



Bundesnetzagentur

Bestätigung

Az.: 613-8572/1/1

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Bestätigung des Offshore-Netzentwicklungsplans 2025 gem. § 17c Satz 2 in Verbindung mit § 12c Abs. 4 Satz 1 EnWG

gegenüber

1. der 50Hertz Transmission GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,
Eichenstraße 3A, 12435 Berlin
2. der Amprion GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,
Rheinlanddamm 24, 44139 Dortmund
3. der TenneT TSO GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,
Bernecker Str. 70, 95448 Bayreuth
4. der TransnetBW GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,
Pariser Platz, Osloer Straße 15 - 17, 70174 Stuttgart

hat die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Jochen Homann,

am 25.11.2016

den Offshore-Netzentwicklungsplan 2025 in der überarbeiteten Fassung vom 29.02.2016 unter folgender Maßgabe bestätigt:

1. Es wird folgender Ausbaubedarf als erforderlich bestätigt:

| Anbindungssystem | Beginn der Umsetzung | Geplante Fertigstellung | Netzanschluss für Cluster |
|-------------------------|-----------------------------|--------------------------------|----------------------------------|
| OST-2-1 | 2018 | 2021 | 1, 2 und 4 (Ostsee) |
| OST-2-2 | 2018 | 2021 | 1, 2 und 4 (Ostsee) |
| OST-2-3 | 2018 | 2022 | 1, 2 und 4 (Ostsee) |
| NOR-3-3 | 2018 | 2023 | 3 (Nordsee) |
| NOR-1-1 | 2019 | 2024 | 1 (Nordsee) |
| NOR-7-1 | 2020 | 2025 | 6 und 7 (Nordsee) |
| NOR-5-2 | 2020 | 2025 | 5 (Nordsee) |

Das Anbindungssystem NOR-5-2 wird mit einer Übertragungskapazität realisiert, die der bezuschlagten Gebotsmenge gem. § 34 Abs. 1 Nr. 2 lit. b WindSeeG entspricht, jedoch nicht mit mehr als 900 MW Übertragungskapazität.

Die Beauftragung der bestätigten Anbindungssysteme steht unter dem Vorbehalt der Bezuschlagung mindestens eines bestehenden Windparkprojektes gem. § 34 WindSeeG, das durch das jeweilige Anbindungssystem erschlossen wird, im Rahmen einer der beiden Gebotstermine nach § 26 Abs. 1 WindSeeG.

An die erforderlichen Anbindungssysteme können Windparkprojekte ausschließlich aus den Clustern des Bundesfachplans Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nordsee 2013/2014 und des Bundesfachplans Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Ostsee 2013 angeschlossen werden, welche sie entsprechend des überarbeiteten Offshore-Netzentwicklungsplans 2025 in der Fassung vom 29.02.2016 erschließen. An das Anbindungssystem NOR-7-1 können ausnahmsweise auch Windparkprojekte aus Cluster 6 des Bundesfachplans Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nordsee 2013/2014 angeschlossen werden. An die Anbindungssysteme OST-2-1, OST-2-2 und OST-2-3 können ausnahmsweise auch bestehende Windparkprojekte im Sinne des § 26 Abs. 2 WindSeeG in der Ostsee aus Cluster 1 des Bundesfachplans Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Ostsee 2013 sowie aus Cluster 4 entsprechend des Offshore-Netzentwicklungsplans 2025 in der Fassung vom 29.02.2016 angeschlossen werden.

2. Die Bestätigung wird erst mit dem 01.01.2017 wirksam.
3. Die Kostenentscheidung bleibt einem gesonderten Bescheid vorbehalten.

Gründe

Aufgrund des Umfangs der Darstellung wird den Gründen eine Gliederungsübersicht vorangestellt:

| | | |
|------------|--|-----------|
| I. | SACHVERHALT..... | 5 |
| II. | RECHTLICHE WÜRDIGUNG..... | 17 |
| A. | Ermächtigungsgrundlage | 17 |
| B. | Formelle Voraussetzungen der Bestätigung..... | 17 |
| C. | Materielle Voraussetzungen der Bestätigung | 17 |
| | 1. Verfahren | 17 |
| | 2. Berücksichtigung des Szenariorahmens | 18 |
| | 3. Berücksichtigung des Bundesfachplan Offshore | 18 |
| | 4. Ausbaubedarf | 19 |
| | 4.1 Prognostizierte Offshore-Erzeugungsleistung | 19 |
| | 4.2 Übertragungskapazität Startnetz..... | 21 |
| | 4.3 Bedarfsermittlung..... | 22 |
| | 5. Kriterien für die zeitliche Abfolge der Umsetzung..... | 24 |
| | 5.1 Auswahl der Kriterien | 24 |
| | 5.2 Ausgestaltung der Kriterien..... | 24 |
| | 5.2.1 Küstenentfernung..... | 24 |
| | 5.2.2 Erzeugungspotenzial..... | 26 |
| | 5.2.3 Netzverknüpfungspunkte | 26 |
| | 5.2.4 Realisierungsfortschritt | 27 |
| | 5.3 Gewichtung der Kriterien und Prüfungsreihenfolge | 27 |
| | 6. Zeitliche Staffelung der Anbindungssysteme | 28 |
| | 6.1 Zeitliche Staffelung der Anbindungssysteme in der Nordsee | 28 |
| | 6.2 Zeitliche Staffelung der Anbindungssysteme in der Ostsee | 30 |
| | 7. Angabe von Terminen..... | 31 |
| | 7.1 Termin für den Beginn der Umsetzung..... | 31 |
| | 7.2 Geplanter Zeitpunkt der Fertigstellung..... | 32 |
| | 7.3 Zeitliche Angaben für die Anbindungssysteme in Nord- und Ostsee..... | 33 |
| | 8. Festlegungen zu clusterübergreifenden Netzanschlüssen | 35 |
| | 9. Angaben zum Stand der Umsetzung | 37 |
| | 10. Einklang mit dem Netzentwicklungsplan Strom..... | 38 |
| | 11. Einklang mit dem Gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan..... | 40 |
| D. | Nebenbestimmungen..... | 42 |

| | |
|---|-----------|
| E. Kosten | 42 |
| Rechtsmittelbelehrung | 43 |
| Anhang | 44 |
| A-1 Darstellung der Eingangsparameter für die Bedarfsermittlung und die zeitliche Staffelung in der Nordsee | 44 |
| A-2 Darstellung der Eingangsparameter für die Bedarfsermittlung und die zeitliche Staffelung in der Ostsee..... | 45 |
| A-3 Darstellung Cluster, Grenzkorridore, Startnetz und Entfernungszonen..... | 46 |
| A-4 Darstellung der Anbindungssysteme | 49 |
| 1. Anbindungssysteme Nordsee | 49 |
| 1.1 Anbindungssystem NOR-1-1..... | 50 |
| 1.2 Anbindungssystem NOR-3-3..... | 51 |
| 1.3 Anbindungssystem NOR-5-2..... | 52 |
| 1.4 Anbindungssystem NOR-7-1..... | 53 |
| 2. Anbindungssysteme Ostsee | 54 |
| 2.1 Anbindungssystem OST-2-1 | 55 |
| 2.2 Anbindungssystem OST-2-2 | 57 |
| 2.3 Anbindungssystem OST-2-3 | 58 |
| A-5 Darstellung der clusterübergreifenden Netzanschlüsse..... | 59 |

I.

1. Der erste Entwurf des Offshore-Netzentwicklungsplans 2025 (O-NEP 2025) wurde am 30.10.2015 durch die Übertragungsnetzbetreiber veröffentlicht und bis zum 13.12.2015 durch die Übertragungsnetzbetreiber zur Konsultation gestellt. Insgesamt gingen 23 Stellungnahmen zum ersten Entwurf des O-NEP 2025 bei den Übertragungsnetzbetreibern ein. Nach Abschluss der Konsultation wurde der Entwurf des O-NEP 2025 durch die Übertragungsnetzbetreiber überarbeitet.

2. Am 19.10.2016 traten die Vorschriften zur übergangsweisen Regelung des O-NEP 2025 nach § 118 Abs. 16 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in Kraft. Die Regelungen zur Ausschreibung von Windenergie auf See durch das neu geschaffene Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See-Gesetz – WindSeeG) wurden ebenfalls bereits am 18.10.2016 verkündet, treten jedoch erst am 01.01.2017 in Kraft.

3. Bereits am 19.12.2014 wurde der Szenariorahmen 2025 genehmigt (Bundesnetzagentur, Genehmigung vom 19.12.2014, Az. 6.00.03.05/14-12-19/Szenariorahmen 2025). Nach dem genehmigten Szenariorahmen 2025 stellt sich die gesamte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie für das Jahr 2025 sowie deren regionale Verteilung auf Nord- und Ostsee wie folgt dar:

| | Szenario A 2025 | Szenario B1 & B2 2025 | Szenario B1 & B2 2035 | Szenario C 2025 |
|---------|----------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|----------------------------|
| Nordsee | 7,7 GW | 9,2 GW | 16,6 GW | 9,2 GW |
| Ostsee | 1,2 GW | 1,3 GW | 1,9 GW | 1,3 GW |
| Gesamt | 8,9 GW | 10,5 GW | 18,5 GW | 10,5 GW |

Hinsichtlich der Herleitung und Begründung der Szenarien und Regionalisierung wird im Übrigen auf die Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung und Offshore-Netzentwicklungsplanung für das Jahr 2024 verwiesen (Bundesnetzagentur, Genehmigung vom 19.12.2014, Az. 6.00.03.05/14-12-19/Szenariorahmen 2025, S. 87, 92 ff., 99, 104 f., 116 f.).

4. Bereits am 22.02.2013 wurde der Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) der Nordsee (BFO-N 2012) veröffentlicht, am 07.03.2014 folgte der Bundesfachplan Offshore für die AWZ der Ostsee (BFO-O). Am 12.06.2015 wurde der Bundesfachplan Offshore für die AWZ der Nordsee fortgeschrieben (BFO-N 2013/2014). Die Pläne enthalten u.a. Festlegungen zu den standardisierten Technikvorgaben und zur Clustereinteilung innerhalb der AWZ einschließlich der für jedes Cluster ermittelten erwarteten Offshore-Windparkleistung. Für die Nordsee ist im Sinne einer technischen Standardisierung der Anbindung eine Übertragungsleistung von 900 MW basierend auf der HGÜ-Technik vorgegeben worden. Weiterhin wurden 13 Cluster einbezogen, und zu jedem einbezogenen Cluster wurde die in diesem Cluster zu erwartende Windparkleistung ermittelt. Die Prognose beruht auf den Angaben bereits gebauter bzw. im Bau befindlicher Offshore-Windparks und der jeweiligen Antrags- und Genehmigungslage. Das Küstenmeer (im O-NEP als Cluster 0 bezeichnet) wird nur nachrichtlich angegeben. Für die Ostsee ist im Sinne einer technischen Standardisierung der Anbindung eine

Übertragungsleistung von 250 MW basierend auf der Drehstromtechnik vorgegeben worden. Ferner sind drei Windparkcluster vorgesehen. Die ermittelte Windparkleistung basiert auf den Angaben zu den bisherigen Genehmigungen von Offshore-Windparks und für die übrigen Windparks auf einem Flächenansatz. Der Flächenansatz sieht vor, dass pro km² zwei Anlagen mit je 7 MW installiert werden. In der Ostsee wird Cluster 3 im O-NEP 2025 durch einen bereits in Betrieb befindlichen und einen genehmigten Windpark im Küstenmeer der Ostsee erweitert, während Cluster 4 und 5, die sich vollständig im Küstenmeer befinden, auf der Grundlage entsprechender Stellungnahmen des Landes Mecklenburg-Vorpommern und des Landes Schleswig-Holstein basieren.

Aktuell befindet sich die zweite Fortschreibung des BFO-N (BFO-N 2016) und BFO-O (BFO-O 2016) durch das BSH in der Erarbeitung. Die Entwürfe des BFO-N 2016 und BFO-O 2016 wurden am 22. August 2016 veröffentlicht und bis zum 19. September 2016 zur Konsultation gestellt. Die Entwürfe enthalten lediglich Festlegungen zu clusterübergreifenden Anbindungen und aktualisierte Werte zur erwarteten Windparkleistung. Die übrigen Festlegungen des BFO-N und BFO-O werden 2017 fortgeschrieben.

Die Cluster 0 bis 8 in der Nordsee weisen folgendes Erzeugungspotenzial auf:

| Windparkcluster | Erzeugungspotenzial pro Cluster [MW]* |
|---------------------------|---------------------------------------|
| Cluster 0 (Küstenmeer) ** | 224,4 |
| Cluster 1 | 870,0 |
| Cluster 2 | 1623,2 |
| Cluster 3 | 2556,2 |
| Cluster 4 | 1151,0 |
| Cluster 5 | 1376,0 |
| Cluster 6*** | 1665,0 |
| Cluster 7 | 1356,0 |
| Cluster 8*** | 1295,0 |

* Das Erzeugungspotenzial wurde anders als im Entwurf des BFO-N 2016 nicht gerundet, basiert jedoch auf den gleichen Annahmen.

** Das im BFO-N 2016 nachrichtlich angegebene Potenzial wurde hier ergänzt um die gem. § 17d EnWG zugewiesene Kapazität von 5,4 MW.

*** Ein in Cluster 8 gelegener Windpark wird mit 116,8 MW über Cluster 6 angeschlossen.

Die einzelnen Cluster in der Ostsee weisen folgendes Erzeugungspotenzial auf:

| Windparkcluster | Erzeugungspotenzial pro Cluster [MW] |
|-----------------|--------------------------------------|
| Cluster 1 | 1094,0 |
| Cluster 2 | 1056,0 |
| Cluster 3 (AWZ) | 772,6 (722,0) |
| (Küstenmeer) | (50,6) |

| | |
|------------------------|-------|
| Cluster 4 (Küstenmeer) | 348,0 |
| Cluster 5 (Küstenmeer) | 150,0 |

5. Am 29.02.2016 legten die Übertragungsnetzbetreiber den O-NEP 2025 der Bundesnetzagentur zur Prüfung vor.

Der Bedarf an Netzanbindungssystemen wird im zweiten Entwurf des O-NEP 2025 anhand der im Szenariorahmen 2025 prognostizierten Offshore-Erzeugungleistung für das Jahr 2025 abzüglich der folgenden im zweiten Entwurf enthaltenen Angaben zur Übertragungskapazität des sog. Startnetzes ermittelt:

| Projekt (Netzanbindungssystem) | Übertragungskapazität MW* |
|--|---------------------------|
| NOR-0-1 (AC-Netzanbindungssystem Riffgat) | 113 |
| NOR-0-2 (AC-Netzanbindungssystem Nordergründe) | 111 |
| NOR-2-1 (AC-Netzanbindungssystem alpha ventus) | 62 |
| NOR-2-2 (DC-Netzanbindungssystem DolWin1) | 800 |
| NOR-2-3 (DC-Netzanbindungssystem DolWin3) | 900 |
| NOR-3-1 (DC-Netzanbindungssystem DolWin2) | 916 |
| NOR-4-1 (DC-Netzanbindungssystem HelWin1) | 576 |
| NOR-4-2 (DC-Netzanbindungssystem HelWin2) | 690 |
| NOR-5-1 (DC-Netzanbindungssystem SylWin1) | 864 |
| NOR-6-1 (DC-Netzanbindungssystem BorWin1) | 400 |
| NOR-6-2 (DC-Netzanbindungssystem BorWin2) | 800 |
| NOR-8-1 (DC-Netzanbindungssystem BorWin3) | 900 |
| OST-1-1 (AC-Netzanbindungssystem Cluster 1) | 250 |
| OST-1-2 (AC-Netzanbindungssystem Cluster 1) | 250 |
| OST-1-3 (AC-Netzanbindungssystem Cluster 1) | 250 |
| OST-3-1 (AC-Netzanbindungssystem Baltic 1) | 51 |
| OST-3-2 (AC-Netzanbindungssystem Baltic 2) ** | 339 |

*Die Übertragungskapazität bezieht sich auf die Netzanschlusspunkte.

** Gesamtübertragungskapazität, der beiden aufeinander aufbauenden Anbindungssysteme Baltic 1 und 2.

Weiterhin wurde die zeitliche Reihung der Netzanbindungssysteme im zweiten Entwurf des O-NEP 2025 anhand der folgenden Kriterien vorgenommen: 1) Küstenentfernung der zu erschließenden Windparkcluster, 2) Erzeugungspotenzial der zu erschließenden Windparkcluster, 3) Verfügbarkeit der Netzverknüpfungspunkte und 4) Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Windparks.

Dabei erfolgt die Beurteilung der Cluster im Hinblick auf ihre Küstenentfernung nicht anhand der Länge der kürzesten Verbindung des Clusters zum Festland („Luftlinie“) und auch nicht anhand konkreter Trassenlängen, sondern anhand seiner Lage in Zonen, deren Grenzen sich näherungsweise am Verlauf der

Küste orientieren. Cluster, die in etwa die gleiche Küstenentfernung besitzen, werden in dieselbe Zone eingeordnet. Dadurch werden sie in Bezug auf die Küstenentfernung als gleichrangig beurteilt. In der Nordsee erfolgt eine Aufteilung in fünf Zonen, während es in der Ostsee nur eine einzige Zone gibt. Dabei entspricht die Fläche der ersten Zone der Nordsee ca. der Fläche der einzigen Zone der Ostsee. In der Ostsee werden insoweit alle Cluster bezüglich ihrer Küstenentfernung gleichrangig behandelt. In Zone 1 der Nordsee befinden sich die Cluster 0 bis 4 und der bereits durch das Anbindungssystem NOR-5-1 vollständig erschlossene Teil des Clusters 5. In Zone 2 befinden sich der noch nicht erschlossene Teil von Cluster 5 sowie die Cluster 6 bis 8, während in Zone 3 die Cluster 9 bis 13 gelegen sind.

Das im Rahmen der zeitlichen Staffelung der Anbindungssysteme maßgebliche Erzeugungspotenzial wird im Rahmen des zweiten Entwurfs des O-NEP 2025 anhand des Erzeugungspotenzials nach BFO-N 2013/2014 abzüglich der Übertragungskapazität des Startnetzes ermittelt.

Als weitere Kriterien sieht der zweite Entwurf die Verfügbarkeit eines Netzverknüpfungspunktes bei geplanter Fertigstellung des jeweiligen Anbindungssystems sowie den Realisierungsfortschritt der anzubindenden Windparks vor.

Die Bewertung, in welcher Reihenfolge die Cluster angeschlossen werden sollen, erfolgt zunächst durch eine sukzessive Anwendung der Kriterien 1) und 2). Kriterium 3) und 4) werden als Korrektiv zur so ermittelten Staffelung verwendet. Das heißt, zunächst werden diejenigen Cluster betrachtet, die in der küstennächsten Zone liegen. Cluster, die sich in küstenferneren Zonen befinden, werden erst dann berücksichtigt, wenn die Cluster in den küstennäheren Zonen bereits durch Anbindungssysteme vollständig angeschlossen wurden. Innerhalb der gleichen Zone werden die Cluster auf ihr noch zu erschließendes Erzeugungspotenzial hin geordnet. Der Cluster mit dem größten noch zu erschließenden Erzeugungspotenzial wird als erstes angebunden, dann der Cluster mit dem zweihöchsten noch zu erschließenden Erzeugungspotenzial und weiter in absteigender Reihenfolge bis zu dem Cluster mit dem geringsten noch zu erschließenden Erzeugungspotenzial. Danach wird die durch die Kriterien 1) und 2) festgelegte zeitliche Staffelung daraufhin geprüft, ob sie mit Kriterium 3) „der geplanten Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte“ vereinbar ist. Sollte dies nicht der Fall sein, weil der erforderliche Netzverknüpfungspunkt oder das Übertragungsnetz an Land für den Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung der Offshore-Netzausbaumaßnahme nicht den erforderlichen Ausbauzustand aufweist, so wird eine entsprechende Anpassung der zeitlichen Staffelung der Netzanbindungssysteme vorgenommen, wobei die zeitliche Staffelung der nicht betroffenen Netzanbindungssysteme anhand der Kriterien 1) und 2) bestehen bleibt. Bei dem Kriterium 4) „Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Windparks“ wird analog zu Kriterium 3) eine Plausibilitätskontrolle durchgeführt. Die sich ergebende zeitliche Staffelung wird daraufhin geprüft, ob sie im Hinblick auf den aktuellen Planungs- und Realisierungsfortschritt bzw. die Realisierungswahrscheinlichkeit der anzubindenden Offshore-Windparks zu grob unangemessenen Ergebnissen führen würde. Ist dies ausnahmsweise der Fall, so wird eine entsprechende Korrektur der zeitlichen Staffelung der Netzanbindungssysteme durchgeführt, wobei die zeitliche Staffelung der nicht betroffenen Netzanbindungssysteme bestehen bleibt.

Neben den Kriterien und der zeitlichen Reihung werden im zweiten Entwurf des O-NEP 2025 auch die Termine zum Beginn der Umsetzung und zur geplanten Fertigstellung der Anbindungssysteme angegeben. Dem Beginn der Umsetzung wurde im zweiten Entwurf des O-NEP 2025 das Jahr der Beauftragung bzw. Vergabe des Anbindungssystems zugrunde gelegt. Zwischen dem Beginn der Umsetzung und der

geplanten Fertigstellung wird im zweiten Entwurf des O-NEP 2025 ein Zeitraum von 60 Monaten für die Realisierung der DC-Anbindungssysteme in der Nordsee und 42 Monaten für die Realisierung der AC-Anbindungssysteme in der Ostsee angesetzt.

Auf dieser Basis entwickelt der zweite Entwurf des O-NEP 2025 eine zeitliche Staffelung für alle vier Szenarien des Szenariorahmens 2025. Für die Szenarien B 2025 und C 2025 ist folgende zeitliche Staffelung vorgesehen:

| Projekt | Maßnahme | Name der Maßnahme | Netzverknüpfungspunkt | Beginn der Umsetzung | Geplante Fertigstellung |
|----------------|-----------------|---------------------------|------------------------------|-----------------------------|--------------------------------|
| NOR-3-3 | 15 | HGÜ-Verbindung NOR-3-3 | Emden/Ost | 2018 | 2023 |
| NOR-1-1 | 3 | HGÜ-Verbindung NOR-1-1 | Halbmond | 2019 | 2024 |
| NOR-7-1 | 31 | HGÜ-Verbindung NOR-7-1 | Cloppenburg | 2020 | 2025 |
| OST-B-1 | B1.1 | AC-Verbindung OST- B-1 | Lubmin | 2020 | 2023 |

Neben der Ermittlung des Ausbaubedarfs und der zeitlichen Reihung der Anbindungssysteme enthält der zweite Entwurf des O-NEP 2025 auch den Stand der Umsetzung der im O-NEP 2013 und 2024 bestätigten Netzanbindungssysteme einschließlich der im O-NEP 2013 bestätigten und bereits beauftragten Anbindungen OST-1-1, OST-1-2 und OST-1-3. Informativ ist auch der Umsetzungsstand des Startnetzes basierend auf der alten Rechtslage dargestellt. Tabellarisch aufgeführt werden der Netzverknüpfungspunkt und das Jahr der geplanten Fertigstellung sowohl nach O-NEP 2013/2024 als auch nach O-NEP 2025 sowie der Umsetzungsstand des jeweiligen Projekts. Als Umsetzungsschritte wurden im zweiten Entwurf des O-NEP 2025 die Vorbereitung des Genehmigungsverfahrens (1), der Beginn des Genehmigungsverfahrens (2), der Vergabeprozess (3), die Bauvorbereitung und der Bau (4) sowie die Realisierung eines Projekts (5) angegeben. Gründe für etwaige Verzögerungen in der Umsetzung gegenüber O-NEP 2013/2024 werden separat erläutert.

Außerdem wurde im zweiten Entwurf des O-NEP 2025 das Kapitel 5 „Konsultation“ eingefügt. Dort wird eine Übersicht über die häufigsten und wesentlichen Inhalte der Stellungnahmen gegeben und geschildert, wie die Stellungnahmen berücksichtigt wurden. In Kapitel 5 des zweiten Entwurfs des O-NEP 2025 wird ein Überblick über die Themenbereiche der eingegangenen Stellungnahmen gegeben. Sowohl in Kapitel 5 wie auch zu Beginn der jeweiligen Kapitel wird auf die Ergebnisse der Konsultation eingegangen.

In Kapitel 6 des zweiten Entwurfs des O-NEP 2025 wurden Kosten und Nutzen einer AC-Sammelplattform zur Erschließung der Cluster 1, 2 und 4 in der Ostsee untersucht. Die Übertragungsnetzbetreiber kommen zu dem Ergebnis, dass AC-Sammelplattformen – vorbehaltlich weiterer Studien – für die Erschließung der untersuchten Region empfehlenswert sind, da die Kosten einer AC-Sammelplattform etwas unter den Kosten der Mitbenutzung von Umspannplattformen der Windparkbetreiber liegen und eine zusätzliche Flexibilität im Offshore-Ausbau ermöglichen.

Hinsichtlich des weiteren Inhalts des zweiten Entwurfs des O-NEP 2025 sowie der vorläufigen Prüfungsergebnisse der Bundesnetzagentur wird im Übrigen auf die entsprechenden, veröffentlichten Dokumente verwiesen.

