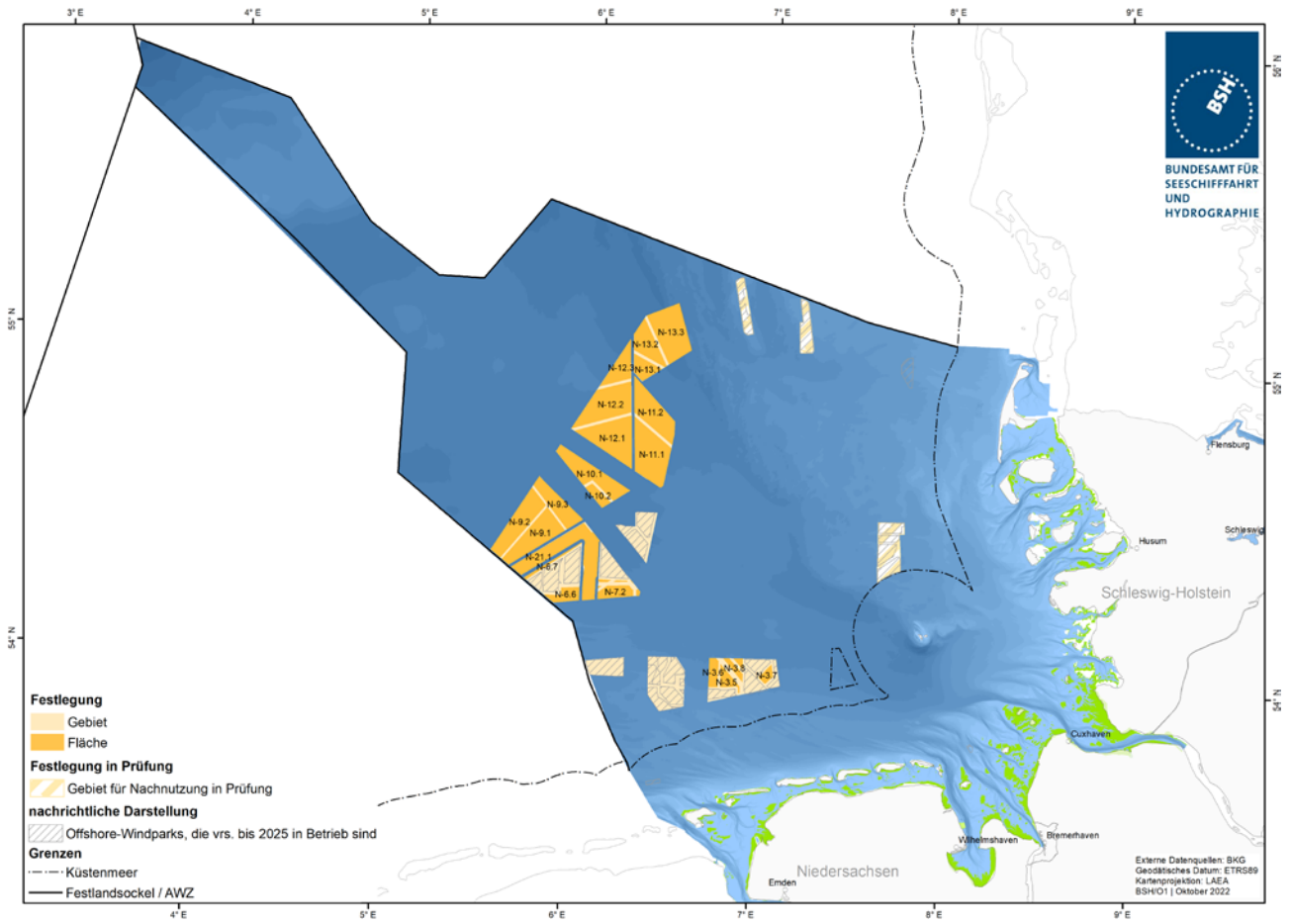


Abbildung 1: Festlegungen zu Gebieten und Flächen in der AWZ der Nordsee.

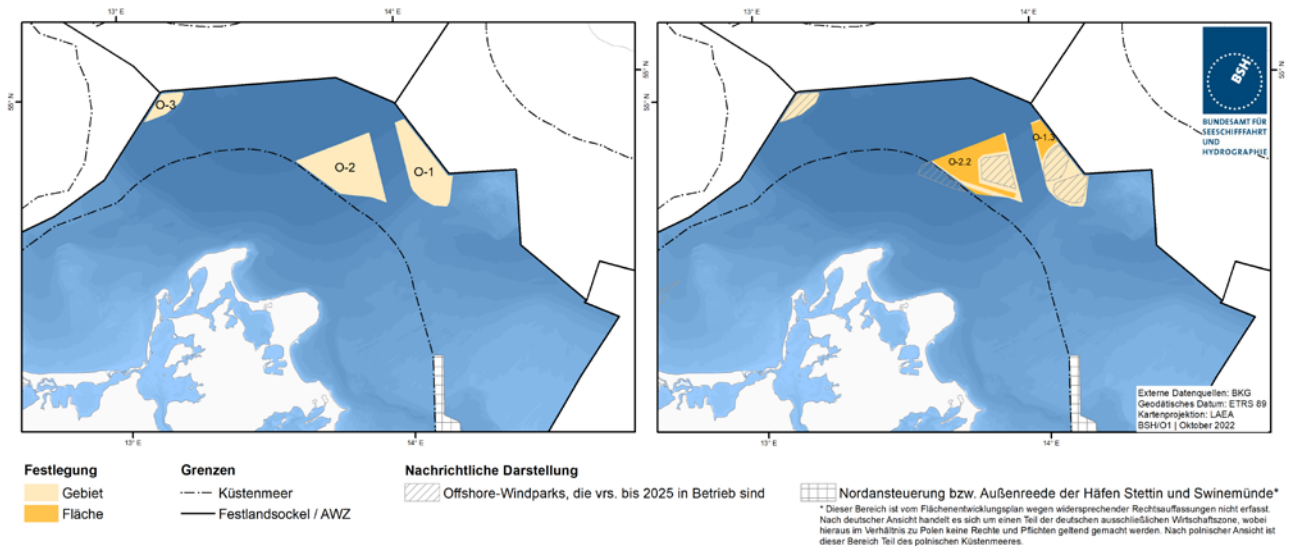


Abbildung 2: Festlegungen zu Gebieten und Flächen in der AWZ der Ostsee.

2 Leitungen

2.1 Grenzkorridore zum Küstenmeer

Nach § 5 Abs. 1 Nr. 8 WindSeeG-E 2023 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 (6) NOR-14-1 (7) NOR-15-1 (8) NOR-17-1 (9) NOR-17-2 (10) NOR-19-1 (11) NOR-19-2 (12) NOR-19-3 (13) NOR-20-1 (-) NeuConnect

Grenzkorridor	Seekabelsysteme
N-V	(1) NOR-7-2 (2) NOR-11-1 (3) NOR-12-2 (4) NOR-13-2 (5) NOR-16-1 (6) NOR-16-2 (7) NOR-18-1
N-IV	(1) NOR-4-2/HeWin2 (2) NOR-4-1/HeWin1 (3) NOR-5-1/SylWin1 (4) NordLink
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 (5) Seekabelsystem nach Dänemark
O-IV	(1) Kontek (2) Seekabelsystem nach Dänemark
O-V	(1) Seekabelsystem nach Dänemark
O-XIII	(1) Combined Grid Solution

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 lediglich nachrichtlich enthalten. Gegenüber der Stellungnahme der BNetzA haben sich auf Grundlage der Stellungnahme der Übertragungsnetzbetreib-

ber (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.

~~Die weiteren NVP beginnend mit dem Jahr der Inbetriebnahme 2032 müssen im kommenden Netzentwicklungsplan 2023-2037 identifiziert und durch die BNetzA bestätigt werden. Entsprechend befindet sich der Trassenverlauf der~~
Tabelle 3: Festlegungen für Netzanbindungssysteme

~~Anbindungssysteme mit Inbetriebnahme ab dem Jahr 2032 in Prüfung.~~

Mit den in Tabelle 3 festgelegten Anbindungssystemen können die festgelegten Flächen angebunden werden. ~~Gleichzeitig werden die auf den vorhandenen Grenzkorridoren zum Küstenmeer verfügbaren Kapazitäten nahezu vollständig ausgeschöpft. Es wird demnach~~ 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.

Netzanbindungssystem	Übertragungskapazität [MW]	Grenzkorridor	Nachrichtlich auf Grundlage der Stellungnahmen der BNetzA und der ÜNB:	
			Netzverknüpfungspunkt	Inbetriebnahme ²
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*	1.000	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.

² 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, quartalscharfe Festlegungen (siehe Kap. 4).

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 MW festgelegt. Eine Ausnahme hiervon stellt das Anbindungssystem OST-2-4 in der AWZ der Ostsee dar. Aufgrund der eingeschränkten Kapazität der anzubindenden Fläche O-2.2 wird für diese Netzanbindung ein alternatives Anbindungskonzept in Gleichstromtechnologie mit einer Übertragungsspannung von +/- 320 Kilovolt (kV) und einer Übertragungskapazität von 1.000 MW festgelegt. Wegen der weiteren standardisierten Technikgrundsätze für OST-2-4 wird auf die entsprechenden Festlegungen für Zone 1 und 2 der Nordsee des FEP 2020 verwiesen.

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

Nach § 5 Abs. 1 Nr. 6 WindSeeG-~~E~~ 2023 trifft der FEP Festlegungen über Standorte von Konverterplattformen, Sammelplattformen und, soweit ~~möglicher~~ 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 ~~66 kV~~-Direktanbindungskonzept werden demzufolge keine Umspannplattformen festgelegt.

Nach § 5 Abs. 1 Nr. 7 WindSeeG-~~E~~ 2023 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 Entwurfs vom 01.07.2022 konsultiert. Nach Angaben des zuständigen ÜNB werden neben dem festgelegten Standort am nördlichen Rand der Fläche O-2.2 kurzfristig zwei Alternativstandorte untersucht. Sofern das Ergebnis der Baugrunduntersuchungen des ÜNB zeigt, dass der festgelegte Standort nicht realisiert werden kann, ist einer der beiden Alternativstandorte zu wählen, wobei nach der erfolgten Konsultation der nördliche der beiden Alternativstandorte zu bevorzugen ist. Der ÜNB soll auf Grundlage der Baugrunduntersuchungen die Entscheidung über den Konverterstandort OST-2-4 schnellstmöglich bekannt 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 stellt neben dem festgelegten Konverterstandort OST-2-4 die beiden Alternativstandorte dar.

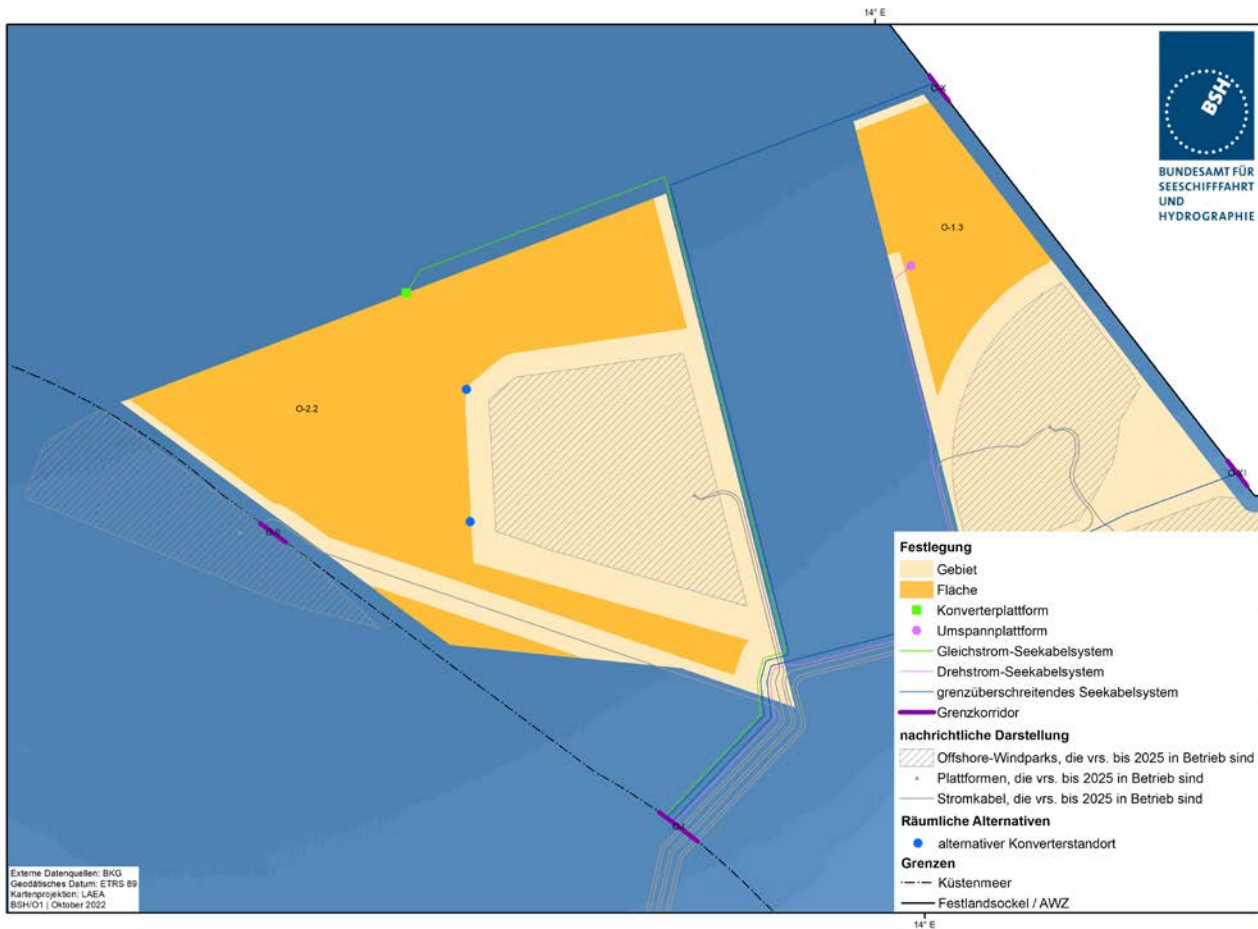


Abbildung 3: Festgelegter Konverterstandort OST-2-4 am nördlichen Rand der Fläche O-2.2 und zwei Alternativstandorte

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 wurde 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.

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-~~E~~ 2023 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 ~~lediglich~~ die räumlichen Voraussetzungen für etwaige Verbindungen untereinander. Die Entscheidung darüber, „ob“ und „wann“ eine Verbindung untereinander umgesetzt wird, wird im Einzelfall im Rahmen eines der BNetzA von den Netzbetreibern vorzulegenden Schadensminderungskonzepts festgelegt, ~~und steht insbesondere unter der Maßgabe der Wirtschaftlichkeit.~~ Tabelle 5 stellt die im FEP

festgelegten Trassen für Verbindungen zwischen Anlagen dar.

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	
-	-

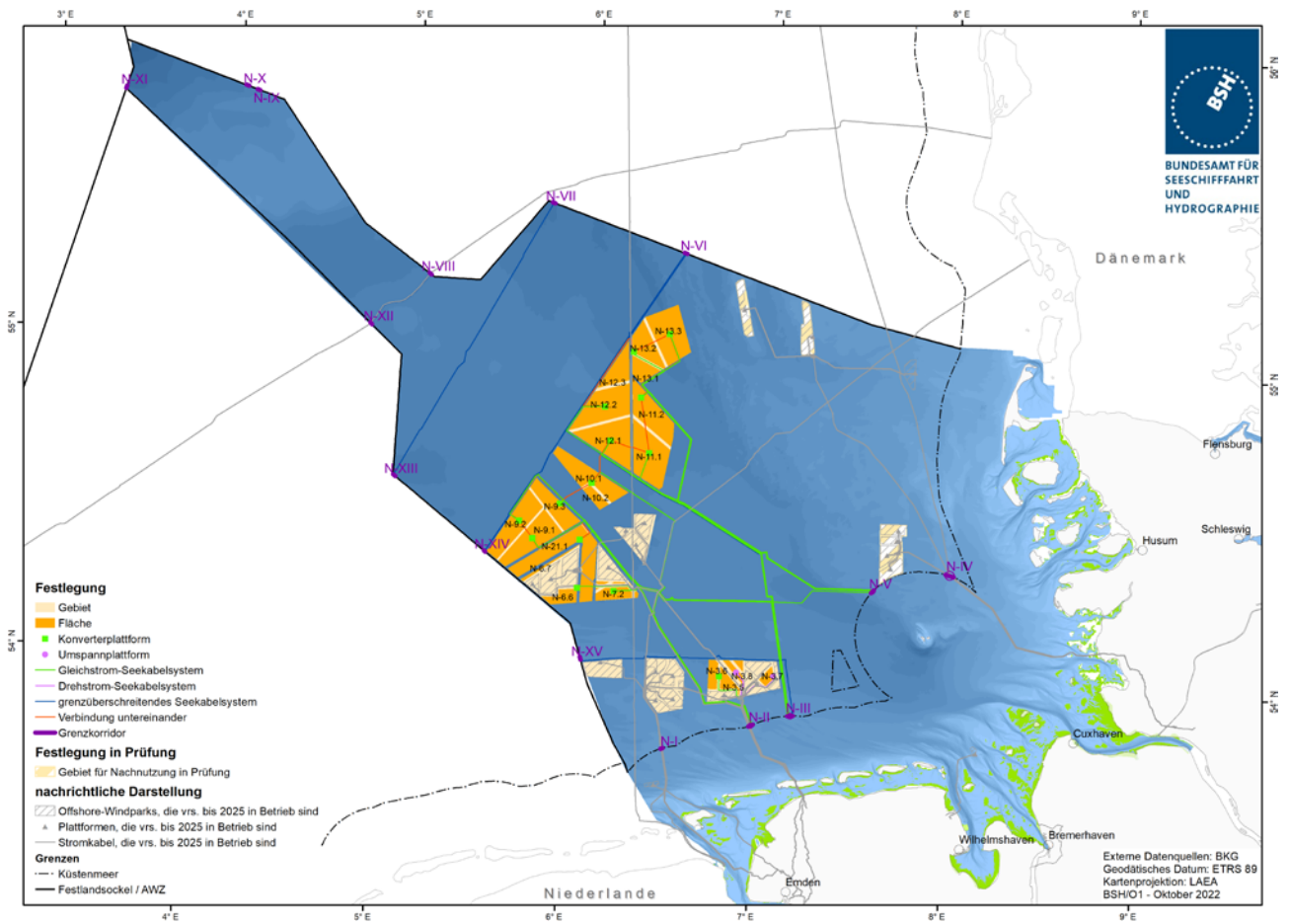


Abbildung 4: Festlegungen zu Leitungen in der AWZ der Nordsee.

