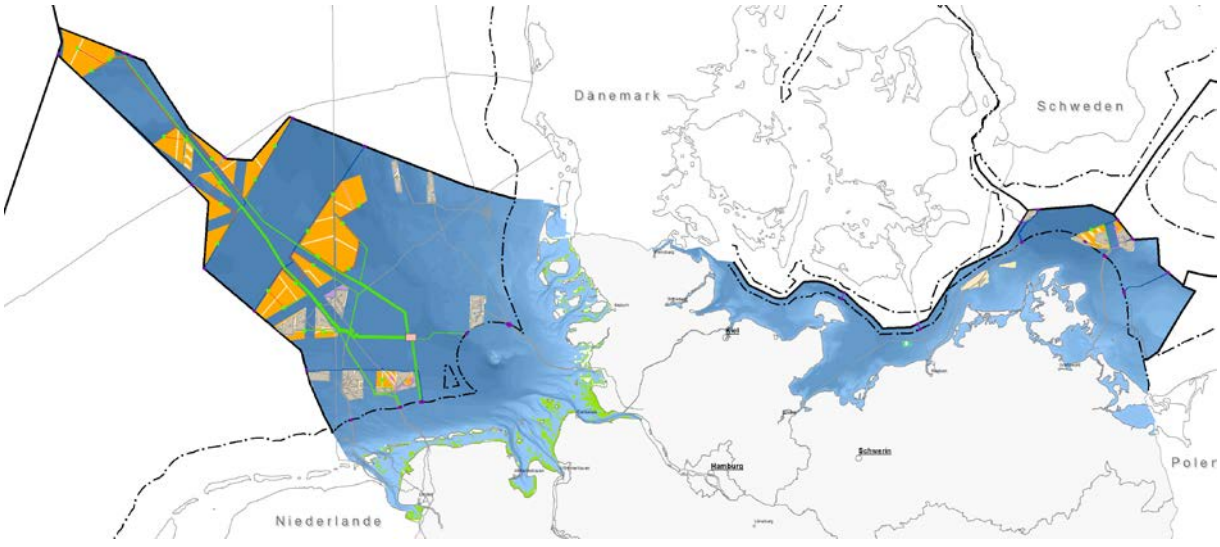
BUNDESAMT FÜR
SEESCHIFFFAHRT
UND
HYDROGRAPHIE

Erweiterter Vorentwurf Flächenentwicklungsplan



Hamburg, 14. April 2022

Inhalt

1	**Verfahrensgang, Rechtsrahmen und Zielsetzung**	**1**
2	**Räumliche und technische Rahmenbedingungen**	**2**
2.1	Flächenkulisse	2
2.2	Annahmen zum Rückbau	2
2.3	Leistungsermittlung	3
2.4	Netzanbindungssysteme	5
2.4.1	Verfügbarkeit von geeigneten Netzverknüpfungspunkten	5
2.4.2	Verfügbarkeit von Trassen im Küstenmeer	6
3	**Beabsichtigte Festlegungen**	**8**
3.1	Gebiete und Flächen	8
3.2	Netzanbindungssysteme	12
3.2.1	Räumliche Darstellungen	14
3.2.2	Anbindungssysteme mit Inbetriebnahme nach 2031	14
3.2.3	Verbindungen untereinander	15
3.3	Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme bis 2031	17
3.4	Trassen für grenzüberschreitende Stromleitungen	19
3.5	Sonstige Energiegewinnungsbereiche	19
4	**Anhang**	**21**

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: 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) (Fraunhofer IWES, noch nicht veröffentlicht) 4

Abbildung 2: Beabsichtigte Festlegungen für Gebiete, Flächen und sonstige Energiegewinnungsbereiche in der AWZ der Nordsee 11

Abbildung 3: Beabsichtigte Festlegungen für Gebiete und Flächen in der AWZ der Ostsee 12

Abbildung 4: Beabsichtigte Festlegungen für die AWZ der Nordsee 16

Abbildung 5: Beabsichtigte Festlegungen für die AWZ und das Küstenmeer in der Ostsee 17

Abbildung 6: Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee - Kartenteil Nordsee 21

Abbildung 7: Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee - Kartenteil Ostsee 21

Abbildung 8: Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee - Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Schifffahrt in der Nordsee 22

Abbildung 9: Beabsichtigte Festlegungen für Gebiete und Flächen und nachrichtliche Darstellung von Planungsständen für Windenergie auf See in den benachbarten AWZ der Nordsee 22

Abbildung 10: Beabsichtigte Festlegungen für Gebiete und Flächen und nachrichtliche Darstellung von Planungsständen für Windenergie auf See in den benachbarten AWZ der Ostsee 23

Abbildung 11: Nachrichtliche Darstellung möglicher Freihalte- und Abstimmungsbereiche in einem exemplarischen Ausschnitt der AWZ der Nordsee. Für Erläuterungen zu den Darstellungen wird auf Kapitel 3.1 verwiesen. 24

Abbildung 12: Nachrichtliche Darstellung möglicher Freihalte- und Abstimmungsbereiche in einem exemplarischen Ausschnitt der AWZ der Ostsee. Für Erläuterungen zu den Darstellungen wird auf Kapitel 3.1 verwiesen 25

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Beabsichtigte Festlegungen zu Gebieten und Flächen 10

Tabelle 2: Beabsichtigte Festlegungen für Netzanbindungssysteme mit Inbetriebnahme bis 2031 14

Tabelle 3: Beabsichtigte Festlegungen zu Kalenderjahren der Ausschreibung und Inbetriebnahme von Flächen und Netzanbindungen 18

1 Verfahrensgang, Rechtsrahmen und Zielsetzung

Mit Bekanntmachung vom 17.12.2021 hat das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) das Verfahren zur Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans (FEP) eingeleitet und einen Vorentwurf vorgelegt.

Es besteht Bedarf, Festlegungen sowohl zu einem erhöhten Ausbau der Windenergie auf See als auch zum Zeitraum ab 2030 zu treffen. Der aktuelle FEP, der am 18.12.2020 bekannt gemacht worden ist, legt Flächen zur Erreichung des vorherigen Ausbauziels in Höhe von 20 GW bis zum Jahr 2030 fest.

Der am 06.04.2022 vom Bundeskabinett beschlossene Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften sieht vor, die Ziele für den Ausbau der Windenergie auf See auf mindestens 30 GW bis 2030, mindestens 40 GW bis 2035 sowie auf mindestens 70 GW bis 2045 zu erhöhen. Zur Umsetzung der erhöhten Ziele für den Ausbau der Windenergie auf See ist eine entsprechende Anpassung der Planung im FEP notwendig. Um die notwendige Planung und damit die Voraussetzung für das Erreichen des gesteigerten Ausbauziels bis zum Jahr 2030 zu erreichen, plant das BSH, das Fortschreibungsverfahren des FEP so weit wie möglich parallel zum Gesetzgebungsverfahren zu führen. Der mit dem vorliegenden Fortschreibungsverfahren geänderte FEP wird erst im Anschluss an das Inkrafttreten des novellierten WindSeeG bekannt gemacht und auf der Grundlage des novellierten WindSeeG in Kraft treten.

Zum Erreichen der vorgenannten Ziele sollen mit diesem erweiterten Vorentwurf aufbauend auf der Stellungnahme der Bundesnetzagentur vom 06.04.2022 die beabsichtigten Festlegungen konkretisiert werden.

Nach der Zwischenkonsultation zum erweiterten Vorentwurf wird voraussichtlich Mitte 2022 ein Entwurf des FEP zur Konsultation gestellt. Auf der Grundlage des erweiterten Vorentwurfs und den hierzu eingegangenen Stellungnahmen soll für den Entwurf bereits eine konsolidierte Planung für das Erreichen des Ausbauziels von 30 GW bis zum Jahr 2030 erreicht werden.

Zusätzlich zur vorgenannten Erhöhung der Ausbauziele für die Windenergie auf See ergeben sich aus dem Kabinettsbeschluss vom 06.04.2022 Änderungen für die Festlegungen im FEP. Der FEP legt zukünftig für jede Fläche fest, ob diese zentral voruntersucht werden soll oder nicht.

Der FEP soll nach dem vom Kabinett beschlossenen Entwurf des WindSeeG zukünftig auch Festlegungen für Leitungen oder Kabel treffen können, die Energie oder Energieträger aus Windenergieanlagen auf See oder sonstigen Energiegewinnungsanlagen aus sonstigen Energiegewinnungsbereichen abführen. Für sonstige Energiegewinnungsbereiche entfallen die gesetzlichen Begrenzungen hinsichtlich der Größe von sonstigen Energiegewinnungsbereichen. Das BSH wird im weiteren Verfahren prüfen, ob und ggf. welche Festlegungen auf dieser Grundlage getroffen werden können.

2 Räumliche und technische Rahmenbedingungen

2.1 Flächenkulisse

Festlegungen des FEP müssen gemäß § 5 Abs. 3 Nr. 1 WindSeeG mit den Erfordernissen der Raumordnung nach § 17 Abs. 1 ROG übereinstimmen. Im Rahmen der Fortschreibung des FEP 2020 werden die Gebietsfestlegungen des Raumordnungsplans (ROP) für die ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) in der Nordsee (Abbildung 6) und in der Ostsee (Abbildung 7) 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.

Ausgangspunkt für die Festlegung von Vorranggebieten für Windenergie auf See waren zunächst die im FEP 2020 festgelegten Gebiete O-1 und O-3 (Ostsee), N-1 bis N-3 sowie N-6 bis N-13 (Nordsee). Diese Gebiete wurden als Vorranggebiete EO1 bis EO3 (Ostsee) sowie EN1 bis EN3 und EN6 bis EN13 (Nordsee) festgelegt.

Darüber hinaus wurden Vorbehaltsgebiete für Windenergie auf See festgelegt. Diese sollen der Sicherung von Flächen zum weiteren Ausbau der Windenergie auf See dienen.

Einzelne Bereiche werden zudem als bedingte Vorrang- bzw. Vorbehaltsgebiete festgelegt. Diese werden als Gebiete 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.

Vor dem Hintergrund der Ziele für den Ausbau der Windenergie auf See wird im Verfahren zur Fortschreibung des FEP geprüft, ob darüber hinaus Flächen für die Nutzung für Windenergie auf See festgelegt werden können.

2.2 Annahmen zum Rückbau

Die ersten Offshore-Windparks in der deutschen AWZ wurden ab dem Jahr 2009 in Betrieb genommen. Bis zum Jahr 2040 wird voraussichtlich eine signifikante Menge von Windenergieanlagen das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben und zurückgebaut worden sein. Für eine sichere Erreichung der gesetzlichen Ausbauziele müssen geeignete Annahmen zum Umfang des zu erwartenden Rückbaus getroffen werden.

Nach derzeitigem Kenntnisstand kann davon ausgegangen werden, dass auf den Flächen zwischen Außerbetriebnahme und Nachnutzung für einen gewissen Zeitraum keine Stromproduktion erfolgen kann, so dass die außer Betrieb genommene Leistung durch die Festlegung zusätzlicher Flächen kompensiert werden muss, um die gesetzlichen Ziele zu erreichen. Der Umfang der hierfür erforderlichen Flächen hängt wesentlich davon ab, wie geordnet und aufeinander abgestimmt Rückbau und Nachnutzung von Flächen erfolgen können. Dieser erweiterte Vorentwurf umfasst zunächst nur Festlegungen zu den Kalenderjahren der Ausschreibung und Inbetriebnahme bis zum Jahr 2031. Bis zu diesem Zeitpunkt wird kein Rückbau von Windparks und Netzanbindungssystemen in relevantem Umfang erwartet. Eine Konkretisierung des Themenkomplexes Rückbau und Nachnutzung ist für den Entwurf des FEP vorgesehen.