6. Mit Stellungnahme vom 09.05.2016 teilte die TenneT TSO GmbH der Bundesnetzagentur mit, dass sich die technische Umsetzung von clusterübergreifenden AC-Anschlüssen nicht grundsätzlich von clusterinternen AC-Anschlüssen unterscheidet. Da sie jedoch regelmäßig längere Kabelstrecken erforderten, wären technische Details entsprechend anzupassen.

Zudem teilte die TenneT TSO GmbH mit Schreiben vom 20.05.2016 mit, dass bezüglich der fachplanerischen Zulässigkeit eines AC-Anschlusses aus Cluster 6 an das Anbindungssystem NOR-7-1 seitens der TenneT TSO GmbH keine grundsätzlichen Bedenken bestünden. Ferner erschiene ein Abweichen von den standardisierten Technikvorgaben für DC-Anbindungssysteme im Falle von NOR-5-2 nach Auffassung der TenneT TSO GmbH möglich.

7. Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie teilte mit Schreiben vom 26.05.2016 mit, dass aus fachplanerischer Sicht ein clusterübergreifender Anschluss zwischen den Clustern 6 und 7 in Betracht kommt.

Weiterhin beeinträchtigt ein Abweichen von der Standardisierung der DC-Kabel für NOR-5-2 zur Anbindung der „Restflächen“ in Cluster 5 voraussichtlich nicht in signifikanter Weise die Planungsgrundsätze bezüglich der Standardisierung von Technikvorgaben im BFO. Es sei die Ausweisung weiterer Flächen im räumlichen Zusammenhang mit dem BFO festgelegten Cluster 5 nach derzeitigem Kenntnisstand ausgeschlossen und es seien auch keine Offshore-Windparks im räumlichen Umgriff des Clusters gelegen, die für eine Anbindung über die Anbindungsleitung NOR-5-2 in Frage kommen.

Entsprechend der Stellungnahme bestehen in den Clustern 1 bis 8 der Nordsee und 1 bis 3 der Ostsee Windparkprojekte mit einer Genehmigung oder einem Erörterungstermin in einem Genehmigungsverfahren.

8. Unter Berücksichtigung der Zuweisung von Kapazitäten durch die Bundesnetzagentur (vgl. Bundesnetzagentur, Beschlüsse vom 21. und 28.01.2015 sowie vom 25.11.2015 – BK6-14-129-Z1, BK6-14-129-Z2, BK6-14-129-Z3, BK6-14-129-Z4, BK6-14-129-Z5, BK6-14-129-Z7, BK6-14-129-Z8, BK6-15-010-Z1, BK6-15-010-Z2, BK6-15-010-Z3, BK6-15-010-Z4, BK6-15-010-Z5) und bestehender unbedingter Netzanschlusszusagen der Übertragungsnetzbetreiber verfügen in Cluster 2 und 8 der Nordsee und Cluster 3 der Ostsee alle Windparkprojekte mit einer Genehmigung oder einem Erörterungstermin über eine unbedingte Netzanschlusszusage oder über zugewiesene Kapazität.

9. Die Bundesnetzagentur prüfte den zweiten Entwurf des O-NEP 2025 und veröffentlichte diesen gemeinsam mit den vorläufigen Prüfungsergebnissen zum O-NEP 2025 am 14.06.2016. Der zweite Entwurf des O-NEP 2025 wurde vom 14.06.2016 bis zum 26.07.2016 am Sitz der Bundesnetzagentur (Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) ausgelegt und auf der Internetseite www.netzausbau.de öffentlich bekannt gemacht. Behörden und Öffentlichkeit konnten sich bis zum 09.08.2016 äußern. Insgesamt gingen 156 Stellungnahmen zum zweiten Entwurf des O-NEP 2025 sowie den vorläufigen Prüfungsergebnissen ein,

davon 132 von Privatpersonen bzw. Bürgerinitiativen, 10 von Behörden, 9 von Windparkbetreibern, 3 von Ministerien sowie 2 von Verbänden.

Im Folgenden sind die maßgeblichen Inhalte der Konsultationsbeiträge dargestellt (die Reihenfolge ist systematisch, d.h. sie orientiert sich am Aufbau der Bestätigung):

Ein Konsultationsteilnehmer kritisiert die geplante Verkürzung der Frist der Konsultation durch die Übertragungsnetzbetreiber ab dem O-NEP 2030 von bislang sechs auf vier Wochen. Dies sei problematisch, da ein Abgleich und die Prüfung der jeweils aktuellen Fassungen aufwendig und zeitintensiv sei, insbesondere bezüglich der Nachvollziehbarkeit der Änderungen der Strecken und der Bezeichnung der Anbindungssysteme.

Ein Konsultationsteilnehmer fordert, dass aufgrund der Entwicklung hin zu größeren Turbinen bei der Auslegung der Netzanbindungskapazität von vornherein eine Vergrößerung der Turbinenleistung eingeplant wird.

Ein Konsultationsteilnehmer kritisiert, der O-NEP 2025 impliziere, dass die Offshore-Ausbauziele festgeschrieben seien, was jedoch bei den vielen aufgezeigten Varianten und den noch nicht berücksichtigten Vorgaben durch diverse Gesetzesänderungen keinen Sinn mache. Selbst die Bezugsgrößen des Ausbaus seien nicht eindeutig definiert. Zudem würde einseitig ein Zubau des Volumens von Strom aus erneuerbaren Energien unterstellt, während der für die Energiewende erforderliche Abbau des Volumens aus Atom- und Kohlestrom nicht gewürdigt würde. Insoweit reichten die vorhandenen Netze für die Stromversorgung aus. Zumal die derzeitige Redispatch-Situation zeige, dass es keinen Sinn mache, Offshore-Windenergie und die damit verbundenen Netzanbindungen weiter auszubauen.

Es wird eine Orientierung des O-NEP am Szenariorahmen 2025 dahingehend kritisiert, als dass der Szenariorahmen bei der Regionalisierung lediglich die genehmigten Projekte zugrunde gelegt hat, was zu einer eklatanten Ungleichbehandlung von Projekten in Ost- und Nordsee führe, da fast alle bestehenden Projekte in der Ostsee erörtert, aber noch nicht genehmigt seien. Seitens eines anderen Konsultationsteilnehmers wird die Erweiterung der Szenarien kritisiert.

Ein anderer Konsultationsteilnehmer fordert die Prüfung der Erreichung der Ausbauziele für die Ostsee in den durch das Land Mecklenburg-Vorpommern ausgewiesenen Vorranggebieten im Küstenmeer und/oder deren Übertragung auf die Nordsee, da in den Clustern 1 bis 4 der Ostsee Vogelzugbereiche durch den Ausbau der Windkraft betroffen wären und aufgrund der Gründungsverhältnisse in Cluster 2 Zweifel an der Einhaltung der Lärmschutzwerte und der maximalen Rammdauer bestünden. Zudem fordert der Konsultationsteilnehmer die zumindest nachrichtliche Aufnahme des Projekts Combined Grid Solution in der Ostsee in den O-NEP.

In der Nordsee sollten bis 2025 vier Anbindungssysteme fertiggestellt werden, da bei Fertigstellung von drei Anbindungssystemen ein erhöhtes Risiko bestünde, dass die Wettbewerbsintensität bei den Ausschreibungsrunden eingeschränkt wird und nicht alle bestehenden Projekte Zugang zu den Ausschreibungen in der Übergangsphase erhalten. Ein anderer Konsultationsteilnehmer merkt an, dass im Hinblick auf eine installierte Leistung von 15 GW im Jahr 2030 die Cluster 9 bis 13 in der Nordsee nicht

erschlossen werden müssen. Der Ausbau der Offshore-Windkraft solle sich insofern an den Szenariorahmen bzw. den politischen und gesetzlichen Vorgaben orientieren.

Im O-NEP seien für die Ostsee neben dem Anbindungssystem OST-B-1 für die Jahre 2021 bis 2025 weitere 250 MW Anbindungskapazität vorzusehen, um einen hinreichenden Wettbewerb der bestehenden Projekte in den Übergangsausschreibungen sicherzustellen. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer fordert das Vorziehen des Anbindungssystems OST-B-2 in den O-NEP 2025, da sich in den Clustern 1 und 2 der Ostsee noch weitere Projekte befänden, die nach § 26 Abs. 1 WindSeeG berechtigt seien, an der Ausschreibung zum Gebotstermin 01.03.2018 teilzunehmen und einen Zuschlag erhalten könnten.

Ein Konsultationsteilnehmer fordert die Berücksichtigung der Festlegungen des Landesraumentwicklungsprogramms Mecklenburg-Vorpommern zu weiteren marinen Vorranggebieten und Vorbehaltsgebieten im Küstenmeer der Ostsee. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer fordert für die Ostsee einen Netzanschluss für Testanlagen, da das neue Landesraumentwicklungsprogramm Mecklenburg-Vorpommerns im Küstenmeer vor Rostock-Warnemünde ein marines Vorranggebiet für Windenergieanlagen zu Testzwecken vorsieht.

Durch eine zeitliche Reihung der Anbindungssysteme in der Bestätigung des O-NEP ergäben sich sofort Wettbewerbsnachteile für Projekte, deren Anbindungssystem zuletzt geplant ist.

Es wurde zudem hinterfragt, welche Rolle das Ausschreibungsergebnis spiele bzw. ob durch dieses die Reihung der Anbindungssysteme verändert werde.

Das Kriterium der Küstenentfernung greife zu kurz. Neben dem Baugrund, der Munitionsbelastung u.ä. Faktoren sei die gesamte Trassenlänge bis zum Netzverknüpfungspunkt an Land entscheidend. Insoweit solle eine grobe Abschätzung der gesamten Trassenlänge einschl. des landseitigen Abschnitts die Beurteilungsgrundlage bilden. Zudem müsse Cluster 5 in Gänze Zone 1 zugeordnet werden.

Mehrere Konsultationsteilnehmer führen an, dass Cluster 5 mit einem Erzeugungspotenzial von 1.744 MW bzw. einem nicht erschlossenen Erzeugungspotenzial von 880 MW berücksichtigt werden müsse, da abweichend vom BFO-N 2013/2014 bei den genehmigten Windenergieanlagen in Cluster 5 aufgrund technischer Entwicklungen hinsichtlich der Anlagengröße, aber auch der Aufstellungsmuster und der Abschattungseffekte, nicht mehr von einer Leistung von 5 bzw. 6 MW pro Anlage, sondern von einer Leistung von 10 MW ausgegangen werden müsse. Infolgedessen müsse das Anbindungssystem NOR-5-2 auch mit einer Übertragungskapazität von 900 MW realisiert werden. Hierfür spräche auch der Umstand, dass im zentralen System ab dem Jahr 2026 in Cluster 5 weitere Flächen mit mehr als 900 MW Erzeugungspotenzial entwickelt werden könnten. Ein anderer Konsultationsteilnehmer spricht sich für eine Realisierung des Anbindungssystems NOR-5-2 mit einer Übertragungskapazität in Höhe von 900 MW aus, da dies gemeinsam mit einer Querverbindung zwischen den beiden Umspannwerken SylWin alpha und SylWin beta eine n-x Sicherheit in Cluster 5 ermöglichen würde, die für mögliche Reparaturmaßnahmen bzw. eventuelle Wartungssituationen als vorteilhaft anzusehen wäre. Es wird weiterhin gefordert, dass NOR-5-2 als erstes Anbindungssystem mit geplanter Fertigstellung in 2022 bestätigt wird. Das Anbindungssystem wäre durch den Übertragungsnetzbetreiber bereits ausgeschrieben gewesen, so dass der Aufwand für eine erneute, auch kurzfristig zu veranlassende Ausschreibung, äußerst gering sein dürfte. Ein Konsultationsteilnehmer fordert eine Realisierung von NOR-5-2 in 2023, spätestens

jedoch in 2024, da NOR-5-2 bereits über den landseitig gut ausgebauten Netzverknüpfungspunkt Büttel berücksichtigt sei sowie über die erforderliche Genehmigung verfüge und parallel zur Trasse von NOR-5-1 verlegt werden könne.

Mehrere Konsultationsteilnehmer merkten an, dass bei der Ermittlung des Erzeugungspotenzials von Cluster 7 und bei der Reihung des Anbindungssystems NOR-7-1 auch die Leistung der Cluster 6 bzw. 8 einbezogen werden müsse. Nach Auffassung eines Konsultationsteilnehmers beträgt das Erzeugungspotenzial des Clusters 7 unter Berücksichtigung des noch zu erschließenden Erzeugungspotenzials in Cluster 6 ca. 1.956 MW.

Das Anbindungssystem NOR-5-2 müsse auch dann beauftragt werden, wenn dieses im Ergebnis der Auktionen im Übergangssystem nur eine teilweise Auslastung erfahren kann.

Hinsichtlich der Realisierungsdauer der Anbindungssysteme wird ausgeführt, dass in der Planungs- und Genehmigungsphase Beschleunigungspotenziale von 6 bis 9 Monaten sowie in der Ausschreibungs-, Vergabe- und Projektrealisierungsphase von 8 bis 14 Monaten bestehen. Ein anderer Konsultationsteilnehmer fordert in diesem Zusammenhang, dass davon abgesehen werden sollte, im Fall zukünftig kürzerer Realisierungszeiten die Anfangszeiten der Realisierung nach hinten zu verschieben, sondern der Fertigstellungstermin vorgezogen werden sollte.

Ein Konsultationsteilnehmer merkte an, dass ein Risiko besteht, dass Anbindungssysteme durch die Übertragungsnetzbetreiber bestellt werden müssen, ohne dass diese wissen, ob bei den beiden Ausschreibungen in 2017 und 2018 ein relevantes Projekt bezuschlagt wird, was zu langjährigen Leerständen und damit zusätzlichen Kosten führen könne. Insoweit könne vereinbart werden, dass die Vertragsabschlüsse von den Ergebnissen der Ausschreibungsrunden für die Übergangsphase abhängig gemacht werden. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer fordert in diesem Zusammenhang die zeitliche Verschiebung bzw. Streichung des Anbindungssystems NOR-5-2, sollte im Versteigerungsverfahren in der Übergangsphase kein Zuschlag für Windparks in Cluster 5 erfolgen. Grundsätzlich stelle sich die Frage des Umgangs mit Anbindungssystemen, wenn die zugehörigen Clusterflächen keinen Zuschlag erhalten.

Mehrere Konsultationsteilnehmer kritisieren das Vorziehen von NOR-5-2 vor NOR-7-1. Ein Konsultationsteilnehmer hält hierbei das Vorziehen mit der Begründung einer Minimierung der Gefahr von Leerständen aufgrund des Potenzials, welches sich an NOR-7-1 bewerben kann, für nicht nachvollziehbar. Dass die Betriebsbereitschaft des Netzverknüpfungspunktes Cloppenburg für 2022 vorgesehen sei, mache ein Vorziehen des Systems NOR-7-1 möglich. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer ist der Ansicht, dass eine zeitliche Staffelung anhand der Küstenentfernung und des Erzeugungspotenzials dazu führt, dass das Anbindungssystem NOR-7-1 zeitlich vor NOR-5-2 gereiht werden müsste.

Mehrere Konsultationsteilnehmer forderten unter Berücksichtigung der aktuellen Fassung des WindSeeG folgende Termine: OST-B-1 Umsetzungsbeginn in 2018, geplante Fertigstellung in 2021; NOR-3-3 Umsetzungsbeginn in 2017, geplante Fertigstellung in 2022; NOR-1-1 Umsetzungsbeginn in 2018, geplante Fertigstellung in 2023; NOR-5-2 Umsetzungsbeginn in 2019, geplante Fertigstellung in 2024; NOR-7-1 Umsetzungsbeginn in 2020, geplante Fertigstellung in 2025.

Mehrere Konsultationsteilnehmer wenden sich gegen die geplante Anbindung der Projekte NOR-3-2, NOR-6-3 und NOR-7-1 an den Netzverknüpfungspunkt Cloppenburg. Hierfür wären mindestens zwei flächenintensive Konverterstationen zu errichten. Eine Einspeisung der Offshore-Windenergie am Netzverknüpfungspunkt Cloppenburg sei jedoch nicht sinnvoll, da in diesem Raum bereits mehr Energie aus regenerativen Quellen erzeugt, als in der Region verbraucht werde und somit keine Abnahmekapazitäten vorhanden seien. Demgegenüber sei die Übertragung hoher Leistungen durch HGÜ-Erdkabel über lange Distanzen verlustärmer als die Übertragung durch Wechselstrom-Freileitungen. Daher seien die Projekte als HGÜ-Erdkabel in die Lastzentren mit großen Abnahmekapazitäten zu führen, um dort eine Einspeisung in das Wechselstromnetz mit kurzen Übertragungswegen zu den großen Energieabnehmern zu realisieren.

Zudem kritisiert ein Konsultationsteilnehmer den Wegfall des Zusatzes „Raum“ bei der Bezeichnung des Netzverknüpfungspunktes. Insoweit müssten die Standorte mit hinreichender räumlicher Flexibilität auf ihre Raumverträglichkeit geprüft werden. Ferner kritisiert der Konsultationsteilnehmer bei der Wahl der Trassenkorridore die Anbindung von Grenzkorridor III.

Ein Konsultationsteilnehmer bat darum, dass die Besonderheiten der Bundeswehr aufgrund ihres hoheitlichen Verteidigungsauftrages Beachtung finden müsse und den Interessen der nationalen und militärischen Sicherheit dabei Vorrang einzuräumen sei, da durch die Anbindungssysteme möglicherweise zumindest während der Bauphase Übungsgebiete sowie Schutzbereiche für Verteidigungsanlagen der Bundeswehr betroffen sein könnten.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer bat darum, den O-NEP entsprechend des Standes des Raumordnungsverfahrens „Trassenkorridor zwischen dem Anlandungspunkt Hilgenriedersiel und dem Netzverknüpfungspunkt Cloppenburg“ zu aktualisieren.

Ein Konsultationsteilnehmer wandte ein, dass innerhalb eines möglichen Trassenkorridors zwischen Cappeln und Sevelten ein Außenlandeplatz für Ultraleichtflugzeuge liegt, dessen Nutzung bei einer entsprechende Trassenführung unmöglich würde, was wiederum das Aus für eine Firma bedeuten würde, die auf die gewerbliche Nutzung des Landeplatzes angewiesen ist.

Mehrere Konsultationsteilnehmer merkten an, dass laut BFO-N clusterübergreifende Netzanbindungen nur im Einzelfall und unter Wahrung der Grundzüge der Planung vorgesehen sind. Das Einzelfallerfordernis könne daher als überstrapaziert angesehen werden, wenn sich im Zuge der Übergangsausschreibung bspw. ergibt, dass Vorhaben aus den Clustern 6 und 8, aber nicht aus Cluster 7 über das Anbindungssystem NOR-7-1 zu erschließen sein werden.

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, das AC-Sammelplattformen in der Ostsee nur dann errichtet werden sollten, wenn dies eine deutliche Reduktion der Leitungen erbringen würde.

Es sei fraglich, ob der Ausbau der landseitigen Maßnahmen, insbesondere der Netzverknüpfungspunkte, ein Kriterium im Übergangssystem sein dürfe. Verzögerungen im Netzausbau dürften und sollten kaum zum Nachteil des Projektbetreibers herangezogen werden. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer fordert in diesem Zusammenhang, dass die bestätigten Anbindungssysteme entsprechend den Vorgaben des O-NEP 2025 umgesetzt werden und diese Umsetzung auch in künftigen O-NEP gleichartig Bestand hat und nicht

mit dem O-NEP 2030 durch die Übertragungsnetzbetreiber wieder zur Diskussion bzw. Disposition gestellt werden können. Ein anderer Konsultationsteilnehmer schlägt zur kurzfristigen Beseitigung von Engpässen an Land eine bessere Netzauslastung mittels sog. dynamischer Echtzeitverfahren vor. Zudem wird die Einschränkung des Ausschreibungsvolumens aufgrund landseitiger Netzengpässe kritisiert.

Eine in den Clustern 6 und 8 erzeugte Strommenge müsse auch netzseitig zu den entsprechenden Kapazitäten führen.

10. Mit Schreiben vom 22.07.2016 teilten die Übertragungsnetzbetreiber mit, dass aufgrund von Änderungen im gesetzlichen Rahmen und der Akzeptanzdiskussion vor Ort sowie der Voruntersuchungen bzw. Gutachten für die Bewertung von Eignungen und Alternativen die geplanten Fertigstellungstermine folgender landseitiger Zubau-Maßnahmen im BBPlG-Monitoring aktualisiert wurden:

| Maßnahme | Fertigstellung gem. 2. Entwurf NEP 2025 | Fertigstellung gem. BBPlG-Monitoring |
|--|---|--------------------------------------|
| P69 (BBPlG 34; Emden/Ost – Conneforde) | 2019 | 2021 |
| P20 (BBPlG 37; Halbmond – Emden/Ost) | 2021 | 2022 |
| P21 (BBPlG 6; Conneforde – Cloppenburg – Merzen) | 2022 | 2024 |
| DC3 und DC4 (BBPlG 3 und 4; Brunsbüttel – Großgartach und Wilster Grafenrheinfeld) | 2022 | 2025 |
| P34, M22c (Güstrow – Parchim/Süd) und M22b (Parchim/Süd – Perleberg) | 2020 2020 | 2022 2021 |
| DC5 (BBPlG 5; Wolmirstedt – Isar) | 2022 | Nicht vor 2025 |

Für eine Verlegung des Netzverknüpfungspunktes für das Anbindungssystem NOR-1-1 von Halbmond nach Emden/Ost sähen die Übertragungsnetzbetreiber keine technischen und planerischen Hindernisse.

Die Übertragungsnetzbetreiber teilten darüber hinaus mit Schreiben vom 28.07.2016 und 23.08.2016 mit, dass die Realisierung einer AC-Sammelplattform zur Erschließung der Cluster 1, 2 und 4 in der Ostsee erst bis zum Jahr 2023 möglich ist. Demgegenüber sei davon auszugehen, dass für die Realisierung der Mitnutzung von Windparkplattformen in den Clustern 1, 2 und 4 der Ostsee keine zusätzlichen Realisierungszeiten erforderlich sind. Dabei machten sie keine Angaben zur Realisierungsdauer von windparkspezifischen Umspannplattformen, die ggf. durch den anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber mitbenutzt werden müssen. Die Verantwortung für die Planung, Genehmigung und Realisierung läge in Bezug auf die Umspannplattformen bei den entsprechenden Offshore-Windparkprojekträgern.

11. Mit Schreiben vom 23.09.2016 teilte das Land Niedersachsen in Abstimmung mit dem Amt für regionale Landesentwicklung, dem Landkreis Aurich sowie der Stadt Emden mit, dass aufgrund sich abzeichnender erheblicher räumlicher Konflikte das Projekt P 20 Emden/Ost – Halbmond als reine Freileitungstrasse nicht rechtssicher bis zum Jahr 2023/2024 genehmigt werden könne und mit erheblichen Verzögerungen auch über das Jahr 2025 hinaus zu rechnen sei. Ferner wird seitens der

niedersächsischen Behörden die Genehmigungsfähigkeit eines dritten Konverters in Emden/Ost und die Weiterführung eines zusätzlichen Offshore-Anbindungssystems nach Emden/Ost nicht in Frage gestellt.

12. Am 12.10.2016 teilte der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission GmbH der Bundesnetzagentur mit, dass anstelle des Anbindungssystems OST-B-1 mit einer Kapazität von 500 MW drei Anbindungssysteme mit einer Kapazität von je 250 MW beantragt werden. Die Projektnamen lauteten OST-2-1, OST-2-2 und OST-2-3. Alle drei Anbindungssysteme haben eine Übertragungskapazität von je 250 MW und enden an einem Bündelungspunkt in Cluster 2. Die Anbindungssysteme werden mit einem Umsetzungsbeginn in 2018 beantragt, die Anbindungen OST-2-1 und OST-2-2 mit einer geplanten Fertigstellung in 2022, die Anbindung OST-2-3 mit einer geplanten Fertigstellung in 2023. Mit Mitteilung vom 13.10.2016 und 27.10.2016 ergänzt die 50Hertz Transmission GmbH, dass für die Projekte OST-2-1, OST-2-2 und OST-2-3 ein einheitlicher Umsetzungsbeginn in 2018 angegeben wurde, da die Realisierung der drei Anbindungssysteme im Rahmen eines Großprojekts mit einer gemeinsamen Vergabe durchgeführt würde. Es sei aufgrund der bisherigen Erfahrungen davon auszugehen, dass ein einheitliches Vergabeverfahren sich sowohl auf den Wettbewerb als auch auf die Kapazitätensicherung positiv auswirke. Einzelausschreibungen könnten dazu führen, dass ein Bieter, welcher z.B. bereits den Zuschlag für ein Kabel erhalten hat, sich möglicherweise nicht mehr an den folgenden Kabelausschreibungen beteiligt. Mit einem frühzeitigen Zuschlag an einen Bieter oder mehrere Bieter würden auch zeitgleich die Kapazitäten für alle Kabel gesichert. Vorbereitende Maßnahmen, wie zum Beispiel Steinräumung und Kampfmittelräumung könnten gemeinsam durchgeführt werden, was eine Kostenreduktion zur Folge habe. Des Weiteren reduzierten sich durch eine gemeinsame Durchführung die Kosten für die Schiffe. Auch könnten bei einer gleichzeitigen Ausschreibung aller drei Kabel im Rahmen der Verhandlung wirtschaftlichere Ergebnisse erzielt werden, da Preisnachlässe in Betracht kämen. Darüber hinaus würden separate Vergabeverfahren zu Schnittstellen zwischen den dann erforderlichen separaten Projekten führen, die eine Risikoerhöhung zur Folge hätten. Zum Beispiel müssten die Vorbereitungs- und Legeaktivitäten aufwändiger koordiniert werden. Der einheitliche Zeitpunkt der Vergabe der Netzanbindungssysteme habe keine vorfristige Fertigstellung des Netzanbindungssystems OST-2-3 in 2021 zur Folge, da eine sukzessive Inbetriebnahme der Netzanbindungssysteme geplant sei. OST-2-3 soll in 2022 fertiggestellt werden.