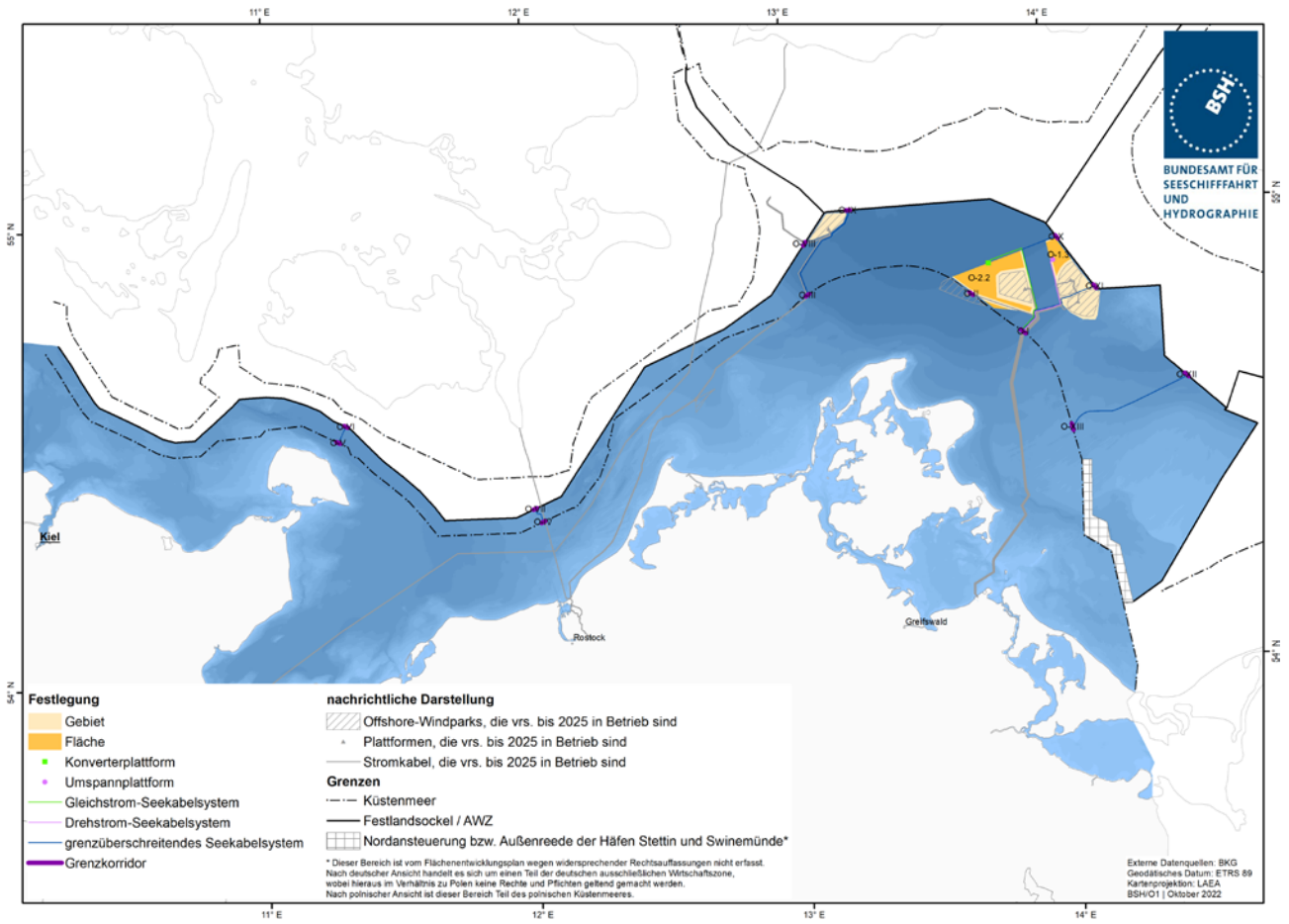


Abbildung 5: Festlegungen zu Leitungen in der AWZ der Ostsee.

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_s, 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.

Es erfolgt eine Festlegung des vom Land Mecklenburg-Vorpommern nördlich von Warnemünde ausgewiesenen Testfeldes ~~ist in Prüfung.~~ Das Verfahren zur Änderung des FEP 2020, welches mit Bekanntmachung des BSH vom 17.09.2021 eingeleitet worden ist, wird nicht separat fortgeführt. Es geht in der vorliegenden Fortschreibung des FEP 2020 auf.

Für die Anbindung wird eine Kapazität von 300 MW festgelegt. Technische Gegebenheiten der Testfeld-Anbindungsleitung werden nicht benannt.

Als Kalenderjahr, in dem die Testfeld-Anbindungsleitung in Betrieb genommen werden soll, wird das Jahr 2032 unter der Bedingung festgelegt, dass das Land Mecklenburg-Vorpommern bis zum [zu bestimmendes Datum, vgl. zugehörige Konsultationsfrage F.2] den Bedarf für diese Testfeld-Anbindungsleitung bekanntmacht.

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.

Fragen für die Konsultation

Testfeld und Testfeldanbindungsleitung

F.1 Wird eine von den Übertragungsnetzbetreibern errichtete und betriebene Testfeld-Anbindungsleitung mit einer Inbetriebnahme in 2032 oder eine Testfeld-eigene Anbindungsleitung (Errichtung und Betrieb nicht durch ÜNB) mit einer eventuell früheren Inbetriebnahme befürwortet?

F.2 Bis zu welchem Zeitpunkt muss die Bekanntgabe vom Land Mecklenburg-Vorpommern über den Bedarf der Testfeld-Anbindungsleitung, die durch den ÜNB errichtet und betrieben werden soll, erfolgen, um eine Inbetriebnahme dieser im Jahr 2032 zu ermöglichen?

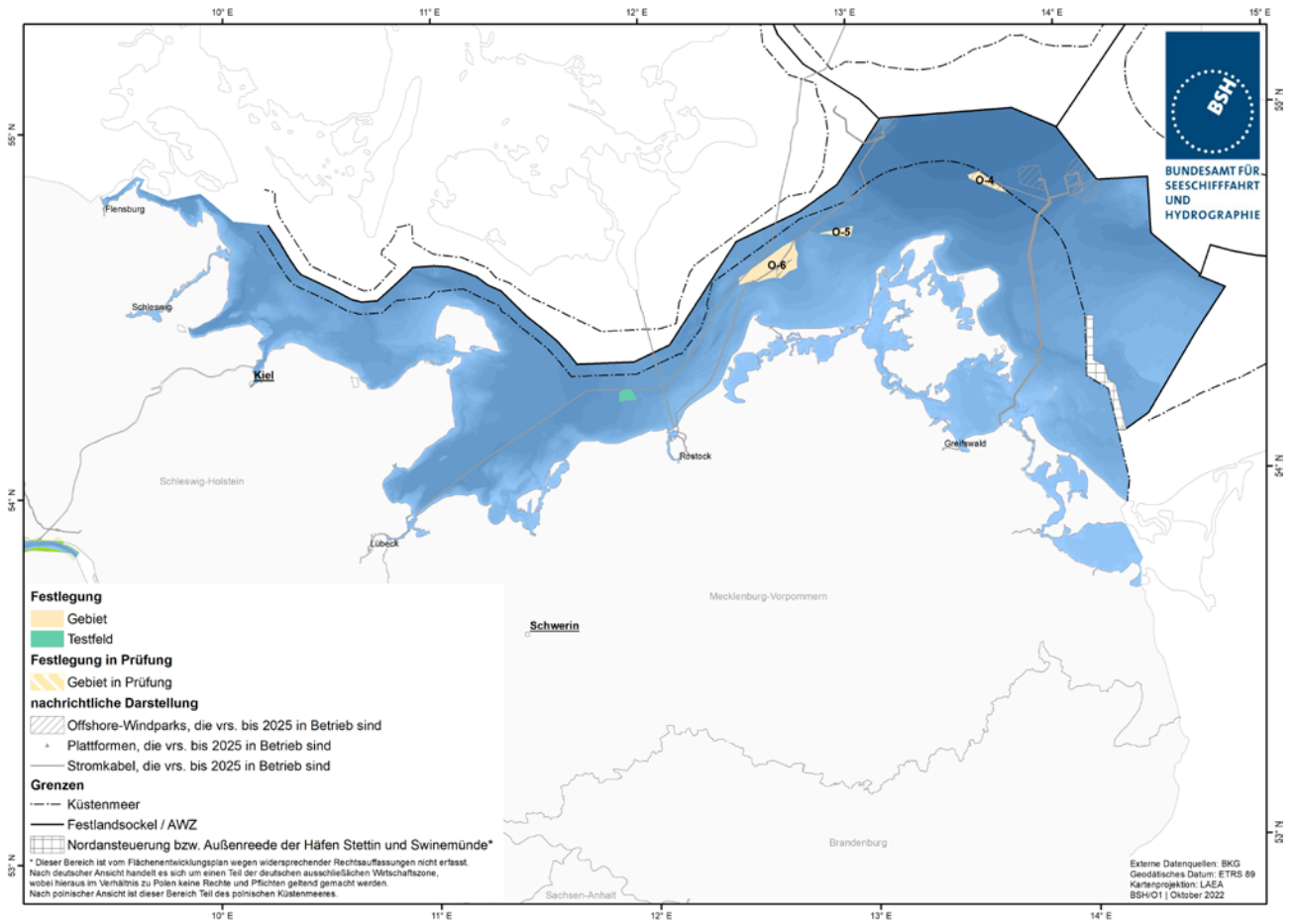


Abbildung 6: Festlegungen im Küstenmeer der Ostsee

4 Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme

Der FEP trifft nach § 5 Abs. 1 Nr. 3 WindSeeG-E 2023 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 wird der FEP zukünftig Festlegungen darüber treffen, ob die Ausschreibung der jeweiligen Fläche im Rahmen des zentralen Modells mit Voruntersuchung oder als nicht zentral voruntersuchte Fläche erfolgen soll. In letzterem Fall wird aufgrund der durch den bezuschlagten Bieter durchzuführenden Untersuchungen und der voraussichtlich längeren Dauer

des erforderlichen Zulassungsverfahrens ein entsprechend längerer Zeitraum zwischen Ausschreibung und Inbetriebnahme zugrunde gelegt.

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.

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 Netzanbindung	Inbetriebnahme Netzanbindung
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 (QIII)	2027 (QII)	NOR-7-2	2027 (QIII)
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)

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-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-E 2023 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 ~~vor der Bekanntmachung der Ausschreibung der betreffenden Fläche(n) bzw. vor Vergabe der Offshore-Anbindungsleitung einzubringen.~~

5.1 Standardkonzept Gleichstromsystem

Das Standardkonzept ist ein Gleichstromsystem.

5.2 Schnittstelle zwischen ÜNB und OWP-Vorhabensträger

Die primäre Schnittstelle ~~bzw. Eigentums-~~grenze³ zwischen ÜNB und OWP-Vorhabensträger ist der Eingang der 66 kV Seekabelsysteme auf der Konverterplattform (Kabelendverschluss der 66 kV Seekabel).

- (a) Die Zuständigkeit für die Anbindung der WEA an die Konverterplattform liegt bei dem OWP-Vorhabensträger.
- (b) Der Einzug der 66 kV Seekabelsysteme auf der Plattform erfolgt nach dem Direkteinzugsverfahren (Direct-Pull-In Konzept)⁴, nach dem die Seekabelsysteme durch den OWP-Vorhabensträger bis zur gasisolierten Schaltanlage (GIS) geführt werden.
- (c) Zur Anbindung des 66 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 Seekabelsysteme bis zu einer auf der Plattform vorinstallierten Steck-

³ Unter Schnittstelle wird im Rahmen der standardisierten Technikgrundsätze des FEP grundsätzlich die Eigentums-~~grenze~~ zwischen ÜNB und OWP-Vorhabensträger verstanden.

⁴ Das Direkteinzugsverfahren ist definiert als direkter Einzug des Kabels auf die Plattform bis zur GIS oder zur vorinstallierten Steckverbindung.

verbindung geführt, die auch die Eigentums-grenze darstellt. Die Steckverbindung bildet dann den Übergangspunkt zwischen dem parkinternen Seekabelsystem und einer 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, ab bis dem der ÜNB alle notwendigen Voraussetzungen, welche für den Einzug der parkinternen Verkabelung erforderlich sind, abgeschlossen haben muss.
- (f) Der Einzug der parkinternen Verkabelung in die Plattform des ÜNB 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 bezuschlagte Bieter hat zum Ende des jeweils für die Fläche festgelegten Quartals alle zugehörigen AC-Kabel der parkinternen Verkabelung so weit in Betrieb zu nehmen, dass eine vollständige Inbetriebnahme aller anzuschließenden bezuschlagten Windenergieanlage (WEA) einer Fläche möglich ist.
- (h) In allen Phasen haben sich beide Seiten über projektrelevante Entwicklungen zu informieren und Termine abzustimmen.

5.3 Selbstgeführte Technologie Stromrichter

Die bestehenden und im Rahmen des FEP geplanten Netzanbindungssysteme werden in selbstgeführten (sogenannte VSC – voltage sourced converter) Technologie 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 und zwei, bestehend aus Plus- und Minus-Pol, metallischem Rückleiter sowie Glasfaserkabel und den dafür notwendigen J-Tubes vorzuhalten.

5.9 66 kV-Direktanbindungskonzept

Für die Verbindung von WEA mit der Konverterplattform wird für Netzanbindungssysteme mit einer festgelegten Inbetriebnahme bis einschließlich QIV/2030 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 2031 eine Übertragungsspannung von 132 kV als Standard festgelegt.

5.10 Grenzüberschreitende Seekabelsysteme: Gebündeltes Seekabelsystem

Grenzüberschreitende Seekabelsysteme sind in HGÜ zu realisieren und mit einer bedarfsgerechten, 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 verschiedenen Festlegungen dieses Plans, insbesondere für die Netzanbindung von OWPs, zu berücksichtigen.

Fragen für die Konsultation

Standardisierter Technikgrundsatz 5.7:

F.3 Halten Sie die Festlegung von jeweils 8 Schaltfeldern und J-Tubes für eine Anschlussleistung von 1.000 MW bei einer Übertragungsspannung von 132 kV für sinnvoll?

Standardisierter Technikgrundsatz 5.10:

F.4 In einer Stellungnahme zum Entwurf wurde vorgeschlagen, auch grenzüberschreitende Seekabelsysteme in HGÜ zum Zwecke der Erhöhung der Ausfallsicherheit sowie einer besseren Regelbarkeit als Bipol mit metallischem Rückleiter auszuführen. Halten Sie eine entsprechende Ergänzung des standardisierten Technikgrundsatzes 5.10 für sinnvoll und erforderlich?

6 Planungsgrundsätze

Gemäß § 5 Abs. 1 Nr. 11 WindSeeG-E 2023 enthält der FEP Festlegungen über Planungsgrundsätze. Die Festlegungen des FEP dienen der im überragenden öffentlichen Interesse liegenden und der öffentlichen Sicherheit dienenden Errichtung von Windenergieanlagen auf See und Offshore-Anbindungsleitungen nach § 1 Abs. 3 WindSeeG 2023.

Die Planungsgrundsätze gelten für den Bereich der deutschen AWZ und bauen auf den Zielen sowie Grundsätzen des ROP für die deutsche AWZ auf.

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-E 2023 – 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 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. Dabei sind die Anforderungen des Standards Konstruktion⁵ zu berücksichtigen.
- (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 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

⁵ Abrufbar unter <https://www.bsh.de/DE/PUBLIKATIONEN/Anlagen/Downloads/Offshore/Standards/Standard-Konstruktive-Ausfuehrung-von-Offshore-Windenergieanlagen-Aktualisierung-01-06-21.html>

[dards/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)

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,
- ggf. Gestellung zusätzlicher Schleppkapazität mit geeignetem Pfahlzug (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.

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) Für die Einrichtung und den Betrieb von Hub-schrauberlandedecks in der AWZ gelten die Regelungen des Anhangs 14 Band II zum Abkommen über die Internationale Zivilluftfahrt in seiner jeweils geltenden Fassung. Nach dem Inkrafttreten des~~ Bei der Planung, der Errichtung und dem Betrieb von Windenergieanlagen, Plattformen, Seekabelsystemen und sonstigen Energiegewinnungsanlagen ist der „Standard Offshore-Luftfahrt für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone“⁶ (SOLF) des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr (BMDV) ~~sind dessen Bestimmungen zu beachten~~ in seiner jeweils geltenden Fassung einzuhalten.

~~(b) Für die Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen in der AWZ gilt der SOLF, Teil 5 des BMDV, in der jeweils geltenden Fassung. § 9 Abs. 8 Erneuerbare-Energien-Gesetz⁷ (EEG) ist zu beachten.~~

~~(c) Für Einrichtung, Kennzeichnung und Betrieb von Windenbetriebsflächen auf Windenergieanlagen sind bis zum Inkrafttreten des SOLF die Regelungen der Gemeinsamen Grundsätze des Bundes und der Länder über Windenbetriebsflächen auf Windenergieanlagen (GGBL-WBF) vom 18. Januar 2012 (BAnz. Nr. 16, S. 338) anzuwenden.~~

⁶ Abrufbar unter https://www.verwaltungsvorschriften-im-inter-net.de/bsvwwbund_12082022_LF156116525.htm

⁷ Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066). Zuletzt geändert

durch Art. 1 G zur Absenkung der Kostenbelastungen durch die EEG-Umlage und zur Weitergabe dieser Absenkung an die Letztverbraucher vom 23.5.2022 (BGBl. I S. 747).