2.3 Leistungsermittlung

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.

Für die Festlegung der voraussichtlich zu installierenden Leistung der jeweiligen Fläche erfolgt eine Bewertung im Einzelfall unter Abwägung der Steigerung der installierten Leistung und Zielerreichung, den Möglichkeiten zur Netzanbindung mit Standard-Netzanbindungskonzepten sowie der zu erwartenden Jahresenergieerzeugung unter Berücksichtigung von Abschattungsverlusten.

Zur Ermittlung der zu erwartenden Jahresenergieerzeugung und den Einflüssen von Abschattungseffekten auf den Stromertrag wurden im Rahmen des zur Begleitung des Fortschreibungsverfahrens des FEP durch das BSH beauftragten wissenschaftlichen Gutachtens umfangreiche Modellierungen vorgenommen. Erste Ergebnisse wurden im Rahmen des ersten Zwischenberichts zusammen mit dem Vorentwurf auf der Internetseite des BSH veröffentlicht und in einem Fachworkshop vorgestellt.

Vor dem Hintergrund der vorgesehenen Erhöhung der Ausbauziele für die Windenergie auf See sah der Vorentwurf vom 17.12.2021 eine deutliche Erhöhung der Leistungsdichte in einzelnen Gebieten vor. Diese Leistungsverdichtung 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 erforderlich sei. Gegenüber dem Vorentwurf vom 17.12.2021 enthält der jetzt vorliegende, erweiterte Vorentwurf keine Anpassungen bei der Methodik der Leistungsermittlung oder der geplanten voraussichtlich zu installierenden Leistung.

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

Hintergrundinformationen: Modellierung des Jahresenergieertrags

Zur Ermittlung der voraussichtlichen jährlichen Stromproduktion in verschiedenen Ausbauszenarien unter der Berücksichtigung weiträumiger Abschattungseffekte hat das BSH zur Begleitung des Fortschreibungsverfahrens des FEP ein wissenschaftliches Gutachten in Auftrag gegeben. Der erste Zwischenbericht, welcher zusammen mit dem Vorentwurf vom 17.12.2021 veröffentlicht wurde, enthält bereits die Ergebnisse erster Modellierungsrechnungen und eine ausführliche Beschreibung der Berechnungsmethodik.

In Ergänzung zum ersten Zwischenbericht sind nachfolgend die Ergebnisse der aktualisierten Modellierungen dargestellt. Szenario 0 stellt hierbei den aktuellen Ausbauzustand im Jahr 2021 ohne

Berücksichtigung von Windparks im Küstenmeer dar. Als Vergleichsszenario entspricht Szenario 1 dem Planungsstand des FEP 2020 vor Umsetzung der Leistungsverdichtung in den Gebieten N-9 bis N-13. Darüber hinaus wurden derzeit in Planung befindliche Offshore-Windparks in der angrenzenden AWZ der Niederlande bei der Berechnung mitberücksichtigt.[1] Berechnungsgrundlage für Szenario 2 ist die Leistungsverteilung in den einzelnen Gebieten gemäß den beabsichtigten Festlegungen in Abschnitt 3.1 dieses erweiterten Vorentwurfs. Als Maß für die Auslastung einer Windenergieanlage oder eines Windparks werden die Volllaststunden herangezogen, welche darstellen, in wie vielen Stunden eines Jahres der Windpark rechnerisch in Volllast Energie erzeugt.

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.

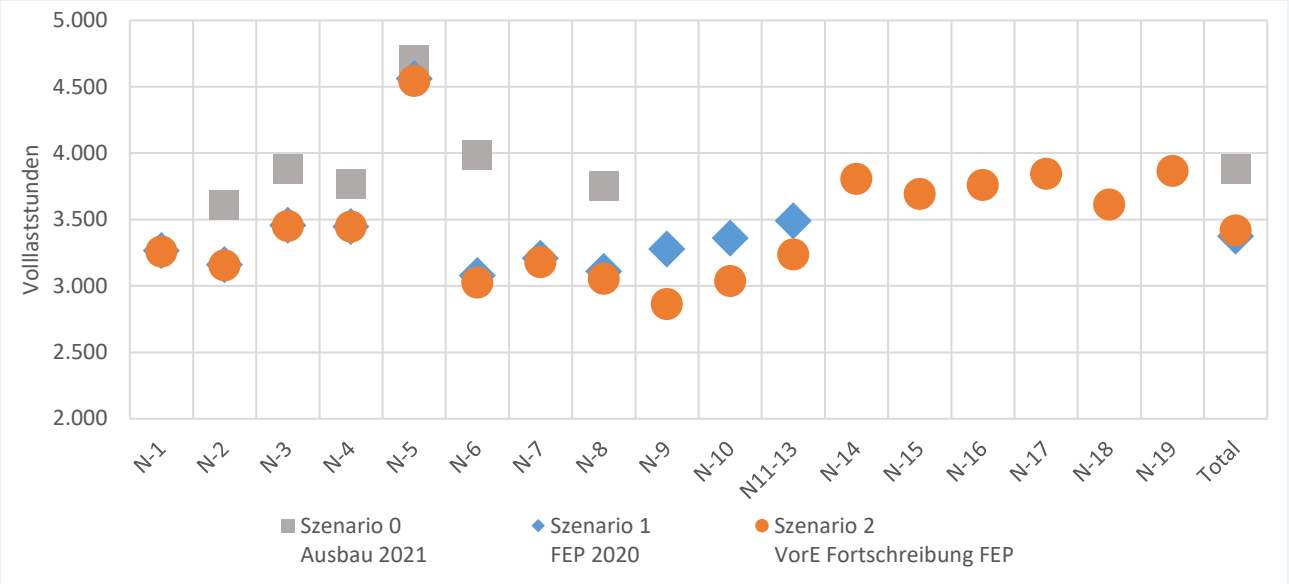


Abbildung 1: Auslastung der modellierten Windparks in Volllaststunden pro Jahr im aktuellen Ausbauzustand (Szenario 0), in den Gebieten des FEP 2020 (Szenario 1) sowie den Gebieten des erweiterten Vorentwurfs (Szenario 2) (Fraunhofer IWES, noch nicht veröffentlicht)

[1] Berücksichtigt wurden die geplanten Gebiete für die Nutzung der Windenergie auf See in den Niederlanden in Angrenzung an die deutsche AWZ gemäß des Additional Draft North Sea Programme 2022-2027 vom Oktober 2021 (https://www.platformparticipatie.nl/programmanoordzee/default.aspx)

2.4 Netzanbindungssysteme

Beginnend mit dem Netzentwicklungsplan (NEP) 2019-2030 enthält dieser auch alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Offshore-Anbindungsleitungen in der AWZ und im Küstenmeer. Dies umfasst die Netzverknüpfungspunkte (NVP) an Land, die bis zum Ende des Betrachtungszeitraums nach § 12a Abs. 1 S. 2 EnWG erforderlich sind. Die Festlegungen im NEP und im FEP müssen aufeinander abgestimmt sein. Nachdem der NEP 2021-2035 im Januar 2022 durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) bestätigt worden ist, wird der kommende NEP entsprechend des zweijährigen Turnus voraussichtlich Ende 2023 bestätigt werden.

Die Erreichung des im Entwurf zum novellierten WindSeeG festgelegten, gesetzlichen Ausbauziels von mindestens 30 GW bis 2030 erfordert die Steigerung um 10 GW verglichen mit dem bisherigen Ausbauziel von 20 GW und damit die rechtzeitige Inbetriebnahme von rechnerisch fünf weiteren Netzanbindungen bei Annahme der Standardübertragungskapazität von 2 GW für Anbindungssysteme in der Nordsee.

Eine Bestätigung der hierfür erforderlichen Netzanbindungen erst im kommenden regulären NEP Ende des Jahres 2023 käme mit Blick auf die langen Planungs- und Realisierungsfristen nicht rechtzeitig. Aus diesem Grund hat die BNetzA mit Stellungnahme vom 06.04.2022 mitgeteilt, welche Anbindungssysteme bzw. Netzverknüpfungspunkte in Betracht kommen, um die neuen Ausbauziele rechtzeitig und unter bestmöglicher Berücksichtigung des ebenfalls fortschreitenden Ausbaus des landseitigen Übertragungsnetzes erreichen zu können. Für Anbindungssysteme mit Inbetriebnahme im Jahr 2031 käme eine Bestätigung erst mit dem kommenden NEP Ende 2023 voraussichtlich ebenfalls nicht rechtzeitig, sodass die Stellungnahme der BNetzA auch diese Anbindungssysteme umfasst. Für Systeme mit einer Inbetriebnahme ab dem Jahr 2032 kann die Bestätigung regulär durch den kommenden NEP 2023 erfolgen.

2.4.1 Verfügbarkeit von geeigneten Netzverknüpfungspunkten

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 Übertragungsnetzbetreibern 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.

Eine der zentralen Restriktionen ist die Aufnahmefähigkeit des landseitigen Netzes. Die BNetzA hat diesbezüglich Netzberechnungen für verschiedene Varianten potentieller NVP durchgeführt und die Ergebnisse in ihrer mit diesem Dokument veröffentlichten Stellungnahme zusammengefasst. Die BNetzA kommt unter anderem zu dem Ergebnis, dass bereits ein Anbindungssystem zum Raum Heide in Schleswig-Holstein im betrachteten Zeitraum bis zum Jahr 2030 bzw. 2031 signifikante Engpässe und damit Abregelungen im landseitigen Netz verursachen würde. Daraus folgt, dass aufgrund des landseitigen Netzes bis 2031 höchstens ein System nach Schleswig-Holstein geführt werden kann – und dies auch nur unter Inkaufnahme erheblicher Abregelungen – und alle weiteren Systeme über das Küstenmeer Niedersachsens geführt werden müssen. Grundsätzlich wurden die Netzverknüpfungspunkte so bestimmt, dass die nach den Berechnungen der BNetzA abgeregelte Energiemenge möglichst minimiert wird.

Insbesondere durch die Anforderung des zeitlichen Vorziehens der Inbetriebnahme von Netzanbindungssystemen in die Jahre 2029 bzw. 2030 ergeben sich weitere Herausforderungen,

die v.a die Zulassungsverfahren betreffen. Durch die ÜNB wird beispielsweise vorgetragen, dass eine wesentliche Voraussetzung für die Inbetriebnahme eines Anbindungssystems mit NVP Wehrendorf im Jahr 2029 das Vorliegen der erforderlichen Genehmigungen für den Küstenmeerabschnitt Mitte 2025 sei. Das BSH regt daher an, möglichst zeitnah und bereits auf Grundlage dieses erweiterten Vorentwurfs das etablierte Controlling der Netzanbindungen um die in Kapitel 3.2 dargestellten Systeme zu ergänzen, um zeitliche Abhängigkeiten und Zwangspunkte frühzeitig zu identifizieren.

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.

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.