13. Am 21.11.2016 gab die Bundesnetzagentur den Übertragungsnetzbetreibern zum Entscheidungstenor der beabsichtigten Bestätigung des O-NEP 2025 mit Frist bis zum 23.11.2016 Gelegenheit zur Stellungnahme.

II.

A. Ermächtigungsgrundlage

Der O-NEP 2025 wird gem. § 118 Abs. 16 Satz 1 EnWG i.V.m. den §§ 17b, 17c EnWG in der bis zum 31.12.2015 geltenden Fassung bestätigt (vgl. amtl. Begründung, BT-Drs. 18/8860, S. 339). Die Vorschrift des § 118 Abs. 16 Satz 1 EnWG ist gem. Artikel 25 Abs. 1 Satz 2 des Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien am Tag nach der Verkündung dieses Gesetzes am 19.10.2016 in Kraft getreten. Die Vorschrift des § 118 Abs. 20 EnWG und die entsprechend nach WindSeeG zu berücksichtigenden Vorschriften sind in Artikel 25 Abs. 1 Satz 2 zwar nicht ausdrücklich erwähnt, müssen jedoch bereits im Rahmen der Bestätigung des O-NEP 2025 nach § 118 Abs. 16 Satz 1 EnWG berücksichtigt werden, da ansonsten der O-NEP 2025 auf der alten Rechtslage bestätigt werden müsste (siehe unten Punkte C.4.1, C.4.3, C.6., C.7.3 und C.8.). Da diese Vorschriften jedoch gem. Artikel 25 Abs. 1 Satz 1 des Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien erst am 01.01.2017 in Kraft treten, kann die Bestätigung des O-NEP 2025 auch erst dann wirksam werden (siehe unten Punkt D.).

B. Formelle Voraussetzungen der Bestätigung

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur ergibt sich aus den §§ 54 Abs. 1 Halbsatz 1 EnWG und 59 Abs. 1 Satz 2 EnWG.

Nach Vorlage des zweiten Entwurfs des O-NEP 2025 durch die Übertragungsnetzbetreiber beteiligte die Bundesnetzagentur die Öffentlichkeit und die zuständigen Behörden gem. § 17c Satz 2 EnWG in Verbindung mit § 12c Abs. 3 EnWG. Sie machte den zweiten Entwurf des Offshore-Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber auf ihrer Internetseite bekannt und gab der Öffentlichkeit sechs Wochen Gelegenheit zur Äußerung. Die Bestätigung des Offshore-Netzentwicklungsplans erfolgte unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeits- und Behördenbeteiligung gem. § 17c Satz 2 EnWG in Verbindung mit § 12c Abs. 4 EnWG und gem. § 17c Satz 1 EnWG in Abstimmung mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie.

C. Materielle Voraussetzungen der Bestätigung

1. Verfahren

Die Übertragungsnetzbetreiber haben den ersten und zweiten Entwurf des O-NEP 2025 unter Einhaltung der Regelungen der §§ 17b Abs. 1 Satz 1 EnWG und 17b Abs. 3 EnWG in Verbindung mit § 12b Abs. 3 bis 5 EnWG erstellt und der Bundesnetzagentur vorgelegt.

Der erste Entwurf des O-NEP 2025 wurde durch die Übertragungsnetzbetreiber gem. § 17b Abs. 3 EnWG in Verbindung mit § 12b Abs. 3 EnWG am 30. 10.2015 veröffentlicht und zur Konsultation gestellt.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben die gem. § 17b Abs. 3 EnWG in Verbindung mit § 12b Abs. 4 EnWG geforderte zusammenfassende Erklärung über die Art und Weise der Berücksichtigung der Öffentlichkeitsbeteiligung in Kapitel 5 des zweiten Entwurfs des O-NEP 2025 beigefügt. Die

Übertragungsnetzbetreiber haben der Öffentlichkeit, einschließlich tatsächlicher und potentieller Netznutzer, den nachgelagerten Netzbetreibern sowie den Trägern öffentlicher Belange und den Energieaufsichtsbehörden der Länder Gelegenheit zur Äußerung im Rahmen ihrer Konsultation zum ersten Entwurf des O-NEP vom 30. 10.2015 bis zum 13.12.2015 gegeben.

Die in der Konsultation kritisierte Verkürzung der Konsultationsfrist auf vier Wochen bezieht sich nicht auf die Konsultation der Übertragungsnetzbetreiber zum O-NEP 2025, sondern auf die durch die Übertragungsnetzbetreiber geplante Konsultationsfrist in den zukünftigen Verfahren im Rahmen des Zwei-Jahres-Turnus ab dem NEP/O-NEP 2030. Daher verletzt die Ankündigung nicht die Verfahrensvorschriften im Hinblick auf die Erstellung des O-NEP 2025. Allerdings wird diese Fragestellung im Rahmen des Prozesses zur Erstellung des NEP/O-NEP 2030 seitens der Bundesnetzagentur mit den Übertragungsnetzbetreiber erörtert.

2. Berücksichtigung des Szenariorahmens

Die Übertragungsnetzbetreiber haben gem. § 17b Abs. 1 Satz 2 EnWG im Entwurf zum Offshore-Netzentwicklungsplan den Szenariorahmen nach § 12a EnWG zu Grunde gelegt, indem sie die Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie gemäß dem genehmigten Szenariorahmen 2025 übernommen haben. Neben der genehmigten Mantelzahl haben die Übertragungsnetzbetreiber dabei auch der Vorgabe für die Regionalisierung dieser Leistung nach Nord- und Ostsee Rechnung getragen.

Allerdings muss der O-NEP 2025 bei Ermittlung des Ausbaubedarfs die ab dem 01.01.2017 maßgebende Rechtslage zum Ausbau von Netzanbindungssystemen gem. § 118 Abs. 20 EnWG in Verbindung mit § 27 Abs. 3 und 4 WindSeeG berücksichtigen (siehe Punkt C.4.1).

3. Berücksichtigung des Bundesfachplan Offshore

Der Bundesfachplan Offshore für die AWZ der Nordsee (BFO-N) und der Bundesfachplan Offshore für die AWZ der Ostsee (BFO-O) wurden gem. § 17b Abs. 1 Satz 2 EnWG durch die Übertragungsnetzbetreiber bei der Erstellung des O-NEP 2025 berücksichtigt.

Sowohl in der Nord- als auch in der Ostsee werden die im BFO-N und BFO-O gemachten standardisierten Technikvorgaben, welche für den O-NEP relevant sind, berücksichtigt. Demnach wurde in der Nordsee eine Übertragungsleistung von 900 MW pro DC-Anbindungsleitung und in der Ostsee eine Übertragungsleistung von 250 MW pro AC-Anbindungsleitung unterstellt. Eine Berücksichtigung der Entwicklung größerer Turbinen der Windenergieanlagen – wie seitens eines Konsultationsteilnehmers gefordert – erscheint nicht notwendig, da die Übertragungskapazität der DC-Anbindungen auch unter Berücksichtigung gesteigerter Turbinenleistungen noch als ausreichend erscheint, um mehrere Windparks als Sammelanbindung zu erschließen, während in der Ostsee die Möglichkeit besteht, Anbindungssysteme mit mehreren Seekabeln auszustatten (s.u. Punkt C.4.3).

Auch die Clustereinteilung innerhalb der AWZ wurde berücksichtigt. Dies umfasst für die Nordsee die Berücksichtigung der im BFO-N einbezogenen Cluster 1 bis 13. Die Berücksichtigung des Küstenmeers bei der Clusterbildung im Rahmen des zweiten Entwurfs des O-NEP 2025 – Erweiterung von Cluster 3 der Ostsee, der Bildung von Cluster 4 und 5 in der Ostsee sowie der Bildung von Cluster 0 in der Nordsee – ist zulässig.

Zudem wurden für Nordsee und Ostsee auch die im BFO-N und BFO-O angegebenen Werte für das Erzeugungspotenzial der einzelnen Cluster verwendet.

Für den O-NEP sind Angaben über die genauen Trassenverläufe innerhalb der AWZ für die zu bestätigenden Netzanbindungssysteme nicht relevant. Dies obliegt der Raumplanung innerhalb des BFO. Relevant sind hingegen die Angaben, zu welchen Clustern ein Anbindungssystem führt. Diese Angaben können dem O-NEP sowohl für die Nordsee als auch für die Ostsee entnommen werden. Hierbei wurde der BFO-N und BFO-O durch die Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigt.

Da von einer hinreichenden Verfestigung der Inhalte der Entwürfe des BFO-N 2016 und BFO-O 2016 ausgegangen werden kann, unterstellt die Bundesnetzagentur für die Bestätigung des O-NEP 2025 die in den Entwürfen gemachten Angaben zum Erzeugungspotenzial der Cluster und zu den clusterübergreifenden Anbindungen.

4. Ausbaubedarf

Es wird ein Ausbaubedarf von 2.048 MW aufgeteilt auf vier Anbindungssysteme in der Nordsee sowie ein Ausbaubedarf von 735 MW mit drei Anbindungssystemen in der Ostsee als erforderlich bestätigt. In der Nordsee handelt es sich um die Netzanbindungssysteme NOR-1-1, NOR-3-3, NOR-5-2 sowie NOR-7-1, in der Ostsee um die Netzanbindungssysteme OST-2-1, OST-2-2 und OST-2-3. Die Anbindungen NOR-1-1, NOR-3-3 und NOR-7-1 sind mit einer Übertragungskapazität in Höhe von 900 MW zu realisieren die Anbindungssysteme OST-2-1, OST-2-2 und OST-2-3 mit einer Übertragungskapazität in Höhe von 250 MW. Das Anbindungssystem NOR-5-2 wird mit einer Anbindungskapazität realisiert, die der gegebenenfalls in einer der beiden Gebotstermine nach § 26 Abs. 1 WindSeeG bezuschlagten Gebotsmenge entspricht, jedoch 900 MW nicht überschreitet.

Der Ausbaubedarf des O-NEP 2025 ergibt sich aus der Differenz zwischen der prognostizierten Offshore-Erzeugungsleistung für das Jahr 2025 und der durch das Startnetz bereits abgedeckten Übertragungskapazität unter Berücksichtigung der Gewährleistung eines hinreichenden Wettbewerbs im Sinne des § 118 Abs. 20 Satz 1 EnWG.

4.1 Prognostizierte Offshore-Erzeugungsleistung

Für das Jahr 2025 ist eine Offshore-Erzeugungsleistung von insgesamt 10.750 MW, davon 8.926 MW in der Nordsee und 1.824 MW in der Ostsee, anzunehmen.

Die prognostizierte Offshore-Erzeugungsleistung muss grundsätzlich auf dem vorangegangenen Szenariorahmen basieren, das hieße im Falle des O-NEP 2025 auf den Angaben des Szenariorahmens 2025.

Allerdings muss der O-NEP 2025 abweichend vom zweiten Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber bei Ermittlung des Ausbaubedarfs die ab dem 01.01.2017 maßgebende Rechtslage zum Ausbau von Netzanbindungssystemen gem. § 118 Abs. 20 EnWG in Verbindung mit § 27 Abs. 3 und 4 WindSeeG berücksichtigen. Ansonsten könnte der gesetzlich angestrebte Ausbau der Windenergie auf See und das damit verbundene Ausschreibungssystem für die Jahre 2021 bis 2025 nicht umgesetzt werden. Es würde an einer ausreichenden Anzahl bestätigter Anbindungssysteme für Nord- und Ostsee in den jeweiligen Jahren fehlen, da die alte Rechtslage noch einen geringeren Ausbau an Offshore-Anbindungen vorsah. Die neue Rechtslage ersetzt daher sowohl die Prognose des gesamten Erzeugungspotenzials für das Jahr 2025 als

auch die Regionalisierung der prognostizierten Mantelzahl auf Nord- und Ostsee entsprechend Szenariorahmen 2025.

Dies führt zu einem Ausbau von 10.750 MW Offshore-Windenergie im Jahr 2025. Diese Annahme beruht auf folgendem Ausbaupfad: Bis zum Jahr 2020 werden insgesamt 7.649,2 MW auf Basis unbedingter Netzanschlusszusagen oder bereits durch die Bundesnetzagentur zugewiesener Anschlusskapazität realisiert, davon 6575,6 MW in der Nordsee und 1073,6 MW in der Ostsee. In den Jahren 2021 bis 2025 werden gem. § 27 Abs. 4 Satz 1 WindSeeG insgesamt bis zu 3.100 MW realisiert.

Von diesem Zubau entfallen 2.350 MW auf die Nordsee und 750 MW auf die Ostsee. Dies ergibt sich aus folgenden Erwägungen: Der O-NEP muss gem. § 118 Abs. 20 Satz 2 EnWG die für die Erreichung der in § 27 Abs. 3 und 4 WindSeeG festgelegten Mengen erforderlichen Maßnahmen vorsehen. Im Jahr 2021 soll gem. § 27 Abs. 4 Satz 1 Nr. 1 WindSeeG ein Zubau an Offshore-Windenergie in Höhe von 500 MW ausschließlich in der Ostsee erfolgen. Im Jahr 2022 soll gem. § 27 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 WindSeeG ein Zubau an Offshore-Windenergie in Höhe von 500 MW in Nord- oder Ostsee je nach Ausschreibungsergebnis erfolgen (BT-Drs. 18/9096, S. 371). Zudem sieht die Regelung des § 27 Abs. 3 WindSeeG i.V.m. § 34 Abs. 2 WindSeeG vor, dass je nach Ausschreibungsergebnis in Höhe von mindestens 500 MW Zuschläge an bestehende Windparkprojekte in der Ostsee erteilt werden können. Insoweit hat der O-NEP 2025 gem. § 118 Abs. 20 Satz 2 EnWG i.V.m. §§ 27 Abs. 3 und 34 Abs. 2 WindSeeG zu gewährleisten, dass in der Ostsee ein Zubau von mehr als 500 MW Windenergie in den Jahren 2021 bis 2025 möglich ist (BT-Drs. 18/9096, S. 378); ob und in welcher Höhe eine Bezuschlagung tatsächlich stattfindet, entscheidet sich erst im Rahmen der Gebotstermine. Da der O-NEP 2025 gem. § 118 Abs. 20 Satz 2 Hs. 2 EnWG jedoch für die Ostsee ab dem Jahr 2021 nur Maßnahmen mit einer Übertragungskapazität von höchstens 750 MW vorsehen soll, kann auch der Zubau an Offshore-Windenergie in der Ostsee in den Jahren 2021 bis 2025 höchstens 750 MW erreichen. Da hiervon gem. § 27 Abs. 4 Satz 2 Nr. 1 WindSeeG höchstens 500 MW im Jahr 2021 zugebaut werden sollen, kann ein etwaiger Ausbau von bis zu 250 MW erst im Jahr 2022 erfolgen. Daneben sind die Anbindungssysteme so zu verteilen, dass es den Vorgaben des § 27 Abs. 4 Satz 1 WindSeeG möglichst gut entspricht (siehe Punkt C.7.3). Da in Cluster 4 ein bestehendes Projekt existiert, das unter Berücksichtigung der Antragslage ein Volumen von etwas mehr als 250 MW aufweist und über die bereits in Betrieb genommene Startnetzanbindung NOR-4-2 erschlossen wird, auf welcher noch eine ungenutzte Übertragungskapazität in Höhe von 387 MW besteht, würde mit einem weiteren Anbindungssystem in der Ostsee die Zielvorgabe des Mengengerüsts für das Jahr 2022 nach § 27 Abs. 4 Satz 1 WindSeeG beinahe exakt erfüllt (siehe im Übrigen Punkt C.7.3).

Die übrigen 250 MW im Jahr 2022 stehen dann – aufgrund der Zubaubegrenzung in der Ostsee – ausschließlich für den Zubau in der Nordsee zur Verfügung. In den Jahren 2023 bis 2025 soll gem. § 27 Abs. 4 Satz 1 Nr. 3 bis 5 WindSeeG ein Zubau an Offshore-Windenergie in Höhe von 700 MW pro Jahr erfolgen. Da der in der Ostsee nach § 118 Abs. 20 Satz 2 WindSeeG maximal mögliche Zubau von 750 MW bereits in den Jahren 2021 und 2022 erfolgt, kann auch der Zubau in den Jahren 2023 bis 2025 ausschließlich in der Nordsee stattfinden.

Insoweit sind die Ziele für den Ausbau an Offshore-Anbindungen nunmehr – anders als in der Konsultation kritisiert – auf das Jahr und das Seegebiet bezogen gesetzlich festgelegt. Eine davon abweichende Drosselung des Ausbaus an Offshore-Anbindungen aufgrund der Gefahr von Redispatch-Maßnahmen ist im Rahmen des O-NEP 2025 nicht möglich, zumal der Gesetzgeber gerade in Kenntnis des

verzögerten Netzausbaus in Niedersachsen den Ausbau an Offshore-Windenergie und -Anbindungsleitungen in den Jahren 2021 bis 2025, insbesondere aber in 2021 und 2022, im Laufe des Gesetzgebungsverfahrens kürzte. Die Würdigung des Rückbaus der Atomkraftwerke bis 2022 und des Rückgangs der Kohleverstromung kann im O-NEP nicht berücksichtigt werden, da dieser lediglich den Ausbau an Offshore-Anbindungsleitungen entsprechend den gesetzlichen festgeschriebenen Ausbauzielen betrachtet. Der Rückgang des Atom- und Kohlestroms wird jedoch – ebenfalls basierend auf dem gesetzlichen Rahmen – im landseitigen NEP bereits gewürdigt.

Die in der Konsultation kritisierte Orientierung der Regionalisierung des Szenariorahmens 2025 an der Genehmigungslage der Offshore-Windparks ist entfallen, da die Aufteilung der Offshore-Leistung auf Nord- und Ostsee nunmehr grundsätzlich durch das Mengengerüst in § 27 Abs. 4 Satz 1 WindSeeG und die Ausbaubegrenzung in der Ostsee nach § 118 Abs. 20 Satz 2 WindSeeG gesetzlich festgelegt ist. Die ebenfalls kritisierte Erweiterung der Szenarien im Szenariorahmen 2025 betrifft dagegen von vorneherein nicht den O-NEP, da die zehnjährigen B- und C-Szenarien aufgrund der festen gesetzlichen Zubauobergrenzen ohnehin die gleichen Prognosewerte unterstellen. Auch die geforderte stärkere Verlagerung von der Ost- in die Nordsee aufgrund der etwaigen Betroffenheit von Vogelschutzgebieten in Cluster 1 und 4 Ostsee oder etwaiger Zweifel an der Einhaltung der Lärmschutzwerte und Rammzeiten in Cluster 2 Ostsee kann aufgrund der klaren gesetzlichen Regelung im Rahmen des O-NEP keine Berücksichtigung finden; diese können nur bei Genehmigung und Realisierung des Windparks maßgebend sein.

4.2 Übertragungskapazität Startnetz

Die im Rahmen des Zubaubedarfs von der prognostizierten Leistung abzuziehende Übertragungskapazität des sog. Startnetzes beträgt für die Ostsee 1088,6 MW und für die Nordsee 6.878,8 MW.

Das Startnetz beinhaltet zum einen sämtliche geplante und in Betrieb befindliche Netzanbindungssysteme für Offshore-Windparks, die zur Erfüllung eines individuellen Anspruchs auf Netzanschluss eines Windparkbetreibers entsprechend einer unbedingten Netzanbindungszusage aufgrund der alten Rechtslage (§ 118 Abs. 12 EnWG in Verbindung mit § 17 Abs. 2a EnWG a.F.) beauftragt wurden oder zur Erfüllung dieses Anspruchs erforderlich sind (Startnetz alt). Zum anderen umfasst es die Anbindungssysteme, die aufgrund eines bestätigten O-NEP beauftragt wurden (Startnetz neu). Maßgebend ist hierbei der verbindliche Termin zum Beginn der Umsetzung des Anbindungssystems, d.h. das Jahr der Beauftragung des Anbindungssystems entsprechend dem jeweils aktuell bestätigten O-NEP.

In der Ostsee wurden die Anbindungssysteme OST-3-1 und OST-3-2 mit insgesamt 338,6 MW Übertragungskapazität zur Erfüllung der unbedingten Netzanbindungszusagen zweier Windparks in Cluster 3 aufgrund der alten Rechtslage beauftragt, während die Anbindungssysteme OST-1-1, OST-1-2 und OST-1-3 mit je 250 MW Übertragungskapazität in Umsetzung des O-NEP 2013 beauftragt wurden.

In der Nordsee wurden die Anbindungssysteme NOR-0-1, NOR-0-2, NOR-2-1, NOR-2-2, NOR-2-3, NOR-3-1, NOR-4-1, NOR-4-2, NOR-5-1, NOR-6-1, NOR-6-2 und NOR-8-1 mit insgesamt 7.132,6 MW Übertragungskapazität zur Erfüllung der unbedingten Netzanbindungszusagen von 21 Windparks in Cluster 0, 2, 3, 4, 5, 6 und 8 aufgrund der alten Rechtslage beauftragt.

Die Übertragungskapazität ist jedoch um Kapazitäten zu kürzen, die im Rahmen der Ausschreibungen im Übergangssystem für bestehende Projekte in den Jahren 2021 bis 2025 nicht mehr genutzt werden können.

In der Nordsee bestehen nicht nutzbare Kapazitäten in Höhe von insgesamt 253 MW, in der Ostsee bestehen keine nicht nutzbaren Kapazitäten.

Die Kürzung ist bei Startnetzanbindungen in dem Umfang vorzunehmen, in welchem diese von vorneherein nicht genutzt werden können. Ansonsten besteht die Gefahr, dass diese nicht nutzbare Kapazität der Bestätigung weiterer Anbindungssysteme entgegensteht. Dem steht – anders als noch unter der Geltung der bisherigen Rechtslage – auch nicht mehr die Möglichkeit entgegen, dass Projekte mit unbedingter Netzanschlusszusage oder zugewiesener Kapazität nachträglich die Leistung ihres Windparks erhöhen und mit dieser an den Ausschreibungen im Übergangssystem teilnehmen; dies ist gem. § 30 Abs. 2 S. 2 WindSeeG ausgeschlossen.

Die Kürzung der Übertragungskapazität des Startnetzes kommt insbesondere dann in Betracht, wenn das Erzeugungspotenzial eines Clusters entsprechend des BFO kleiner ist als die Kapazität des Startnetzes. Dann ist die Startnetzkapazität um die Differenz zum Erzeugungspotenzial zu kürzen. Dies betrifft gegenwärtig Cluster 2 Nordsee, dort ist die Startnetzkapazität um 138 MW zu kürzen, und Cluster 4 Nordsee, dort ist die Startnetzkapazität um 115 MW zu kürzen.

4.3 Bedarfsermittlung

In der Nordsee bedarf es der Netzanbindungssysteme NOR-1-1, NOR-3-3, NOR-5-2 sowie NOR-7-1, in der Ostsee bedarf es der Netzanbindungssysteme OST-2-1, OST-2-2 und OST-2-3. Die Anbindungen NOR-1-1, NOR-3-3 und NOR-7-1 sind entsprechend den im BFO-N festgelegten standardisierten Technikvorgaben mit einer Übertragungskapazität in Höhe von 900 MW zu realisieren, die Anbindungssysteme OST-2-1, OST-2-2 und OST-2-3 mit einer Übertragungskapazität in Höhe von 250 MW. Das Anbindungssystem NOR-5-2 wird mit einer Übertragungskapazität realisiert, die der bezuschlagten Kapazität entspricht, jedoch nicht 900 MW überschreitet.