~~Nach dem Inkrafttreten des SOLF sind dessen Bestimmungen zu beachten. [Der SOLF wird voraussichtlich vor Inkrafttreten des fortgeschriebenen FEP erlassen werden, in dem Fall wird der Verweis auf die Gemeinsamen Grundsätze entfallen.]~~

- ~~(d) Für Einrichtung, Kennzeichnung und Betrieb von Windenbetriebsflächen auf Plattformen sind bis zum Inkrafttreten des SOLF die Regelungen in Kapitel 7 des International Civil Aviation Organization (ICAO) Dokuments 9261 Leitfaden für Hubschrauberlandeplätze in der Fassung von 2021 zu Anhang 14 Band II zum Abkommen über die Internationale Zivilluftfahrt vom 7. Dezember 1944 (BGBl. 1956 II S. 411, 412), das zuletzt durch die Protokolle vom 6. Oktober 2016 (BGBl. 2018 II S. 306, 307) geändert worden ist, anzuwenden. Nach dem Inkrafttreten des SOLF sind dessen Bestimmungen zu beachten. [Der SOLF wird voraussichtlich vor Inkrafttreten des fortgeschriebenen FEP erlassen werden, in dem Fall wird der Verweis auf den Leitfaden für Hubschrauberlandeplätze entfallen.]~~

~~(e)(b) Um Offshore-Hubschrauberflugplätze (Hubschrauberlandedecks) ist ein von Hindernissen freizuhalten Luftraum festzulegen, der eine sichere Durchführung des dort beabsichtigten Flugbetriebs ermöglicht.~~

~~(f)(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.~~

~~(g)(d) Hindernisse entlang der An- und Abflugbereiche von Hubschrauberlandedecks sind zusätzlich mit einer Turmanstrahlung auszustatten, wenn diese auch bei Nacht betrieben werden sollen. ~~Bis zum Inkrafttreten des SOLF sind hierzu die Regelungen gemäß der TF11 der WSV-Rahmenvorgaben zur~~~~

~~Kennzeichnung von Offshore-Anlagen in der Fassung vom 1. Juli 2019 anzuwenden. Nach dem Inkrafttreten des SOLF sind dessen Bestimmungen zu beachten. [Der SOLF wird voraussichtlich vor Inkrafttreten des fortgeschriebenen FEP erlassen werden, in dem Fall wird der Verweis auf die TF11 der WSV-Rahmenvorgaben entfallen.]~~

~~(h)(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 2023 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 Seemannschaft 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 2023 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 zurückzubauen gemäß § 80 WindSeeG 2023 zu beseitigen.

- (a) Die Einrichtungen sind, wenn möglich, vollständig zurückzubauen, soweit dies unter Berücksichtigung des Stands der Wissenschaft und Technik zum Zeitpunkt der Entscheidung über die Beseitigung möglich ist.
- (b) Bei einem Rückbau ist/sollte nach Möglichkeit eine Wiederverwendung der Komponenten vor einem Recycling und dieses vor einer

energetischen Verwertung anzustreben angestrebt werden oder ansonsten deren – nachweislich – ordnungsgemäße Entsorgung an Land umzusetzen umgesetzt werden.

~~(e) Die beim Rückbau entstehenden Baugruben sind mit dem vor Ort natürlicherweise vorkommenden Material zu verfüllen, Steinschüttungen sind zu vermeiden.~~

~~(d)~~(c) Zur Absicherung der Erfüllung der Rückbaupflicht ist/soll vor Baubeginn und bis zum endgültigen Rückbau der Anlagen grundsätzlich eine Sicherheitsleistung zu erbringen gemäß § 80 WindSeeG 2023 erbracht werden.

6.1.6 Berücksichtigung aller bestehenden, genehmigten 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 beidseits von Rohrleitungen dürfen grundsätzlich keine ~~Einwirkungen auf den Meeresboden vorgenommen werden~~ nach Möglichkeit zu vermeiden.
- (b) Zu Seekabelsystemen ist ein Abstand entsprechend ~~der Ausführungen in Grundsatzdem Planungsgrundsatz~~ 6.4.2 von 100 m bzw. 200 m im Wechsel einzuhalten.
- (c) In einem Schutzbereich von 1.000 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 1.000 m um den Standort möglich. Arbeiten

innerhalb des gesamten Schutzbereichs von 1.000 m dürfen nur im Einvernehmen mit dem ÜNB erfolgen.

- (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.

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.

Zum Monitoring von Vogelkollisionen mit Windenergieanlagen sind in Offshore-Windparks, die im Bereich der im ROP 2021 ausgewiesenen Vogelzugkorridore liegen, an mindestens einer repräsentativen Anlage Systeme zur Kollisions- erfassung nach dem Stand der Technik zu installieren.

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 Energiegewinnungsanlagen bisher nicht bekannte im Meeresboden befindliche Kulturgüter aufgefunden werden, müssen entsprechende Maßnahmen zur Sicherung des Kulturgutes getroffen werden, wenn dies möglich ist. Die für Denkmalpflege und Archäologie zuständigen Fachbehörden sollen frühzeitig bei Fundstellen einbezogen werden.

6.1.9 Schallminderung

Der Eintrag von Schall in die Meeresumwelt soll bei der Umsetzung der Vorhaben so weit wie möglich vermieden werden.

Zur Schallminderung ist die Verwendung von alternativen, schallarmen Gründungsformen zu prüfen.

- (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 planfestgestellten konkreten Vorhabens ist durch den TdV frühzeitig im Rahmen des Design- einzureichen. Das Schallschutzkonzept soll auf das Design der Gründungskonstruktion zu integrieren. Das 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.

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 zu berücksichtigen unter Beachtung des überragenden öffentlichen Interesses der Errichtung von Windenergieanlagen auf See und Offshore-Anbindungsleitungen 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 ~~konstruieren~~ 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.
- (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. Inbesondere sind, soweit technisch umsetzbar und

verfügbar, ~~sind~~ 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 Auf-

stellort der Seefunkantenne, bei einer zu berücksichtigten 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) Sofern der Abstand der im FEP festgelegten Fläche oder eines sonstigen Energiegewinnungsbereichs zu den Windenergieanlagen eines angrenzenden, in Betrieb oder in Planung befindlichen Windparks oder anderen festgelegten Flächen sowie sonstigen Energiegewinnungsbereichen weniger als 1.000 m beträgt, ist ein Abstand von mindestens dem fünffachen Rotordurchmesser zu Windenergieanlagen des benachbarten Windparks einzuhalten.
- (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 ist nur innerhalb der festgelegten Flächen und von sonstigen Energiegewinnungsanlagen nur 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) ~~Bei einer Abweichung der tatsächlich installierten Leistung von der zugewiesenen Netzanbindungskapazität darf die maximal zulässige Erwärmung des Sediments durch Seekabelsysteme nicht überschritten werden.~~ 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 (Planungsgrundsatz 6.4.8) für den Bereich der Anbindungsleitung des ÜNB erforderlich. Ist dagegen eine Erhöhung der installierten Leistung von über 10 Prozent der zugewiesenen Netzanbindungskapazität durch den Bieter beabsichtigt, hat der ÜNB dem OWP-Vorhabensträger die zur Nachweisführung erforderlichen Daten zur Verfügung zu stellen.

~~(b) Für den Bereich der parkinternen Verkabelung ist durch den bezuschlagten Bieter ein Erwärmungsgutachten unter Berücksichtigung der zusätzlich installierten Leistung einzureichen.~~

~~(e)~~(b) Die zusätzlichen WEA sind räumlich innerhalb der bezuschlagten Fläche zu errichten.

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 können Windenbetriebsflächen für Notfälle als Rettungsflächen 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.

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 6.4.5, 6.4.6, 6.4.7 und 6.4.8.

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 demnächst der 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 Biegeradien 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

Zum Schutz der Meeresumwelt soll bei der Verlegung von Seekabelsystemen ein möglichst schonendes Verlegeverfahren gewählt werden.

- (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 Wasser-

körper 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 gewährleistenden Überdeckung von Seekabelsystemen sollen 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 Energiegewinnungsbereichen 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 Sedimenterwär-

mung 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 10 Tage pro Jahr andauert oder weniger als einen Kilometer Länge der Offshore-Anbindungsleitung betrifft.

- (a) Dazu ist bei der Verlegung 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. Für grenzüberschreitende Seekabelsysteme ist aufgrund des unterschiedlichen Betriebsmodus eine dauerhafte Vollast des Kabels für die Nachweisführung anzuwenden.
- (c) 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.

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 beeinträchtigt. 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.

Fragen für die Konsultation

Planungsgrundsatz 6.4.7:

- F.5 Welche Überdeckung der parkinternen Verkabelung ist in welchen Ko-Nutzungsbereichen (z.B. Fläche O-2.2 und Vorbehaltsgebiet Forschung FoO3) für die Ermöglichung der wissenschaftlichen (Fischerei-)Meeresforschung erforderlich?
- F.6 Bestehen überdies weitere Anforderungen wie z.B. an das Aufstellmuster für die Windenergieanlagen in den jeweiligen Flächen für eine Ko-Nutzung?

Planungsgrundsatz 6.4.8

- F.7 Mit der Einführung des §17d Abs. 1b EnWG wurde die gesetzliche Grundlage für den Planungsgrundsatz Sedimenterwärmung angepasst. Welche Änderungen am bisherigen Nachweisverfahren schlagen Sie hinsichtlich der erfolgten Anpassungen vor?

Planungsgrundsatz 6.1.14

- F.8 Sollte der Planungsgrundsatz aus Ihrer Sicht um Vorgaben zur Überwachung und zum Schutz der Windenergieanlagen auf See, Plattformen, (Anbindungs-) Kabel und sonstigen Energiegewinnungsanlagen erweitert werden? Welche Vorgaben könnten dies sein?

7 Pilotwindenergieanlagen

Die nach § 95 Abs. 2 WindSeeG-~~E~~ 2023 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-~~E~~ 2023 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	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-~~E~~ 2023 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.

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 diese über eine Mindestkapazität von 2 GW bezogen auf den Energieträger Wasserstoff (Heizwert) verfügen. Die

Möglichkeit zum Anschluss weiterer sonstiger Energiegewinnungsbereiche durch Dritte muss durch den Betreiber der Rohrleitung gewährleistet sein.

Eine Anbindung des Bereichs SEN-1 an die bestehende Pipeline Europipe I wird nicht ausgeschlossen. Bei einer Anbindung an die bestehende Pipeline 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.

~~In der AWZ der Ostsee und im Küstenmeer wird kein sonstiger Energiegewinnungsbereich festgelegt.~~

Tabelle 9: Übersicht Festlegung von sonstigen Energiegewinnungsbereichen

Name	Lage	Größe	Küstenentfernung
SEN-1	AWZ Nordsee	ca. 95,4 km ²	Zone 2

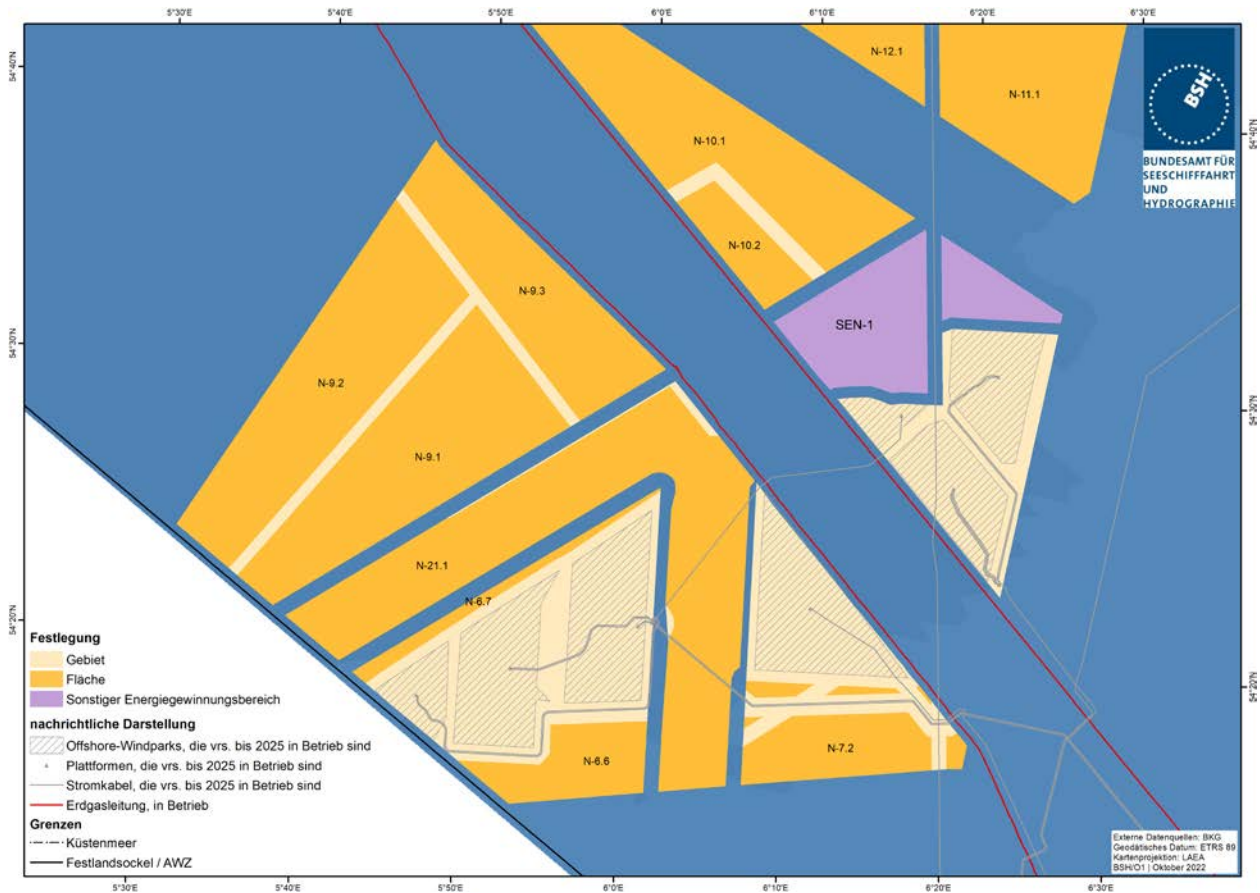


Abbildung 7: Sonstiger Energiegewinnungsbereich SEN-1 in der AWZ der Nordsee.

Fragen für die Konsultation

Erweiterung des Sonstigen Energiegewinnungsbereichs SEN-1

- F.9 Sollten anstelle eines großen sonstigen Energiegewinnungsbereichs SEN-1 zwei sonstige Energiegewinnungsbereiche festgelegt werden (siehe folgende Abbildungen)?
- F.10 Falls zwei sonstige Energiegewinnungsbereiche bevorzugt werden: Welchen Zuschnitt halten Sie für sinnvoll (siehe mögliche Varianten in den folgenden Abbildungen)?

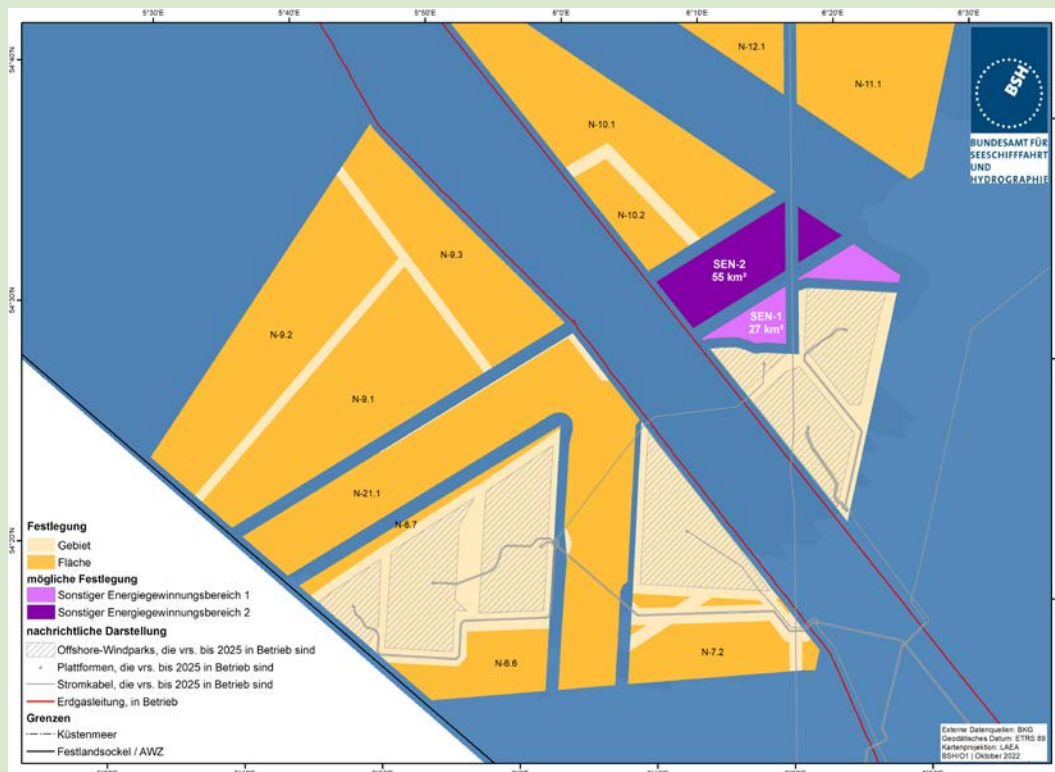


Abbildung 8: Variante A zum möglichen Zuschnitt von SEN-1 und SEN-2.