2.4.2 Verfügbarkeit von Trassen im Küstenmeer

Nach § 5 Abs. 1 Nr. 8 WindSeeG trifft der FEP Festlegungen über Orte, an denen die Offshore-Anbindungsleitungen die Grenze zwischen der AWZ und dem Küstenmeer überschreiten (sog. Grenzkorridore). Neben den NVP stellen die räumliche und zeitliche Kapazität der Grenzkorridore zum Küstenmeer weitere zentrale Restriktionen dar.

Die im FEP geplanten Trassen müssen weiter durch das Küstenmeer bis zu den NVP geführt werden können. 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.

Die Grenzkorridore N-I und N-IV in der Nordsee sind bereits vollständig belegt. Die weiteren Anbindungssysteme in der Nordsee sind daher zu den Grenzkorridoren N-II und N-III in Richtung Niedersachsen bzw. zu dem Grenzkorridor N-V in Richtung Schleswig-Holstein zu führen.

Niedersachsen

Nach aktueller Sachlage besteht die Möglichkeit, gegenüber dem FEP 2020 zwei weitere Systeme über Grenzkorridor N-II zu führen. Eine zentrale Restriktion für diesen Korridor ist jedoch die Begrenzung auf jeweils ein Anbindungssystem pro Jahr. Hintergrund dieser Restriktion ist ein Bauzeitenfenster im Küstenmeer Niedersachsens, welches als Ziel der Raumordnung verbindlich im niedersächsischen Landes-Raumordnungsprogramm (LROP) vorgegeben ist. Im ersten und zweiten Entwurf der derzeit laufenden Fortschreibung des LROP ist eine Änderung in diesem Punkt vorgesehen, um Abweichungen hiervon in Einzelfällen unter Berücksichtigung lokaler Begebenheiten zu ermöglichen. In den mit diesem erweiterten Vorentwurf veröffentlichten Stellungnahmen schlagen die ÜNB mit Verweis auf die Notwendigkeit eines Aufweitens des Bauzeitenfensters eine alternative Variante vor, in denen zwei Anbindungssysteme mit Inbetriebnahme im Jahr 2030 über Grenzkorridor N-II geführt werden sollen. Eine derart umfangreiche, pauschale Aufweitung des Bauzeitenfensters ist jedoch nach Angaben von Niedersachsen nicht angezeigt, weil dies dem Vermeidungsgebot widerspricht, von erheblichen Beeinträchtigungen der Natura 2000-Erhaltungsziele auszugehen ist und insofern die Anforderungen der Ausnahmeprüfung und Kohärenzsicherung gemäß §34 BNatSchG zu berücksichtigen wären. Gleichzeitig steht mit den in Kapitel 3.2 dargestellten beabsichtigten Festlegungen (zusätzlicher Korridor über Baltrum) eine

Möglichkeit zur Verfügung, die ohne eine Führung von zwei Anbindungssystemen über N-II in einem Jahr auskommt. Dennoch weisen die ÜNB darauf hin, dass aufgrund der Änderung des Anbindungskonzepts auf 2 GW-Systeme mit einem metallischen Rückleiter zusätzliche Bohrungen erforderlich werden. Insofern erachten die ÜNB eine Aufweitung des Bauzeitenfensters als notwendig.

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. Vorausgesetzt auch für eine Führung über Langeoog kann zeitnah eine entsprechende Lösung gefunden werden, wäre nach Abstimmung mit Niedersachsen das Führen von zwei Systemen pro Jahr über den Grenzkorridor N-III möglich. Dies ist zur Erreichung der Ausbauziele für die Anbindungssysteme mit Inbetriebnahme in den Jahren 2029 und 2030 notwendig.

Schleswig-Holstein

Zum Grenzkorridor N-V nach Schleswig-Holstein hat das Land Schleswig-Holstein dem BSH 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. Eine zu N-II vergleichbare zeitliche Restriktion der maximalen Anbindungssysteme pro Jahr über N-V ist nicht bekannt.

Mecklenburg-Vorpommern

Das Gleichstromanbindungssystem in der Ostsee ist über Grenzkorridor O-I zum Küstenmeer Mecklenburg-Vorpommerns zu führen.

3 Beabsichtigte Festlegungen

Im Vorentwurf des FEP vom 17.12.2021 wurden zunächst nur die beabsichtigten Festlegungen zum räumlichen Umfang der Gebiete und Flächen, der voraussichtlich zu installierenden Leistung sowie der erforderlichen Kapazität der Netzanbindungssysteme dargestellt. Ergänzend dazu stellt dieser erweiterte Vorentwurf nun auch die beabsichtigten Festlegungen zur räumlichen Lage von Netzanbindungssystemen sowie zu den Kalenderjahren der Ausschreibung und Inbetriebnahme von Flächen und Netzanbindungen bis zum Jahr 2031 dar. Eine Darstellung der zeitlichen Reihung von Flächen mit Inbetriebnahme nach dem Jahr 2031 erfolgt im Entwurf des FEP.

3.1 Gebiete und Flächen

In Bezug auf Gebiete und Flächen ergeben sich wesentliche Änderungen gegenüber dem Vorentwurf insbesondere beim Zuschnitt der Flächen. Vor dem Hintergrund der eingegangenen Konsultationsbeiträge wurden die Größen einzelner Flächen durch Zusammenlegung nebeneinanderliegender Flächen auf eine Leistung von insgesamt 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. Bereits im Vorentwurf des FEP wurde eine Erhöhung der Leistungsdichte in den Gebieten N-9 und N-10 vorgeschlagen, so dass in diesen Gebieten gegenüber den Festlegungen des FEP 2020 eine Installation von zusätzlichen 2 GW aus Windenergie auf See ermöglicht wird. Wie in Abschnitt 2.3 dargestellt, führt dies zwar voraussichtlich zu einer signifikanten Verringerung der Auslastung in den entsprechenden Gebieten, dennoch ist diese Leistungsverdichtung eine gut geeignete Maßnahme, um zur Erreichung der von der Bundesregierung erhöhten Ausbauziele beizutragen. Diese Einschätzung wird von der Mehrzahl der eingegangenen Konsultationsbeiträge zum Vorentwurf geteilt. Die Leistungsverdichtung in den Gebieten N-9 und N-10 liegt somit weiterhin den beabsichtigten Festlegungen dieses erweiterten Vorentwurfs zugrunde.

Insgesamt kann auf den in Tabelle 1 dargestellten Flächen dieses erweiterten Vorentwurfs eine Leistung von voraussichtlich 46,7 GW errichtet werden. Unter Berücksichtigung des zu erwartenden Ausbaustands von 10,8 GW bis 2025 ergibt sich somit ein Gesamtpotenzial der in Abbildung 2 (Nordsee) und Abbildung 3 (Ostsee) dargestellten Gebiete von ca. 57,5 GW.

Abweichend von Planungsgrundsatz 4.4.2.3 des FEP 2020 wurden die Abstände zwischen den Flächen ab Gebiet N-10 von 750 m auf 1.000 m erhöht. Hintergrund ist die zu erwartende technische Entwicklung der Windenergieanlagen in Verbindung mit der Anforderung, dass Windenergieanlagen u.a. zur Standsicherheit der Anlagen einen Abstand von mindestens dem fünffachen Rotordurchmesser zu Windenergieanlagen benachbarter Flächen einhalten müssen.

Der Anhang zu diesem erweiterten Vorentwurf enthält in Abbildung 11 und Abbildung 12 eine nachrichtliche Darstellung möglicher Freihaltebereiche, welche bei der Planung und Bebauung der Flächen zur berücksichtigen sind. Diese Restriktionen fanden ebenfalls bei der Bestimmung der voraussichtlich zu installierenden Leistung Berücksichtigung. Diese nachrichtlichen Darstellungen umfassen Freihaltebereiche für den Helikopteran- und -abflug zu Konverterplattformen (Halbkreis mit einem Radius von 4 km bei Lage der Konverterplattform am Rand des Gebietes), Kabelkorridore z.B. für Verbindungen untereinander oder Datenkabel mit unklarer Betriebsdauer, soweit diese innerhalb der Flächen liegen (Abstand von 500 m beidseits der Kabeltrasse), Freihaltebereiche um Plattformen (Radius von 1.000 m um Konverterplattformen mit Direktanbindung) sowie Freihaltebereiche, die

sich aus der Anforderung zur Einhaltung des fünffachen Rotordurchmessers zu Windenergieanlagen benachbarter Windparks ergeben (hierbei wurde der größte für die jeweiligen Zonen im Untersuchungsrahmen der SUP angenommene Rotordurchmesser zugrunde gelegt).

Hinweis: 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. Um einen Vergleich der Flächen zu ermöglichen, ist in Tabelle 1 die korrigierte Leistungsdichte mit dargestellt. Bei der Berechnung der korrigierten Leistungsdichte wurde für die Flächen in Zone 3 ein Pufferabstand von 600 m, bei den Flächen in Zone 4 und 5 aufgrund der zu erwartenden Anlagenentwicklung ein Pufferabstand von 700 m gewählt.

Tabelle 1: Beabsichtigte Festlegungen zu Gebieten und Flächen

Gebiet		Fläche			
Bezeichnung Gebiet	Grundfläche [km²]	Bezeichnung Fläche	Grundfläche [km²]	vrs. Installierbare Leistung [MW]	korrigierte Leistungsdichte [MW/km²]
N-3	308	N-3.5	29	420	9,5
		N-3.6	33	480	9,5
		N-3.7	17	225	9,5
		N-3.8	23	433	9,3
N-6	249	N-6.6	44	630	10,0
		N-6.7	16	270	5,7
N-7	163	N-7.2	58	980	9,3
N-9	453	N-9.1	158	2.000	10,7
		N-9.2	157	2.000	10,6
		N-9.3	106	1.500	11,2
N-10	195	N-10.1	148	2.000	10,6
		N-10.2	31	500	10,2
N-11	356	N-11.1	192	2.000	8,9
		N-11.2	148	1.500	8,3
N-12	494	N-12.1	193	2.000	8,7
		N-12.2	187	2.000	9,1
		N-12.3	80	1.000	9,4
N-13	367	N-13.1	50	500	7,5
		N-13.2	92	1.000	8,6
		N-13.3	195	2.000	8,7
N-14	145	N-14.1	145	2.000	10,4
N-15	138	N-15.1	138	2.000	10,5
N-16	295	N-16.1	146	2.000	10,7
		N-16.2	140	2.000	10,3
N-17	342	N-17.1	81	1.000	8,1
		N-17.2	152	2.000	10,5
		N-17.3	70	1.000	10,2
N-18	194	N-18.1	58	1.000	11,3
		N-18.2	112	2.000	11,2
N-19	560	N-19.1	170	2.000	9,7
		N-19.2	180	2.000	9,1
		N-19.3	167	2.000	9,7
N-20*	67	N-20.1	67	1.000	10,6
O-1	129	O-1.3	25	300	7,3
O-2**	122	O-2.2	92	1.000	7,3

* Das Gebiet N-20 entspricht dem bedingten Vorbehaltsgebiet EN20 des ROP 2021. Die beabsichtigte Festlegung ist 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 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.