Bei einer prognostizierten Offshore-Erzeugungsleistung von 8.926 MW abzüglich einer Übertragungskapazität von 6.878 MW besteht für die Nordsee im O-NEP 2025 ein Ausbaubedarf von 2.048 MW Leistung. Bei dem festgelegten Standard von 900 MW pro Anbindung werden demnach drei Anbindungssysteme für einen bedarfsgerechten Ausbau an Netzanbindungssystemen in der Nordsee benötigt. Zudem wird in Abweichung vom Grundsatz der Bedarfsgerechtigkeit ein weiteres Anbindungssystem benötigt, um gem. § 118 Abs. 20 Satz 1 EnWG einen hinreichenden Wettbewerb unter den bestehenden Projekten im Rahmen der Ausschreibungen im Übergangssystem zu gewährleisten. Diese Regelung soll nach dem Willen des Gesetzgebers sicherstellen, dass der O-NEP alle Anbindungssysteme enthält, damit die bestehenden Projekte im Sinne des § 26 Abs. 2 WindSeeG in der Übergangsphase an den Ausschreibungen teilnehmen können (BT-Drs. 18/9096, S. 378). Damit alle bestehenden Projekte, die gem. § 30 Abs. 2 Satz 2 WindSeeG teilnahmeberechtigt sind, an den Ausschreibungen im Übergangssystem teilnehmen können, sind jedoch vier Anbindungssysteme in der Nordsee mit geplanter Fertigstellung bis zum Jahr 2025 erforderlich. Bestehende Projekte sind gem. § 27 Abs. 2 WindSeeG alle Projekte zur Errichtung und zum Betrieb von Windenergieanlagen auf See im Küstenmeer sowie in den Clustern 1 bis 8 in der AWZ der Nordsee und in den Clustern 1 bis 3 in der AWZ der Ostsee, welchen vor dem 1. August 2016 eine Genehmigung erteilt oder für welche ein Erörterungstermin in einem solchen Genehmigungsverfahren durchgeführt wurde. Diese Projekte sind gem. § 30 Abs. 2 Satz 2 WindSeeG nur dann berechtigt an den Ausschreibungen im Übergangssystem teilzunehmen, wenn diese nicht bereits über eine unbedingte Netzanschlusszusage oder zugewiesene Kapazität verfügen. Basierend auf den

Angaben des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie und der Übertragungsnetzbetreiber sowie den durchgeführten Kapazitätszuweisungsverfahren der Bundesnetzagentur befinden sich in der Nordsee in den Clustern 1 sowie 3 bis 7 noch Windparkprojekte, welche eine Genehmigung erhalten haben oder einen Erörterungstermin in einem Genehmigungsverfahren aufweisen, ohne bereits ganz oder teilweise über eine unbedingte Netzanschlusszusage oder zugewiesene Kapazität zu verfügen. Das bestehende Projekt in Cluster 4 kann jedoch bereits über die Startnetzanbindung NOR-4-2 erschlossen werden, das bestehende Projekt in Cluster 6 über einen clusterübergreifenden Anschluss nach Cluster 7 (s.u. C.9.), während die bestehenden Projekte in Cluster 2 und 8 der Nordsee gem. § 30 Abs. 2 Satz 2 WindSeeG nicht teilnahmeberechtigt sind, da zumindest Teile dieser Projekte bereits über eine unbedingte Netzanschlusszusage oder zugewiesene Kapazität verfügt. Daher muss der O-NEP 2025 gem. § 118 Abs. 20 Satz 1 EnWG in der Nordsee für die Cluster 1, 3, 5 und 7 jeweils ein Netzanbindungssystem vorsehen. Da die Startnetzanbindungssysteme NOR-3-1 und NOR-5-1 bereits vollständig durch Projekte genutzt werden, die über unbedingte Netzanschlusszusagen oder zugewiesene Kapazität verfügen, handelt es sich bei den insoweit erforderlichen Anbindungen um die Systeme NOR-1-1, NOR-3-3, NOR-5-2 und NOR-7-1.

Es ist grundsätzlich geboten im Falle des Anbindungssystems NOR-5-2 ausnahmsweise von der im BFO-N standardisierten DC-Übertragungskapazität in Höhe von 900 MW abzuweichen, da eine Nutzung etwaiger ungenutzter Kapazitäten im Zielmodell äußerst unwahrscheinlich ist. Insoweit schließt das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie nach derzeitigem Kenntnisstand eine Ausweisung weiterer benachbarter Flächen außerhalb des Clusters 5 aus. Eine Beibehaltung der Standardgröße kommt – anders als in der Konsultation gefordert – nicht in Betracht, um eine n-1 oder n-x Sicherheit gegenüber NOR-5-1 zu erzeugen. Eine solche ist im Rahmen der Offshore-Anbindungssysteme derzeit weder erforderlich noch effizient (vgl. aml. Begr., BT-Drs. 17/10754, S. 24, 26, sowie BT-Drs. 17/11269, S. 33).

Bei einer prognostizierten Offshore-Erzeugungsleistung von 1.824 MW abzüglich einer Übertragungskapazität von 1.088 MW besteht für die Ostsee im O-NEP 2025 ein Ausbaubedarf von 735 MW. Dazu werden drei Anbindungssysteme mit einer Übertragungskapazität in Höhe von 250 MW benötigt. Ein zusätzliches Anbindungssystem ist in Ansehung des § 118 Abs. 20 Satz 1 EnWG in der Ostsee nicht erforderlich, da sich dort lediglich in den Clustern 1, 2 und 4 bestehende und teilnahmeberechtigte Projekte befinden, die jedoch über Anbindungssysteme erschlossen werden, die allen Projekten in den drei Clustern im Wege eines clusterübergreifenden Netzanschlusses gleichermaßen zur Verfügung stehen (s.u. C.9.); zwar bestehen auch in Cluster 3 Projekte mit einer Genehmigung, diese verfügen jedoch bereits über eine unbedingte Netzanschlusszusage oder zugewiesene Kapazität. Eine Berücksichtigung der im aktuellen Landesraumentwicklungsprogramm Mecklenburg-Vorpommern ausgewiesenen Flächen im Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern, wie seitens einiger Konsultationsteilnehmer gefordert, kommt nicht in Betracht, da sich dort keine bestehenden Projekte im Sinne des § 27 Abs. 2 WindSeeG befinden. Allerdings können die dort für Windenergieanlagen auf See ausgewiesenen Flächen im Rahmen des Flächenentwicklungsplans für Ausschreibungen ab dem Zieljahr 2026 Berücksichtigung finden; vgl. § 5 Abs. 1 und 2 WindSeeG.

Daher handelt es sich bei den insoweit erforderlichen Netzanbindungen um die Systeme OST-2-1, OST-2-2 und OST-2-3 mit einer Übertragungskapazität von je 250 MW. Eine nachrichtliche Aufnahme des Projekts Combined Grid Solution in den O-NEP erscheint nicht sachgerecht, da es sich hierbei um einen Interkonnektor und gerade nicht um ein Anbindungssystem handelt. Insoweit wird das Projekt richtigerweise im landseitigen NEP aufgeführt.

5. Kriterien für die zeitliche Abfolge der Umsetzung

Die Festlegung der Kriterien für die zeitliche Abfolge der Umsetzung durch den zweiten Entwurf des O-NEP 2025 sowie deren Anwendung und Reihung sind zulässig und werden von der Bundesnetzagentur wie auch bei den vorausgegangenen O-NEP bei ihrer Bestätigungsentscheidung zugrunde gelegt.

5.1 Auswahl der Kriterien

Die Auswahl der Kriterien im zweiten Entwurf des O-NEP 2025 entspricht den Anforderungen des § 17b Abs. 2 Satz 3 EnWG.

Kriterien können gem. § 17b Abs. 2 Satz 3 EnWG insbesondere der Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Anlagen, die effiziente Nutzung der zu errichtenden Anbindungskapazität, die räumliche Nähe zur Küste sowie die geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte sein. Die Kriterien sind im Gesetz gleichrangig aufgeführt.

Weitere Kriterien sind nicht erforderlich, insbesondere wird die Berücksichtigung aller Cluster mit bestehenden Projekten gem. § 118 Abs. 20 Satz 1 EnWG bereits von Gesetzes wegen im Rahmen der Ermittlung des Ausbaubedarfs berücksichtigt (s.o. Punkt C.4.3), anders als noch der Kabinettsbeschluss vom 09.06.2016, der dies nicht ausdrücklich vorsah.

Ein vollständiger Verzicht auf eine zeitliche Reihung bzw. eine nachträgliche Reihung anhand des Ausschreibungsergebnisses wie in der Konsultation gefordert ist nicht sachgerecht. Dies würde die Planbarkeit für bestehende Projekte erschweren und könnte zu entsprechenden Aufschlägen auf die Gebote im Rahmen der Ausschreibung führen. Da die Angebote verschiedener bezuschlagter Projekte in einem Cluster sehr unterschiedlich ausfallen können, wäre auch nicht gewährleistet wie man zu einer sachgerechten zeitlichen Reihung käme.

5.2 Ausgestaltung der Kriterien

5.2.1 Küstenentfernung

Die Ausgestaltung des Kriteriums der räumlichen Nähe zur Küste im zweiten Entwurf des O-NEP 2025 ist sachgerecht und wird von der Bundesnetzagentur bei ihrer Bestätigungsentscheidung zugrunde gelegt.

Das in § 17b Abs. 2 Satz 3 EnWG explizit genannte Kriterium „räumliche Nähe zur Küste“ wird von den Übertragungsnetzbetreibern durch das Kriterium 1) „Küstenentfernung“ als Kriterium für die zeitliche Abfolge der Netzanbindungssysteme übernommen.

Die Zoneneinteilung in der Nordsee ist zulässig. Das Kriterium der Entfernung ist nicht als kilometerscharfe Angabe des räumlichen Abstands der Cluster von der Küste auszulegen. Dies würde lediglich zu einer Scheingenauigkeit führen. Eine kilometerscharfe Berücksichtigung der Entfernung der Cluster von der Küste ist allein schon aufgrund der oftmals großen räumlichen Ausdehnung der Cluster von bis zu ca. 30 km nicht praktikabel. Denn dabei wäre unklar, welcher Punkt eines Clusters für die Entfernungsbestimmung zu Grunde gelegt werden soll. In Frage kommen dabei z.B. der küstennächste Punkt eines Clusters, der räumliche Mittelpunkt eines Clusters oder auch der Standort der Konverter-/

Umspannplattform. Abhängig von der Wahl dieser denkbaren Punkte gäbe es womöglich unterschiedliche Reihungen. Deswegen ist ein Abstellen auf eine kilometerscharfe Abstandsbestimmung nicht sinnvoll.

Eine Ermittlung der Entfernung anhand der voraussichtlichen Trassenlänge der Anbindungsleitung ist ebenfalls nicht sachgerecht. Da bei der Trassenplanung auf vielerlei Festlegungen der Raumordnung Rücksicht genommen werden muss (z.B. Grenzkorridore zwischen AWZ und Küstenmeer, Schifffahrtswege, Rohstoffgewinnung, Naturschutz), entspricht die tatsächliche Trasse für eine Anbindungsleitung i. d. R. nicht dem kürzestem Weg zwischen Erzeugungsgebiet und Festland („Luftlinie“). Ebenfalls ist für den Aufwand der Verlegung nicht ausschließlich die Kabellänge ausschlaggebend. Faktoren wie z.B. die Wassertiefe, Bodenbeschaffenheit und Altlasten (Munition) bestimmen den Aufwand für die Verlegung entscheidend mit; umgekehrt kann jedoch auch nicht pauschal aus einem der anderen genannten Faktoren eine willkürfreie zeitliche Reihung abgeleitet werden. So ist insbesondere die konkrete Ausgestaltung der Trasse zum Zeitpunkt der Erstellung des O-NEP oftmals noch offen und somit auch die genaue Länge der potenziellen Trassen sowie die übrigen Faktoren für Anbindungsleitungen noch unbestimmt. Aus diesem Grund stellt auch die Länge der Trasse an Land keinen hinreichenden Indikator dar, zumal Unsicherheiten in Bezug auf den Konverterstandort bzw. den Netzverknüpfungspunkt unabhängig von der Länge der Landtrasse bestehen.

Zudem ist es sinnvoll, bestehende bzw. konkurrierende Nutzungsformen in der Nordsee bei der Zonenbildung zu berücksichtigen. Ansonsten wäre zu befürchten, dass ein einzelner Cluster – bei Ausweisung der Cluster wurden gerade andere Nutzungen wie insbesondere die Schifffahrtswege berücksichtigt – mehreren Zonen zugeteilt würde. Nur Cluster 5 erstreckt sich als Ausnahme über zwei Zonen (Zone 1 und 2). Allerdings wird sämtliches Erzeugungspotenzial in Zone 1 bereits durch das Startnetz bedient. Dadurch wird Cluster 5 in Zone 2 eingruppiert. Eine Einordnung des nicht erschlossenen Teils von Cluster 5 in Zone 1, wie in der Konsultation gefordert, würde in krassem Widerspruch zu der geografischen Lage des Clusterteils stehen, der näher an Zone 3 als an Zone 1 gelegen ist.

Insoweit führt eine Einteilung in Zonen auch zu einer rechtssicheren und praktikablen Anwendung des Kriteriums der Küstenentfernung. Dies wiederum entspricht auch dem mit dem O-NEP intendierten Ziel des Gesetzgebers weg von der Anbindung konkreter Offshore-Windparks hin zu einer übergeordneten Offshore-Netzplanung. Daher bietet sich vielmehr eine Bildung von Zonen an, deren Grenzen sich an der Küstenentfernung unter Berücksichtigung bestehender Schifffahrtswege orientiert.

In der Ostsee werden alle Cluster der gleichen Zone zugeteilt, da keine großen Unterschiede in der Entfernung zur Küste existieren. Selbst die in Luftlinie am weitesten von der Küste entfernten Cluster können ohne erhebliche Unterschiede, die alleine auf der Entfernung basieren, bei der Realisierung und bei den Kosten gegenüber küstennäheren Clustern angebonden werden. Etwaige Unterschiede in der Realisierbarkeit oder in den Kosten ergeben sich in der Ostsee weniger aus der Entfernung zur Küste, sondern mehr aus anderen Umständen wie bspw. aus der Beschaffenheit des Baugrunds. Insbesondere kann es aufgrund des geringen Abstands zur Küste im Verhältnis zum relativ langen Küstenverlauf zu erheblichen Unterschieden im Trassenverlauf und der Trassenlänge kommen, je nachdem über welchen Grenzkorridor und welchen Netzverknüpfungspunkt der jeweilige Cluster angebonden wird.

5.2.2 Erzeugungspotenzial

Die Ausgestaltung des Kriteriums der effizienten Nutzung der zu errichtenden Anbindungskapazität im zweiten Entwurf des O-NEP 2025 ist zulässig.

Die Ausgestaltung des Kriteriums der effizienten Nutzung der zu errichtenden Anbindungskapazität im Sinne des § 17b Abs. 2 Satz 3 EnWG als das nicht bereits durch das Startnetz erschlossene Erzeugungspotenzial eines Offshore-Windenergie-Clusters ist sachgerecht.

Die Wahrscheinlichkeit für eine möglichst effiziente und vollständige Nutzung eines Netzanbindungssystems hängt entscheidend davon ab, wie groß das Erzeugungspotenzial an Offshore-Windenergie ist, welches für die Nutzung des jeweiligen Netzanbindungssystems in Frage kommt. Ist das in einem Cluster noch freie, nicht von einem Offshore-Windpark bereits erschlossene Erzeugungspotenzial groß, so ist die Wahrscheinlichkeit höher, dass die neu zu errichtende Netzanbindung optimal ausgelastet wird, als wenn das frei verbleibende Erzeugungspotenzial eines Clusters klein ist. Dies unterstellt nicht, dass Windparks in kleineren Clustern nicht realisiert würden, da die Betrachtung im Rahmen dieses Kriteriums eine rein clusterbezogene ist. Zumal es bei Festlegung der Anbindungsreihenfolge auch nicht auf das gesamte Erzeugungspotenzial eines Clusters ankommt, sondern nur auf das noch nicht erschlossene. So kann nach Erschließung eines großen Clusters durch ein bestätigtes Anbindungssystem das Potenzial eines insgesamt kleineren Clusters größer sein als das Restpotenzial des bereits erschlossenen größeren Clusters. Es besteht insoweit auch nicht die Gefahr einer permanenten Änderung der Reihenfolge der Anbindungssysteme infolge einer sich stetig ändernde Größe der Windparks. Die Potenziale wurden im Rahmen des BFO-N und BFO-O eher am oberen Rand des Leistungsspektrums angesetzt. Die beiden durchgeführten Kapazitätszuweisungsverfahren haben gezeigt, dass dieser Ansatz die Realität sehr gut abbildet und nachträgliche Änderungen für die zeitliche Reihung nicht derart wesentlich sind, dass sie zu einer permanenten Neubewertung der zeitlichen Reihenfolge der Anbindungssysteme führten.

5.2.3 Netzverknüpfungspunkte

Die Ausgestaltung des Kriteriums der geplanten Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte im zweiten Entwurf des O-NEP 2025 ist sachgerecht und wird von der Bundesnetzagentur bei ihrer Bestätigungsentscheidung zugrunde gelegt.

Da ohne entsprechenden Netzverknüpfungspunkt an Land der auf See erzeugte Strom nicht in das 220/380-kV-Übertragungsnetz an Land weitergeleitet werden kann, ist die Verfügbarkeit eines Netzverknüpfungspunktes an Land für ein Anbindungssystem obligatorisch. Daher muss nach einer Staffelung der Anbindungssysteme überprüft werden, ob für jedes Anbindungssystem zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung ein Netzverknüpfungspunkt an Land verfügbar ist. Die Netzverknüpfungspunkte stellen die Verbindung zum landseitigen NEP Strom her. Allerdings besteht auch die Möglichkeit, den Netzverknüpfungspunkt eines Anbindungssystems zu ändern, sollte der bislang geplante Netzverknüpfungspunkt voraussichtlich nicht im Jahr der geplanten Fertigstellung des Anbindungssystems zur Verfügung stehen. Dies hat keine Auswirkung auf die Staffelung der Anbindungssysteme. Daher kommt es nicht darauf an im Rahmen des O-NEP einen konkreten Netzverknüpfungspunkt zu bestätigen, es reicht vielmehr aus, wenn gesichert ist, dass ein

Netzverknüpfungspunkt von mehreren Alternativen bis zur geplanten Fertigstellung des jeweiligen Anbindungssystems verfügbar ist (siehe unten C.6.1).

5.2.4 Realisierungsfortschritt

Die Berücksichtigung des Kriteriums des Realisierungsfortschritts der anzubindenden Offshore-Windparks zur Vermeidung eines grob unangemessenen Ergebnisses ist sinnvoll.

Dabei ist der Anwendungsbereich dieses Kriteriums insbesondere dahingehend anzuwenden, unbillige Härten durch den Wechsel vom windparkspezifischen Anbindungsregime zum Regime des O-NEP zu verhindern. Eine darüber hinausgehende Priorisierung der entsprechenden Windparks ist jedoch nicht zwingend vorgegeben und aufgrund des Systemwechsels weg von der Betrachtung einzelner Windparks auch nicht geboten.

5.3 Gewichtung der Kriterien und Prüfungsreihenfolge

Die Gewichtung der Kriterien entsprechend dem zweiten Entwurf des O-NEP 2025 ist sachgerecht.

Der räumlichen Nähe zur Küste kommt unter den im Gesetz genannten Kriterien eine besondere Bedeutung zu, welche durch die vorrangige Anwendung als erstes Auswahlmerkmal unter den Kriterien auch zutreffend abgebildet ist. Sowohl die Errichtung der Anbindungssysteme als auch die Errichtung von Offshore-Windparks ist mit erheblichem technologischem und logistischem Aufwand verbunden. Dieser steigt mit der Küstenentfernung und der damit zumeist einhergehenden Wassertiefe an. Der BFO-N weist bereits auf die Relevanz der Küstenentfernung für das Erreichen der Ziele des § 1 Abs. 1 EnWG hin. Die Kosten für Errichtung, Verlegung und Wartung werden mit zunehmender Küstenentfernung durch den logistischen Mehraufwand erheblich gesteigert. Insbesondere bei Küstenentfernungen von über ca. 180 km (Luftlinie) müssten zusätzliche Versorgungsstationen geschaffen werden (z.B. Aufenthaltsplattformen für das Personal des Windparkentwicklers und des Netzbetreibers, Rettungsstationen). Die Küstenentfernung bestimmt auch maßgeblich die Länge der seeseitigen Anschlusskabel sowie den logistischen und technischen Aufwand für die Errichtung von seeseitigen Konverterstationen. Dadurch bestimmt die Küstenentfernung insbesondere in der Nordsee direkt die Kosten der Netzanbindung. Zudem nehmen die Fehleranfälligkeit und das Risiko von Fremdeinwirkung mit der Kabellänge zu. Insoweit kommt dem Kriterium der Küstenentfernung zu Recht eine hervorgehobene Bedeutung zu.

In Bezug auf das Erzeugungspotenzial ist es sinnvoll, nur eine Vorauswahl anhand der Küstenentfernung zu treffen. Genau dies wird durch die Einteilung in Zonen erreicht. Wenn im Rahmen der Küstenentfernung bereits auf eine konkrete, kilometerscharfe Entfernung des jeweiligen Clusters von der Küste abgestellt würde, gäbe es keinen Raum mehr für eine Berücksichtigung des Erzeugungspotenzials, da alle Entfernungen unterschiedlich wären. Umgekehrt würde die Küstenentfernung keine Rolle mehr spielen, wenn zuerst anhand des Erzeugungspotenzials eine Reihung festgelegt würde. Da nahezu alle Cluster ein unterschiedliches Erzeugungspotenzial aufweisen, spielte die Küstenentfernung bei der Reihung keine Rolle mehr, wenn das Erzeugungspotenzial vor der Küstenentfernung berücksichtigt würde. Dies würde zu unsachgemäßen und unwirtschaftlichen Ergebnissen führen, da hierdurch der Küstenentfernung die notwendige Berücksichtigung fehlen würde. Das Erzeugungspotenzial ist wiederum geeignet, als zweites maßgebendes Prüfkriterium auf die Küstenentfernung zu folgen. So hängt, wie bereits erläutert, die Wahrscheinlichkeit für eine möglichst effiziente und vollständige Nutzung eines

Netzanbindungssysteme entscheidend davon ab, wie groß das Erzeugungspotenzial an Offshore-Windenergie ist, welches für die Nutzung des jeweiligen Netzanbindungssystems in Frage kommt. Zudem erlaubt die Betrachtung des konkreten Erzeugungspotenzials eine konkrete Reihung der Cluster, ohne dass es auf die Größe einzelner Offshore-Windparks innerhalb eines Clusters ankommt. Damit ist eine zeitliche Staffelung vorgegeben, die grundsätzlich eine effiziente Verteilung und Umsetzung der Anbindungssysteme gewährleistet.

Das Kriterium der geplanten Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte ist hingegen ungeeignet für die Festlegung einer zeitlichen Staffelung der Anbindungssysteme. Stellt sich nachträglich heraus, dass ein seitens der Übertragungsnetzbetreiber vorgesehener Netzverknüpfungspunkt voraussichtlich nicht bis zur geplanten Fertigstellung des Anbindungssystems betriebsbereit ist, können die Übertragungsnetzbetreiber für das betroffene Anbindungssystem einen anderen Netzverknüpfungspunkt einbringen, der bei Inbetriebnahme des Anbindungssystems verfügbar ist, oder auch das Anbindungssystem mit einem Anbindungssystem zur Erschließung desselben Clusters in der zeitlichen Reihung tauschen, für das ein anderer, zeitlich früher verfügbarer Netzverknüpfungspunkt vorgesehen ist. Daher kann das Kriterium der geplanten Inbetriebnahme nicht direkt für eine zeitliche Staffelung herangezogen werden, da eine eindeutige Verknüpfung zwischen anzuschließendem Cluster und Netzverknüpfungspunkt nicht zwingend gegeben ist. Erst nach der Festlegung einer Staffelung kann überprüft werden, ob hinreichend sinnvolle Netzverknüpfungspunkte für die sich aus der Staffelung ergebenden Systeme existieren. Daher ist der rein korrektive Charakter dieses Kriteriums sachgerecht.

Der in § 17b Abs. 2 Satz 3 EnWG genannte „Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Anlage“ wird im zweiten Entwurf des O-NEP 2025 zulässigerweise ebenfalls als korrektives Kriterium verwendet. Eine vorrangige Gewichtung des Kriteriums „Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Windparks“ würde dem vom Gesetzgeber beschlossenen Weg, weg von einem individuellen Anbindungsanspruch der Offshore-Windparks hin zu einer windparkunspezifischen Ausbauplanung des Netzanbindungssystems, widersprechen. Zudem ließe sich im Rahmen einer Zehnjahresplanung, wie im O-NEP 2025 vorgesehen, der Realisierungsfortschritt einzelner Offshore-Windparks in den meisten Fällen kaum belastbar beurteilen. Des Weiteren ist die Planung und Genehmigung eines Windparkprojektes ein dynamischer Prozess, so dass sich innerhalb eines Jahres erhebliche Veränderungen ergeben können, sowohl im positiven als auch im negativen Sinne. Eine zu hohe Gewichtung des Realisierungsfortschritts bei der zeitlichen Staffelung würde dazu führen, dass auch die zeitliche Staffelung der Netzanbindungssysteme starken Veränderungen unterliegen würde. Dies wäre weder für den anbindungspflichtigen Übertragungsnetzbetreiber praktikabel, noch würde für die Projektträger der Offshore-Windparks die gewünschte Planungssicherheit hinsichtlich der Fertigstellung der Netzanbindung entstehen. Daher kann das Kriterium des Realisierungsfortschritts eine einmal getroffene Reihung nur in Ausnahmefällen korrigieren, um unbillige Härten zu vermeiden.

6. Zeitliche Staffelung der Anbindungssysteme

6.1 Zeitliche Staffelung der Anbindungssysteme in der Nordsee

Es wird folgende Reihenfolge der vier erforderlichen Anbindungssysteme in der Nordsee bestätigt: (1) NOR-3-3, (2) NOR-1-1, (3) NOR-7-1, (4) NOR-5-2.