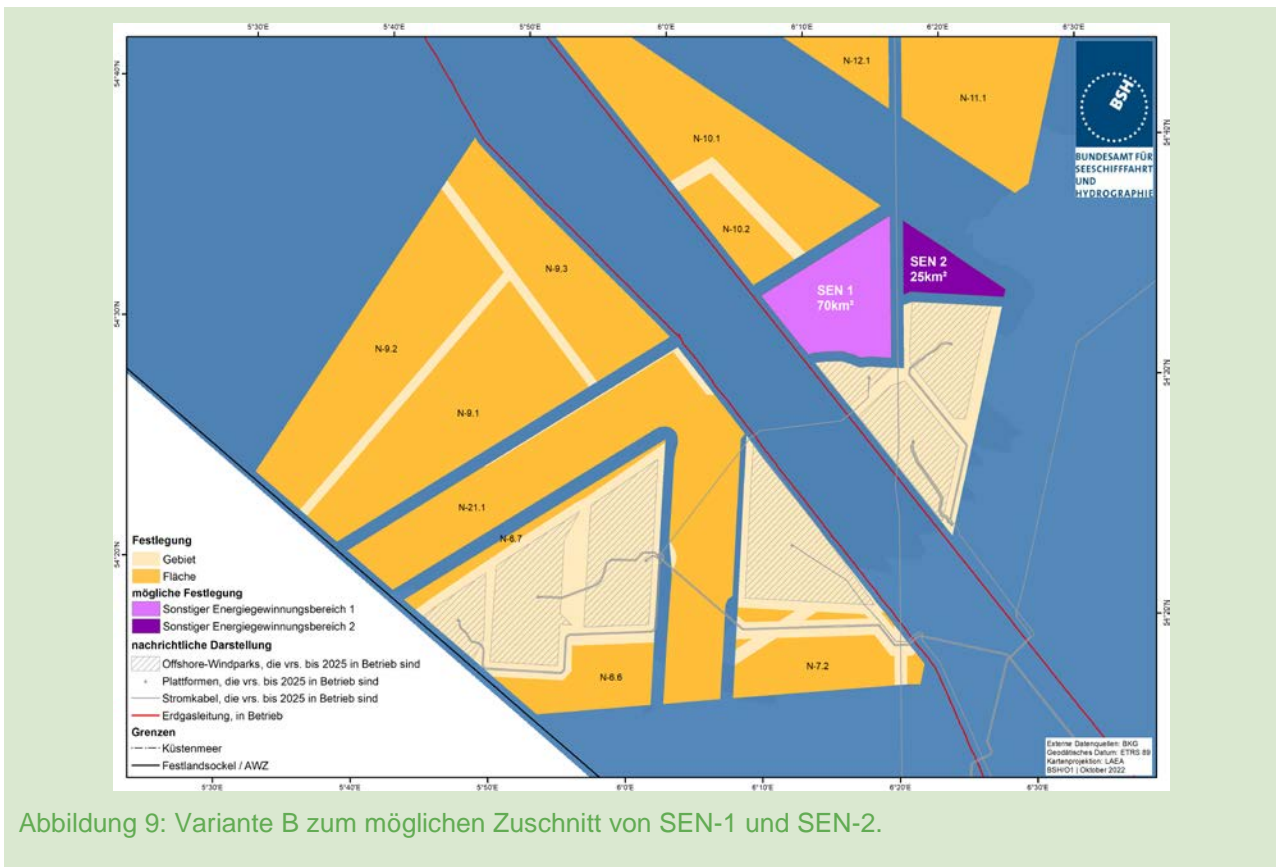


Abbildung 9: Variante B zum möglichen Zuschnitt von SEN-1 und SEN-2.

H.III. Begründung

Der Gesetzentwurf der Bundesregierung eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften vor (BT-Drs. 20/1634 vom 02.05.2022) Der vorliegende Entwurf des Flächenentwicklungsplans (FEP) legt das WindSeeG in der Fassung, die am 01.01.2023 in Kraft treten wird⁸, zugrunde. Das WindSeeG 2023 sieht vor, dass die installierte Leistung von Windenergieanlagen auf See, die an das Netz angeschlossen werden, auf insgesamt mindestens 30 Gigawatt bis zum Jahr 2030, 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-E)-2 S. 1 WindSeeG 2023). Dabei liegt die Errichtung von Windenergieanlagen auf See und Offshore-Anbindungsleitungen nach § 1 Abs. 3 WindSeeG 2023 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.

Der aktuelle FEP vom 18.12.2020 legt Flächen zur Erreichung des bisherigen Ausbauziels in Höhe von 20 GW bis zum Jahr 2030 fest. Im Rahmen des Fortschreibungsverfahrens des FEP sollen die ~~bereits absehbaren~~ gesetzlichen Neuerungen (insbesondere die Erhöhung der

Ausbauziele) möglichst zeitgleichzeitig auf planerischer Ebene umgesetzt werden. Zum Erreichen dieser Ziele ist die zusätzliche Inbetriebnahme von OWP_s bis zum Jahr 2030 erforderlich.

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 Bekanntmachung 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. September 2022 ein Onlinetermin stattgefunden.

Der ~~Entwurf des~~ FEP bildet zunächst die Gebiete und Flächen ab, die im ROP 2021 als Vorrang- und Vorbehaltsgebiete für Windenergie auf See festgelegt wurden. Es ist vorgesehen im Rahmen dieser Fortschreibung des FEP Gebiete und Flächen in der deutschen AWZ der Nordsee

⁸ Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See-Gesetz – WindSeeG) vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258, 2310), zuletzt geändert durch Art. 1 des Zweiten Ge-

setzes zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften vom 20.07.2022 (BGBl. I S. 1325 vom 28.07.2022).

östlich der Schifffahrtsroute SN10 festzulegen.
Auf das Kapitel I.1. wird verwiesen.

Insgesamt können auf den in Tabelle 1 dargestellten Flächen voraussichtlich ~~48~~24,7 GW Windenergieanlagen auf See errichtet werden. Einschließlich des zu erwartenden Ausbaustands von 10,8 GW bis 2026 und einem voraussichtlichen zusätzlichen Potenzial von 1 GW im Küstenmeer Mecklenburg-Vorpommerns ergibt sich somit ein ~~Gesamt~~Potenzial von ca. ~~60~~36,5 GW in Nordsee und Ostsee. Hierdurch stehen genug Flächen zur Verfügung, um ~~die~~das im WindSeeG-E ~~festgelegten Ziele 2023 festgelegte Ziel~~ von mindestens 30 GW bis 2030 ~~und mindestens 40 GW bis 2035~~ zu erreichen. Zum Erreichen des im WindSeeG-E 2023 genannten Ausbauziels von mindestens 70 GW bis zum Jahr 2045 müssen darüber hinaus ~~in erheblichem Umfang~~ weitere Gebiete für den Ausbau der Windenergie auf See erschlossen werden.

Der vorliegende Entwurf soll die Basis für die Festlegung weiterer Ausschreibungsmengen sein. Dazu werden die Gebiete in ~~den Zonen~~der Zone 3 bis 5 der AWZ in Flächen aufgeteilt. Ferner ist es gelungen, über eine Anpassung des Flächenzu-schnitts eine Leistungssteigerung zu erreichen. Diese Maßnahmen tragen frühzeitig dazu bei, die Erreichung der erhöhten Ziele beim Ausbau der Windenergie auf See zu unterstützen.

1 Gebiete und Flächen

Festlegungen des FEP müssen gemäß § 5 Abs. 3 Nr. 1 WindSeeG-E 2023 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 13) und in der Ostsee (Abbildung 14) 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.

~~Darüber hinaus legt der ROP 2021 in Kapitel 2.2.2 (2) die Gebiete EN14 bis EN19 sowie EN 4 und EN5 als Vorbehaltsgebiete für Windenergie auf See fest. Diese sollen der Sicherung von Flächen zum weiteren Ausbau der Windenergie auf See dienen. Gebiet EN20 wird zudem als bedingtes Vorbehaltsgebiet festgelegt. Dieses wird als Vorbehaltsgebiet für Windenergie auf See festgelegt, es sei denn, das zuständige Bundesministerium weist bis zu einem definierten Datum nach, dass das jeweilige Gebiet aus zwingenden Gründen für andere Nutzungen benötigt wird. Auf Kapitel 2.2.2 Grundsatz 1 und 2 im ROP 2021 wird verwiesen.~~

Das Gebiet O-2 umfasst sowohl Teilbereiche des im ROP 2021 festgelegten Vorranggebietes EO2 als auch des bedingten Vorbehaltsgebietes EO2-West. ~~Die beabsichtigte Festlegung in dem dargestellten Umfang, sowie die voraussichtlich zu installierende Leistung der Fläche O-2.2 ist jedoch abhängig von dem Ergebnis der raumordnerischen Prüfung, welche sich aus dem Grundsatz 2 des Kapitels 2.2.2 des ROP 2021~~

~~ergibt. Das Gebiet O-2 sowie die Fläche O-2.2 sind daher in Prüfung.~~Die Bedingung ist nicht eingetreten, sodass EO2-West ab dem 1. Januar 2025 zu einem Vorbehaltsgebiet Windenergie werden wird.

~~Die Vorbehaltsgebiete N-21 und N-22~~Bei der Fläche O-2.2 besteht eine teilweise Überschneidung mit dem Forschungsgebiet FoO3 des ROP 2021. Eine wissenschaftliche Meeresforschung soll für diesen Bereich weiterhin ermöglicht werden. 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 die Befahrbarkeit mit Forschungsfahrzeugen für den Bereich der Überschneidung mit FoO3 festgelegt, sodass dies beim Aufstellmuster der Windenergieanlagen und bei der Verlegetiefe der parkinternen Verkabelung zu berücksichtigen ist. 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 den Vogelzug erforderlich. Auf die Nebenbestimmung des Planfeststellungsbeschlusses „Baltic Eagle“ vom 22.04.2022⁹ ebenso auf den Planungsgrundsatz 6.1.7 wird hingewiesen.

Innerhalb der Fläche O-2.2 liegt derzeit eine Messtation des vom BSH betriebenen Marinen Umweltmessnetzes in Nord- und Ostsee (MAR-NET) auf der Position Arkona Becken. Die Messtation 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 aus wissenschaftlicher Sicht

⁹ 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](https://www.bsh.de/SharedDocs/Meldungen_Oef-fentl_Bekanntmachungen/_Anlagen/Downloads/Baltic-Eagle-07-06-2022/Planfeststellungsbeschluss-Baltic-Eagle.html)

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. Das BSH strebt an, den neuen Standort und den einzuhaltenden Abstand möglichst frühzeitig vor dem Gebotstermin für die Fläche O-2.2, dem 01.06.2022, zu veröffentlichen.

Für die Flächen N-11.2 und N-13 besteht eine teilweise Überschneidung mit einem mit der Monitoring Station GB03 des Thünen-Instituts. Dem Thünen-Institut sollte – soweit machbar – die Möglichkeit eingeräumt werden, das Monitoring und insbesondere die Erfassungen für Langzeitreihen in diesem Bereich fortzusetzen.

Das Gebiete 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 SN12 innerhalb der deutschen AWZ und Teile der Route könnten für die Windenergie auf See genutzt werden. Soweit die vorgenannten Gebiete als Gebiet festgelegt werden, ist voraussichtlich ein Zielabweichungsverfahren vom ROP 2021

durchzuführen. Die Fläche N-21.1 wird vor diesem Hintergrund als Fläche in Prüfung festgelegt. Das Gebiet N-22 bietet nicht ausreichend Potenzial für die effiziente Erschließung mit einem Standard-Netzanbindungssystem. Daher erfolgt in diesem Gebiet zunächst keine Festlegung von Flächen. Demzufolge wird ein Zielabweichungsverfahren vom ROP 2021 durchgeführt.

Das Gebiet N-20 entspricht dem bedingten Vorbehaltsgebiet EN20 des ROP 2021. Die Festlegung ist somit abhängig von dem Ergebnis der raumordnerischen Prüfung, welche sich aus dem Grundsatz 2 des Kapitels 2.2.2 des ROP 2021 ergibt. Das Gebiet N-20 sowie die Fläche N-20.1 stehen daher unter Prüfung.

Mit voranschreitender Fortschreibung des FEP gewinnt auch die Prüfung hinsichtlich einer Nachnutzung bereits genutzter Flächen an Bedeutung, wobei in den festgelegten Vorranggebieten des ROP 2021 grundsätzlich von der Möglichkeit einer Nachnutzung ausgegangen wird. Auf die diesbezüglichen Ausführungen im Anhang wird verwiesen.

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 Wind-SeeG-E 2023 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 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.

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-~~E~~ 2023. 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.

~~Gegenüber dem Vorentwurf des FEP wurden die Größen einzelner Flächen durch Zusammenlegung nebeneinanderliegender Flächen auf eine Leistung von jeweils bis zu 2.000 MW erhöht, sofern dies aus räumlicher Sicht möglich erschien. Dadurch sollen die Möglichkeiten für die kosteneffiziente Planung, Bau und Betrieb der Windparks verbessert und die Netzanbindung der Windparks vereinfacht werden. Die überwiegende Mehrheit der Konsultationsteilnehmer sprach sich für eine Zusammenlegung der Flächen aus.~~

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

Für die Festlegung der voraussichtlich zu installierenden Leistung der jeweiligen Fläche im Rahmen dieser 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-~~E~~ 2023 ist die Steigerung der installierten Leistung von Windenergieanlagen auf See zur Erreichung der Ausbauziele Ziel des WindSeeG-~~E~~ 2023. Grundlage für die Festlegungen dieses Entwurfs sind die erhöhten Ausbauziele, welche eine Erreichung von mindestens 30 GW bis 2030, mindestens ~~45~~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 ~~können~~müssen. Zudem trifft der FEP gemäß § 4 Abs. 2 Nr. 2 WindSeeG-~~E~~ 2023 Festlegungen u. a. mit dem Ziel, die

Stromerzeugung aus WEA auf See flächenspar- sam auszubauen. Grundlage für die Festlegun- gen dieses Entwurfs sind die im ROP festgeleg- ten Vorrang- und Vorbehaltsgebiete für Wind- energie auf See. Wie aus ~~den Festlegungen dem~~ ersten Entwurf des FEP 2023 deutlich wird, sind diese für eine Erreichung des langfristigen Aus- bauziels von mindestens 70 GW nicht ausrei- chend. Um dennoch den Bedarf an zusätzlichen Potenzialgebieten möglichst gering zu halten, wird auf den festgelegten Flächen eine ver- gleichsweise hohe Leistungsdichte zugrunde gelegt.

Kosteneffizienz:

Gemäß § 1 Abs. 2 S. 2 WindSeeG-~~E~~ 2023 soll der Ausbau der Windenergie auf See kosteneffi- zient erfolgen. 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 Stromgestehungskos- ten. Aus Sicht der Kosteneffizienz ist daher inner- halb einer gewissen Spannbreite eine gerin- gere Leistungsdichte vorteilhaft.

Zur Ermittlung der zu erwartenden Jahresener- gieerzeugung und den Einflüssen von Abschät- tungseffekten auf den Stromertrag wurden im Rahmen des zur Begleitung des Fortschrei- bungsverfahrens des FEP durch das BSH be-

auftragten wissenschaftlichen Gutachtens um- fangreiche Modellierungen in verschiedenen Ausbauszenarien vorgenommen. Die aktuellen Ergebnisse sind ~~zusammen mit diesem Entwurf~~ auf der Internetseite des BSH veröffentlicht (Dörenkämper, et al., 2022)¹⁰.

Die Modellierungsergebnisse dienen der Plausi- bilisierung der Leistungsermittlung, ein Auszug der Ergebnisse der relevanten Szenarien ist in Abbildung 10 dargestellt. Szenario 0 stellt hier- bei den aktuellen Ausbauzustand im Jahr 2021 ohne Berücksichtigung von Windparks im Kü- stenmeer 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 an- grenzenden AWZ der Niederlande bei der Be- rechnung mitberücksichtigt (Dutch Ministry of Infrastructure and Water Management, 2021). ~~Berechnungsgrundlage für Szenario 2 ist die Leistungsverteilung inbasiert dabei auf den einzelnen Gebieten gemäß den beabsichtigten Festlegungen dem Planungsstand~~ des erweiter- ten Vorentwurfs des laufenden Änderungs- und Fortschreibungsverfahrens. Als Maß für die Aus- lastung einer Windenergieanlage oder eines Windparks werden die Volllaststunden herange- zogen, welche darstellen, in wie vielen Stunden eines Jahres der Windpark rechnerisch in Voll- last Energie erzeugt.

¹⁰ Abrufbar auf der BSH-Internetseite unter <https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeres->

[fachplanung/Flaechenentwicklungsplan/ Anla- gen/Downloads/FEP_2022_2/Zweiter_Zwischenbe- richt_FEP-Beratung.html](https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeres- fachplanung/Flaechenentwicklungsplan/ Anla- gen/Downloads/FEP_2022_2/Zweiter_Zwischenbe- richt_FEP-Beratung.html)

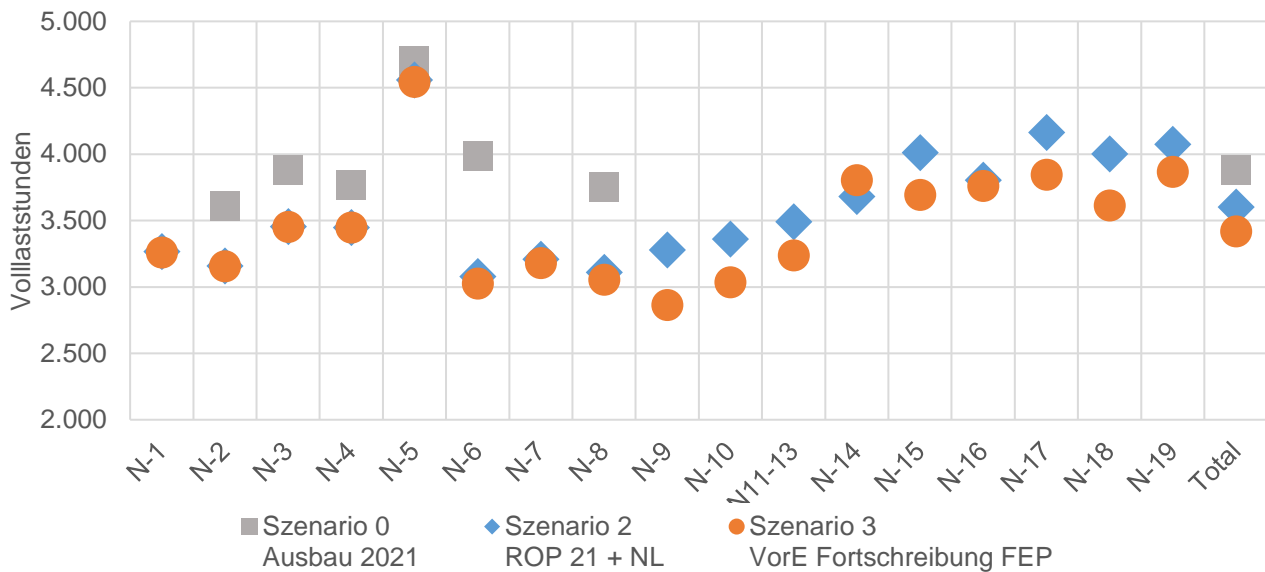


Abbildung 10: Auslastung der modellierten Windparks in Volllaststunden pro Jahr im aktuellen Ausbaustand (Szenario 0), in den Gebieten des FEP 2020 (Szenario 1) sowie den Gebieten des erweiterten Vorentwurfs (Szenario 2) (Dörenkämper, et al., 2022)

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-E 2023 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 begrenzten Raum für die Führung von Anbindungsleitungen im Küstenmeer kann effizient genutzt werden. Für Festlegungen in ~~den Zonen~~ der Zone 3 bis 5 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 darin 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 Abschätz-

tungsverlusten der Windparks und dem 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.