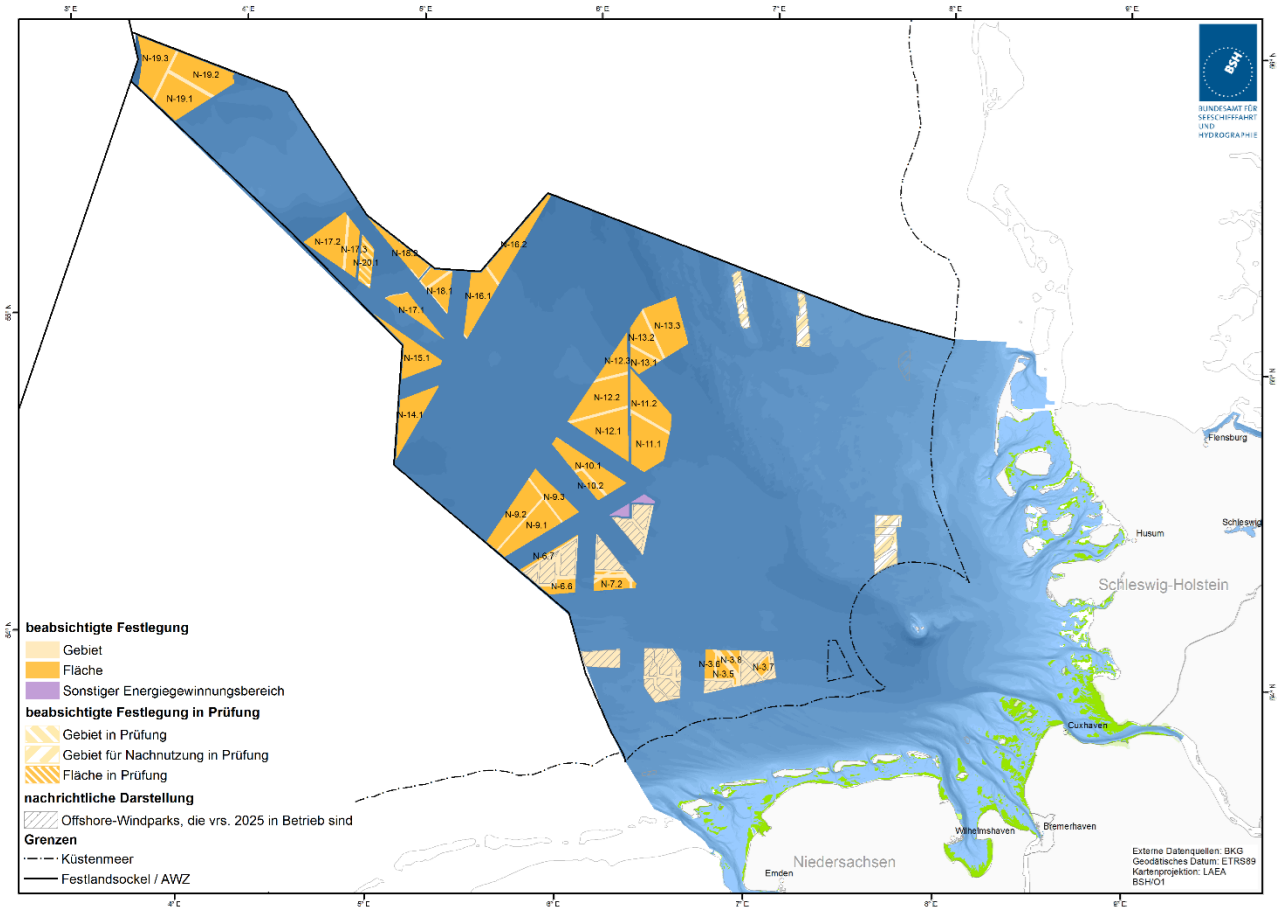


Abbildung 2: Beabsichtigte Festlegungen für Gebiete, Flächen und sonstige Energiegewinnungsbereiche in der AWZ der Nordsee

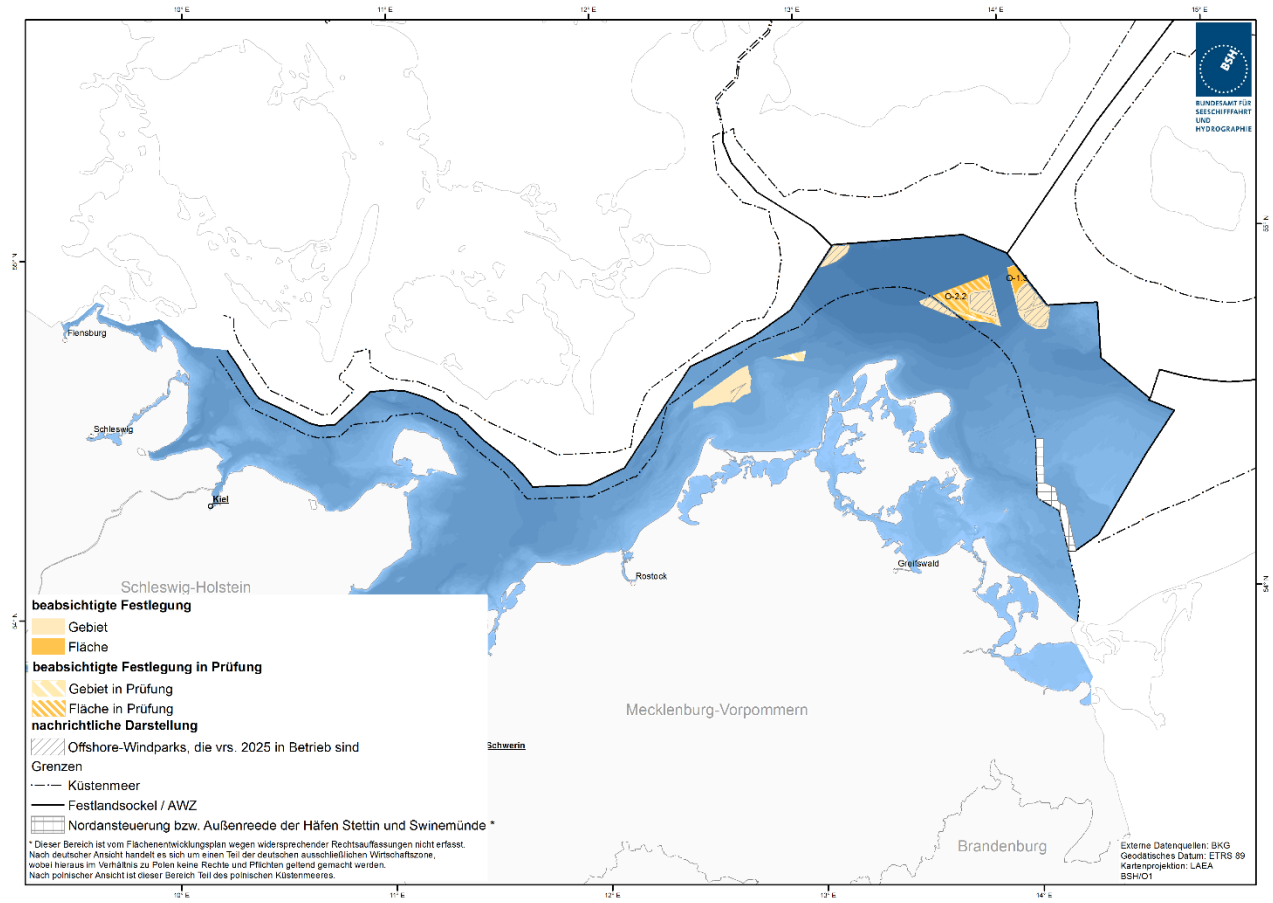


Abbildung 3: Beabsichtigte Festlegungen für Gebiete und Flächen in der AWZ der Ostsee

3.2 Netzanbindungssysteme

Zur Anbindung der Flächen für die Erreichung der Ausbauziele werden gegenüber dem FEP 2020 bis zum Jahr 2030 weitere fünf Anbindungssysteme erforderlich. Ab dem Jahr 2031 sollen grundsätzlich zwei Netzanbindungssysteme pro Jahr in Betrieb gehen. Auf Grundlage der in Kapitel 2.4 dargestellten Ausgangslage bzw. Randbedingungen sollen die in Tabelle 2 dargestellten Netzanbindungssysteme festgelegt werden. Die langen Planungs- und Realisierungsfristen für Netzanbindungssysteme führen dazu, dass sich die Inbetriebnahme der zusätzlich erforderlichen Anbindungen weitgehend auf die Jahre 2029 und 2030 konzentriert. Eine möglichst gleichmäßige Verteilung auf die Jahre 2029 und 2030 ist dabei erstrebenswert. Ein zeitliches Vorziehen wurde für jedes Anbindungssystem geprüft, ist jedoch nur im Einzelfall möglich. Das in der Tabelle 2 dargestellte, um ein Jahr vorgezogene Inbetriebnahmejahr 2028 für das Anbindungssystem NOR-6-3 unterliegt einer anhaltenden Überprüfung durch den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber, die voraussichtlich Ende Mai 2022 abgeschlossen werden kann.

Mit O-2.2 ist eine erweiterte Fläche in der AWZ der Ostsee vorgesehen, welche mit dem Anbindungssystem OST-2-4 in Gleichstromtechnologie angebunden werden soll. Die Trasse soll über den Grenzkorridor O-I in das Küstenmeer Mecklenburg-Vorpommerns geführt werden und an einem Netzverknüpfungspunkt in Brünzow an das Netz angeschlossen werden. Nach Anga-

ben des zuständigen Netzbetreibers ist eine Inbetriebnahme von OST-2-4 im Jahr 2030 möglich.

Über OST-2-4 hinaus sind keine Systeme zur Anbindung von Flächen in der deutschen AWZ der Ostsee vorgesehen.

In der Nordsee sind bei der Identifikation geeigneter Grenzkorridore und Netzverknüpfungspunkte verschiedene Restriktionen zu beachten. Bezüglich der Grenzkorridore werden in Kapitel 2.4.2 Randbedingungen dargestellt.

Im Ergebnis ergibt sich für den Grenzkorridor N-II damit derzeit die Restriktion, nur ein Anbindungssystem pro Jahr über die Insel Norderney führen zu können. Für das Jahr 2028 kann durch zeitlich vorgezogene Bohrungen voraussichtlich davon abgewichen werden. Auf die erwähnte Prüfung dieses Vorziehens durch den zuständigen ÜNB wird hingewiesen.

Anbindungssysteme über den Grenzkorridor N-III sollen im Küstenmeer künftig – vorbehaltlich weiterer Prüfungen – über die beiden Inseln Baltrum und Langeoog geführt werden. Nach Abstimmung mit Niedersachsen könnten in den Jahren 2029 und 2030 bei einem positiven Ergebnis der laufenden Prüfungen jeweils zwei Anbindungssysteme über den Grenzkorridor N-III geführt werden.

Die zentrale Restriktion bei der Führung von Anbindungssystemen nach Schleswig-Holstein stellt wie in Kapitel 2.4.1 ausgeführt die Aufnahmefähigkeit des landseitigen Netzes dar.

Im Ergebnis zeigt sich, dass mit Blick auf die Aufnahmefähigkeit des landseitigen Netzes bis zum Jahr 2031 lediglich ein Anbindungssystem mit einer Kapazität von 2 GW nach Schleswig-Holstein geführt werden kann. Jedes weitere Anbindungssystem würde zwar für eine Entlastung der Grenzkorridore N-II und N-III zum niedersächsischen Küstenmeer führen, gleichzeitig jedoch nochmals gestiegene signifikante Überlastungen im landseitigen Netz verursachen.