Im ersten Schritt hat zunächst eine Auswahl gemäß der Küstenentfernung in Form der Zonen zu erfolgen. Da die Anbindungssysteme NOR-1-1 und NOR-3-3 in Zone 1, NOR-5-2 und NOR-7-1 hingegen in Zone 2 liegen, sind zunächst die beiden Anbindungssysteme NOR-1-1 und NOR-3-3, dann die beiden Systeme NOR-5-2 und NOR-7-1 zu realisieren.

Die Entscheidung, welches der jeweils beiden Anbindungssysteme in Zone 1 und 2 zuerst angeschlossen wird, wird anhand des Kriteriums des Erzeugungspotenzials getroffen. Die Angaben für das nicht erschlossene Erzeugungspotenzial innerhalb eines Clusters beruhen auf dem BFO-N 2016.

Für Cluster 1 ist insoweit ein Erzeugungspotenzial von 870 MW anzunehmen und für Cluster 3 ein Erzeugungspotenzial von 2.556,2 MW. In Cluster 3 werden jedoch schon 916,2 MW durch ein Netzanbindungssystem im Startnetz (NOR-3-1) abgedeckt, so dass noch 1.640 MW in Cluster 3 zu erschließen sind. Da das noch zu erschließende Erzeugungspotenzial in Cluster 3 (1.640 MW) höher ist als in Cluster 1 (870 MW), wird zunächst NOR-3-3, dann NOR-1-1 realisiert.

Für Cluster 5 ist ein Erzeugungspotenzial von 1.376 MW anzunehmen und für Cluster 7 ein Erzeugungspotenzial von 1.356 MW. In Cluster 5 werden jedoch schon 864 MW durch ein Netzanbindungssystem im Startnetz (NOR-5-1) abgedeckt, so dass noch 512 MW in Cluster 5 zu erschließen sind. Da das noch zu erschließende Erzeugungspotenzial in Cluster 7 (1.356 MW) höher ist als in Cluster 5 (512 MW), ist zunächst NOR-7-1, dann NOR-5-2 zu realisieren. Insoweit kann auch dahinstehen, ob das Potenzial der Cluster 6 und 8 Cluster 7 zuzurechnen ist, wie im Rahmen der Konsultation gefordert wurde. Unbeachtlich ist auch der Einwand mehrerer Konsultationsteilnehmer, dass das nicht erschlossene Potenzial von Cluster 5 880 MW betrage. Auch in diesem Fall wäre das Potenzial des Cluster 7 wesentlich größer, mithin ist eine Auswirkung auf die zeitliche Reihung nicht ersichtlich.

Da in der Nordsee entsprechend den Ausführungen unter Punkt C.4.3 von vorneherein lediglich die Anbindungssysteme NOR-1-1, NOR-3-3, NOR-5-2 und NOR-7-1 erforderlich sind, bedarf es keiner Berücksichtigung der weiteren zur Erschließung der danach noch verbleibenden Restpotenziale in Cluster 3 und 7 erforderlichen Anbindungssysteme NOR-3-2 und NOR-7-2 im Rahmen der zeitlichen Reihung. Cluster 6 und 8 hingegen bedürfen keiner Betrachtung, da Cluster 6 zukünftig über Cluster 7 erschlossen wird, während Cluster 8 in Ermangelung eines teilnahmeberechtigten Projekts im Sinne der §§ 26 Abs. 2 und 30 Abs. 2 Satz 2 WindSeeG keines Anbindungssystems bis 2025 bedarf (s.o. Punkt C.4.3 sowie u. Punkt C.9.).

Nach dem Aufstellen einer zeitlichen Staffelung anhand der Kriterien der Küstenentfernung und des Erzeugungspotenzials fehlt noch eine Plausibilisierung der Staffelung anhand der Kriterien „Geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte“ und „Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Windparks“. Für alle vier Anbindungssysteme sind zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung (s.u. C.7.3) grundsätzlich Netzverknüpfungspunkte laut Angaben der Übertragungsnetzbetreiber verfügbar. Entsprechend der Stellungnahme der niedersächsischen Behörden ist nicht sicher, ob das gegebenenfalls in unmittelbarem Zusammenhang mit dem Anbindungssystem NOR-1-1 stehende Projekt P 20 Emden/Ost – Halbmond bis 2025 rechtssicher genehmigt werden kann. Damit stellt sich die Frage, ob infolgedessen das Anbindungssystem zu einem anderen Netzverknüpfungspunkt geführt werden muss. Allerdings erscheint laut Aussagen des anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreibers TenneT TSO GmbH sowie des Landes Niedersachsen in Abstimmung mit dem Amt für regionale Landesentwicklung,

dem Landkreis Aurich und der Stadt Emden eine Weiterführung von NOR-1-1 zum Netzverknüpfungspunkt Emden/Ost als technisch und genehmigungsrechtlich möglich. Daher ist von der Verfügbarkeit eines Netzverknüpfungspunktes im Jahr der geplanten Fertigstellung von NOR-1-1 auszugehen. Die Ersetzung des Netzverknüpfungspunktes Halbmond durch einen möglichen alternativen Netzverknüpfungspunkt erfolgt durch die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des Verfahrens zur Erstellung des ersten und zweiten Entwurfs des O-NEP 2017 – 2030 (zur Konsistenz mit dem landseitigen NEP siehe unten Punkt C.10.).

Bei einer Plausibilitätskontrolle der vorstehend geschilderten Staffelung der Anbindungssysteme anhand des „Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Windparks“ ergibt sich kein Korrekturbedarf hinsichtlich der in der Nordsee erforderlichen Anbindungssysteme. Da die Anbindungssysteme NOR-7-1 und NOR-5-2 bereits aufgrund der Bedarfsermittlung unter Punkt C.4.3 erforderlich sind, kann es im Rahmen des O-NEP 2025 dahinstehen, ob eine zeitliche Verschiebung der Anbindungssysteme NOR-7-1 und NOR-5-2 vor NOR-3-2 und NOR-7-2 entsprechend des bestätigten O-NEP 2013 weiterhin in Betracht kommt.

Eine Berücksichtigung des Umstandes, wie in der Konsultation gefordert, dass der Netzverknüpfungspunkt für das Anbindungssystem NOR-5-2 bereits in Betrieb genommen wurde und NOR-5-2 bereits durch den anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber ausgeschrieben war, kommt allerdings nicht in Betracht. Vielmehr muss davon ausgegangen werden, dass noch nicht in Betrieb genommene Netzverknüpfungspunkte und noch nicht ausgeschriebene Anbindungen zum geplanten Zeitpunkt in Betrieb gehen werden. Lediglich für den Fall, dass aktuell offensichtliche Anhaltspunkte für eine zu erwartende Nichtverfügbarkeit vorliegen würden, wäre die Anwendung des Korrektivkriteriums angezeigt. Dies ist vorliegend jedoch nicht der Fall.

6.2 Zeitliche Staffelung der Anbindungssysteme in der Ostsee

Es wird folgende Reihenfolge der drei erforderlichen Anbindungssysteme in der Ostsee bestätigt: (1) OST-2-1, (2) OST-2-2, (3) OST-2-3.

Da in der Ostsee entsprechend den Ausführungen unter Punkt C.4.3 von vorneherein lediglich diese drei Systeme erforderlich sind, um die für das Jahr 2025 prognostizierte Leistung in der Ostsee abzuführen und allen bestehenden Projekten im Sinne des § 26 Abs. 2 WindSeeG in der Ostsee die Teilnahme an den beiden Ausschreibungen im Übergangssystem zu ermöglichen, bedarf es keiner Berücksichtigung der weiteren zur Erschließung der danach noch verbleibenden Restpotenziale in Cluster 3 und 5. In diesen beiden Clustern befinden sich insbesondere keine teilnahmeberechtigten, bestehenden Projekte im Sinne der §§ 26 Abs. 2 und 30 Abs. 2 Satz 2 WindSeeG.

Zuletzt ist noch eine Plausibilisierung anhand der Kriterien „Geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte“ und „Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Windparks“ durchzuführen. Für die Anbindungssysteme OST-2-1, OST-2-2 und OST-2-3 ist ein Netzverknüpfungspunkt verfügbar, daher erfolgt keine Korrektur der Staffelung anhand des Kriteriums der geplanten Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte. Auch bei einer Plausibilitätskontrolle der vorstehend geschilderten Staffelung der Anbindungssysteme anhand des „Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Windparks“ ergibt sich kein Korrekturbedarf.

7. Angabe von Terminen

7.1 Termin für den Beginn der Umsetzung

Die Bestimmung der Termine für den Beginn der Umsetzung entsprechend dem zweiten Entwurf des O-NEP 2025 ist sachgerecht.

Die Festlegung des Jahres der Beauftragung bzw. Vergabe des Anbindungssystems als Beginn der Umsetzung ist korrekt.

Sinn und Zweck der Norm, die Schaffung von Planungssicherheit insbesondere für die Offshore-Windparks, sprechen für den Termin der Beauftragung des Anbindungssystems, weil erst dann die Investitionsentscheidung durch den Übertragungsnetzbetreiber getroffen wurde und ein voraussichtlicher Fertigstellungstermin bekannt gegeben werden kann.

Bei Beauftragung des Anbindungssystems als Beginn der Umsetzung sollte sich der Umsetzungsbeginn auf das gesamte Jahr beziehen. Der Lieferantenmarkt mit zusätzlichen Bietern kann derzeit längere Verhandlungszeiträume als die durchschnittliche Dauer von zwölf Monaten erfordern. Dafür sind die Übertragungsnetzbetreiber aber auch verpflichtet, die Vergabe spätestens zum Ende des als Beginn der Umsetzung festgelegten Jahres zu vollenden und die Ausschreibung bzw. Verhandlungen entsprechend rechtzeitig zu beginnen. Damit werden sowohl die Interessen der Übertragungsnetzbetreiber als auch der Offshore-Windparks angemessen berücksichtigt.

Das Jahr der Beauftragung wird wiederum auf der Basis des Jahres der geplanten Fertigstellung bestimmt, d.h. es wird zunächst entsprechend Punkt C.7.2 der geplante Zeitpunkt der Fertigstellung des jeweiligen Netzanbindungssystems bestimmt. Ausgehend von diesem Zeitpunkt wird anhand der voraussichtlichen Realisierungsdauer der Anbindungssysteme das Jahr, in welchem das Anbindungssystem beauftragt werden muss, um eine Fertigstellung zu dem geplanten Termin zu gewährleisten, festgelegt.

Insoweit haben sich die Termine zur geplanten Fertigstellung – anders als im Rahmen der Konsultation gefordert – gem. § 118 Abs. 20 Satz 2 EnWG an dem gesetzlich festgelegten Mengengerüst nach § 27 Abs. 4 WindSeeG zu orientieren und nicht mehr am Umsetzungsbeginn bzw. der schnellstmöglichen Realisierung eines Anbindungssystems. Ansonsten bestünde auch die Gefahr, dass die entsprechenden Leitungen zu einem Zeitpunkt realisiert würden, zu welchem die Übertragungskapazität nicht genutzt würde. Dies würde wiederum Leerstände auf zu früh beauftragten Anbindungssystemen zur Folge haben. Daher führt eine kürzere Realisierungsdauer im Rahmen des O-NEP 2025 nicht zu einer früheren Fertigstellung, sondern zu einer späteren Beauftragung. Wird ersichtlich, dass sich die Realisierungsdauer eines Systems verkürzt, sind daher nicht die Fertigstellungszeitpunkte bereits bestätigter Anbindungssysteme im jeweils aktuellen O-NEP vorzuziehen, sondern vielmehr der Beginn der Umsetzung nach hinten zu verlegen. Die Fertigstellungszeitpunkte könnten lediglich bei einer entsprechenden Änderung des Mengengerüsts nach § 27 Abs. 4 WindSeeG durch den Gesetzgeber vorgezogen werden.

Der zweite Entwurf des O-NEP 2025 sieht als Zeiträume von Beginn der Umsetzung bis zur Fertigstellung der Anbindungssysteme generell fünf Jahre für die Nordsee und 3,5 Jahre für die Ostsee vor. Dabei gehen die Übertragungsnetzbetreiber von einem Zeitraum von 60 Monaten für die Realisierungsphase der DC-

Anbindungssysteme in der Nordsee und 42 Monaten für die Realisierungsphase der AC-Anbindungssysteme in der Ostsee aus. Diese Zeitangaben sind entgegen der Forderungen im Konsultationsverfahren für den diesjährigen O-NEP weiterhin zulässig. Hinsichtlich der zu erwartenden Realisierungszeiten sowie der verfügbaren Erzeugungskapazitäten kann gegenwärtig lediglich auf die aktuellen Erfahrungen der Übertragungsnetzbetreiber bei Vergabe und Realisierung vergleichbarer Projekte zurückgegriffen werden. Darüber hinaus bestehen noch keine gefestigten Erfahrungen bei der Realisierung der Anbindungssysteme, die eine anderweitige belastbare Einschätzung ermöglichen. Etwaige Beschleunigungspotenziale im Rahmen der Planungs-, Genehmigungs-, Ausschreibungs- und Vergabephase, wie sie seitens einiger Konsultationsteilnehmer unterstellt werden, würden sich nicht auf den Beauftragungszeitpunkt bzw. der Beginn der Umsetzung auswirken, da diese vor der Beauftragung liegen. Maßgeblich für die Bestimmung des Beauftragungszeitpunkts ist – ausgehend vom Fertigstellungszeitpunkt – grundsätzlich alleine die Dauer der Realisierungsphase. Eine Ausnahme von diesem Grundsatz ist jedoch im Hinblick auf die Beauftragung des Anbindungssystems OST-2-3 zulässig (siehe unten Punkt C.7.3).

Der Termin zum Beginn der Umsetzung ist insoweit verbindlich, als dass er eine öffentlich-rechtliche Verpflichtung begründet, die der Kontrolle durch die Bundesnetzagentur unterliegt. Er begründet jedoch nicht eine Pflicht gegenüber Dritten wie insbesondere den Projektentwicklungsträgern bestehender Projekte im Sinne des § 26 Abs. 2 WindSeeG.

Zwar ist der Termin der Beauftragung grundsätzlich vorbehaltlos. Allerdings steht die Zulässigkeit der Beauftragung der Anbindungen durch den anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber ausnahmsweise unter dem Vorbehalt, dass die jeweiligen Anbindungssysteme nach Durchführung der letzten Ausschreibung im Übergangssystem auch tatsächlich benötigt werden, um Windparks zu erschließen, die erfolgreich an der Ausschreibung teilgenommen haben. D.h. eine Beauftragung der bestätigten Anbindungen darf erst dann erfolgen, wenn in einem der beiden Gebotstermine ein Zuschlag für ein bestehendes Projekt durch die Bundesnetzagentur erteilt wurde, welchem infolge des Zuschlags gem. § 37 Abs. 1 Nr. 2 WindSeeG auf dem jeweiligen Anbindungssystem Kapazität zugewiesen wurde.

Dies kann jedoch lediglich dazu führen, dass im Falle einer fehlenden Bezuschlagung das betroffene Anbindungssystem nicht beauftragt und im Zeitraum bis 2025 fertiggestellt wird. Eine bloß teilweise Auslastung des Anbindungssystems führt jedoch (entsprechend der Äußerung im Rahmen der Konsultation, dort bzgl. NOR-5-2) nicht zu einem Wegfall oder einem zeitlichen Verschieben des Anbindungssystems. Die Erforderlichkeit einer mangels Zuschlag nicht beauftragten Anbindung für den Zeitraum nach 2025 wird im Rahmen des O-NEP 2017 – 2030 erneut geprüft. Allerdings führt der Wegfall eines mangels Zuschlags nicht beauftragten Systems in den Jahren 2021 bis 2025 nicht dazu, dass die verbindliche Beauftragung und geplante Fertigstellung anderer Systeme entsprechend der Bestätigung des O-NEP 2025 nachträglich verschoben werden (Bsp.: Fällt in einem Jahr ein Anbindungssystem mangels Bezuschlagung eines bestehenden Projekts weg, wird im O-NEP 2017 – 2030 weder das im Vorjahr fertigzustellende Anbindungssystem ein Jahr nach hinten geschoben noch das im Folgejahr fertigzustellende Anbindungssystem ein Jahr nach vorne gezogen).

7.2 Geplanter Zeitpunkt der Fertigstellung

Die Termine für die geplanten Zeitpunkte der Fertigstellung wurden im zweiten Entwurf des O-NEP 2025 korrekt festgelegt und von der Bundesnetzagentur übernommen.

Der zweite Entwurf des O-NEP 2025 orientiert sich bei der Definition des Zeitpunktes zu Recht am Gesetzeswortlaut, der die Angabe eines geplanten Zeitpunkts der Fertigstellung vorsieht. Die Fertigstellung bezieht sich auf die HGÜ- bzw. AC-Verbindung, d.h. die Verbindung zwischen der Sammelpattform oder dem Bündelungspunkt, an welchem der individuelle Windparkanschluss beginnt, und dem Netzverknüpfungspunkt an Land.

Das Jahr der geplanten Fertigstellung des jeweiligen Anbindungssystems ab dem Jahr 2021 orientiert sich gem. § 118 Abs. 20 Satz 2 und 3 EnWG an dem Mengengerüst nach § 27 Abs. 3 und 4 WindSeeG. Der geplante Zeitpunkt der Fertigstellung begründet keine Pflicht gegenüber Dritten wie insbesondere den Projektentwicklungsträgern bestehender Projekte im Sinne des § 26 Abs. 2 WindSeeG. Erst nach Beauftragung des Anbindungssystems veröffentlicht der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber einen voraussichtlichen Fertigstellungstermin auf seiner Internetseite und macht diesen der Bundesnetzagentur bekannt; § 17d Abs. 2 Satz 4 EnWG. Erst 30 Monate vor der voraussichtlichen Fertigstellung wird der bekannt gemachte Fertigstellungstermin gegenüber dem Projektentwicklungsträger verbindlich; vgl. § 17d Abs. 2 Satz 9 EnWG.

7.3 Zeitliche Angaben für die Anbindungssysteme in Nord- und Ostsee

Es werden folgende Termine für die vier erforderlichen Anbindungssysteme in der Nordsee bestätigt: (1) NOR-3-3 Beauftragung im Jahr 2018, geplante Fertigstellung im Jahr 2023; (2) NOR-1-1 Beauftragung im Jahr 2019, geplante Fertigstellung im Jahr 2024; (3) NOR-7-1 Beauftragung im Jahr 2020, geplante Fertigstellung im Jahr 2025; (4) NOR-5-2 Beauftragung im Jahr 2020, geplante Fertigstellung im Jahr 2025.

Es werden folgende Termine für die drei erforderlichen Anbindungssysteme in der Ostsee bestätigt: (1) OST-2-1 Beauftragung im Jahr 2018, geplante Fertigstellung im Jahr 2021; (2) OST-2-2 Beauftragung im Jahr 2018, geplante Fertigstellung im Jahr 2021; OST-2-3 Beauftragung im Jahr 2018, geplante Fertigstellung im Jahr 2022.

Dies ergibt sich aus der Berücksichtigung des Mengengerüsts gem. § 118 Abs. 20 Satz 2 und 3 EnWG in Verbindung mit § 27 Abs. 3 und 4 WindSeeG: Danach erfolgt in der Nordsee in 2021 zunächst kein Zubau an Offshore-Windenergie, während der Zubau in Höhe von 500 MW alleine in der Ostsee stattfinden soll. Daher sind die Anbindungssysteme OST-2-1 und OST-2-2 im Jahr 2021 erforderlich. Bei einer Realisierungsdauer von 3,5 Jahren ist daher eine Beauftragung in 2018 notwendig. Aufgrund des Vorbehalts einer Zuschlagserteilung in einem der beiden Gebotstermine, ist für den Fall, dass erst in dem zweiten Gebotstermin mindestens einem bestehenden Projekt ein Zuschlag auf OST-2-1 und OST-2-2 erteilt wurde, eine Beauftragung der beiden Anbindungssysteme frühestens nach dem zweiten Gebotstermin am 01. März 2018 möglich.

In 2022 wird dann gem. § 27 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 WindSeeG ein Zubau von 500 MW in der Nord- oder Ostsee angestrebt, je nach Ausschreibungsergebnis (BT-Drs. 18/9096, S. 371). Daraus lässt sich ableiten, dass im Jahr 2022 sowohl in der Nord- als auch in der Ostsee eine Bezuschlagung in der Ausschreibung möglich sein soll, mithin sowohl in Nord- als auch Ostsee freie Anbindungskapazität in diesem Jahr zur Verfügung stehen muss. Der O-NEP 2025 setzt diese gesetzliche Vorgabe um, in dem in der Ostsee nach OST-2-1 und OST-2-2 mit Fertigstellung 2021 das dritte zu bestätigende Anbindungssystem OST-2-3 mit einer geplanten Fertigstellung in 2022 bestätigt wird. Dies würde zwar grundsätzlich bei einer voraussichtlichen Realisierungsdauer von 3,5 Jahren eine Beauftragung in 2019 bedeuten. Im Falle von OST-2-3 erscheint

jedoch eine Beauftragung bereits im Jahr 2018 in Abweichung der dargelegten Grundsätze zur Ermittlung des Umsetzungsbeginns ausnahmsweise als sachgerecht. Denn das Anbindungssystem OST-2-3 erschließt dieselben Cluster wie die beiden Systeme OST-2-1 und OST-2-2, mithin kann denselben bestehenden Projekten auf OST-2-3 ein Zuschlag erteilt werden wie auf den Systemen OST-2-1 und OST-2-2. Zudem sind die Fertigstellung von OST-2-3 im Kalenderjahr nach der Fertigstellung der beiden anderen Systeme und eine sukzessive Inbetriebnahme aller drei Systeme geplant. In diesem Fall erscheint eine gemeinsame Vergabe effizienter, denn nur dann können Synergieeffekte gehoben werden. Bei einem größeren zeitlichen Abstand, wie bspw. einer Fertigstellung des folgenden Anbindungssystems im übernächsten Kalenderjahr, oder der Anbindung eines anderen Clusters sind die seitens der 50Hertz Transmission GmbH mit Schreiben vom 27.10.2016 genannten Vorteile nicht mehr realisierbar: Ein bezuschlagter Bieter würde eher wieder an einem neuen Vergabeverfahren teilnehmen, eine gemeinsame Durchführung oder Koordinierung der Projekte würde gegenüber etwaigen Leerstandskosten keinen Sinn machen bzw. wäre überhaupt nicht möglich.

Eine Beauftragung von OST-2-3 führt auch nicht zu einem früheren Fertigstellungstermin, da dieser sich gem. § 118 Abs. 20 Satz 2 EnWG alleine an dem gesetzlich festgelegten Mengengerüst nach § 27 Abs. 4 WindSeeG zu orientieren hat und nicht mehr am Umsetzungsbeginn bzw. der schnellstmöglichen Realisierung eines Anbindungssystems (siehe oben Punkt 7.1). Aufgrund des Vorbehalts einer Zuschlagserteilung in einem der beiden Gebotstermine, ist für den Fall, dass erst in dem zweiten Gebotstermin mindestens einem bestehenden Projekt ein Zuschlag auf OST-2-3 erteilt wurde, eine Beauftragung des Anbindungssystems frühestens nach dem zweiten Gebotstermin am 01. März 2018 möglich.

In der Nordsee führt der entsprechend § 27 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 WindSeeG für das Jahr 2022 erwartete Zubau jedoch – anders als in der Konsultation gefordert – nicht zur Erforderlichkeit eines zusätzlichen Anbindungssystems im Jahr 2022, da in Cluster 4 ein bestehendes Projekt existiert, das unter Berücksichtigung der Antragslage ein Volumen von mehr als 250 MW aufweist und über die bereits in Betrieb genommene Startnetzanbindung NOR-4-2 erschlossen werden kann, auf welcher noch eine ungenutzte Übertragungskapazität in Höhe von 387 MW besteht. Mithin kann das Zubaupotenzial in der Nordsee, auch ohne ein weiteres Anbindungssystem realisiert werden. Ansonsten würde ein Anbindungssystem realisiert, welches nicht zur Erfüllung des Mengengerüsts benötigt würde, verbunden mit der akuten Gefahr eines kostenintensiven vollständigen oder teilweisen Leerstandes auf dem betroffenen Anbindungssystem.

Da die Übertragungskapazität in der Ostsee gem. § 118 Abs. 20 Satz 2 EnWG bei 750 MW gedeckelt ist und dort bereits in 2021 und 2022 Anbindungssysteme mit einer entsprechenden Übertragungskapazität erforderlich sind, erfolgt der Ausbau von Anbindungssystemen in den Jahren 2023 bis 2025 ausschließlich in der Nordsee. Um entsprechend des Mengengerüsts nach § 27 Abs. 4 WindSeeG einen Zubau von jeweils 700 MW in den Jahren 2023 bis 2025 zu gewährleisten, ist pro Jahr ein weiteres Anbindungssystem erforderlich, d.h. unter Zugrundelegung der zeitlichen Staffelung entsprechend Punkt C.6.1 ist die Fertigstellung von NOR-3-3 im Jahr 2023, von NOR-1-1 im Jahr 2024 und von NOR-7-1 im Jahr 2025 erforderlich. Unter Berücksichtigung einer Realisierungsdauer von 5 Jahren bedeutet dies eine Beauftragung von NOR-3-3 im Jahr 2018, von NOR-1-1 im Jahr 2019 und von NOR-7-1 im Jahr 2020. Aufgrund des Vorbehalts einer Zuschlagserteilung in einem der beiden Gebotstermine, ist für den Fall, dass erst in dem zweiten Gebotstermin mindestens einem bestehenden Projekt ein Zuschlag auf NOR-3-3

erteilt wurde, eine Beauftragung des Anbindungssystems frühestens nach dem zweiten Gebotstermin am 01. März 2018 möglich.