~~In den Gebieten in Zone 4 und 5 erscheint vor dem Hintergrund der Modellierungsergebnisse des Fraunhofer IWES eine vergleichsweise hohe korrigierte Leistungsdichte bei gleichzeitig verhältnismäßig hohen Volllaststunden möglich. Hintergrund sind die deutlich besseren Windverhältnisse in den küstenferneren Bereichen der AWZ, geringere Abschattungsverluste durch umliegende Windparks sowie die angenommene Technologieentwicklung, welche mit größeren Nabenhöhen und Rotordurchmessern vergleichsweise hohe Volllaststunden ermöglicht.~~

Das Gebiet O-2 umfasst sowohl Teilbereiche des im ROP 2021 festgelegten Vorranggebietes EO2 als auch des bedingten Vorbehaltsgebietes EO2-West. ~~Die beabsichtigte Festlegung in dem dargestellten Umfang sowie die voraussichtlich zu installierende Leistung der Fläche O-2.2 ist jedoch abhängig von dem Ergebnis der raumordnerischen Prüfung, welche sich aus dem Grundsatz 2 des Kapitels 2.2.2 des ROP 2021 ergibt.~~ Die Bedingung ist nicht eingetreten, so dass EO2-West seit Ablauf der Frist am 30.06.2022 ein Vorbehaltsgebiet Windenergie darstellt.

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 Ausbauziele ausgewiesen wor-

den sind. 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. ~~Sollte eine Führung von Anbindungssystemen über die Insel Langeoog bereits vor Inbetriebnahme im Jahr 2031 möglich sein, wäre eine Änderung der Trassenkorridore in Parallellage der Europipe 2 erforderlich. Eine solche Anpassung ist aus planerischer Sicht für die AWZ umsetzbar.~~

~~Da jedoch im Jahr 2029 zur Anforderung, für die Inbetriebnahme von zwei Leitungen im Jahr 2029 über die Insel Baltrum in Betrieb genommen werden müssen, ist für die Durchführung der erforderlichen Arbeiten voraussichtlich eine Aufweitung des Bauzeitenfensters erforderlich. Das Bauzeitenfenster aufzuweiten, wird 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. ~~Die Nutzung des Langeoog-Korridors mit Inbetriebnahme ab dem Jahr 2029 wäre hier positiv.~~

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 im Küstenmeer erforderlich sein werden. Die Kreuzungen im Küstenmeer östlich des Grenzkorridors N-V erscheint deutlich vorzugswürdig gegenüber Kreuzungen in der AWZ, da hier der mögliche Kreuzungsbereich im Bereich hochfrequentierter Schifffahrtsrouten liegen müsste. 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 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 drei 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.

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 ihrer Stellungnahme vom 05.05.2020² schlagen die ÜNB vor, das Gleichstromanbindungskonzept mit einer Übertragungskapazität von 2.000 MW auch für das Anbindungssystem

OST-2-4 anzuwenden. Hierzu ist anzumerken, dass nach aktuellem Sachstand die Fläche O-2.2 eine voraussichtlich zu installierende Leistung von bis zu 1.000 MW aufweist. Weitere Flächenpotentiale sind in dem Bereich aufgrund anderweitiger Nutzungen kurz- bis mittelfristig nicht erkennbar. Das Land Mecklenburg-Vorpommern beabsichtigt zwar die Fortschreibung des LEP, allerdings ist hier nicht von einer kurzfristigen belastbaren Festlegung zusätzlicher Flächen auszugehen. Die Festlegung der Übertragungskapazität ist zudem 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. Die Festlegung einer Übertragungskapazität von 2.000 MW zur Anbindung einer Fläche mit einer zu installierenden Leistung von 1.000 MW würde zu Leerständen auf der Anbindungsleitung führen und demnach nicht der Vorgabe nach § 4 Abs. 2 Nr. 3 WindSeeG-E 2023 entsprechen.

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. Angeregt wurde darüber hinaus eine Prüfung der Erhöhung der Spannungsebene der parkinternen Kabel von 66 kV auf beispielsweise 132 kV. Auf die Konsultationsfrage dazu wird verwiesen.

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. Aus diesem Grund werden beispielsweise die Netzanbindungssysteme für die in der AWZ der Nordsee östlich liegenden Gebiete N-13, N-16 und N-18 zu dem nach Schleswig-Holstein führenden Grenzkorridor N-V geführt.

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 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 siebensechs 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 grenzüberschreitendes System ist geplant, um die Konverterplattform im Gebiet N-1 Entwurf enthalten war betrifft die Verbindung der Konverterplattform im Gebiet N-1 mit benachbarten OWP in den Niederlanden verbinden zu können. Dieser führt von der Konverterplattform im Gebiet N-1 nach Westen durch (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 acht 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. ~~Ein weiteres~~ Eine Trasse für ein im Entwurf enthaltenes eventuell mögliches System nach Dänemark führt von Grenzkorridor O-III zu Grenzkorridor O-VIII. ~~Ebenfalls, 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 Netzanbindung 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. Der Einzug der Verbindungen untereinander auf den Konverterplattformen erfolgt entsprechend auf der Gleichstromseite der Plattform. 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 bis zu 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. ~~Darüber hinaus sind Verbindungen untereinander auch in den Zonen 4 und 5 vorgesehen, wobei eine Verbindung zwischen den Zonen bislang nicht räumlich festgelegt wurde.~~

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. Dabei sind die erforderlichen Abstände zwischen WEA und Verbindungsleitung zu berücksichtigen.

Zur Illustration stellt Abbildung 11 Ellipsen dar, deren halber Umfang jeweils der maximal möglichen Trassenlänge (+20 Prozent) entspricht.



Abbildung 11: 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 ein-

schränkt. 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-E 2023 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 Verwaltungsvereinbarung¹¹ 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-E 2023 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-E 2023.

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-E 2023), festgelegt.

Testfeld und Testfeld-Anbindungsleitung

Der FEP kann nach § 5 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 lit. a WindSeeG-E 2023 küstennah Testfelder außerhalb von Gebieten für insgesamt bis zu 40 Quadratkilometer festlegen.

¹¹ Abrufbar unter: https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downloads/FEP/Flaechen-

[entwicklungsplan_Verwaltungsvereinbarung_BSH_Mecklenburg_Vorpommern.html?nn=1653366](https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/Verwaltungsvereinbarung_BSH_Mecklenburg_Vorpommern.html?nn=1653366)

Testfelder sind nach § 3 Nr. 9 WindSeeG-~~E~~ 2023 Bereiche in der AWZ und im Küstenmeer, in denen im 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-~~E~~ 2023 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-~~E~~ 2023 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-~~E~~ 2023 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-~~E~~ 2023 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.

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.

Das Testfeld verbleibt. Der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz kann laut Stellungnahme der Übertragungsnetzbetreiber vom 01.09.2022 die Testfeldanbindungsleitung frühestens ab dem Jahr 2032 in Betrieb nehmen.

Es wird daher ebenso wie die erforderliche konsultiert, eine von 50Hertz zu errichtende und zu betreibende Testfeld-Anbindungsleitung aufgrund von offenen Fragen weiterhin im Status „in Prüfung“ unter der Bedingung festzulegen, dass das Land Mecklenburg-Vorpommern den Bedarf dieser rechtzeitig bekanntmacht.

Das Verfahren zur Änderung des FEP 2020 im Hinblick auf das Testfeld im Küstenmeer des Landes M-V 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).

[Die noch offenen Punkte sollen im gegenständlichen Verfahren nach Möglichkeit geklärt werden. Auf die Konsultationsfragen ~~zum Testfeld~~ ~~und~~ zur Testfeld-Anbindungsleitung im Küstenmeer Mecklenburg-Vorpommern wird verwiesen.]

4 Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme

Zur Festlegung der Flächen im FEP sowie der zeitlichen Reihenfolge ihrer Ausschreibung gibt § 5 Abs. 4 WindSeeG-E 2023 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-E 2023 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-E 2023 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-E 2023 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-E 2023. Darüber hinaus gibt § 2a Abs. 1 WindSeeG-E 2023 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 zeitliche Reihenfolge der Festlegungen mit einer Inbetriebnahme ab 2031 orientiert sich an den vorgegebenen Ausschreibungsmengen in § 2a Abs. 1 WindSeeG-E, damit wird das Ausbauziel von 40 GW bis 2035 deutlich übererfüllt. Die Festlegung der zeitlichen Reihenfolge von Flächen und Netzanbindungen erfolgt bis einschließlich zum Jahr der Inbetriebnahme 2038.~~ Die Erreichung des langfristigen Ausbauziels von 70 GW bis 2045 kann ~~somit~~ 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-E 2023 muss der FEP zudem eine Festlegung treffen, ob die jeweilige Fläche zentral voruntersucht und nach Teil 3 Abschnitt 4 WindSeeG-E 2023 ausgeschrieben werden soll oder ob eine Ausschreibung für nicht zentral voruntersuchte Flächen nach Teil 3 Abschnitt 5 WindSeeG-E 2023 erfolgen soll. Dabei legt § 5 Abs. 4 S. 2 WindSeeG 2023 Kriterien für die Festlegung von Flächen und die zeitliche Reihenfolge ihrer Ausschreibung fest. Gemäß § 2a Abs. 2 WindSeeG-E 2023 soll das Ausschreibungsvolumen dabei 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-E 2023 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 dem ~~zweiten~~ zweiten Quartals 2027 vorsieht. Demzufolge kann der Einzug der parkinternen Verkabelung erst im dritten Quartal 2027 erfolgen.

Gemäß § 5 Abs. 1 Nr. 4 WindSeeG-E 2023 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 Kalenderjahres 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 Kalenderjahres 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 OWP_s 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 ~~66 kV~~ 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 wieder aufzubauen, 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, werden 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 Sedimenterwärmung (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 ergeben sich 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. Entsprechend wird

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-6-3-2 wird auf die dortigen Festlegungen verwiesen.

Die Anzahl der für den Anschluss von OWPs 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 einzuziehen

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

5.9 ~~66 kV~~-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 Unterkunftsziecke 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 ~~bislang~~ 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.

~~Langfristig denkbar erscheint eine Anhebung der Spannungsebene beim Direktanbindungskonzept, beispielsweise auf 132 kV. Eine Anhebung der Spannungsebene beim Direktanbindungskonzept auf 132 kV ist erstrebenswert und soll für Anbindungssysteme mit Inbetriebnahme ab 2031 umgesetzt werden. Angesichts der bereits laufenden Vorbereitungen und Ausschreibungen für die Anbindungssysteme mit Inbetriebnahme in 2029 und 2030 soll für diese lediglich eine op-~~

tionale Erhöhung unter Zustimmung aller Beteiligter ermöglicht werden, um die Erreichung der gesetzlichen Ausbauziele nicht durch eine Verzögerung der Anbindungssysteme zu gefährden.

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. ~~Der hierzu jedoch erforderliche Direktanschluss von WEA mit einer Spannung größer als 66 kV wäre zu prüfen. Auf die diesbezügliche Konsultationsfrage und~~ Auf den kürzlich veröffentlichten Bericht des Carbon Trust wird verwiesen (Carbon Trust, 2022).

Da es sich bei dem Konzept um einen Direktanschluss 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 OWP_s 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 OWP_s 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.

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 WEAs 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 zur Einhaltung trifft voraussichtlich auf jeden Fall die OWP-Vorhabensträger 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.

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 oder von Teilen dieser kann eine Gefahr für den Luftverkehr ausgehen (Kollisionsrisiko). Zur Minimierung des Gefahrenpotentials müssen solche Bauwerke daher als Luftfahrthindernis kenntlich gemacht werden. Da die hierfür auf dem Hoheitsgebiet geltenden Regelwerke sich nicht auf die deutsche AWZ erstrecken, wurden mit dem Teil 5 des SOLF durch das BMDV bereits entsprechende Regelungen für die AWZ geschaffen.

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

~~Die GGBL-WBF finden für Einrichtung, Kennzeichnung und Betrieb von Windenbetriebsflächen auf Windenergieanlagen auch in der AWZ Anwendung (vgl. Nr. 1.1 GGBL-WBF) und müssen somit bis zur Etablierung neuer Vorgaben (SOLF) beachtet werden.~~

~~Mangels einschlägiger nationaler Vorgaben gelten in der AWZ (internationaler Luftraum) im Luftverkehrskontext grundsätzlich die Regelungen der Internationalen Zivilluftfahrtorganisation ICAO. In Bezug auf Windenbetriebsflächen auf Plattformen können die Regelungen für Windenbetriebsflächen auf Schiffen nach Maßgabe der~~

~~zuständigen Behörde (BMDV) auch entsprechend auf Plattformen angewendet werden (vgl. Nrn. 4.2.25 bis 4.2.29 ICAO-Anhang 14 Band II i. V. m. Nr. 7.1 ICAO-Dokument 9261). Dies ist bis zum Inkrafttreten des BMDV-Standards (SOLF) der Fall. Letzterer wird entsprechende Regelungen für diese Art von Windenbetriebsflächen enthalten.~~

Ein ausreichender Hindernisschutz stellt ein wesentliches Kriterium für einen sicheren Flugbetrieb auf einem Hubschrauberlandedeck dar. Dimensionierung und Ausrichtung der hierzu vorzusehenden Flächen ergeben sich dabei aus den einschlägigen Regelwerken. ~~Dies sind insbesondere Anhang 14 Band II zum Abkommen über die Internationale Zivilluftfahrt und nach dessen Einführung der SOLF sowie im Falle von gewerblichem Flugbetrieb unter Umständen zusätzlich die Regelungen zur Hindernisbeurteilung entsprechend Verordnung (EU) Nr. 965/2012, in den jeweils geltenden Fassungen.~~

~~Hindernisse in den An- und Abflugbereichen von Hubschrauberlandedecks bergen ein hohes Kollisionsrisiko. Daher dürfen diese dort nicht bzw. im Einzelfall nur unter engen Voraussetzungen errichtet werden. Andernfalls würde das Hubschrauberlandedeck nicht mehr oder zumindest nicht mehr bestimmungsgemäß genutzt werden können. Der Grundsatz leitet sich aus den diesbezüglichen Bestimmungen des ICAO-Anhangs 14 Band II ab (vgl. dort insb. Nr. 4) und gilt bis zum Inkrafttreten des SOLF, welcher diesbezügliche Regelungen enthalten wird.~~

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 bzw. in gegebenenfalls angrenzenden Gebieten ausreichend berücksichtigt werden. Durch eine Turmanstrahlung wird die Erkennbarkeit von Hindernissen erhöht sowie den Hubschrauberbesatzungen die Orientierung erleichtert und ein räumlicher Eindruck der Umgebung vermittelt. Auf diese Weise

~~kann die Annäherung an solche Hindernisse besser eingeschätzt werden, da die seitliche Begrenzung der An- und Abflugwege gekennzeichnet ist. Konkrete Regelungen zur Umsetzung sind in der TF11 enthalten; nach dem Inkrafttreten des SOLF werden die Anforderungen an eine Turmanstrahlung über diesen Standard geregelt.~~

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 unbenutzbar werden. In der Regel 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-~~E~~ 2023 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-~~E~~ 2023, 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. Stein-schüttungen 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-~~E~~ 2023. Die Anforderungen an die Sicherheitsleistungen ergeben sich aus der Anlage des WindSeeG-~~E~~ 2023 (zu § 80 Abs. 3 WindSeeG-~~E~~ 2023).

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

Um das Risiko der Beschädigung bereits vorhandener Rohrleitungen zu reduzieren und um die Möglichkeiten der Reparatur nicht zu beeinträchtigen, ~~ist bei der Wahl der Streckenführung neuer Seekabelsysteme~~ Einwirkungen auf bereits vorhandene Strukturen gebührend Rücksicht zu nehmen und den Meeresboden in diesen Bereichen ein Abstand in einem Schutzbereich von 500 m einzuhalten, soweit die beidseits von Rohrleitungen nach Möglichkeit zu vermeiden. In einem Schutzbereich von 300 m beidseits von Rohrleitungen dürfen grundsätzlich keine Einwirkungen auf den Meeresboden vorgenommen werden. Die jeweiligen Baugrundverhältnisse nicht können im Einzelfall auch größere Abstände erfordern.

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 Schutzbereiches 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. 1000 m zwischen der Plattform und den nächstgelegenen WEA einzuhalten.

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. 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.

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 Wasserhaushalts¹² (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

¹² 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)

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.

Zur Verbesserung des Kenntnisstandes bezüglich tatsächlicher Kollisionen von Vögeln mit Windenergieanlagen soll für OWP im Bereich der im ROP 2021 ausgewiesenen Vogelzugkorridore ein Kollisionsmonitoring erfolgen. Vorgehen ist die Installation von Systemen zur Kollisionserfassung nach dem Stand der Technik, etwa Sensoren und/oder geeignete Kamerasysteme, an mindestens einer repräsentativen Anlage.