Im Sinne einer schlüssigen und kreuzungsarmen Gesamtplanung wurde darüber hinaus gegenüber den Festlegungen des FEP 2020 die Zuordnung von Netzanbindungen und NVP und damit den zuständigen ÜNB angepasst. Daraus ergibt sich beispielsweise, dass die landseitig am weitesten westlich gelegenen NVP auch dem Anschluss eher westlich gelegener Gebiete dienen und entsprechend über Grenzkorridor N-II geführt werden.

Seitens der ÜNB wurde diesbezüglich vorgebracht, dass eine solche Anpassung zu Verzögerungen führen könne, da bereits Untersuchungen durchgeführt und Ausschreibungen eingeleitet worden seien. Aus Sicht des BSH sollte in diesen Fällen eine Übergabe von bisherigen Ergebnissen auf den dann zuständigen ÜNB geprüft werden. Ebenfalls von den ÜNB wurde darauf hingewiesen, dass für die NVP Wehrendorf und Westerkappeln mit jeweils langer landseitiger Trassenführung eine Nutzung des Grenzkorridors N-II für eine frühzeitige Inbetriebnahme erforderlich sei. Dieser Anforderung wird mit den beabsichtigten Festlegungen in Tabelle 2 gefolgt.

Die in Tabelle 2 dargestellten Anbindungssysteme mit zeitlicher Reihung stellen unter den skizzierten Randbedingungen nach gemeinsamer Einschätzung von BNetzA und BSH die aus heutiger Sicht vielversprechenste und wahrscheinlichste Möglichkeit dar, das Ausbauziel von 30 GW bis 2030 erreichen zu können.

Tabelle 2: Beabsichtigte Festlegungen für Netzanbindungssysteme mit Inbetriebnahme bis 2031

Netzanbindungs-system	Übertragungs-kapazität [MW]	Nachrichtlich: NVP auf Grund-lage der Stellung-nahme der BNetzA	Grenzkorridor	Inbetriebnahme
OST-1-4	300	Lubmin	O-I	3. Quartal 2026
NOR-7-2	980	Büttel	N-V	4. Quartal 2027
NOR-3-2	900	Hanekenfähr	N-II	3. Quartal 2028
NOR-6-3	900	Hanekenfähr	N-II	3. Quartal 2028
NOR-9-1	2.000	Wehrendorf	N-II	3. Quartal 2029
NOR-9-2	2.000	Wilhelmshaven 2	N-III	3. Quartal 2029
NOR-9-3	2.000	Unterweser	N-III	3. Quartal 2029
OST-2-4*	1.000	Brünzow	O-I	3. Quartal 2030
NOR-10-1	2.000	Westerkappeln	N-II	3. Quartal 2030
NOR-11-1	2.000	Raum Heide	N-V	3. Quartal 2030
NOR-12-1	2.000	Unterweser	N-III	3. Quartal 2030
NOR-12-2	2.000	Blockland	N-III	3. Quartal 2030
NOR-11-2	2.000	Wilhelmshaven 2	N-III	3. Quartal 2031
NOR-12-3	2.000	Rastede	N-II	3. Quartal 2031

* 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.

3.2.1 Räumliche Darstellungen

Beginnend mit dem Anbindungssystem NOR-9-1 sollen die Konverterstandorte grundsätzlich am Rand der anzubindenden Fläche platziert werden. Die zugehörigen Trassen sollen zudem grundsätzlich außerhalb der Flächen geführt werden und diese nicht kreuzen. Abbildung 4 und Abbildung 5 zeigen die räumlichen Darstellungen.

Zwar steigt mit diesem Ansatz gegenüber der Variante mit Konverterstandorten innerhalb der Fläche tendenziell die Länge der parkinternen Seekabel, doch wird gleichzeitig die Fläche weniger beansprucht, sodass durch die Bieter weniger Einschränkungen bei der Beplanung der Fläche zu berücksichtigen sind, was aufgrund der erhöhten Leistungsdichten von besonderer Relevanz erscheint. Die parkinternen Seekabel sollen beim Konverterstandort am Rand der Fläche ausschließlich auf der Seite der Fläche in die Plattform eingezogen werden, sodass keine Führung von parkinternen Seekabeln außerhalb der Fläche bzw. des Gebiets erforderlich ist. Erstmals sollen wie in Kapitel 3.1 ausgeführt mit der vorliegenden Fortschreibung auch mögliche Freihaltebereiche für den An- und Abflug von Helikoptern informatorisch dargestellt werden. Kartendarstellungen dieser Bereiche können in Abbildung 11 und Abbildung 12 (Anhang) eingesehen werden.

3.2.2 Anbindungssysteme mit Inbetriebnahme nach 2031

Die für die Anbindung von Flächen erforderlichen Netzanbindungssysteme mit Inbetriebnahme ab dem Jahr 2031 werden in diesem erweiterten Vorentwurf lediglich räumlich in Abbildung 4 dargestellt. Dabei erfolgt die Trassenführung aus den Zonen 4 und 5 über die Vorbehaltsgebiete Leitungen des ROP 2021 bis zu einem Bündelungspunkt nordöstlich des Gebiets N-3. Ausgehend von diesem Bündelungspunkt können die Anbindungssysteme entweder zu Grenzkorridor N-III nach Niedersachsen oder zu

Grenzkorridor N-V nach Schleswig-Holstein geführt werden. Da eine Zuweisung der Anbindungssysteme zu Netzverknüpfungspunkten und damit Grenzkorridoren erst im Rahmen des aktuellen NEP-Prozesses erfolgen wird, wird in Abbildung 4 noch keine Zuteilung der Anbindungssysteme auf die beiden Grenzkorridore vorgenommen.

3.2.3 Verbindungen untereinander

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.

In der Nordsee dagegen 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. 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 Konvertern 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 und damit außerhalb der Fläche. Bei der Festlegung der Trassenkorridore für Verbindungen untereinander sollen die Flächen sofern möglich nicht beeinträchtigt werden. Eine Ausnahme stellt die Verbindung von NOR-9-1 zu NOR-9-2 dar. Im Ergebnis kann mit den beabsichtigten Festlegungen eine Voraussetzung dafür geschaffen werden, dass alle Plattformen in der Zone 3 der Nordsee verbunden werden können.