Da das Anbindungssystem NOR-5-2 nicht erforderlich ist, um den Zubau an Offshore-Windenergie gemäß dem gesetzlichen Mengengerüst in den Jahren 2021 bis 2025 zu gewährleisten, sondern um allen bestehenden Projekten im Sinne des § 26 Abs. 2 WindSeeG in der Nordsee die Teilnahme an den Ausschreibungen im Übergangssystem zu ermöglichen, ist die Fertigstellung des Anbindungssystems erst im Jahr 2025 erforderlich. Dies führt bei einer Realisierungsdauer von 5 Jahren zu einer Beauftragung von NOR-5-2 im Jahr 2020. Ein weiteres Vorziehen des Anbindungssystems – wie dies noch auf der Grundlage des Referentenentwurfs vom 14.04.2016 als sinnvoll erschien und in der Konsultation einerseits teilweise kritisiert andererseits teilweise gefordert wurde – ist nicht länger sachgerecht, da dies den Vorgaben des Mengengerüsts und der Systematik der zeitlichen Reihung im Rahmen des O-NEP widersprechen würde (vgl. oben Punkt C.4.3).

8. Festlegungen zu clusterübergreifenden Netzanschlüssen

Es werden folgende clusterübergreifende Netzanschlüsse bestätigt: In der Nordsee können Projekte im Sinne des § 26 Abs. 2 EnWG in Cluster 6 an das Anbindungssystem NOR-7-1 angeschlossen und auf dieser Kapazität zugewiesen werden. In der Ostsee können Projekte im Sinne des § 26 Abs. 2 EnWG aus Cluster 1 und 4 an die Anbindungssysteme OST-2-1, OST-2-2 und OST-2-3 angeschlossen und auf dieser Kapazität zugewiesen werden. Im Übrigen ist der Anschluss eines Projekts über einen anderen Cluster ausgeschlossen.

Der Anschluss eines Projekts über Anbindungssysteme, die eigentlich nicht den eigenen, sondern einen anderen Cluster erschließen (sog. clusterübergreifender Anschluss), ist nach derzeit gültiger Rechtslage ausgeschlossen (vgl. Bundesnetzagentur, Beschluss vom 13.08.2014, Az.: BK6-13-001, S. 23). Dies gilt grundsätzlich auch unter Geltung der neuen Rechtslage. Dies gebieten die Planungsgrundsätze und standardisierten Technikvorgaben des BFO (Bsp.: Planung und Verlegung von AC-Seekabeln auf kürzestem Wege, möglichst kreuzungsfrei, außerhalb von Natura2000-Gebieten und geschützten Biotopstrukturen). Zudem besteht die Gefahr eines Ketteneffekts (Bsp.: Aufgrund eines bereits clusterübergreifend angeschlossenen Windparks reicht die Kapazität der für das Cluster A vorgesehenen Anbindungssysteme nicht mehr aus, um einen weiteren in Cluster A gelegenen Windpark bzw. eine in Cluster A gelegene staatlich vorentwickelte Fläche zu erschließen, so dass der Windpark seinerseits bzw. die vorentwickelte Fläche ihrerseits clusterübergreifend erschlossen werden müsste).

Allerdings sieht die ab dem 01.01.2017 geltende Vorschrift des § 17b Abs. 3 EnWG (im Folgenden § 17b Abs. 3 EnWG neu) vor, dass der O-NEP Festlegungen enthält, in welchem Umfang die Anbindung von bestehenden Projekten im Sinne des § 27 Abs. 2 WindSeeG ausnahmsweise über einen clusterübergreifenden Anschluss erfolgen kann. Der O-NEP 2025 wird entsprechend der Punkte A. und C.4.1 gem. § 118 Abs. 16 Satz 1 i.V.m. sowie den §§ 17b, 17c EnWG in der bis zum 31.12.2015 geltenden Fassung (vgl. BT-Drs. 18/8860, S. 339) unter Berücksichtigung der Regelungen des § 118 Abs. 20 EnWG i.V.m. den §§ 26 und 27 WindSeeG bestätigt. Zwar regelt die Vorschrift des § 17b EnWG in der ab dem 01.01.2017 geltenden Fassung – anders als § 118 Abs. 20 EnWG – eigentlich nicht den Inhalt des O-NEP 2025. Allerdings bezieht sich die Regelung ausdrücklich auf bestehende Windparkprojekte im Sinne des § 26 Abs. 2 WindSeeG mithin auf das Übergangssystem. Insoweit kann sich § 17b Abs. 3 EnWG neu nur auf den O-NEP 2025 beziehen, der die Anbindungssysteme für die Ausschreibungen im Übergangssystem

regelt. Daher und aufgrund des Umstandes, dass die Regelung des § 118 Abs. 20 EnWG erst nach der Regelung des § 17b Abs. 3 EnWG neu Eingang in das Gesetzgebungsverfahren gefunden hat (vgl. Referentenentwurf des BMWi vom 14.04.2016, S. 94 und 98, sowie Kabinettsbeschluss vom 09.06.2016, BR-Drs. 310/16, S. 149), muss insoweit von einem redaktionellen Versehen des Gesetzgebers ausgegangen werden.

Ein clusterübergreifender Anschluss entsprechend § 17b Abs. 3 EnWG neu kommt jedoch ebenfalls nur ausnahmsweise dann in Betracht, wenn er wirtschaftlich geboten erscheint, nicht gegen die Planungsgrundsätze des BFO verstößt und nicht die beschriebene Kettenreaktion auslöst. Ein clusterübergreifender Anschluss ist insbesondere dann nicht geboten, wenn die zu erschließenden bestehenden Windparkprojekte bereits aufgrund eines im Startnetz befindlichen oder eines entsprechend des O-NEP 2025 bedarfsgerechten Anbindungssystems an den Ausschreibungen im Übergangssystem teilnehmen können.

Da alle übrigen teilnahmeberechtigten, bestehenden Projekte im Sinne des § 26 Abs. 2 WindSeeG entsprechend Punkt 4.3 bereits über ein im Rahmen des O-NEP 2025 erforderliches Anbindungssystem erschlossen werden, kommt in der Nordsee ein clusterübergreifender Netzanschluss nur noch für ein bestehendes Projekt in Cluster 6 über das Anbindungssystem NOR-7-1 in Betracht (vgl. Punkt 4.3).

Ein clusterübergreifender Netzanschluss von Cluster 6 über das Anbindungssystem NOR-7-1 ist wirtschaftlich geboten, da es das Anbindungssystem NOR-6-3 im Zeitraum 2021 bis 2025 entbehrlich macht und damit die Gefahr eines drohenden kostenintensiven Leerstandes auf dem Anbindungssystem verhindert wird. Die Erforderlichkeit des Anbindungssystems NOR-6-3 könnte zudem auch endgültig entfallen, sollten die ab dem Jahr 2025 noch vorzuuntersuchenden Flächen hinsichtlich der Erzeugungsleistung derart ausgestaltet werden, dass eine Erschließung der Cluster 6 und 7 über die Anbindungssysteme NOR-7-1 und NOR-7-2 erfolgen kann.

Dies gilt – anders als in der Konsultation angemerkt – auch für den Fall, dass im Übergangssystem ausschließlich ein Projekt aus Cluster 6 bezuschlagt würde, während in Cluster 7 keine Zuschläge erteilt würden. Denn ansonsten müssten zur vollständigen Erschließung von Cluster 6 und 7 entweder insgesamt drei Anbindungssysteme realisiert werden oder man plant im Zielmodell einen clusterübergreifenden Anschluss von Cluster 7 nach Cluster 6, was jedoch aufgrund des größeren Potenzials in Cluster 7 zu einem stärkeren Ausbau der AC-Verbindungen zwischen den beiden Clustern führen würde. Daher erscheint auch für den Fall einer alleinigen Bezuschlagung des Projekts in Cluster 6 ein clusterübergreifender Anschluss über NOR-7-1 bzw. Cluster 7 als sinnvoller.

Ein clusterübergreifender Netzanschluss von Cluster 6 über das Anbindungssystem NOR-7-1 ist nachdem Entwurf des BFO-N 2016 ausnahmsweise zulässig.

Auch dürfte es mit Blick auf das Zielmodell ab dem Jahr 2026 nicht zu einer Kettenreaktion kommen. Die Anbindungssysteme NOR-7-1 und NOR-7-2 sind auf der Grundlage der derzeit vorliegenden Erkenntnisse grundsätzlich ausreichend, um sowohl bestehende Projekte in Cluster 6 oder – falls eine Bezuschlagung im Übergangssystem nicht stattfindet – die entsprechenden Flächen als auch die bestehenden Projekte in Cluster 7 bzw. die entsprechenden Flächen im zentralen Zielmodell zu erschließen.

In der Ostsee kommt ein clusterübergreifender Netzanschluss für bestehende Projekte im Sinne des § 26 Abs. 2 WindSeeG in den Clustern 1 und 4 über die Anbindungssysteme OST-2-1, OST-2-2 und OST-2-3 in Betracht.

Ein clusterübergreifender Netzanschluss von Cluster 1 und 4 über die Anbindungssysteme OST-2-1, OST-2-2 und OST-2-3 ist wirtschaftlich geboten, da es eine Einzelanbindung von Cluster 1 und Cluster 4 im Zeitraum 2021 bis 2025 entbehrlich macht und damit die Gefahr drohender Leerstände auf den Anbindungssystemen verhindert werden.

Ein clusterübergreifender Netzanschluss von Cluster 1 und 4 über die Anbindungssysteme OST-2-1, OST-2-2 und OST-2-3 ist nach dem Entwurf des BFO-O 2016 ausnahmsweise zulässig.

Da auch zur weiteren Erschließung der Cluster 1, 2 und 4 im Rahmen des zentralen Zielmodells ab dem Jahr 2026 clusterübergreifende Anschlüsse in Betracht kommen und die Übertragungskapazität der Anbindungssysteme geringer ist als in der Nordsee (vgl. Punkt C.4.3), kann es auch nicht zu einer Kettenreaktion kommen.

Ob der clusterübergreifende Netzanschluss im Wege einer AC-Sammelplattform oder eines Bündelungspunktes in Cluster 2 realisiert wird, bleibt der Umsetzung des O-NEP 2025 durch den anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber vorbehalten und hängt davon ab, welche der beiden Varianten zum geplanten Fertigstellungszeitpunkt effizienter realisiert werden kann. Allerdings ist der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber im Falle der Realisierung eines Bündelungspunktes bei Erforderlichkeit der Mitnutzung der Umspannplattform eines Windparkbetreibers auch verantwortlich für die rechtzeitige Fertigstellung der Umspannplattform des betroffenen Windparkbetreibers gegenüber anderen Windparkbetreibern, deren Windparks über die mitgenutzte Umspannplattform angeschlossen werden sollen.

9. Angaben zum Stand der Umsetzung

Im zweiten Entwurf des O-NEP 2024 wird der Stand der Umsetzung der Anbindungssysteme aus den vorhergehenden O-NEP 2024 und O-NEP 2013 korrekt entsprechend § 17b Abs. 2. Satz 5 EnWG dargestellt.

Als Umsetzungsschritte wurden die Vorbereitung des Genehmigungsverfahrens (1), der Beginn des Genehmigungsverfahrens (2), der Vergabeprozess (3), die Bauvorbereitung und der Bau (4) sowie die Realisierung eines Projekts (5) angegeben. Daneben wurden die entsprechenden Beauftragungs- und Fertigstellungstermine den entsprechenden Terminen des letzten gültigen, bestätigten O-NEP gegenübergestellt. Insoweit wurden die im O-NEP 2013 bestätigten geplanten Fertigstellungstermine um jeweils ein Jahr nach hinten verschoben. Dies begründen die Übertragungsnetzbetreiber u.a. mit Altlasten, archäologischen Funden und unvorhergesehenen Naturschutzvorkehrungen.

Die Leitungen des Startnetzes alt wurden im Rahmen der Darstellung des Umsetzungsstandes nur informatorisch aufgeführt. Dies erscheint aus Sicht der Bundesnetzagentur grundsätzlich als zulässig und erforderlich. Das Startnetz alt kann nur rein informatorisch dargestellt werden, da es nicht Bestandteil des O-NEP ist und keine Rechte und Pflichten aus dem O-NEP hinsichtlich des Startnetzes alt erwachsen.

10. Einklang mit dem Netzentwicklungsplan Strom

Der zweite Entwurf des O-NEP 2025 steht entsprechend § 17b Abs. 2 Satz 6 EnWG im Einklang mit dem zweiten Entwurf des NEP 2025.

Beide Netzentwicklungspläne werden auf Grundlage des Szenariorahmens nach § 12a EnWG erstellt. Somit haben beide Netzentwicklungspläne eine gemeinsame Ausgangsbasis. Durch die Berücksichtigung des Szenariorahmens bei der Erstellung der Entwürfe des O-NEP 2025 wurde dieser gemeinsamen Ausgangsbasis Rechnung getragen.

Außerdem wurden die Wechselwirkungen zwischen O-NEP und dem NEP korrekt identifiziert und angemessen berücksichtigt. Schnittstellen zwischen O-NEP und NEP sind insbesondere die Netzverknüpfungspunkte an Land (Zweiter Entwurf des NEP 2025, Tabelle 14, S. 97). Eine Konsistenz der Pläne ist dann gegeben, wenn die entsprechend dem O-NEP angebundene Offshore-Erzeugungskapazität auch entsprechend dem NEP an Land abtransportiert werden kann. Dafür ist eine synchrone Umsetzung der jeweiligen Systeme in NEP und O-NEP erforderlich, d.h. dass in NEP und O-NEP die Netzverknüpfungspunkte konsistent sein müssen. Dies gilt zwar, wie in der Konsultation gefordert, auch für Strommengen, die über einen clusterübergreifenden Netzanschluss abgeführt werden. Allerdings erhöht sich durch einen clusterübergreifenden Netzanschluss nicht die maximal mögliche Übertragungskapazität des Anbindungssystems über welches der clusterübergreifende Netzanschluss erfolgen soll (Bsp.: Die über das Anbindungssystem NOR-7-1 maximal abzutransportierende Strommenge von 900 MW muss auch landseitig abgeführt werden, unabhängig davon, ob der entsprechende Strom in Cluster 7 oder 6 produziert wird).

Die Konsistenz war bei den zweiten Entwürfen des NEP 2025 und O-NEP 2025 gegeben. Zwar wurden die Termine für die Fertigstellung der landseitigen Maßnahmen in Nordsee, die in einem unmittelbaren Zusammenhang mit einigen der im O-NEP 2025 erforderlichen Anbindungssysteme stehen, durch die Übertragungsnetzbetreiber angepasst. Allerdings sind diese aufgrund der Verschiebung der Fertigstellungstermine der Anbindungssysteme in der Nordsee wiederum konsistent.

In unmittelbarem Zusammenhang mit einem Anbindungssystem stehen landseitige Maßnahmen dann, wenn sie in einem unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit dem jeweiligen Anbindungssystem stehen und zwingend erforderlich sind, damit der über das Anbindungssystem an Land transportierte Strom überhaupt erst abgeführt werden kann; d.h. es existiert kein anderes landseitiges System, welches den Strom effektiv abtransportieren kann. Bei den im O-NEP 2025 erforderlichen Anbindungssystemen sind dies das Projekt P69 Emden/Ost-Conneforde (BBPIG Nr. 34) für die Anbindung NOR-3-3 mit dem Netzverknüpfungspunkt Emden/Ost, das Projekt P20 Halbmond-Emden/Ost (BBPIG Nr. 37) für die Anbindung NOR-1-1 mit dem Netzverknüpfungspunkt Halbmond sowie das Projekt P21 Conneforde-Cloppenburg-Merzen (BBPIG Nr. 6) für die Anbindung NOR-7-1 mit dem Netzverknüpfungspunkt Cloppenburg. Da P69 voraussichtlich in 2021, P20 voraussichtlich in 2022 und P21 voraussichtlich in 2024 in Betrieb gehen sollen, sind die landseitigen Maßnahmen, die in unmittelbarem Zusammenhang mit den Anbindungssystemen NOR-3-3 (geplante Fertigstellung in 2023), NOR-1-1 (geplante Fertigstellung in 2024) und NOR-7-1 (geplante Fertigstellung in 2025) stehen rechtzeitig fertiggestellt. Geht man davon aus, dass die Maßnahme P 20 zumindest bis zum Jahr 2024 nicht realisiert werden kann, ist für das Anbindungssystem NOR-1-1 im Rahmen des O-NEP 2017 – 2030 ein alternativer Netzverknüpfungspunkt vorzusehen, über welchen der landseitige Abtransport des über NOR-1-1 abzuführenden Stroms

gewährleistet ist. In Betracht kommt insbesondere der Netzverknüpfungspunkt Emden/Ost (siehe oben Punkt C.6.1). Die insoweit erforderliche landseitige Maßnahme P69 (Emden/Ost – Conneforde) wäre voraussichtlich vor 2024 fertiggestellt, so dass die Konsistenz mit dem landseitigen Netzausbau auch in diesem Fall gewahrt bliebe. Die Überprüfung der Maßnahme P20 und etwaiger Alternativen zu P20 erfolgt durch die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des Verfahrens zur Erstellung des ersten und zweiten Entwurfs des NEP 2017 – 2030 unter Berücksichtigung des Vortrags der niedersächsischen Behörden und des Umstandes, dass P20 neben der Einbindung des Offshore-Anbindungssystems NOR-1-1 auch dem Abtransport landseitig erzeugten Windstroms dient. Hinsichtlich der Anbindungssysteme NOR-5-2, OST-2-1, OST-2-2 und OST-2-3 existieren keine landseitigen Maßnahmen, die im oben erläuterten Sinne in einem unmittelbaren Zusammenhang stehen, während die HGÜ-Korridore aber auch die Maßnahme P34 (Güstrow – Parchim/Süd – Perleberg) lediglich in einem mittelbarem Zusammenhang mit den konkreten Offshore-Anbindungssystemen dahingehend stehen, als dass sie im vermaschten Netz Engpasssituationen infolge der Einspeisung von seeseitig erzeugtem Strom und den damit verbundenen Redispatch-Bedarf beseitigen helfen. Daher steht deren geplante Inbetriebnahme in 2025 (bzw. im Falle von P39 in 2021/2022) nicht der Zulässigkeit der vorgeschlagenen Netzverknüpfungspunkte entgegen.

Die Verschiebung der Fertigstellungstermine der Anbindungssysteme und die Beschränkung des jährlichen Zubaus im Vergleich zu dem Kabinettsbeschluss vom 09.06.2016 wiederum basieren auf den Vorgaben des Mengengerüsts und nicht unmittelbar auf der Verschiebung der Fertigstellungstermine der landseitigen Maßnahmen. Insoweit wurde dieser Umstand bereits durch den Gesetzgeber im Rahmen der Implementierung des Mengengerüsts berücksichtigt und steht – anders wie seitens einiger Konsultationsteilnehmer gefordert – nicht mehr zur Disposition des O-NEP 2025. Doch selbst wenn dem so wäre, erschiene die Bestätigung des geplanten Fertigstellungstermins eines Anbindungssystems als unsachgerecht, bei welchem bereits zum Zeitpunkt der Bestätigung absehbar ist, dass der über das Anbindungssystem transportierte Strom landseitig nicht abgeführt werden kann, mithin bereits im Zeitpunkt der Bestätigung die vollständige Abregelung des Anbindungssystems erkennbar ist. Eine nachträgliche Verschiebung der Fertigstellungstermine nach Bestätigung des O-NEP 2025 und Bezuschlagung der entsprechenden Anbindungssysteme aufgrund der Verzögerung landseitiger Maßnahmen ist jedoch nicht möglich (vgl. o. Punkt C.7.1). Die im Rahmen der Konsultation vorgeschlagene kurzfristige Beseitigung von Netzengpässen an Land durch sog. dynamische Echtzeitverfahren, d.h. das kurzfristige Ab- und Zuschalten von Lasten, erscheint nicht sachgerecht. Zum einen würde durch den Verzicht auf die n-1-Sicherheit in der Planung die Gefahr eines Blackouts erhöht. Zum anderen würden solche Verfahren die hier maßgeblichen landseitigen Engpässe in Nordwestniedersachsen nicht beseitigen, da ohne die entsprechenden Maßnahmen ein Abtransport des seeseitig erzeugten Stroms überhaupt nicht möglich ist, mithin handelt es sich bei den landseitigen Maßnahmen um „Stichleitungen“.

Mehrere Konsultationsteilnehmer wenden sich ferner gegen eine Festlegung des Netzverknüpfungspunktes Cloppenburg für die Anbindungssysteme NOR-3-2, NOR-6-3 und NOR-7-1. Zunächst wird im Rahmen des O-NEP prinzipiell nicht der Netzverknüpfungspunkt festgelegt. Denn im Rahmen des O-NEP findet weder eine elektrotechnische noch eine raumordnerische Prüfung der Netzverknüpfungspunkte (oder Anbindungssysteme) statt. Der Bedarf an Offshore-Anbindungssystemen wird anders als im Falle des landseitigen Ausbaubedarfs nicht im Rahmen der elektrotechnischen Prüfung ermittelt, sondern durch den gesetzlichen Ausbaupfad vorgegeben. Allerdings ist der Netzverknüpfungspunkt Teil des elektrotechnischen Prüfprogramms und der Bestätigung des

landseitigen Netzentwicklungsplans. Die Prüfung der raumordnerischen Belange ist wiederum einem eigenständigen Verfahren vorbehalten und nicht vom Prüfungsumfang des § 17b EnWG erfasst. Zudem werden die Anbindungssysteme NOR-3-2 und NOR-6-3 nicht im Rahmen des O-NEP 2025 bestätigt. Unabhängig von der Bestätigung des O-NEP 2025 und ohne damit die Prüfung im Rahmen des Prozesses zur Erstellung und Bestätigung des NEP 2017 – 2030 vorwegzunehmen, erscheint der Netzverknüpfungspunkt Cloppenburg für das Anbindungssystem NOR-7-1 unter Berücksichtigung der für die Bestätigung des NEP alleine maßgeblichen energiewirtschaftlichen und elektrotechnischen Gesichtspunkte auch als sachgerecht. Eine Konverterstation wäre am landseitigen Endpunkt des Anbindungssystems unabhängig von der Lage des Endpunktes auf jeden Fall zu errichten. Die raumordnerische und fachplanerische Zulässigkeit der Konverterstandorte wird im Rahmen der entsprechenden Verfahren der zuständigen Landesbehörden geprüft. Der Umstand, dass im Raum Cloppenburg der Stromverbrauch nicht ausreicht, um sämtlichen seeseitig erzeugten Strom aufzunehmen, ist kein Spezifikum des Raumes um Cloppenburg, sondern der Grund für den gesamtdeutschen Netzausbau: Nach Abschaltung der Atomkraftwerke bis 2022 bedarf es des Stromtransports von land- und seeseitig erzeugten Windstroms in Norddeutschland in die Verbrauchszentren im Süden Deutschlands. Die direkte Verlegung der Offshore-Anbindungskabel in diese Verbrauchsregionen ist hingegen keine sinnvolle Alternative, da die landseitigen Maßnahmen wie insbesondere P21 und der HGÜ-Korridor A-Nord weiterhin erforderlich wären, um landseitig erzeugten Windstrom nach Süden zu transportieren. Da im Vergleich zu einem HGÜ-Kabel mit bis zu 2 GW Leistung eine Offshore-Anbindungsleitung mit 900 MW zudem nur über weniger als die Hälfte an Kapazität verfügt, würden daher mehr Trassen in Richtung Süden erforderlich. Betrachtet man nur das seeseitige Zubaunetz in der westlichen Nordsee kämen alleine bis zum Jahr 2025 drei weitere Kabelsysteme hinzu, die nach Süden geführt werden müssten.

Die in der Konsultation zudem kritisierte Auswahl des Grenzkorridors III ist weder für die Zubaumaßnahmen welche voraussichtlich bis zum Zieljahr 2025 realisiert werden maßgeblich noch wird die raumordnerische oder fachplanerische Auswahl der Grenzkorridore im Rahmen der Bestätigung des O-NEP überprüft. Dies ist hinsichtlich der Auswahl der Grenzkorridore an sich dem BFO, hinsichtlich der konkreten Auswahl für eine bestimmte Trasse den jeweiligen Planfeststellungsverfahren vorbehalten. Ähnliches gilt auch für die Berücksichtigung etwaiger Raumwiderstände durch militärisch genutzte Seegebiete oder zivile Flughäfen auf den geplanten Trassen für Offshore-Anbindungen sowie für den genauen Verlauf der jeweiligen Trassen zwischen Anlandungs- und Netzverknüpfungspunkt. Auch diese können nicht im Rahmen des O-NEP berücksichtigt werden, sondern sind Bestandteil der jeweiligen Raumordnungs- bzw. Planfeststellungsverfahren.