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

Bekannte 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 Naturschutz-

gebiete 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. ~~Um diese nicht zu beschädigen, müssen in diesem Falle in Absprache mit den~~ Die für Denkmalpflege und Archäologie zuständigen ~~Fachbehörden geeignete Sicherungsmaßnahmen durchgeführt~~ Fachbehörden sollen frühzeitig bei Fundstellen einbezogen werden.

~~Die Funde sind wissenschaftlich zu untersuchen und zu dokumentieren. Gegenstände archäologischer oder historischer Art sollen entweder an Ort und Stelle oder durch Bergung erhalten und bewahrt werden können.~~ 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 ~~werden~~ regelmäßig angeordnet, dass durch ein maximaler Schalleignispegel (LE) geeignetes Schallschutzkonzept sicherzustellen ist, dass die Schallemission (Breitband Einzelereignispegel SEL05) in einer Entfernung von 750 m den Wert von 160 Dezibel (dB re 1 µPa 1 µPa² s) und ein der Spitzenschalldruckpegel (L_{peak-peak}) den Wert von 190 Dezibel (dB re 1 µPa in 750 m Entfernung zur Rammstelle unabhängig vom Pfahldurchmesser festgelegt 1 µPa) nicht überschreitet. Maßnahmen zum Schallschutz, die u.a. technische Schallminderung, optimiertes Rammverfahren, Vergrämung und Überwachung der Effektivität miteinschließen, werden standortspezifisch und

bezogen auf die eingesetzte Gründungskonstruktion im Einzelfall konkretisiert. Dies 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 (2013) (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).

Für die besonders sensible Fortpflanzungsphase 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 (Gebietsschutz 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 Schallemissionen den Einsatz von geeigneten Schutzmaßnahmen, wie Vergrämung und Einsatz von Blasenschleiern zu vermeiden.

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 in Ausnahmefällen im Ausnahmefall zulässig und, ~~sofern technisch möglich~~, 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 zu berücksichtigen sind. Deren Berücksichtigung dient einem zügigen Zulassungsverfahren und der sicheren und ordnungsgemäßen Errichtung sowie einem entsprechenden Betrieb der Anlagen. Zu berücksichtigen 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-Luftfahrt für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone“ (SOLF), ~~Teil 5 [Sollte der SOLF vor Inkrafttreten des fortgeschriebenen FEP erlassen werden, wird die Einschränkung auf Teil 5 gestrichen]~~
- 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 O-139 und A-126 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.

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-~~E~~ 2023 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 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 Kon-

verterplattformen 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 Hindernisbefeuerung, die Wahl geeigneter Lichtintensitäten und -spektralen oder Beleuchtungsintervalle.

Die Erstellung einer Emissionsstudie zur Erfassung der durch die jeweilige Konstruktions- und Ausrüstungsvariante auftretenden Emissionen bzw. deren Vermeidung ist zwingend erforderlich. Eine Vorstudie dazu ist bereits als Teil der Antragsunterlagen einzureichen. In der Vorstudie 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 ist ein geschlossenes Kühlsystem einzusetzen (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. So sind etwa ausreichend dimensionierte 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 Phosphorver-

bindungen 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).

Löschschäume 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 (SF_6) ist ein hoch klimawirksames Gas. Daher ist dessen Einsatz aus Gründen des Klimaschutzes zu vermeiden. Es ist zu prüfen, ob SF_6 durch eine weniger klimawirksames Produkt klimawirksame Alternative ersetzt werden kann. Die Substitution-

sprüfung 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, so dass 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 lie-

gen in der Verantwortung des OWP-Vorhabens-trägers. Die Beantragung und Erwirkung von Frequenzuteilungsurkunden 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 An-

lage 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 Vorhabenträger bei zwei nebeneinander liegenden Flächen.

Hinsichtlich zwei nebeneinander liegenden Flächen, die im gleichen Jahr durch die BNetzA ausgeschrieben werden und daher die Planung durch die jeweiligen Vorhabenträger im gleichen Zeitraum erfolgt, ist in gutnachbarschaftlicher Zusammenarbeit eine frühzeitige enge Abstimmung zwischen den Vorhabenträgern 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 ausgeschrieben, 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 ausgeschrieben Fläche Rücksicht zu nehmen. Grundvoraussetzung für die Erstellung der Planfeststellungsunterlagen der zeitlich späteren Fläche sind daher die Übermittlung der Planungen der früher ausgeschrieben 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 2023 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.

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, den Aufstieg ermöglicht und über Bord gegangenen Personen den Aufstieg bis zum Transition Piece ermöglicht. Auf Plattformen wird neben dem Regelzugang mittels Boatlanding regelmäßig ein Hubschrauberlandedeck eingerichtet. Es sollen zwei verschiedene Verkehrssysteme genutzt werden können, sodass

z. B. bei wetterbedingter Einschränkung des Zugangs mittels Schiff das Hubschrauberlandedeck 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.

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.

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.

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 Subsea 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.

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 Netzinfrastuktur 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 üblicher Weise 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. ~~Ist dies technisch nicht möglich, darf der Kreuzungswinkel 45° nicht unterschreiten. Durch diesen Grundsatz wird die Größe des Kreuzungsbauwerks reduziert.~~ 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 werden, wenn dies in der Gesamtschau zu einer geringeren Flächeninanspruchnahme führt. Dies betrifft insbesondere die Kreuzung von mehreren Kabeln in Parallellage mit Bestandskabeln. 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 Biegeradien des Seekabels mit zu berücksichtigen. Bei Kreuzungen von vorhandenen Kabeln ist sicherzustellen, dass die Biegeradien 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.

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

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. 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-E 2023 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-E 2023 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 Flächenvoruntersuchung 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 nun 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.

8 Sonstige Energiegewinnungsbereiche

Gemäß § 5 Abs. 2a WindSeeG-~~E~~ 2023 kann der FEP sonstige Energiegewinnungsbereiche außerhalb von Gebieten festlegen.

Ein sonstiger Energiegewinnungsbereich ist gemäß § 3 Nr. 8 WindSeeG-~~E~~ 2023 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-~~E~~ 2023 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-~~E~~ 2023 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-~~E~~ 2023). Eine Ausweisung von entsprechenden Leitungen oder Kabeln in Trassen oder Trassenkorridoren für Offshore-Anbindungsleitungen ist nicht zulässig (§ 5 Abs. 2a S. 2 WindSeeG-~~E~~ 2023).

Im Küstenmeer können sonstige Energiegewinnungsbereiche nur festgelegt werden, wenn das zuständige Bundesland die sonstigen Energiegewinnungsbereiche als möglichen Gegenstand

des FEP ausgewiesen hat. Auf die Verwaltungsvereinbarung zwischen dem BSH und dem Bundesland Mecklenburg-Vorpommern zu Festlegungen im Küstenmeer¹³ 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-~~E~~ 2023 i.V.m. den Vorgaben in der Verordnung zur Vergabe von sonstigen Energiegewinnungsbereichen in der ausschließlichen Wirtschaftszone (Sonstige-Energiegewinnungsbereiche-Verordnung - SoEnergieV)¹⁴ 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. Etwa mittig Der Bereich wird in nordsüdlicher Richtung durch den Bereich verläuft der Interkonnektor „NorNed“ geteilt. Nach Norden wird der Bereich durch das Gebiet N-10 begrenzt. Nach Westen, ~~Norden~~ 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 ~~keine räumliche Anpassung vorgenommen.~~ SEN-1 erweitert.

Der im FEP 2020 festgelegte sonstige Energiegewinnungsbereich SEO-1 entfällt. Der ROP 2021 hat für dieses Seegebiet ein Vorranggebiet für Windenergie auf See festgelegt. Die Fläche

¹³ Abrufbar unter: https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downloads/FEP/Flaechenentwicklungsplan_Verwaltungsvereinbarung_BSH_Mecklenburg_Vorpommern.html?nn=1653366

¹⁴ Verordnung zur Vergabe von sonstigen Energiegewinnungsbereichen in der ausschließlichen Wirtschaftszone (Sonstige-Energiegewinnungsbereiche-Verordnung – SoEnergieV) vom 21. September 2021 (BGBl. I S. 4328).

O-2.2, ~~deren Festlegung geprüft wird~~, 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. In allen Vorranggebieten ~~und bis auf Einzelfälle auch in allen Vorbehaltsgebieten~~ werden mit dem gegenständlichen Plan Flächen für die Errichtung von Offshore-Windenergieanlagen zur Anbindung an das Stromnetz ausgewiesen. ~~Im Ergebnis kann~~ Gemeinsam mit den im ROP festgelegten Vorbehaltsgebieten kann nach aktuellem Planungsstand mit der damit für Windenergieanlagen auf See vorgesehenen Flächenkulisse einer Leistung von ca. 60 GW errichtet werden. 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 somit über die Festlegungen des ROP hinaus weitere Flächen benötigt. Auf möglichen Potenzialgebieten bestehen regelmäßig ~~Ansprüche anderer~~ andere Nutzungen. Die Festlegung von zusätzlichen sonstigen Energiegewinnungsbereichen würde das Erfordernis zur Identifikation zusätzlicher Potenzialflächen und die damit zusammenhängenden Nutzungskonkurrenzen weiter verschärfen. Dies gilt auch für Flächen in den Zonen 4 und 5, welche bislang explizit für die Anbindung an das landseitige Stromnetz vorgesehen sind. 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 ~~mehr~~ ausgeschlossen. Gemäß § 5 Abs. 2a S. 1 WindSeeG-

E 2023 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-E 2023 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.

Im Falle der Errichtung einer Rohrleitung zur Anbindung von SEN-1 soll die Mindestkapazität 2 GW (bezogen auf den Energieträger Wasserstoff (Heizwert)) betragen. Diese Vorgabe soll die Anbindung weiterer sonstiger Energiegewinnungsbereiche bei einer Ausweisung im räumlichen Zusammenhang mit SEN-1 an die Rohrleitung ermöglichen. Für diesen Fall hat der Betreiber der Rohrleitung zu gewährleisten, dass anderen Marktteilnehmern der Zugang zur Rohrleitung für die Anbindung weiterer sonstiger Energiegewinnungsbereiche gewährt wird. Aus den Stellungnahmen der Konsultation zum erweiterten Vorentwurf und Entwurf des FEP ging hervor, dass die Errichtung einer Sammelpipeline zur möglichen Anbindung weiterer sonstiger Energiegewinnungsbereiche als sinnvoll eingeschätzt wird, auch wenn noch zahlreiche offene Fragen hinsichtlich der Regulatorik einer Wasserstoffpipeline und den Zugangsmöglichkeiten Dritter bestehen. Als eine sinnvolle Größe für eine Sammelpipeline wurde ~~zunächst~~ eine Kapazität von 2 GW genannt. Die Errichtung einer

Rohrleitung mit geringerer Durchleitungskapazität, welche nur zur Anbindung von SEN-1 dient, stellt eine aus räumlicher Sicht ineffiziente Anbindungsmöglichkeit dar und wird daher ausgeschlossen.

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 Pipeline Europipe I wird nicht ausgeschlossen. Die offenen Fragen hinsichtlich der Zugangsmöglichkeiten Dritter zu einer bestehenden Pipeline 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 Pipeline 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 Pipeline 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.

III.IV. Übereinstimmung der Festlegungen mit privaten und öffentlichen Belangen

Nach § 5 Abs. 3 S. 1 WindSeeG 2023 sind räumliche Festlegungen unzulässig, wenn überwiegende öffentliche oder private Belange entgegenstehen. § 5 Abs. 1 S. 2 WindSeeG 2023 enthält einen Katalog von Regelbeispielen für die Unzulässigkeit von Festlegungen des FEP. Sofern einer der in § 5 Abs. 3 S. 2 WindSeeG 2023 genannten Ausschlussgründe vorliegt, ist eine Festlegung in jedem Fall unzulässig. Die Aufzählung der Ausschlussgründe ist nicht abschließend.¹⁵ Soweit einzelne, der Abwägung zugängliche Belange miteinander konkurrieren sollten, sind diese untereinander abzuwägen. § 5 Abs. 3 S. 3 WindSeeG 2023 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 2023 zu berücksichtigen ist.

Für die Festlegung von Flächen und Gebieten nach § 5 Abs. 1 Nr. 1 und 2 WindSeeG 2023, 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 2023). 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 Windenergie¹⁶) liegen. Entsprechend bedarf es insoweit gemäß § 5 Abs. 3 S. 4 WindSeeG 2023 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 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. Die Änderung zum 2. Entwurf, dass das Testfeld nunmehr nicht als „in Prüfung“ festgelegt wird, ist in diesem Zusammenhang nicht entscheidend, da die möglichen Auswirkungen der Festlegung als Testfeld bereits untersucht worden sind.

¹⁵ Vgl. BT-Drs 18/8860, S. 273.

¹⁶ 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 2023). § 5 Abs. 3 S. 2 Nr. 1 WindSeeG 2023 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 Ostsee¹⁷ (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 §

¹⁷ 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.

6 Abs. 2 ROG gerecht werden, sodass sie zugelassen werden können.

Das Zielabweichungsverfahren wird in das Verfahren des FEP einbezogen (vgl. im Einzelnen Kapitel IV.6) Die abschließende Entscheidung wird nach Ende der Frist für Stellungnahmen zum 2. Entwurf des FEP getroffen und mit einer weiteren Bekanntmachung veröffentlicht.

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, sodass das Gebiet seit Ablauf der Frist am 30.06.2022 ein Vorbehaltsgebiet Windenergie darstellt und eine Übereinstimmung der Festlegung mit der Raumordnung gegeben ist.

1.2 Keine Gefährdung der Meeresumwelt

Nach § 5 Abs. 3 S. 2 Nr. 2 WindSeeG 2023 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.1f wird für die Gebietsdarstellung verwiesen.

Die Umweltberichte sind derzeit in Überarbeitung. Eine erneute Strategische Umweltprüfung

zum 2. Entwurf des Flächenentwicklungsplans war nicht erforderlich, da gegenüber dem 1. Entwurf keine neuen oder anderen erheblichen Umweltauswirkungen ersichtlich sind. Dies ist insbesondere deshalb der Fall, da die Änderungen bezüglich der Schifffahrtsrouten SN6 und SN12 bereits im Rahmen des 1. Entwurfs des Flächenentwicklungsplans Teil der Strategischen Umweltprüfung und der zugehörigen Umweltberichte waren.

Dieses Kapitel wird nach der Konsultation nach Abschluss der strategischen Umweltprüfung weiter ausgeführt}.

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 2023 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, ist 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, ist ein Zielabweichungsverfahren vom ROP 2021 durchzuführen. 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, sodass das Gebiet seit 01.07.2022 ein Vorbehaltsgebiet Windenergie darstellt. Weitere Anhaltspunkte für eine Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffverkehrs 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 2023 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 Fortschrei-

bung des ROP geprüft. Derzeit ist nicht ersichtlich, dass eine erneute Prüfung der Gebiete und Flächen nach § 5 Abs. 3 S. 3 WindSeeG 2023 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.

1 Sonstige überwiegende öffentliche und private Belange

Neben den in § 5 Abs. 3 S. 2 WindSeeG 2023 ausdrücklich aufgeführten Ausschlussgründen ist nach § 5 Abs. 3 S. 1 WindSeeG 2023 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, dass den Festlegungen entgegensteht, im Einzelfall den hinter den Festlegungen stehenden Belangen überwiegt. § 5 Abs. 3 S. 3 WindSeeG 2023 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 2023 zu berücksichtigen ist.

Sonstige überwiegende öffentliche und private Belange im Sinne des § 5 Abs. 3 S. 1 WindSeeG 2023 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 2023 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 2023, die Ein-

fluss 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 Planungen des 2. Entwurfs des FEP beeinträchtigt sind, hat die Prüfung zum Ergebnis geführt, dass der Ausbau der Windenergie auf See entsprechend § 1 Abs. 3 WindSeeG 2023 auch in den jeweiligen Einzelfällen überwiegt.

2 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 Vorbehaltsgeländen 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 2023 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 Vorbehaltsgelände 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 2023 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, so dass 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 2023 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 2023 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 Vorbehaltsgeländen.

Das im vorliegenden 2. Entwurf des FEP festgelegte, 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 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.

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).

Das Gebiet O-2 wurde entsprechend dem ROP 2021 in westliche Richtung vergrößert. Da sich die Bedingung des bedingten Vorbehaltsgebietes

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.

3 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.

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.

4 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 2023 zulässig sind.

Dieses Kapitel bezieht sich im Rahmen dieses 2. Entwurfes des Flächenentwicklungsplans zunächst nur auf Festlegungen, die N-21, N-11 und SEN-1 betreffen. Es wird nach der Konsultation weiter ausgeführt.

Auch 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. Die endgültige Entscheidung über die Zulässigkeit der Zielabweichungen vom Raumordnungsplan wird mit Abschluss des Zielabweichungsverfahrens nach Ende des Stellungnahmezeitraums zum 2. Entwurf geprüft. 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 ist ein Zielabweichungsverfahren vom ROP 2021 durchzuführen, soweit dieser nunmehr auch im Bereich von Vorranggebieten für die Schifffahrt liegen soll. Einzelheiten zum Zielabweichungsverfahren sind unter IV.6 beschrieben.

5 Zielabweichungsverfahren

5.1 Sachverhalt

Wie insbesondere unter IV.1.1 beschrieben, wird 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 wird 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. 3f).

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.