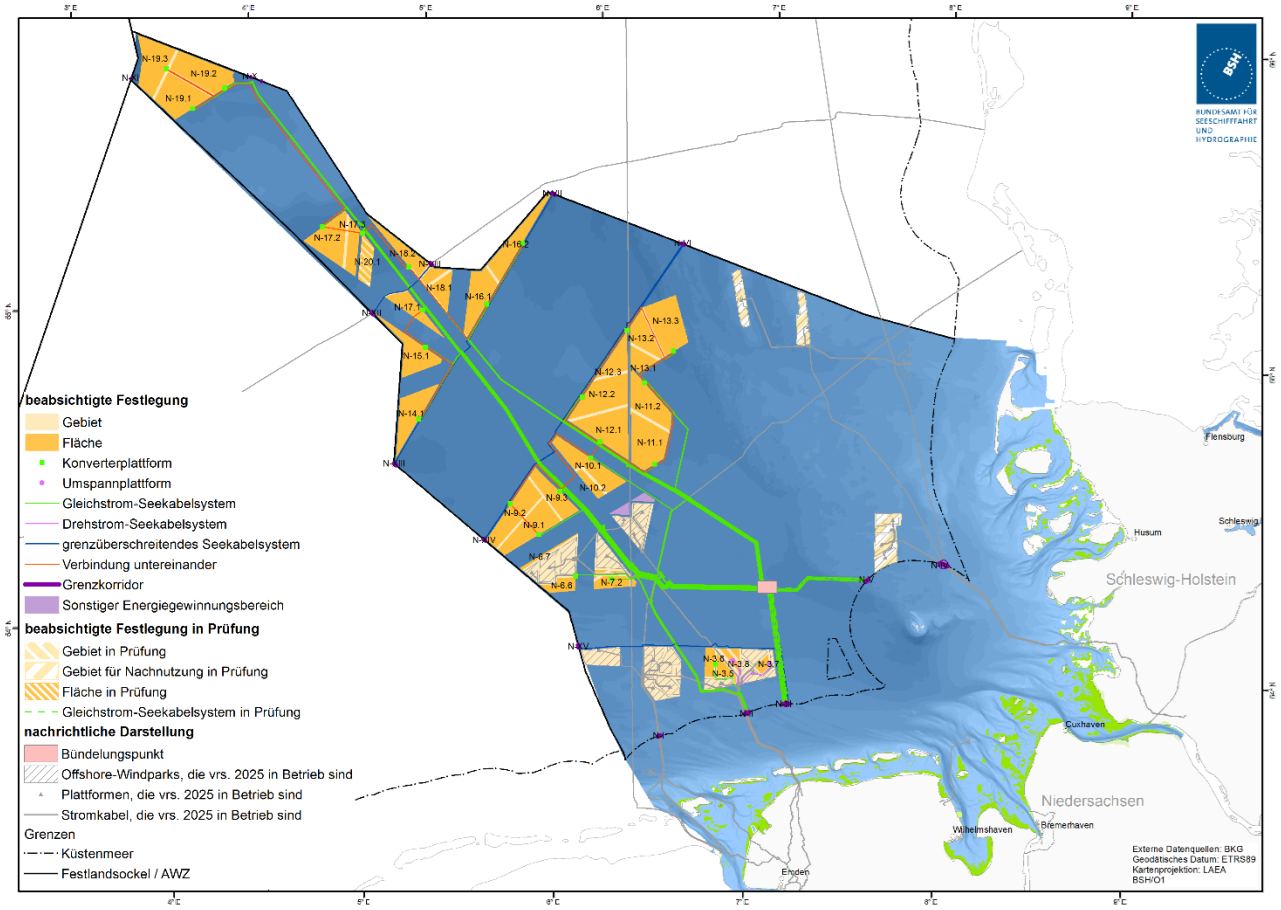


Abbildung 4: Beabsichtigte Festlegungen für die AWZ der Nordsee

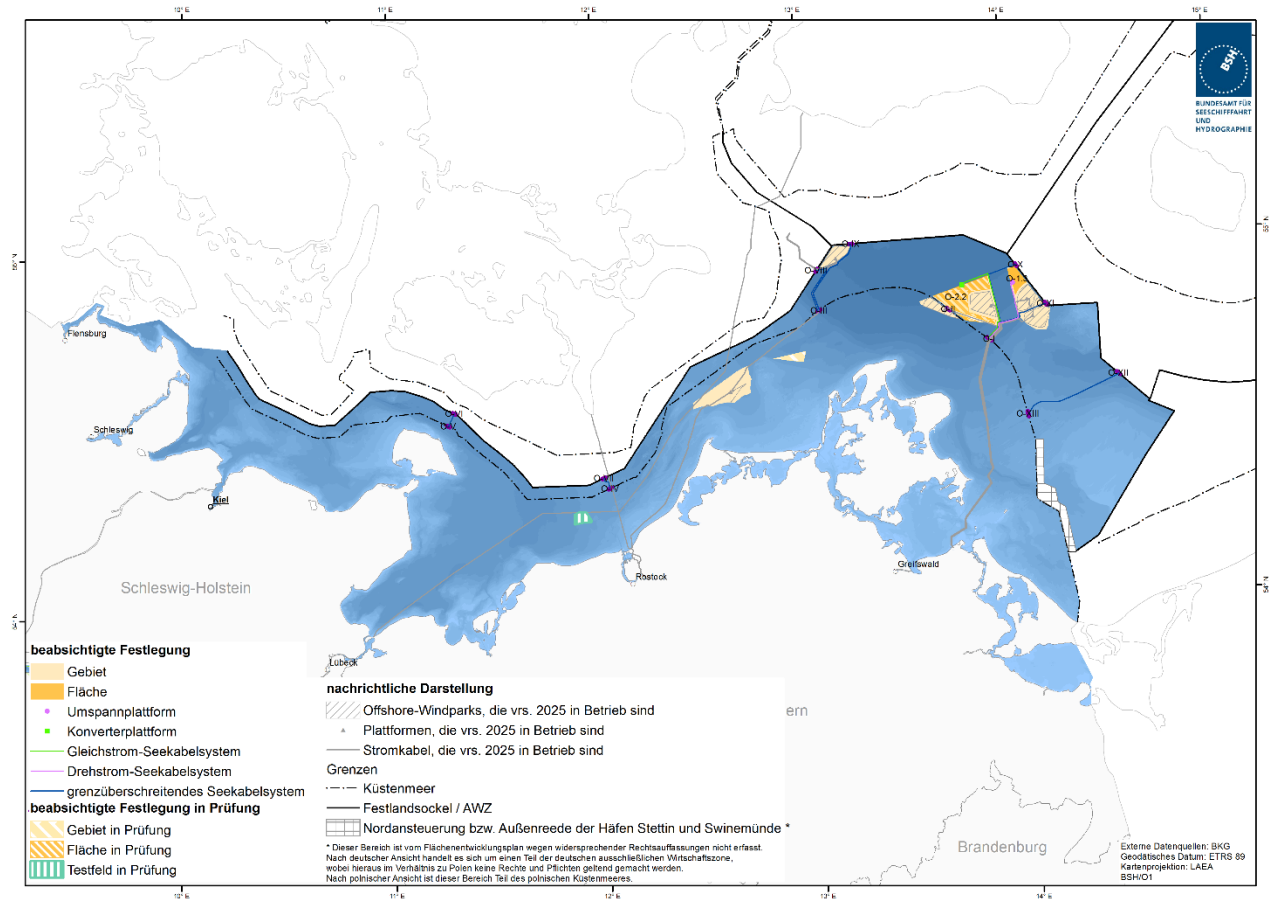


Abbildung 5: Beabsichtigte Festlegungen für die AWZ und das Küstenmeer in der Ostsee

3.3 Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme bis 2031

Auf Grundlage der in den Kapiteln 3.1 und 3.2 dargestellten Randbedingungen ergibt sich die in Tabelle 3 dargestellte zeitliche Reihenfolge der Ausschreibung von Flächen mit Inbetriebnahme bis einschließlich zum Jahr 2031. Das Ausbauziel von 30 GW bis 2030 kann auf dieser Grundlage erreicht werden. Für die Darstellung der weiteren zeitlichen Reihenfolge sind weitere Informationen zu den Möglichkeiten der landseitigen Anbindung erforderlich, welche zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht vorliegen. Eine Darstellung der zeitlichen Reihung von Flächen mit Inbetriebnahme nach dem Jahr 2031 erfolgt im Entwurf des Flächenentwicklungsplans.

Die Darstellungen enthalten zudem für Flächen noch keine Angaben zu den Quartalen der Inbetriebnahme im jeweiligen Kalenderjahr sowie zur zeitlichen Abfolge des Kabeleinzugs in die Konverterplattform. Entsprechende Festlegungen werden voraussichtlich im Entwurf des Flächenentwicklungsplans dargestellt.

Neben der Festlegung der Kalenderjahre für die Ausschreibung und Inbetriebnahme von Flächen und Netzanbindungen wird der FEP zukünftig Festlegungen 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 des erforderlichen Planfeststellungsverfahrens ein entsprechend längerer Zeitraum zwischen Ausschreibung und Inbetriebnahme zugrunde gelegt.

Tabelle 3: Beabsichtigte Festlegungen zu Kalenderjahren der Ausschreibung und Inbetriebnahme von Flächen und Netzanbindungen

Fläche				Netzanbindung		
Ausschreibungsjahr	Bezeichnung Fläche	Jahr der Inbetriebnahme	vrs. installierbare Leistung [MW]	Bezeichnung Netzanbindung	Quartal der Inbetriebnahme Netzanbindung	Kapazität Netzanbindung [MW]
2021	N-3.7	2026	225	NOR-3-3	n/a	900
2021	N-3.8	2026	433	NOR-3-3	n/a	900
2021	O-1.3	2026	300	OST-1-4	3. Quartal 2026	300
2022	N-7.2	2027	980	NOR-7-2	4. Quartal 2027	980
2023	N-3.5	2028	420	NOR-3-2	3. Quartal 2028	900
2023	N-3.6	2028	480	NOR-3-2	3. Quartal 2028	900
2023	N-6.6	2028	630	NOR-6-3	3. Quartal 2028	900
2023	N-6.7	2028	270	NOR-6-3	3. Quartal 2028	900
2023*	N-11.1	2030	2.000	NOR-11-1	3. Quartal 2030	2.000
2023*	N-12.1	2030	2.000	NOR-12-1	3. Quartal 2030	2.000
2023*	N-12.2	2030	2.000	NOR-12-2	3. Quartal 2030	2.000
2023*	O-2.2***	2030	1.000	OST-2-4	3. Quartal 2030	1.000
2024	N-9.1	2029	2.000	NOR-9-1	3. Quartal 2029	2.000
2024	N-9.2	2029	2.000	NOR-9-2	3. Quartal 2029	2.000
2024	N-9.3	2029	1.500	NOR-9-3	3. Quartal 2029	2.000
2024/ 2026**	N-11.2	2031	1.500	NOR-11-2	3. Quartal 2031	2.000
2024*	N-12.3	2031	1.000	NOR-12-3	3. Quartal 2031	2.000
2025	N-10.1	2030	2.000	NOR-10-1	3. Quartal 2030	2.000
2025	N-10.2	2030	500	NOR-9-3	3. Quartal 2029	2.000
2026/ 2024**	N-13.1	2031	500	NOR-11-2	3. Quartal 2031	2.000
2026/ 2024**	N-13.2	2031	1.000	NOR-12-3	3. Quartal 2031	2.000
Summe Aussschreibungen 2021 bis 2026 [MW]			22.738			
Voraussichtlicher Bestand 2025 [MW]			10.800			
Zusätzl. Potenzial Küstenmeer Ostsee [MW]			1.000			
Voraussichtlicher Bestand 2031 [MW]			34.538			

* Diese Ausschreibungen erfolgen voraussichtlich als Ausschreibung für nicht zentral voruntersuchte Flächen. Der Zeitraum zwischen Ausschreibung und Inbetriebnahme verlängert sich entsprechend.
** Für diese Flächen ist noch nicht abschließend geklärt, ob eine zentrale Voruntersuchung durchgeführt wird. Daher kann das Ausschreibungsjahr an dieser Stelle nicht eindeutig bestimmt werden.
*** 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.

3.4 Trassen für grenzüberschreitende Stromleitungen

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

Gegenüber den Festlegungen des FEP 2020 sind für grenzüberschreitende Stromleitungen folgende Änderungen beabsichtigt.

Aufgrund der begrenzten Anzahl von Trassen, insbesondere im Bereich der Fortführung des Grenzkorridors N-III durch das Küstenmeer wurde eine im FEP 2020 festgelegte Kabeltrasse für eine mögliche Verbindung von Deutschland nach Norwegen/Dänemark (Grenzkorridor N-VI) lediglich bis zum Bündelungspunkt nördlich von Gebiet N-3 geführt. Damit kann die Frage der Anlandung durch das deutsche Küstenmeer noch offengehalten werden. Ebenfalls aufgrund dieser Engpässe wurde eine im FEP 2020 festgelegte Kabeltrasse für eine mögliche Verbindung von Deutschland nach Großbritannien (Grenzkorridor N-XI) gestrichen.

Trassenkorridore für mögliche grenzüberschreitende Stromleitungen, die die deutsche AWZ in südwestlicher zu nordöstlicher Richtung kreuzen wurden in Teilen angepasst. Es verbleiben nach dieser Anpassung parallel zu der Schifffahrtsroute SN 10 des ROP 2021 jeweils zwei Verbindungen am südöstlichen und eine am nordwestlichen Rand.

Die übrigen Festlegungen des FEP 2020 für Verbindungen in der AWZ der Nordsee bleiben unberührt.

Die im FEP 2020 in der Ostsee festgelegten Grenzkorridore und Trassen für grenzüberschreitende Stromleitungen werden ohne Anpassungen übernommen. Mit den bestehenden Festlegungen ist die Verbindung zur dänischen Insel Bornholm möglich.

3.5 Sonstige Energiegewinnungsbereiche

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

Gegenüber den Festlegungen des FEP 2020 wird für den in der Nordsee festgelegten Bereich SEN-1 in diesem erweiterten Vorentwurf keine räumliche Anpassung vorgenommen. Der noch im FEP 2020 festgelegte Bereich SEO-1 soll dagegen nicht mehr festgelegt werden. Hintergrund ist die beabsichtigte Festlegung der Fläche O-2.2, die nunmehr auch den ursprünglichen Bereich SEO-1 umfasst.

Fragen für die Konsultation

Verfügbarkeit von Netzverknüpfungspunkten

F.1 Gibt es aus Ihrer Sicht Anmerkungen zur Stellungnahme der BNetzA?

Die BNetzA weist in ihrer Stellungnahme im Besonderen darauf hin, dass die Wahl des NVP im Raum Heide voraussichtlich zu einem erheblichen zusätzlichen Abregelungsbedarf in Höhe von knapp 4 TWh im Jahr 2030 führt. Bei einem weiteren Anbindungssystem im Raum Heide würden

die Abregelungen nochmals signifikant weiter ansteigen. Daher sei anzustreben, die Restriktionen, die gegen die Variante mit NVP ausschließlich in Niedersachsen sprechen, zu überwinden.

F.2 Stimmen Sie dieser Einschätzung zu?

F.3 Wie könnte dies umgesetzt werden?

Planungsgrundsätze und Freihaltebereiche

F.4 Ist es aus Ihrer Sicht möglich, die in Planungsgrundsätzen im FEP 2020 festgelegten Abstände zwischen Windenergieanlagen und Plattformen und Kabeln und sich daraus ergebende Freihaltebereiche zu reduzieren?

- Freihaltebereich um Konverterplattformen mit 66kV-Anbindungskonzept: 1.000 m (Planungsgrundsatz 4.4.3.2)
- Freihaltebereich um Seekabel von 500 m (Planungsgrundsatz 4.4.1.6)

F.5 Halten Sie die Erhöhung des Abstands zwischen den festgelegten Flächen auf 1.000 m beginnend mit Gebiet N-10 für sinnvoll?

F.6 Ist der in Planungsgrundsatz 4.4.2.3 des FEP 2020 vorgegebene Abstand zwischen benachbarten Windenergieanlagen in Höhe des fünffachen Rotordurchmessers weiterhin sinnvoll?

F.7 Um Freihaltebereiche innerhalb von Flächen zu vermeiden, sollen Konverterplattformen künftig grundsätzlich am Rand der anzubindenden Fläche festgelegt werden. Ist die damit einhergehende tendenziell größere Länge der parkinternen Verkabelung vertretbar?