11. Einklang mit dem Gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan

Der zweite Entwurf des O-NEP 2025 berücksichtigt gem. § 17b Abs. 2 Satz 6 EnWG in angemessener Weise den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan nach Artikel 8 Absatz 3b der Verordnung (EG) Nr. 714/2009.

Der Entwurf des Europäischen Netzentwicklungsplans 2016 (Ten-Year-Network-Development-Plan, TYNDP) wurde im Juni 2016 vorgelegt. Im Gegensatz zum Zehn-Jahres-Horizont des O-NEP 2025 ist hier, neben einem „Expected Progress“ Szenario bis 2020, das Zieljahr 2030, wodurch eine Brücke zwischen den EU-Zielen für die Jahre 2020 und 2050 gebildet werden soll. Der TYNDP besteht aus einem Hauptdokument, sechs Regionalplänen und einem Scenario Development Report, erschienen am 3. November 2015, welcher bis zum Jahr 2030 reicht. Darüber hinaus hat ENTSO-E 12 sogenannte „Insight

Reports“ veröffentlicht die sich mit Themen rund um den TYNDP befassen. Der Insight Report „Technologies for Transmission Systems“ enthält beispielsweise Informationen zu Technologien im Übertragungssystem. Das Hauptdokument des TYNDP 2016 enthält 200 Projekte mit insgesamt 446 Investments („Maßnahmen“) von paneuropäischer Relevanz im ENTSO-E-Gebiet, wovon 89 Maßnahmen zumindest teilweise in Deutschland gelegen sind. In diesen 89 Maßnahmen mit deutscher Beteiligung sind 23 Offshore Maßnahmen enthalten. Die Maßnahmenliste des TYNDP 2016 bildet die Basis für die auf den TYNDP folgende Auswahl von Projekten von gemeinsamen Interesse, der sog. „Projects of Common Interest“ (PCI). Die aktuelle Liste der „Projects of Common Interest“, basierend auf dem TYNDP 2014, wurde am 18. November 2015 von der Europäischen Kommission veröffentlicht. Keines der Anbindungssysteme des Start- oder Zubaunetzes des O-NEP wurden bislang als PCI ausgewählt.

Projekte in der Nordsee werden im TYNDP 2016 maßnahmenscharf in vier Nordsee-Clustern angegeben („OWP Tennet Northsea part 1“ bis „OWP Tennet Northsea part 4“). In diesen vier Clustern sind 21 Investments enthalten, von denen 10 Investments Startnetzanbindungssystemen entsprechen. Die übrigen 11 Investments sind im O-NEP 2025 als Zubaunetzmaßnahmen dargestellt. Der TYNDP 2016 enthält ebenfalls Ostsee-Projekte, die jedoch nicht maßnahmenscharf aufgeführt sind, sondern in zwei Cluster eingeteilt werden („Offshore Wind Baltic Sea (I)“ und „Offshore Wind Baltic Sea (II)“). Durch die grobe Einteilung der Ostsee-Projekte kann für die Ostsee alleine schon deshalb derzeit keine maßnahmenscharfe Überprüfung auf Übereinstimmung mit dem O-NEP 2025 durchgeführt werden.

Darüber hinaus unterscheiden sich sowohl der Betrachtungszeitraum als auch die Gestaltung der Szenarien für den O-NEP und für den TYNDP, so dass keine vollständige (maßnahmengenaue) Übereinstimmung zwischen O-NEP und TYNDP zu erzielen und zu erwarten ist. Insoweit kommt es aufgrund des zeitlichen Versatzes zwischen TYNDP 2016 und O-NEP 2025 bei einigen Maßnahmen zu Unterschieden in der Beschreibung. So sind beispielsweise im TYNDP 2016 einige Netzverknüpfungspunkte genannt, welche sich im zweiten Entwurf des O-NEP 2025 bereits geändert haben. Die durch den zeitlichen Versatz entstandenen Differenzen und Änderungen sollten im finalen TYNDP angepasst werden.

D. Nebenbestimmungen

Die Bestätigung des O-NEP 2025 ist mit der Nebenbestimmung im Sinne des § 35 Abs. 2 Nr. 1 Alt. 1 VwVfG (aufschiebende Befristung) zu versehen, dass die Bestätigung des O-NEP 2025 erst mit dem 01.01.2017 wirksam wird. Dies ist erforderlich, da die Regelungen nach § 118 Abs. 20 EnWG i.V.m. den §§ 26, 27 Abs. 3 und 4 WindSeeG, welche den Inhalt des O-NEP maßgeblich bestimmen, gem. Art. 25 Abs. 1 Satz 1 des Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien erst zum 01.01.2017 in Kraft treten.

E. Kosten

Hinsichtlich der Kosten ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Bescheid kann binnen einer Frist von einem Monat ab Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist schriftlich bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Bescheid angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. Die Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Jochen Homann

Präsident

Anhang

A-1 Darstellung der Eingangsparameter für die Bedarfsermittlung und die zeitliche Stafflung in der Nordsee

| Cluster | Zone | Bestehendes, teilnahmeberechtigtes Projekt* | Erzeugungspotenzial pro Cluster [MW]** | Nicht erschlossenes Potenzial [MW] | Übertragungskapazität Startnetz [MW] *** | Nutzbare Übertragungskapazität Startnetz [MW] |
|---------|------|---|--|------------------------------------|--|---|
| 0 | 1 | - | 224 | 0 | 224 | 224 |
| 1 | 1 | + | 870 | 870 | 0 | 0 |
| 2 | 1 | - | 1623 | 0 | 1762 | 1623 |
| 3 | 1 | + | 2556 | 1640 | 916 | 916 |
| 4 | 1 | + | 1151 | 0 | 1266 | 1151 |
| 5 | 1/2 | + | 1376 | 512**** | 864 | 864 |
| 6 | 2 | + | 1665 | 582***** | 1200 | 1200 |
| 7 | 2 | + | 1356 | 1356 | 0 | 0 |
| 8 | 2 | - | 1295 | 278***** | 900 | 900 |

* Mindestens ein bestehendes Projekt im Sinne des § 26 Abs. 2 WindSeeG, welches die Teilnahmevoraussetzung nach § 34 Abs. 2 Satz 2 WindSeeG erfüllt.

** Die Eingangsparameter entsprechen dem Entwurf des BFO-N 2016, es wurde jedoch in der vorstehenden Tabelle lediglich auf ganze Zahlen gerundet. In Cluster 0 wurde die zusätzlich durch die Bundesnetzagentur zugewiesene Kapazität (5 MW) berücksichtigt.

*** Die Eingangsparameter entsprechen den Angaben der Übertragungsnetzbetreiber im zweiten Entwurf des O-NEP 2025.

**** Sämtliche 512 MW noch zu erschließendes Potenzial in Cluster 5 liegen in Zone 2.

***** In Cluster 8 werden 116,8 MW über Cluster 6 erschlossen.

A-2 Darstellung der Eingangsparameter für die Bedarfsermittlung und die zeitliche Staffelung in der Ostsee

| Cluster Ostsee | Zone | Bestehendes, teilnahmeberechtigtes Projekt* | Erzeugungspotenzial pro Cluster [MW]** | Nicht erschlossenes Potenzial [MW] | Übertragungskapazität Startnetz [MW]*** | Nutzbare Übertragungskapazität Startnetz [MW] |
|----------------|------|---|--|------------------------------------|---|---|
| Cluster 1 | 1 | + | 1094 | 343 | 750 | 750 |
| Cluster 2 | 1 | + | 1056 | 1056 | 0 | 0 |
| Cluster 3**** | 1 | - | 772 | 434 | 338 | 338 |
| Cluster 4***** | 1 | + | 348 | 348 | 0 | 0 |
| Cluster 5***** | 1 | - | 150 | 150 | 0 | 0 |

* Mindestens ein bestehendes Projekt im Sinne des § 26 Abs. 2 WindSeeG, welches die Teilnahmevoraussetzung nach § 34 Abs. 2 Satz 2 WindSeeG erfüllt.

** Die Eingangsparameter entsprechen für die AWZ dem Entwurf des BFO-O 2016.

*** Die Eingangsparameter entsprechen den Angaben der Übertragungsnetzbetreiber im zweiten Entwurf des O-NEP 2025.

**** Cluster 3 im BFO-O wurde um einen Offshore-Windpark im Küstenmeer der Ostsee erweitert, der über dieselbe Startnetzanbindung wie der in Cluster 3 AWZ befindliche Offshore-Windpark angeschlossen wird.

***** Cluster 4 und 5 wurden entsprechend O-NEP 2025 anhand der Genehmigungs- bzw. Antragslage gebildet.

A-3 Darstellung Cluster, Grenzkorridore, Startnetz und Entfernungszonen

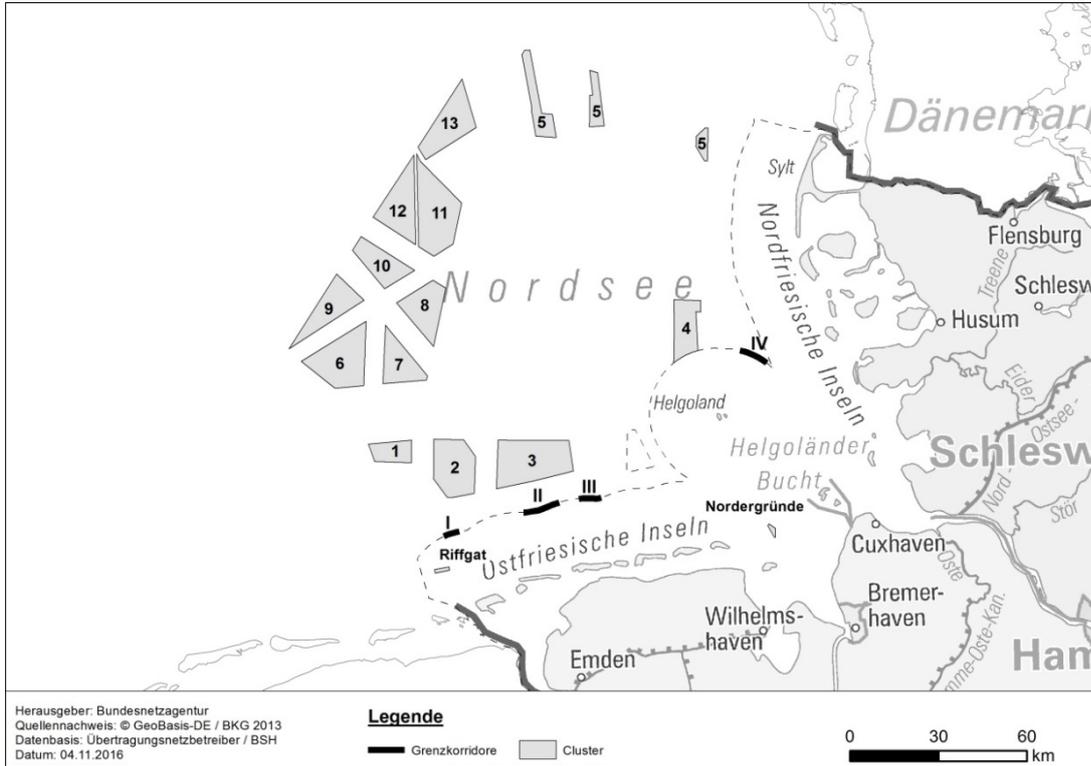


Abbildung 1: Darstellung der Cluster für Offshore-Windparks und Grenzkorridore in der Nordsee



Abbildung 2: Darstellung der Cluster für Offshore-Windparks und Grenzkorridore in der Ostsee

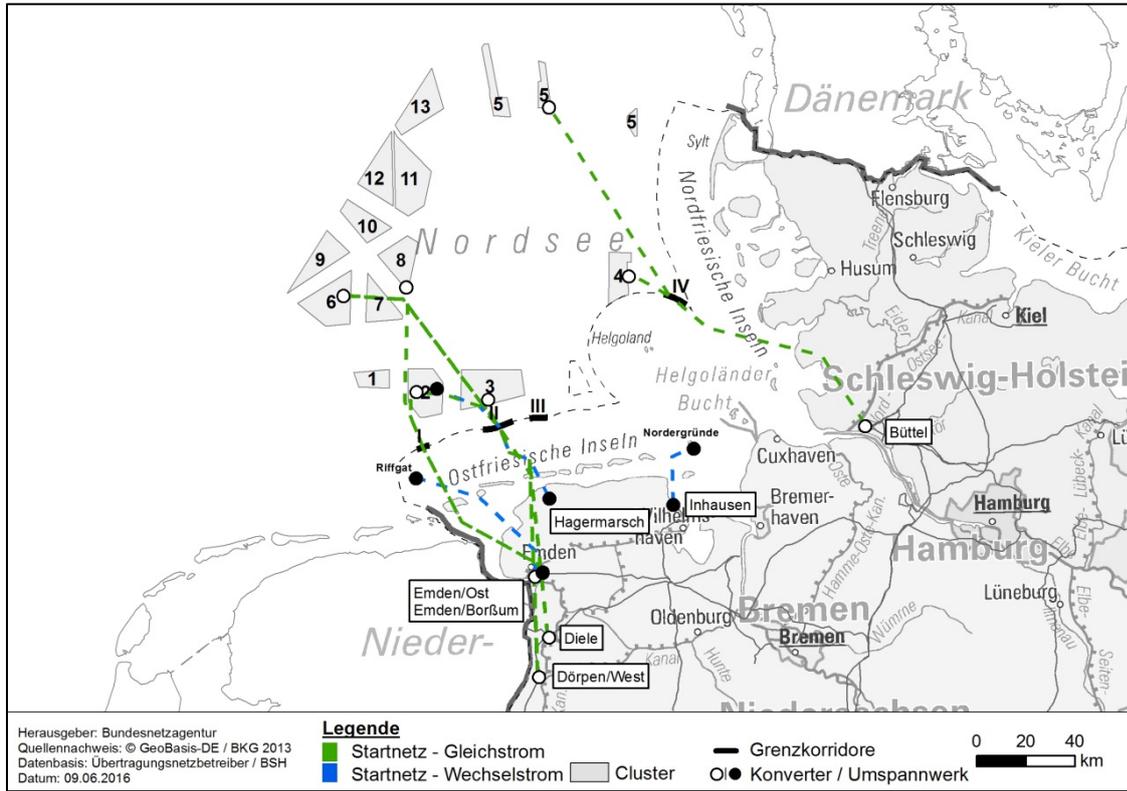


Abbildung 3: Darstellung des Startnetzes in der Nordsee

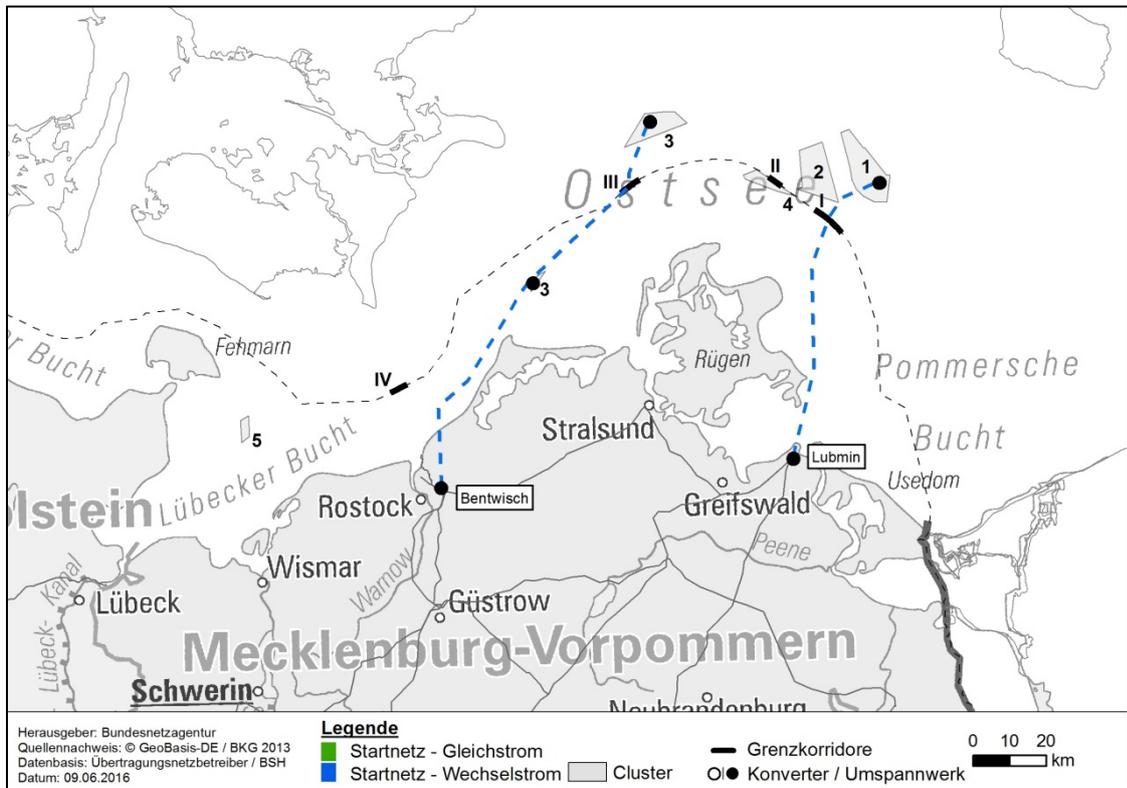


Abbildung 4: Darstellung des Startnetzes in der Ostsee

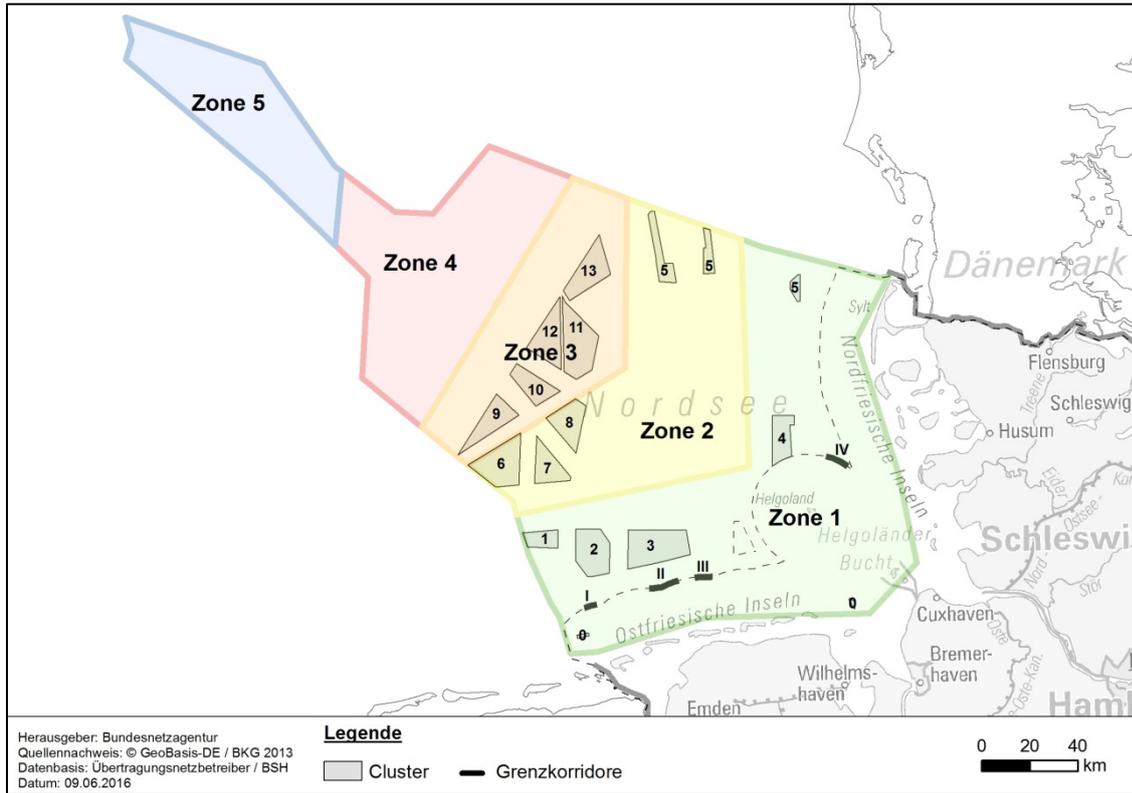


Abbildung 5: Darstellung der Entfernungszonen in der Nordsee



Abbildung 6: Darstellung der Entfernungszonen in der Ostsee

A-4 Darstellung der Anbindungssysteme

Im Folgenden werden alle im O-NEP 2025 bestätigten Anbindungssysteme dargestellt:

1. Anbindungssysteme Nordsee

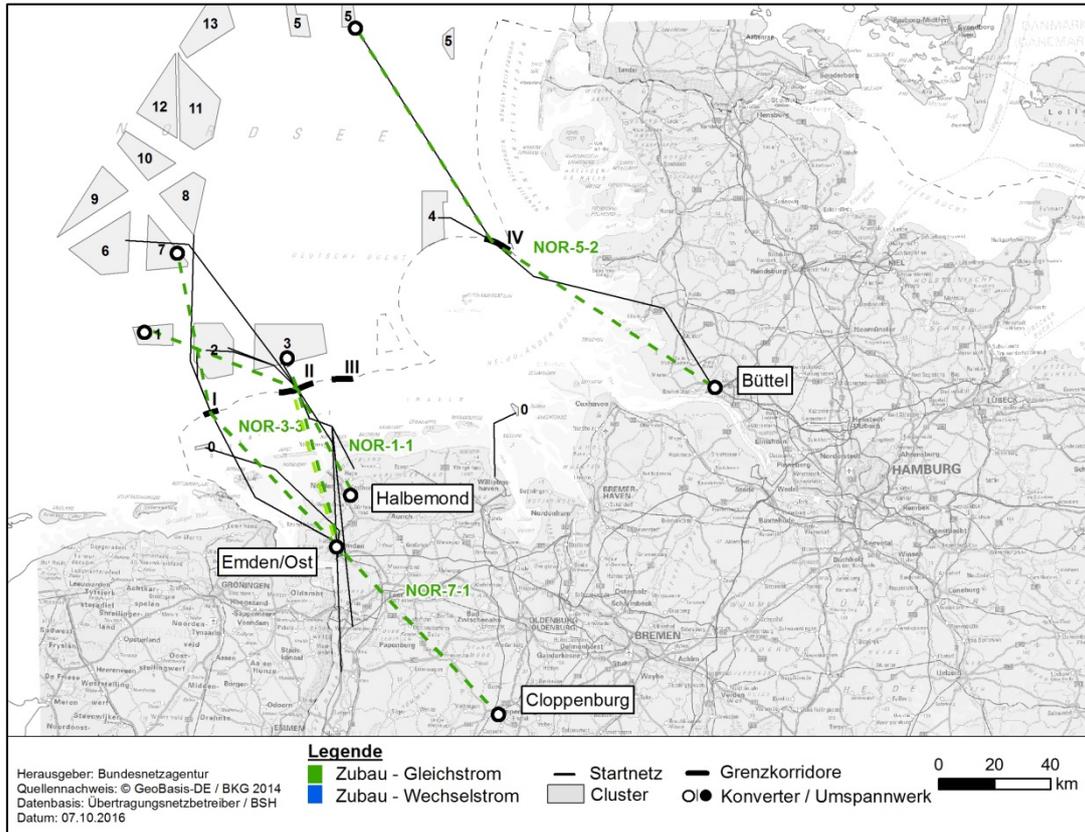


Abbildung 7: Darstellung der bestätigten Anbindungssysteme in der Nordsee im O-NEP 2025

1.1 Anbindungssystem NOR-1-1

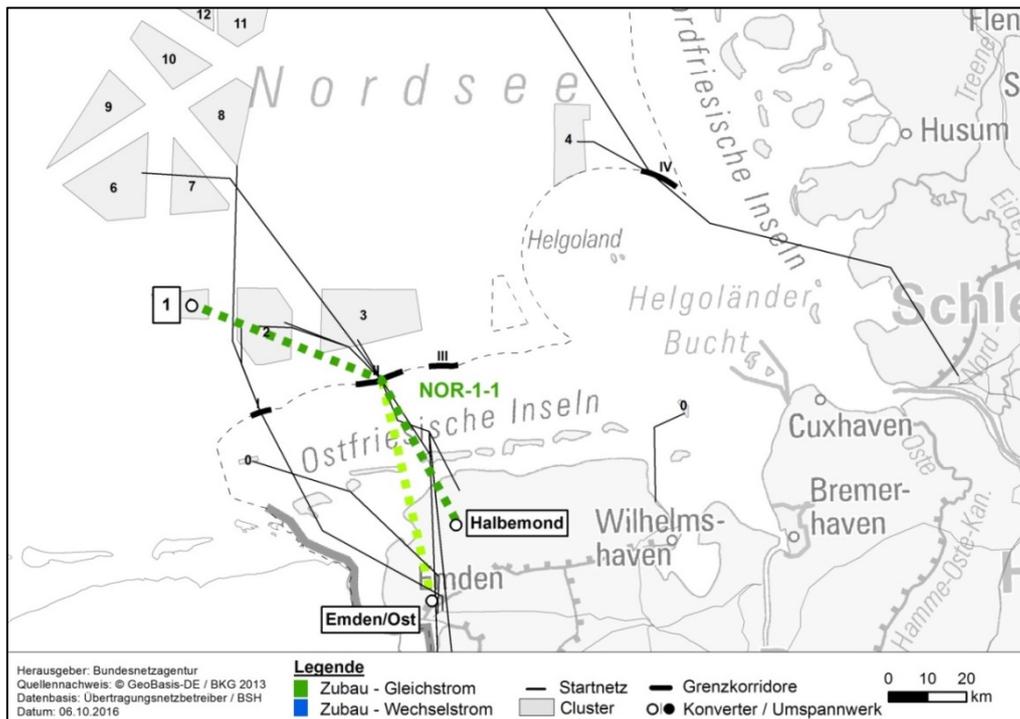


Abbildung 8: Darstellung des Anbindungssystems NOR-1-1

Beginn der Umsetzung: 2019

Geplante Fertigstellung: 2024

Das Anbindungssystem wird im O-NEP 2025 als zweite Anbindung in der Nordsee bestätigt. Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks in der Nordsee in Cluster 1 (Zone 1).