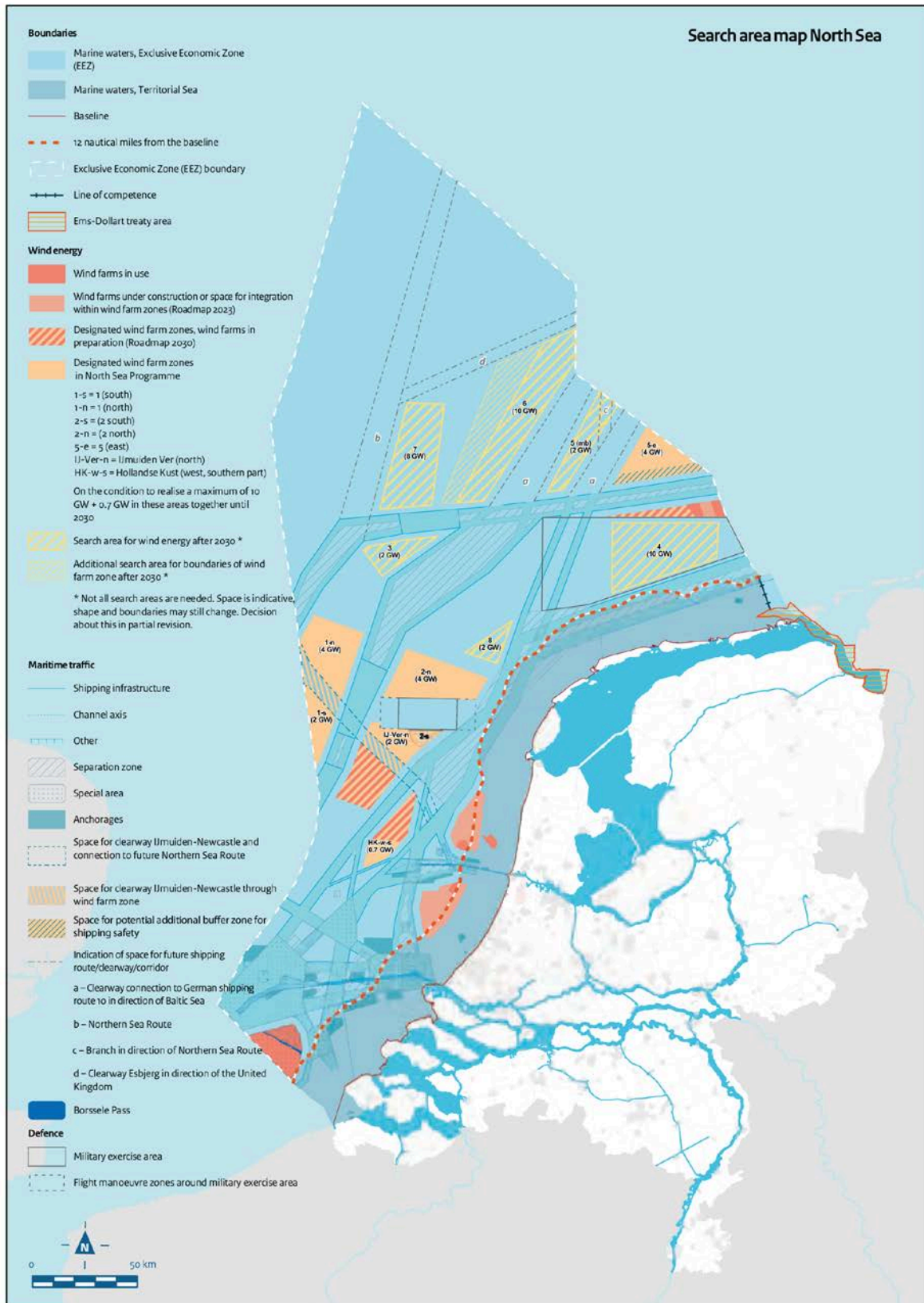


Abbildung 12: Übersichtskarte zur niederländischen ausschließlichen Wirtschaftszone zum geplanten Ausbau der Windenergie (Dutch Ministry of Infrastructure and Water Management, 2021, S. 112)

5.2 Rechtliche Prüfung

5.2.1 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 geplanten 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 Gesetzesbegründung nicht

eindeutig hervor.¹⁸ 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 nach § 19 S. 2 ROG erforderliche Benehmen des Bundesministeriums des Innern, für Bau und Heimat soll nach der Öffentlichkeitsbeteiligung zum 2. Entwurf des FEP eingeholt werden.

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 zum 1. Entwurf des FEP ist auf die Gebiete in

¹⁸ 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).

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 zum 1. Entwurf des FEP kam zu dem Ergebnis, dass weder durch die Festlegung von N-21 und N-22 noch durch die mögliche Erweiterung der Fläche N-11.1 zusätzliche oder andere erhebliche Umweltauswirkungen zu erwarten sind. Das Gleiche ist für eine etwaige 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 ROG¹⁹, 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, soll dennoch die Öffentlichkeit sowie Behörden, deren Aufgabenbereich von den Zielabweichungsverfahren berührt werden, über die Planungen informiert werden und erneut die Möglichkeit zur Stellungnahme bestehen.

5.2.2 Materiell-rechtliche Voraussetzungen

Die Abweichungen, die mit dem Zielabweichungsverfahren verfolgt werden, sind nach derzeitigem Stand der Planung 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

¹⁹ BGBl. 2008 I, 2986.

Management, 2021) entfällt die Möglichkeit einer sinnvollen Nutzung der SN6 und damit auch der SN12. Die Schifffahrtsrouten SN6 und SN 12 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, gibt 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. 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 zu erwarten ist, sodass eine schmalere verbleibende Route von und nach Esbjerg nordöstlich der Kreuzung mit den Schifffahrtsrouten SN4 und SN5 ausreichend sein kann. Es sind jedoch derzeit keine Anhaltspunkte für Konflikte mit der Schifffahrt ersichtlich, die nicht durch die derzeit

geführten Abstimmungen bezüglich der Flächenzuschnitte 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 relevanten 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.

5.3 Ergebnis der Prüfung

Die geplanten Abweichungen von den Zielen des Raumordnungsplans 2021 sind zulässig.

IV.V. Zusammenfassende Umwelterklärung und Überwachungsmaßnahmen

[wird nach der Konsultation ausgeführt]

V.VI. Literaturverzeichnis

- BIOCONSULT SH et al. (2020). Divers (*Gavia* spp.) in the German North Sea: Changes in Abundances and Effects of Offshore Wind Farms. Prepared for Bundesverband der Windparkbetreiber Offshore e.V.
- 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.
- 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.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/offshore-vereinbarung-mehr-strom-vom-meer.pdf?__blob=publicationFile&v=6.
- 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.
- 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/>.
- Kuhbier, J., & Prall, U. (2010). Probleme bei der Planung und Genehmigung von Offshore-Windenergieanlagen. In K. Thome´-Kozmiensky, & M. Hoppenberg, *Immissionsschutz, Band 1 – Planung, Genehmigung und Betrieb von Anlagen* (S. S. 385 – 398). TK Verlag Karl Thome´-Kozmiensky.
- 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).

SCHWEMMER H, M. N. (2019). *Aktuelle Bestandsgröße und –entwicklung des Sterntauchers (Gavia stellata) in der deutschen Nordsee. Bericht für das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie und das Bundesamt für Naturschutz. Veröffentlicht unter <http://www.ftz.uni-kiel.de/de/forsch>.*

Anhang

1 Kartenteil

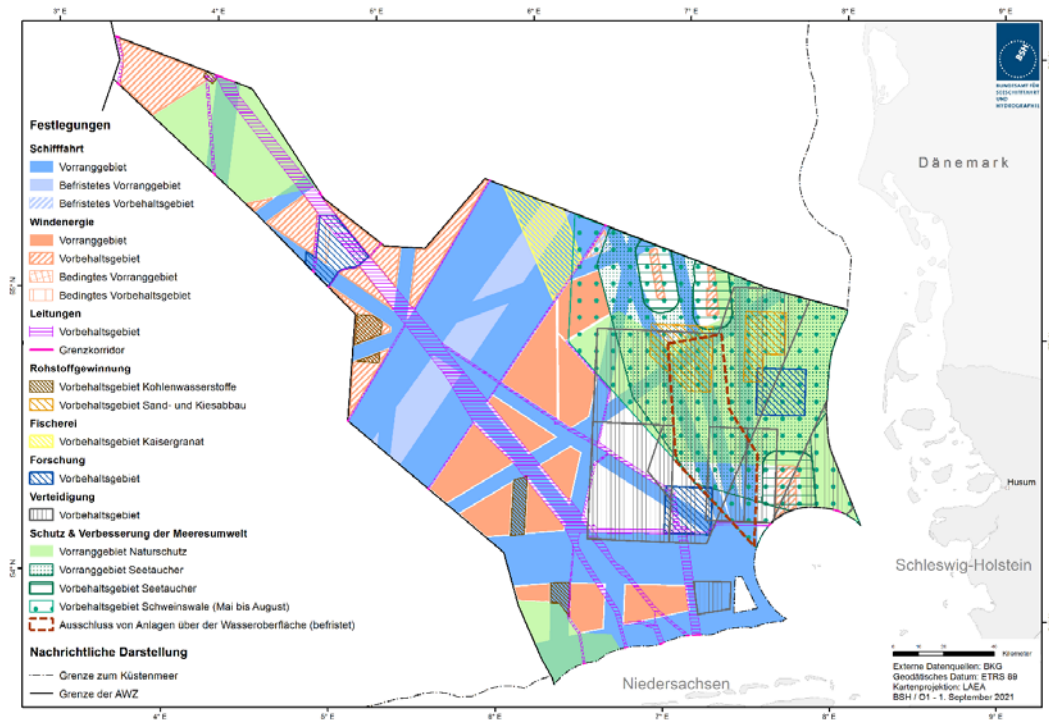


Abbildung 13: Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee - Kartenteil Nordsee

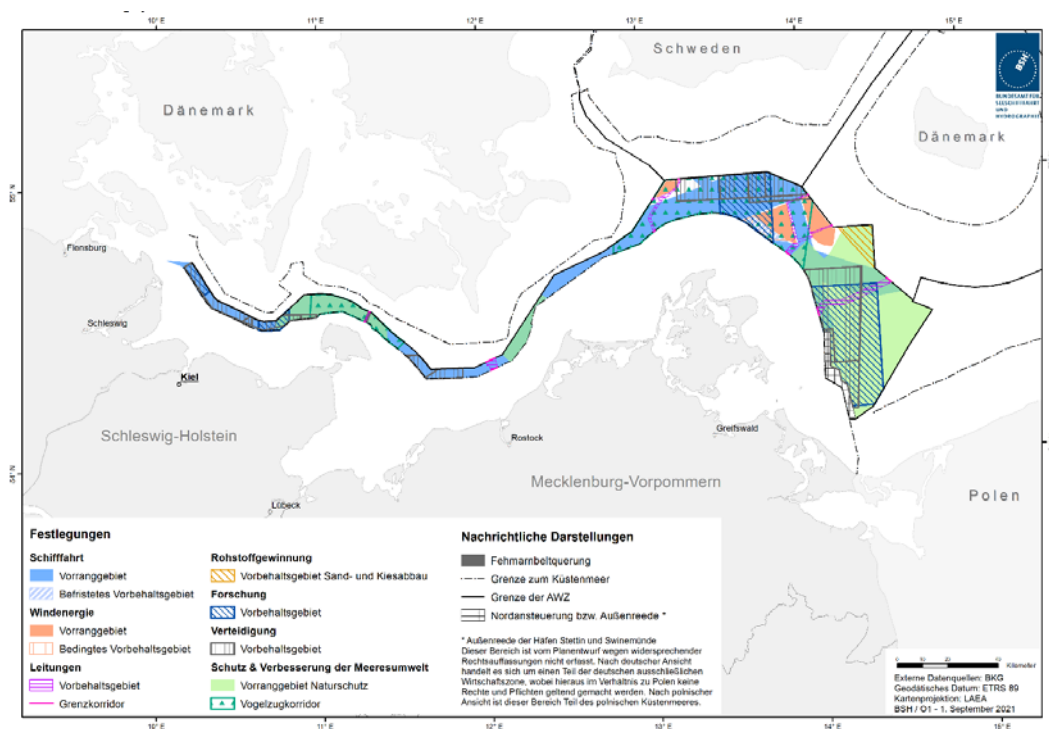


Abbildung 14: Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee - Kartenteil Ostsee

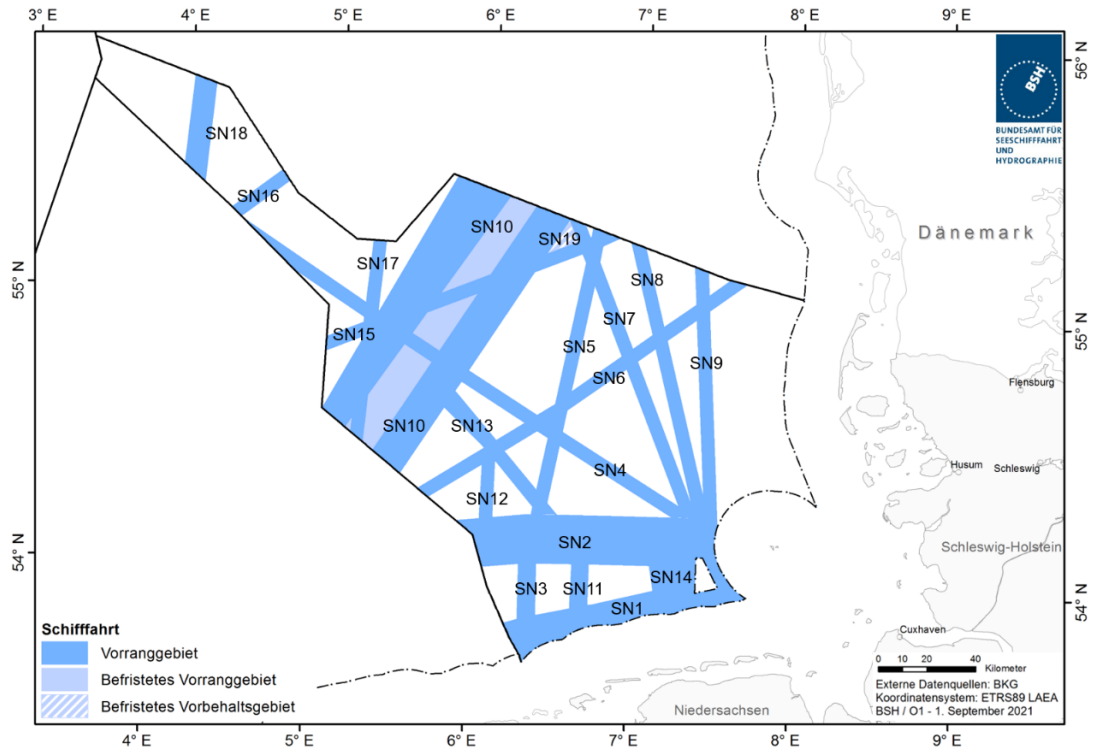


Abbildung 15: Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee - Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Schifffahrt in der Nordsee

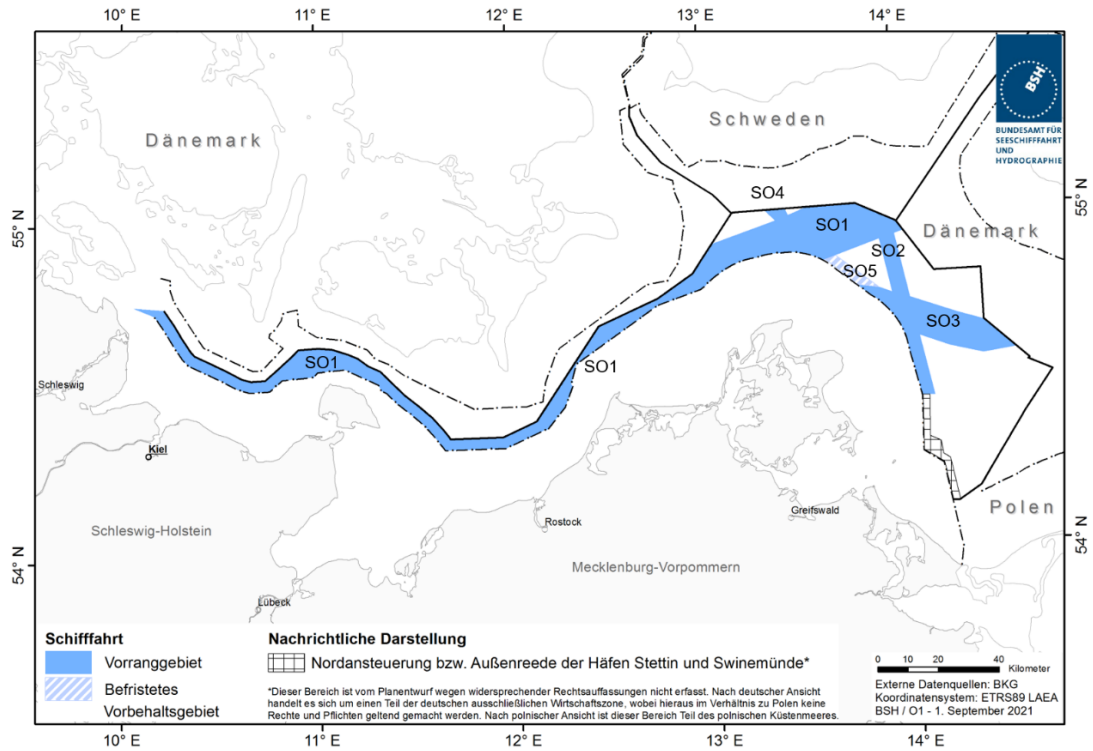


Abbildung 16: Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee - Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Schifffahrt in der Ostsee