F.8 Mögliche Freihaltebereiche um Konverterplattformen für den An- und Abflug von Helikoptern werden nachrichtlich im Anhang dargestellt. Ist die Änderung auf 180°-Sektoren gegenüber Korridoren zweckmäßig?

Sonstige Energiegewinnungsbereiche

F.9 Halten Sie die Festlegung einer Leitung, die Energie oder Energieträger aus dem sonstigen Energiegewinnungsbereich SEN-1 (ca. 27,5 km²) abführt, im FEP für zielführend, unter der Maßgabe, dass

a) es bei der Festlegung von SEN-1 bleibt oder

b) weitere sonstige Energiegewinnungsbereiche in räumlicher Nähe hinzukommen? Welche Mindestgröße müssten sonstige Energiegewinnungsbereiche in diesem Fall insgesamt aufweisen?

F.10 Welche der Planungsoptionen halten Sie ggf. für sinnvoll: Eine Stichleitung zu einer bestehenden Rohrleitung oder die Festlegung einer Trasse zur Führung bis zum Küstenmeer?

4 Anhang

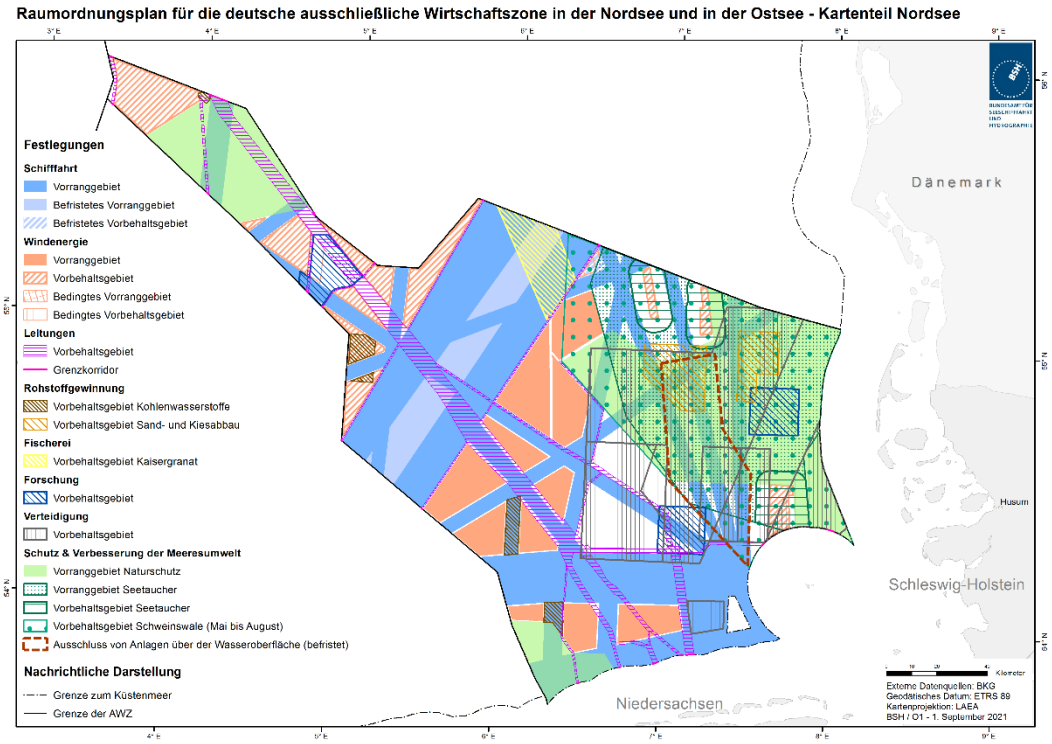


Abbildung 6: Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee - Kartenteil Nordsee

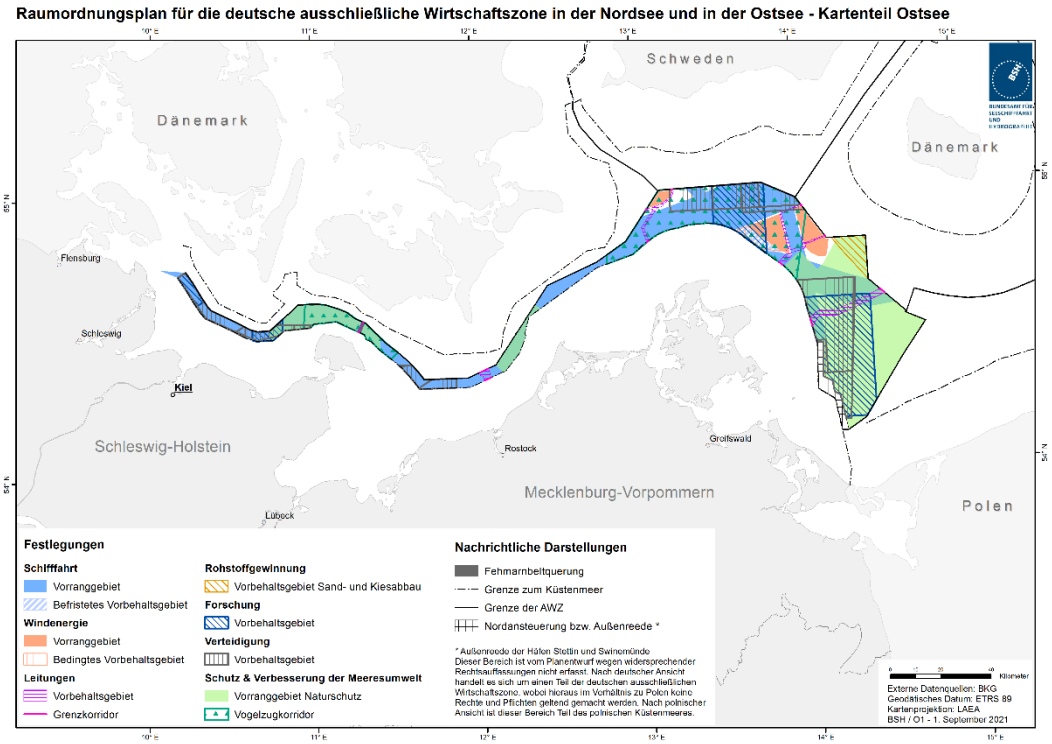


Abbildung 7: Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee - Kartenteil Ostsee

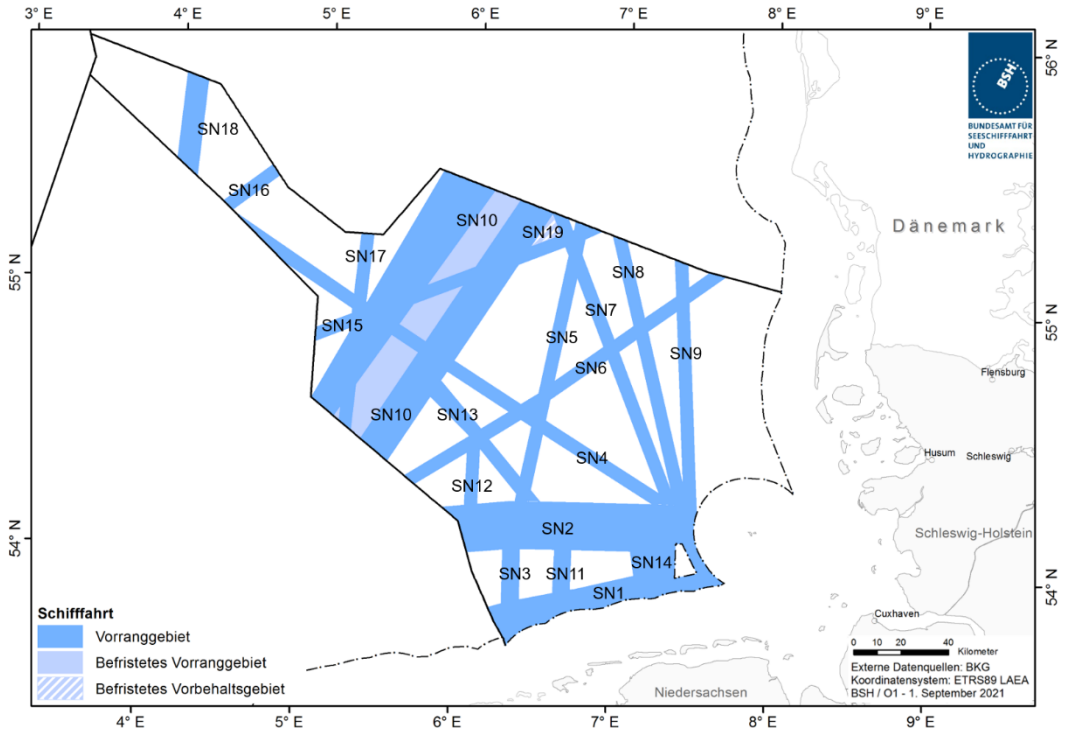


Abbildung 8: Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee - Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Schifffahrt in der Nordsee

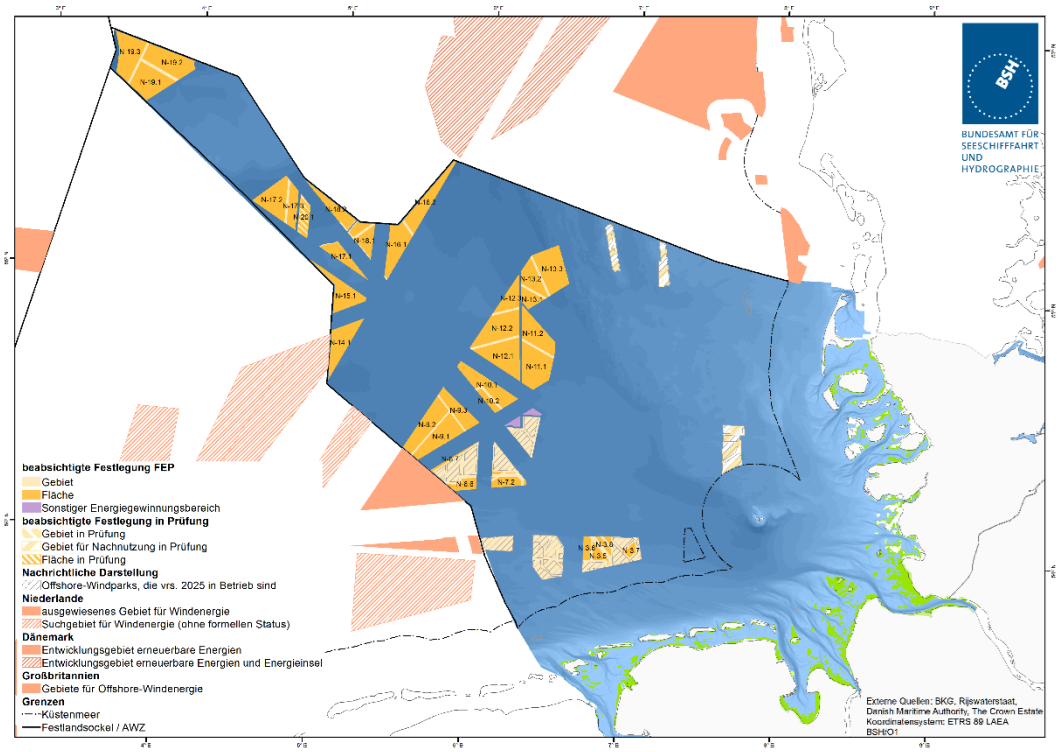


Abbildung 9: Beabsichtigte Festlegungen für Gebiete und Flächen und nachrichtliche Darstellung von Planungsständen für Windenergie auf See in den benachbarten AWZ der Nordsee