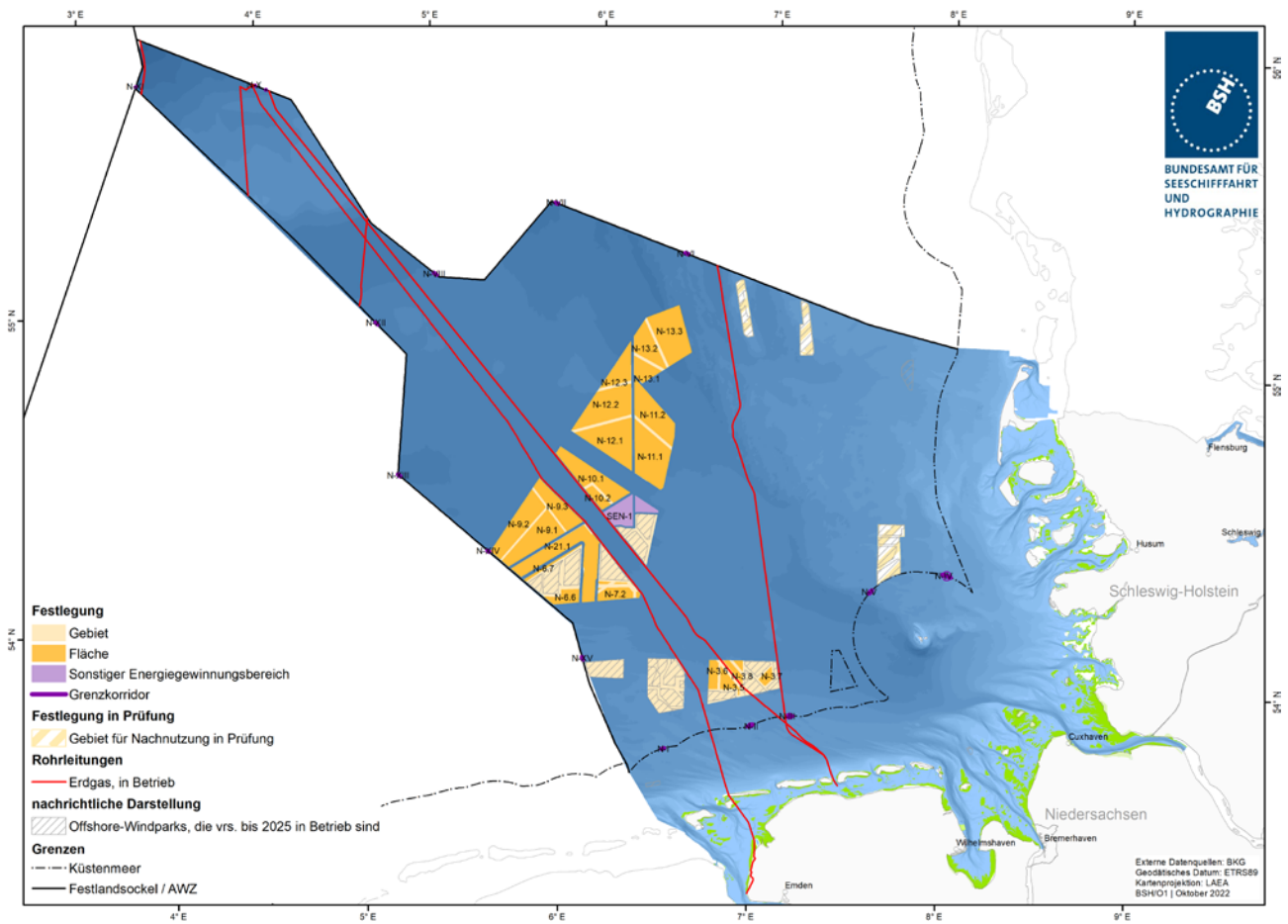


Abbildung 17: Festlegungen für Gebiete, Flächen und sonstigen Energiegewinnungsbereiche in der AWZ der Nordsee und Rohrleitungen

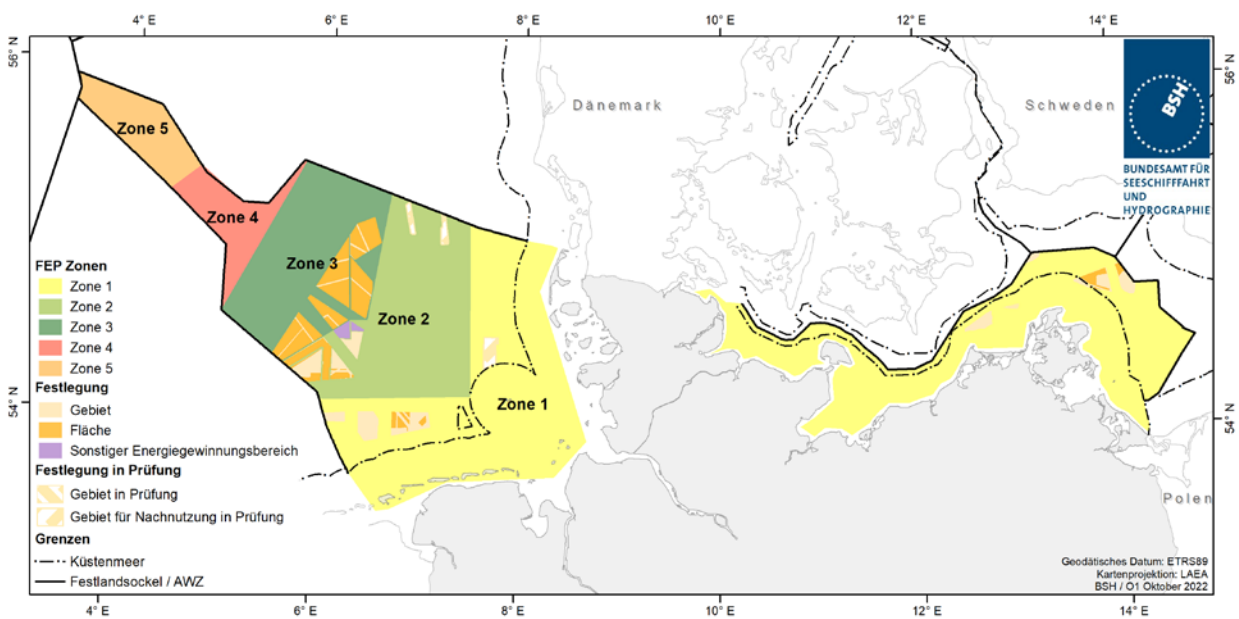


Abbildung 18: FEP Zonen (neuer Zuschnitt)

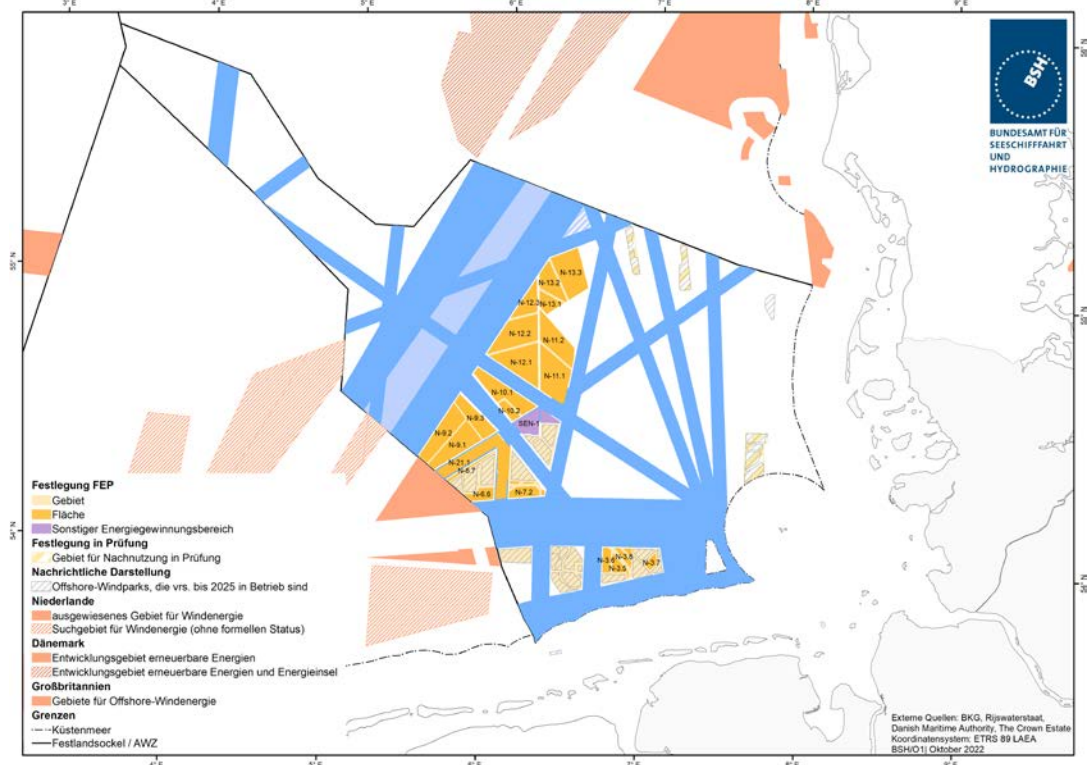


Abbildung 19: Festlegungen für Gebiete, Flächen, sonstige Energiegewinnungsbereiche und nachrichtliche Darstellung von Planungsständen für Windenergie auf See in den benachbarten AWZ der Nordsee

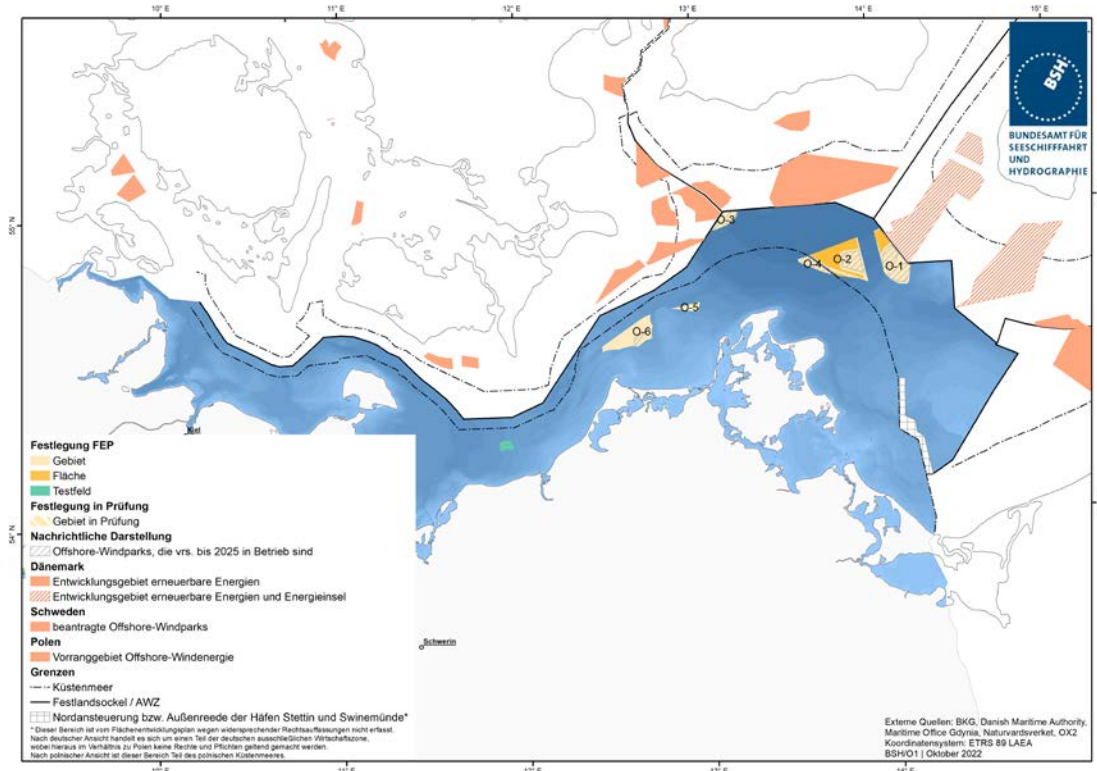


Abbildung 20: Festlegungen für Gebiete und Flächen und nachrichtliche Darstellung von Planungsständen für Windenergie auf See in den benachbarten AWZ der Ostsee

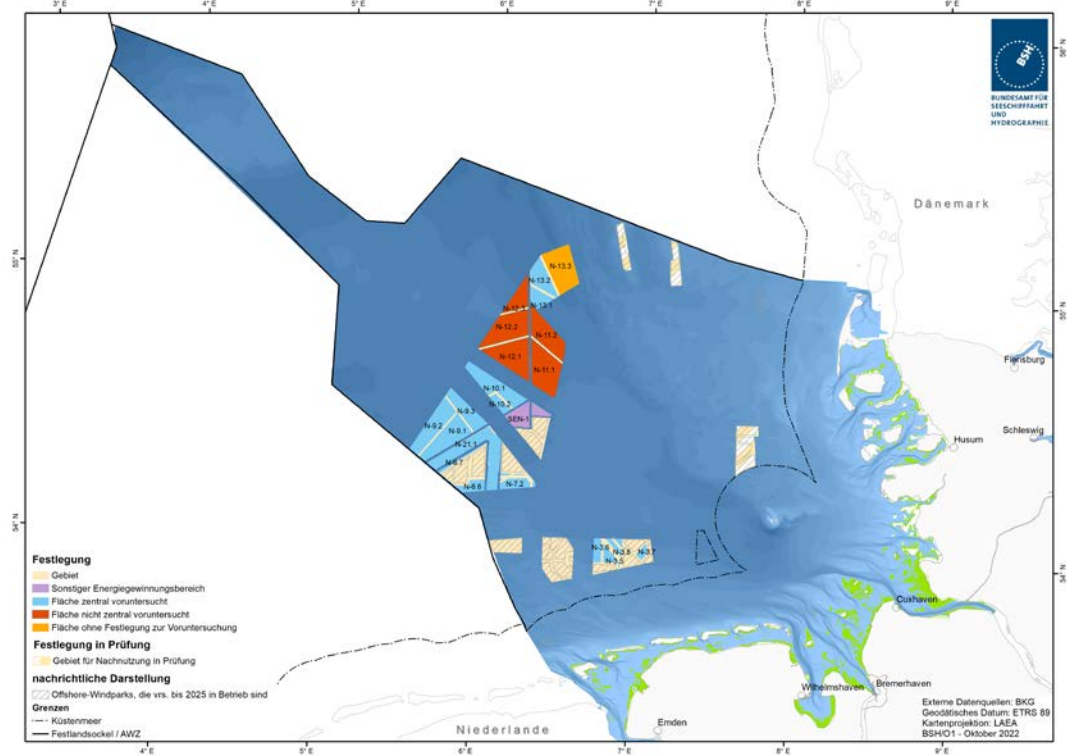


Abbildung 21: Unterscheidung der festgelegten Flächen hinsichtlich der Art ihrer Voruntersuchung in der AWZ der Nordsee

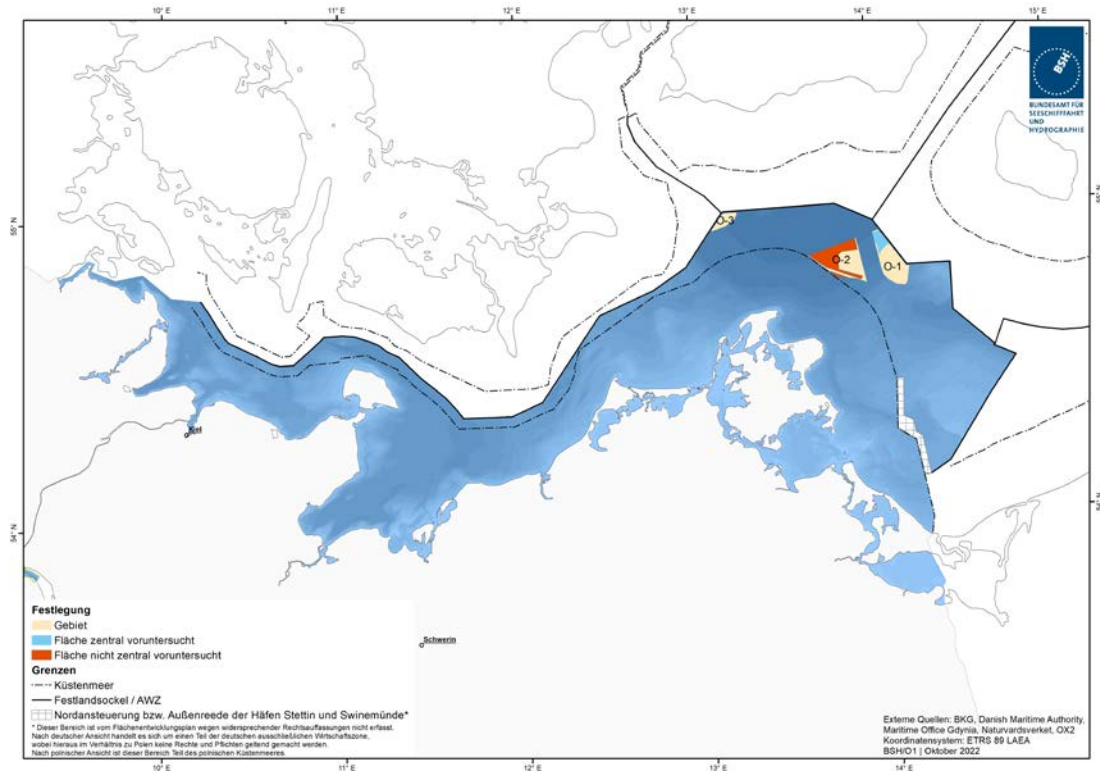


Abbildung 22: Unterscheidung der festgelegten Flächen hinsichtlich der Art ihrer Voruntersuchung in der AWZ der Ostsee

2 Übersichtstabelle

Tabelle 11: Übersichtstabelle Festlegungen 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 (QIII)	980	980	NOR-7-2	2027 (QIII)	980	N-V
2028	N-3.5	2023	2028 (QIII)	420	1.800	NOR-3-2	2028 (QIII)	900	N-II
	N-3.6	2023	2028 (QIII)	480					
	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					
	N-11.2	2024*	2031 (QIII)	1.500					
2031	N-13.1	2026**	2031 (QIII)	500	4.000	NOR-11-2	2031 (QIII)	2.000	N-III
	N-12.3	2024*	2031 (QIII)	1.000					
	N-13.2	2026**	2031 (QIII)	1.000					
	N-13.2	2026**	2031 (QIII)	1.000					
2032**	N-21.1	2027**	2032 (QIII)	2.000	2.000**	NOR-21-1	2032 (QIII)	2.000	N-II
Summe Festlegungen FEP					24.738				
Voraussichtlicher Bestand 2025					10.800				
Zusätzliches Potenzial Küstenmeer					1.000				
Summe**					36.538				

* Diese Ausschreibungen erfolgen als Ausschreibung für nicht zentral voruntersuchte Flächen. Der Zeitraum zwischen Ausschreibung und Inbetriebnahme ist entsprechend verlängert.

** Zur Einhaltung der jährlichen Ausschreibungsmenge nach §2a Abs. 1 WindSeeG sind weitere Festlegungen erforderlich. Auf künftige Fortschreibungen des FEP wird diesbezüglich verwiesen.

3 Informatrische Darstellung eines langfristigen Ausbaus

[wird nach der Konsultation ausgeführt]