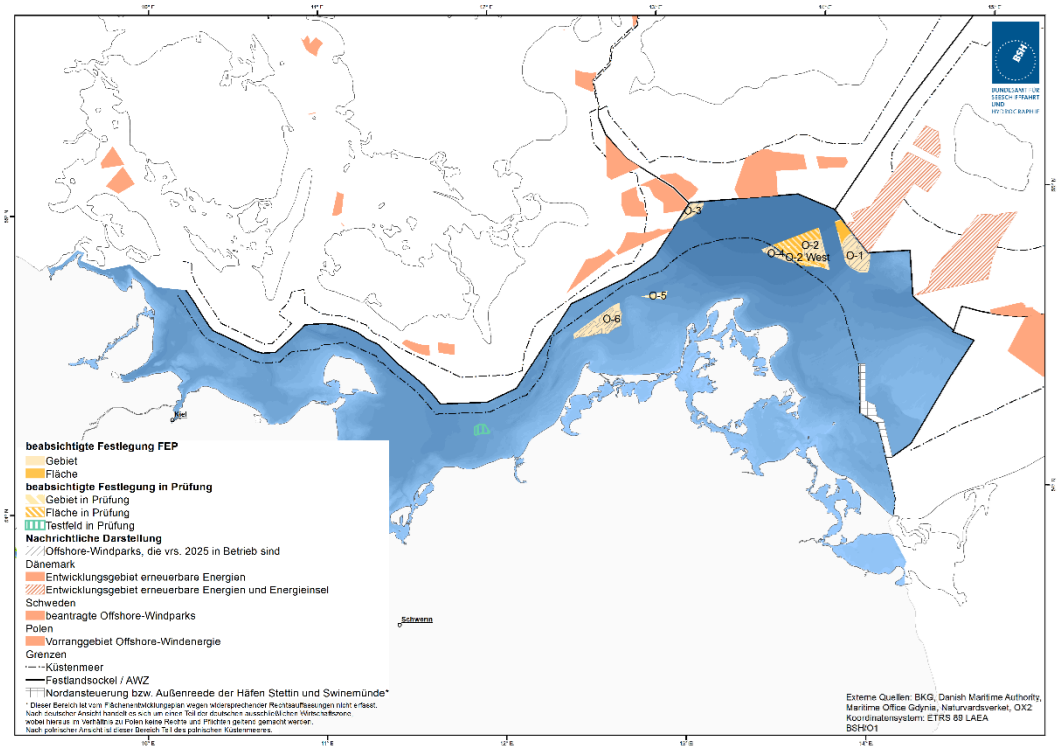


Abbildung 10: Beabsichtigte Festlegungen für Gebiete und Flächen und nachrichtliche Darstellung von Planungsständen für Windenergie auf See in den benachbarten AWZ der Ostsee

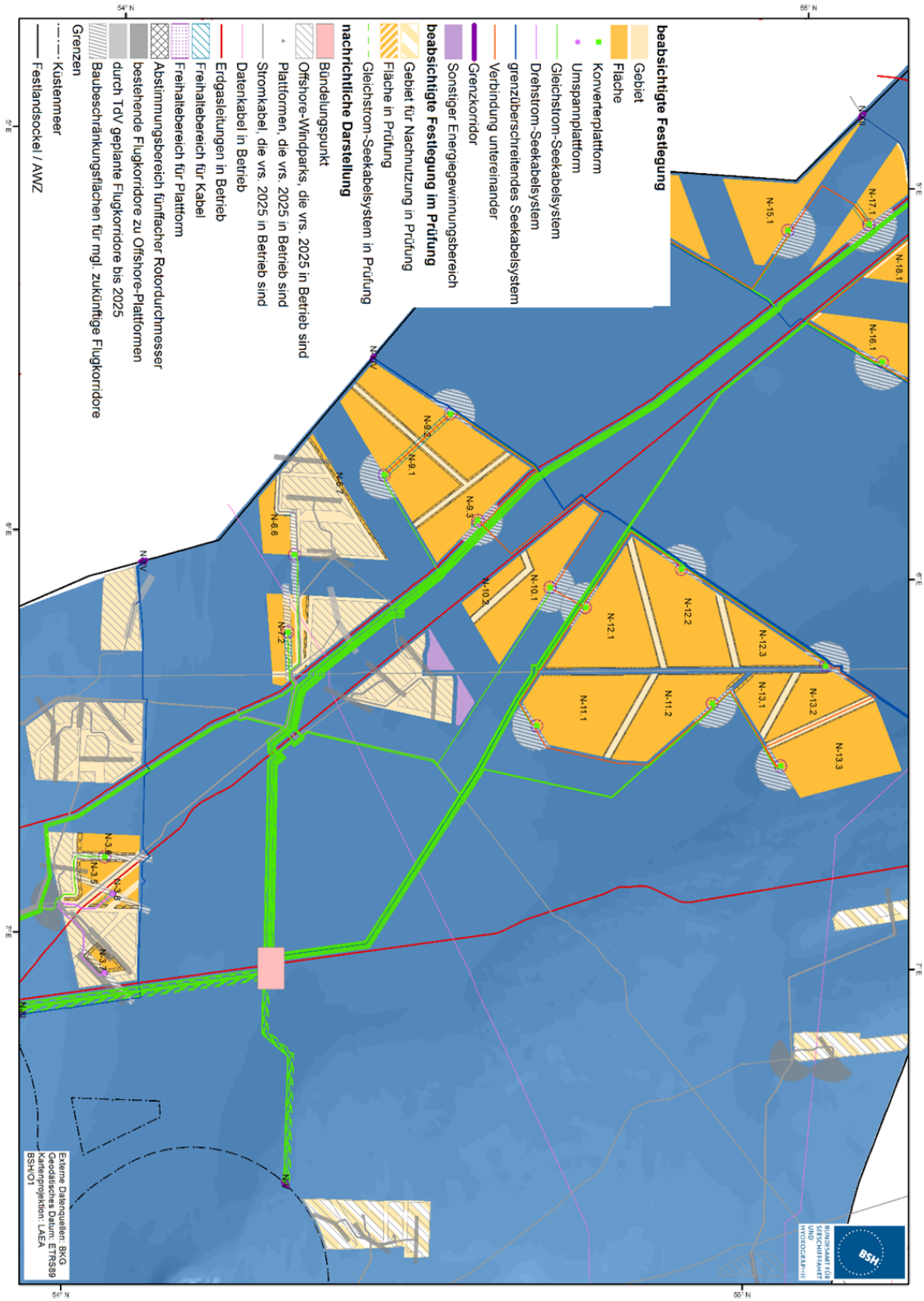


Abbildung 11: Nachrichtliche Darstellung möglicher Freihalte- und Abstimmungsbereiche in einem exemplarischen Ausschnitt der AWZ der Nordsee. Für Erläuterungen zu den Darstellungen wird auf Kapitel 3.1 verwiesen.

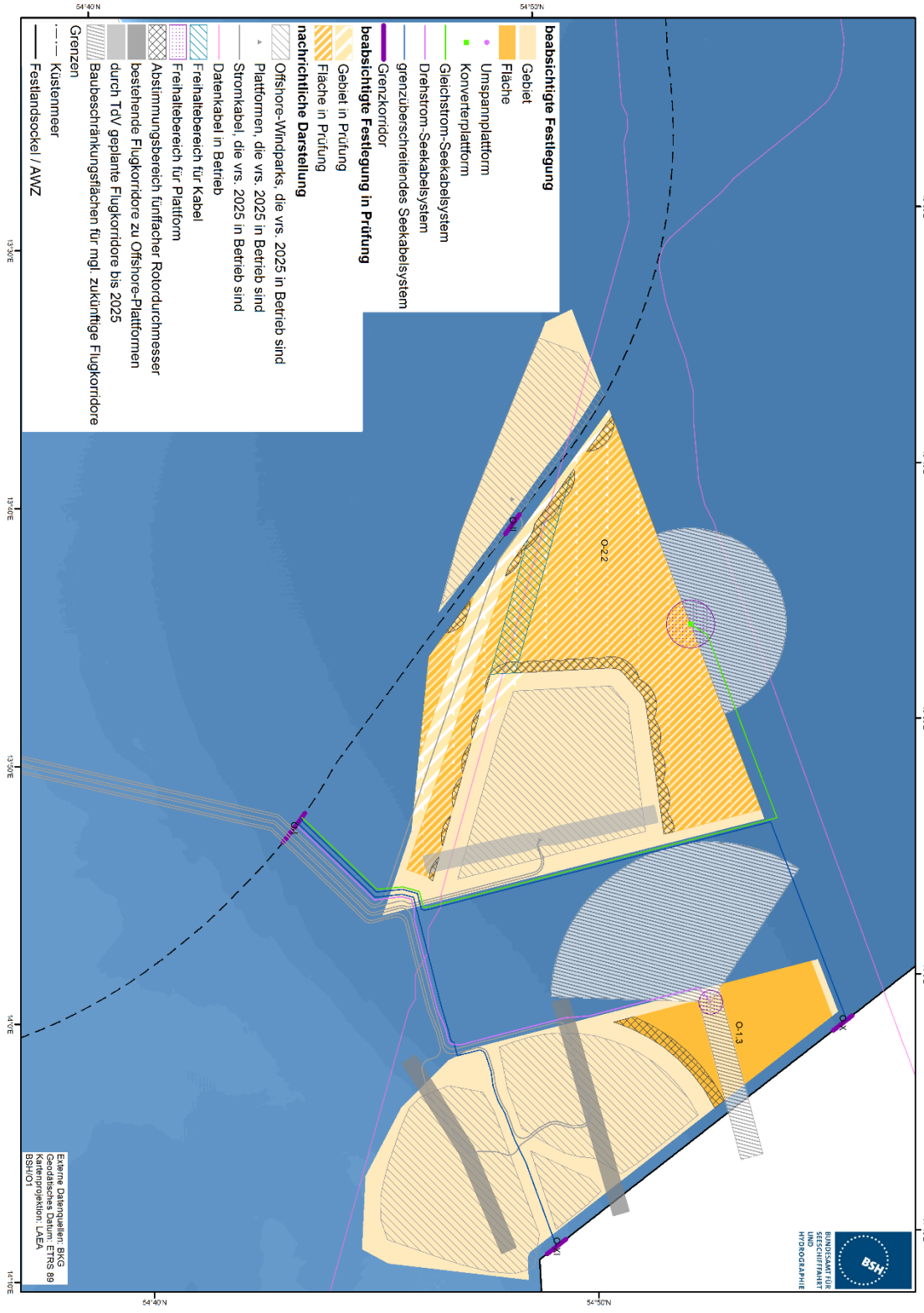


Abbildung 12: Nachrichtliche Darstellung möglicher Freihalte- und Abstimmungsbereiche in einem exemplarischen Ausschnitt der AWZ der Ostsee. Für Erläuterungen zu den Darstellungen wird auf Kapitel 3.1 verwiesen.