Als Netzverknüpfungspunkt kommt statt des zunächst vorgesehenen Netzverknüpfungspunktes Halbmond insbesondere der Netzverknüpfungspunkt Emden/Ost in Betracht, dessen Verfügbarkeit seitens des Vorhabenträgers vor 2024 geplant ist (s.o. Punkt C.6.1 und C.10.).

Die Netzanbindung soll mittels HGÜ-Technik mit einer Übertragungskapazität von 900 MW erfolgen.

Ausgehend von der Konverterplattform in Cluster 1 in der AWZ führt die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor II durch das Küstenmeer im Raum Norderney zum Netzverknüpfungspunkt Halbmond (hinsichtlich eines anderen Netzverknüpfungspunktes wie insbesondere Emden/Ost wäre der Grenzkorridor noch zu prüfen).

In Cluster 1 wird eine Erzeugungsleistung durch Offshore-Windparks in Höhe von 870 MW erwartet. Die Erschließung soll mittels eines Anbindungssystems mit 900 MW Übertragungskapazität erfolgen.

Trassenlänge (bei NVP Halbmond): 115 km

1.2 Anbindungssystem NOR-3-3

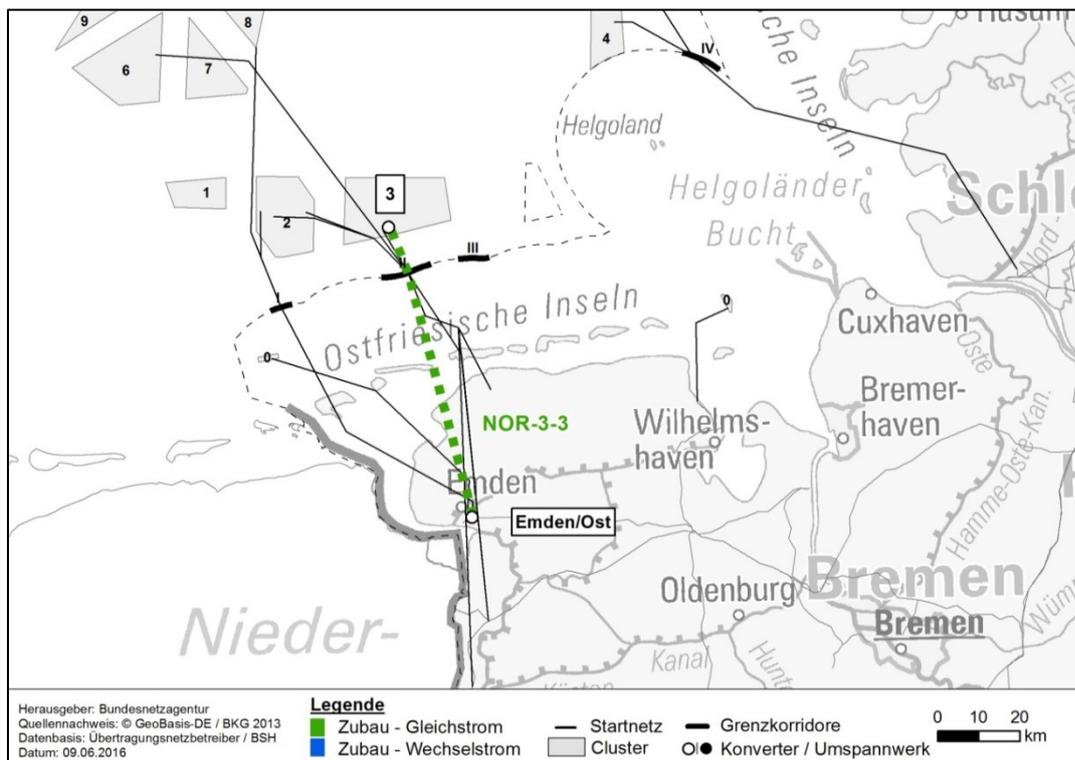


Abbildung 9: Darstellung des Anbindungssystems NOR-3-3

Beginn der Umsetzung: 2018

Geplante Fertigstellung: 2023

Das Anbindungssystem wird im O-NEP 2025 als erste Anbindung in der Nordsee bestätigt.

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks in der Nordsee in Cluster 3 (Zone 1).

Als Netzverknüpfungspunkt ist Emden/Ost vorgesehen, dessen Verfügbarkeit für 2023 geplant ist.

Die Netzanbindung soll mittels HGÜ-Technik mit einer Übertragungskapazität von 900 MW erfolgen.

Ausgehend von der Konverterplattform in Cluster 3 in der AWZ führt die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor II durch das Küstenmeer im Raum Norderney zum Netzverknüpfungspunkt Emden/Ost.

In Cluster 3 wird insgesamt eine Erzeugungsleistung durch Offshore-Windparks in Höhe von 2.556 MW erwartet. Die Erschließung soll mittels drei Netzanbindungssystemen mit je 900 MW Übertragungskapazität erfolgen: Das im Startnetz befindliche Netzanbindungssystem NOR-3-1 (DolWin2), das Netzanbindungssystem NOR-3-3 und das Netzanbindungssystem NOR-3-2.

Trassenlänge: 90 km

1.3 Anbindungssystem NOR-5-2

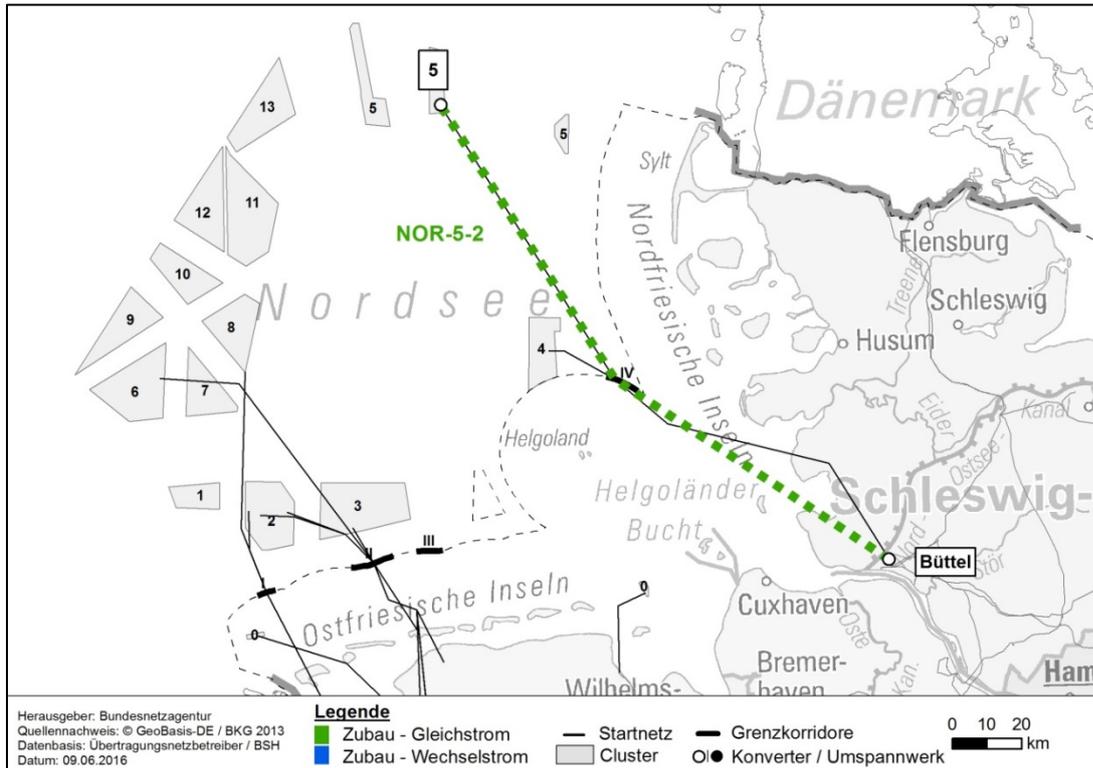


Abbildung 10: Darstellung des Anbindungssystems NOR-5-2

Beginn der Umsetzung: 2020

Geplante Fertigstellung: 2025

Das Anbindungssystem wird im O-NEP 2025 als vierte Anbindung in der Nordsee bestätigt.

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks in der Nordsee in Cluster 5 (Zone 2).

Als Netzverknüpfungspunkt ist Büttel vorgesehen, dessen Verfügbarkeit bereits gegeben ist.

Die Netzanbindung soll mittels HGÜ-Technik erfolgen. Die Übertragungskapazität richtet sich nach dem Ausgang des Ausschreibungsverfahrens in den Jahren 2017 und 2018.

Ausgehend von der Konverterplattform in Cluster 5 in der AWZ führt die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor IV durch das Küstenmeer im Raum Büsum zum Netzverknüpfungspunkt Büttel.

In Cluster 5 wird insgesamt eine Erzeugungsleistung durch Offshore-Windparks in Höhe von 1.376 MW erwartet. Die Erschließung soll mittels zwei Netzanbindungssystemen erfolgen: Dem im Startnetz befindlichen Netzanbindungssystem NOR-5-1 (SylWin1) mit einer Übertragungskapazität von 864 MW und dem Netzanbindungssystem NOR-5-2.

Trassenlänge: 205 km

1.4 Anbindungssystem NOR-7-1

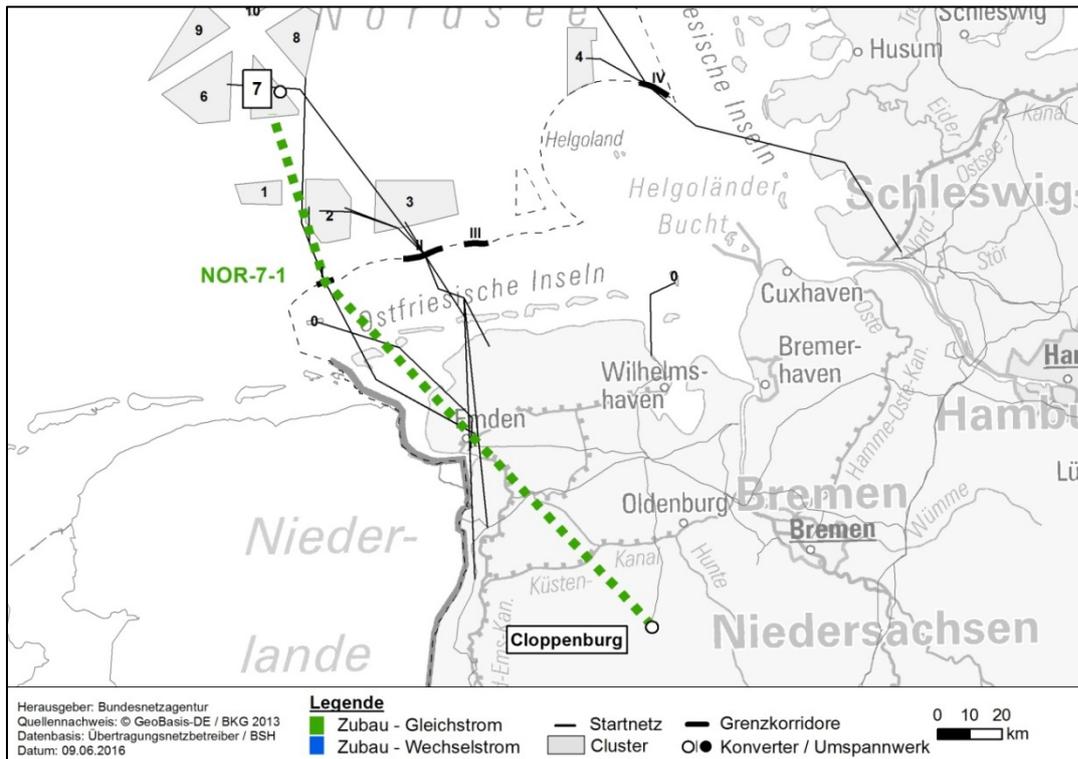


Abbildung 11: Darstellung des Anbindungssystems NOR-7-1

Beginn der Umsetzung: 2020

Geplante Fertigstellung: 2025

Das Anbindungssystem wird im O-NEP 2025 als dritte Anbindung in der Nordsee bestätigt.

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks in der Nordsee in Cluster 7 und 6 (Zone 2).

Als Netzverknüpfungspunkt ist Cloppenburg vorgesehen, dessen Verfügbarkeit für 2025 geplant ist.

Die Netzanbindung soll mittels HGÜ-Technik mit einer Übertragungskapazität von 900 MW erfolgen.

Ausgehend von der Konverterplattform in Cluster 7 in der AWZ führt die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor I durch das Küstenmeer im Raum Borkum zum Netzverknüpfungspunkt Cloppenburg.

In Cluster 7 wird insgesamt eine Erzeugungsleistung durch Offshore-Windparks in Höhe von 1.356 MW erwartet. Die Erschließung soll mittels zwei Netzanbindungssystemen mit je 900 MW Übertragungskapazität erfolgen: Den Netzanbindungssystemen NOR-7-1 und NOR-7-2.

Trassenlänge: 260 km

2. Anbindungssysteme Ostsee

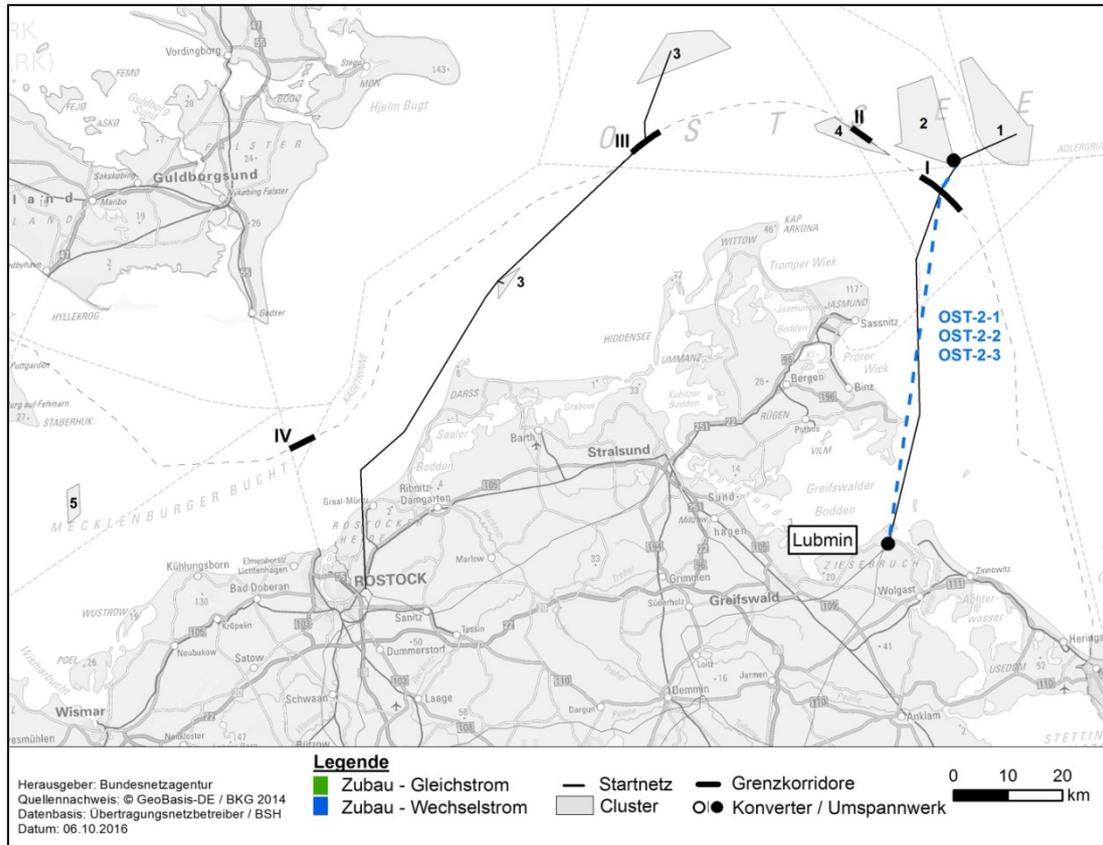


Abbildung 12: Darstellung der bestätigten Anbindungssysteme in der Ostsee im O-NEP 2025

2.1 Anbindungssystem OST-2-1

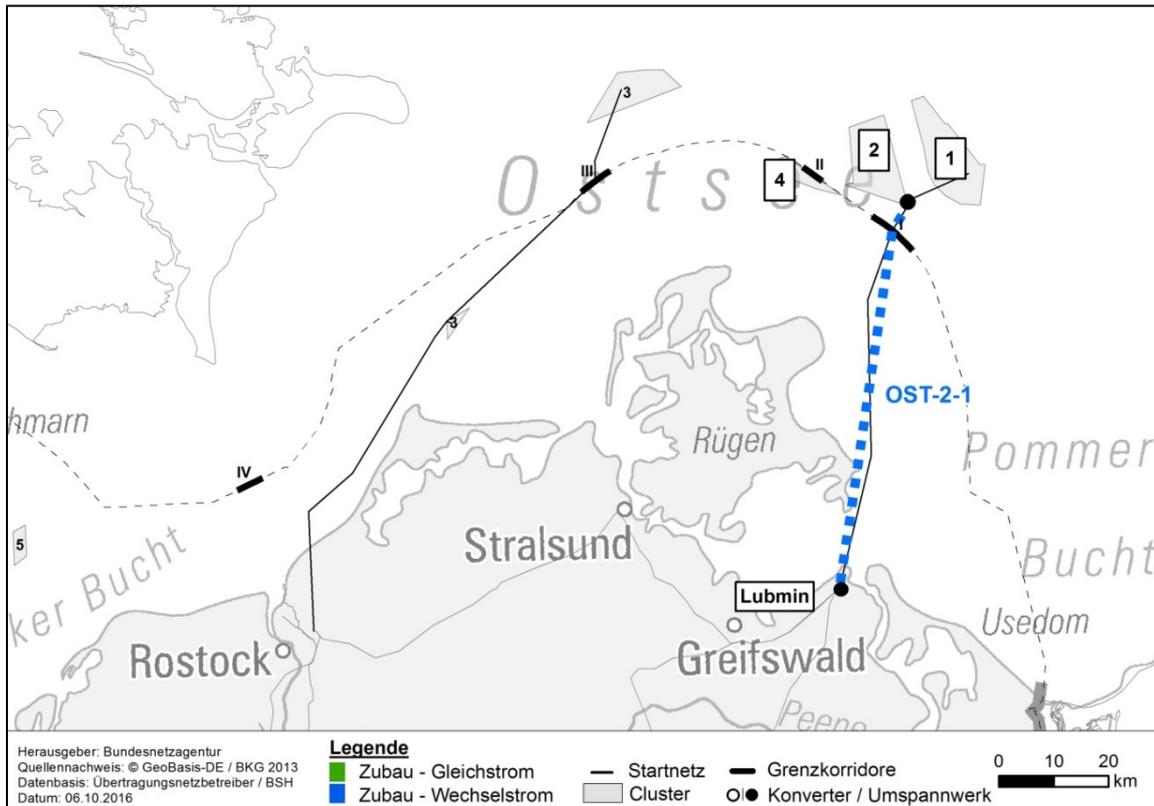


Abbildung 13: Darstellung des Anbindungssystems OST-2-1

Beginn der Umsetzung: 2018

Geplante Fertigstellung: 2021

Das Anbindungssystem wird im O-NEP 2025 als erste Anbindung in der Ostsee mit einer Übertragungskapazität von 250 MW bestätigt.

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks in der Ostsee in Cluster 1, 2 und 4 in der AWZ bzw. dem Küstenmeer der Ostsee (Zone 1).

Als Netzverknüpfungspunkt ist Lubmin vorgesehen, dessen Verfügbarkeit bereits gegeben ist. Die Netzanbindung erfolgt mittels 220-kV-AC-Technologie.

Im Rahmen der Realisierung des Anbindungssystems wird der Netzverknüpfungspunkt Lubmin erweitert und von dort wird ein AC-Seekabel mit einer technischen Kapazität von MW zu dem in der Raumordnungsverordnung zur AWZ Ostsee festgelegten Grenzkorridor I an der Grenze des Küstenmeers zur AWZ hergestellt. In der AWZ endet das Anbindungssystem an einer AC-Sammelplattform oder einem Bündelungspunkt in der Südspitze von Cluster 2.

Trassenlänge: 80 km

2.2 Anbindungssystem OST-2-2

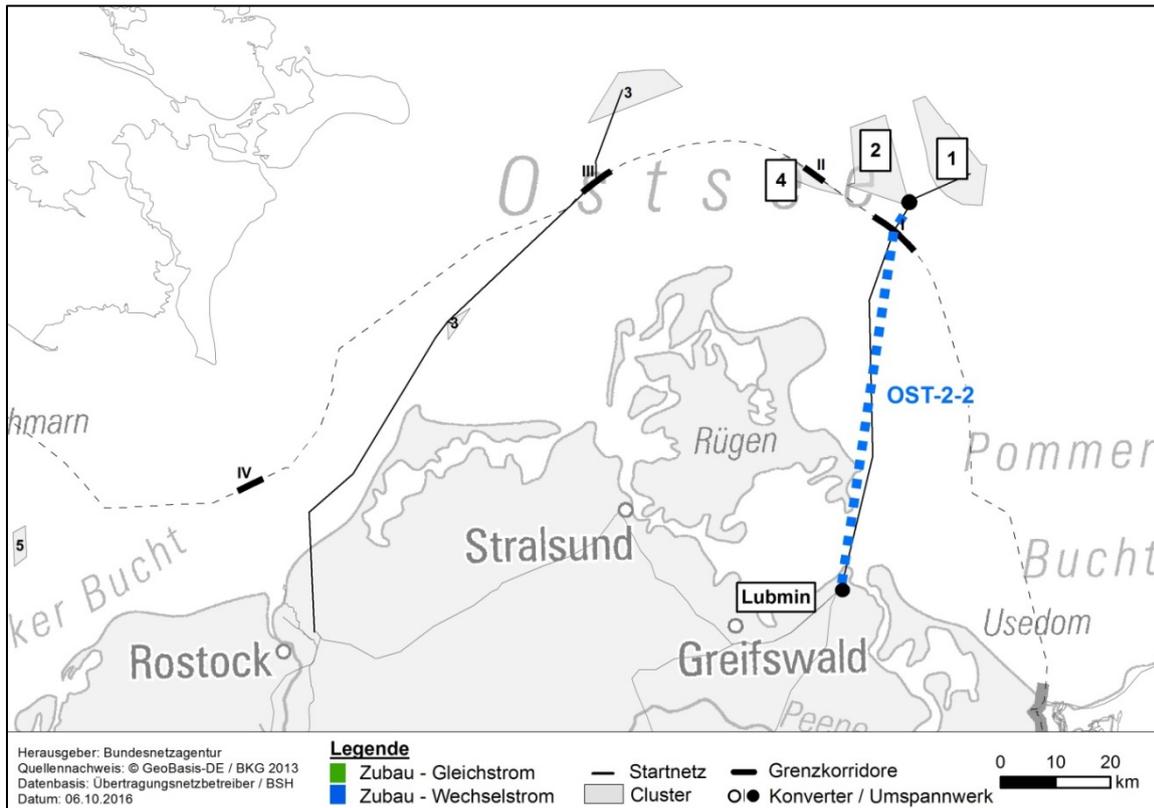


Abbildung 14: Darstellung des Anbindungssystems OST-2-2

Beginn der Umsetzung: 2018

Geplante Fertigstellung: 2021

Das Anbindungssystem wird im O-NEP 2025 als zweite Anbindung in der Ostsee mit einer Übertragungskapazität von 250 MW bestätigt.

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks in der Ostsee in Cluster 1, 2 und 4 in der AWZ bzw. dem Küstenmeer der Ostsee (Zone 1).

Als Netzverknüpfungspunkt ist Lubmin vorgesehen, dessen Verfügbarkeit bereits gegeben ist. Die Netzanbindung erfolgt mittels 220-kV-AC-Technologie.

Im Rahmen der Realisierung des Anbindungssystems wird der Netzverknüpfungspunkt Lubmin erweitert und von dort wird ein AC- Seekabel mit einer technischen Kapazität von 250 MW zu dem in der Raumordnungsverordnung zur AWZ Ostsee festgelegten Grenzkorridor I an der Grenze des Küstenmeers zur AWZ hergestellt. In der AWZ endet das Anbindungssystem an einer AC-Sammelplattform oder einem Bündelungspunkt in der Südspitze von Cluster 2.

Trassenlänge: 80 km

2.3 Anbindungssystem OST-2-3

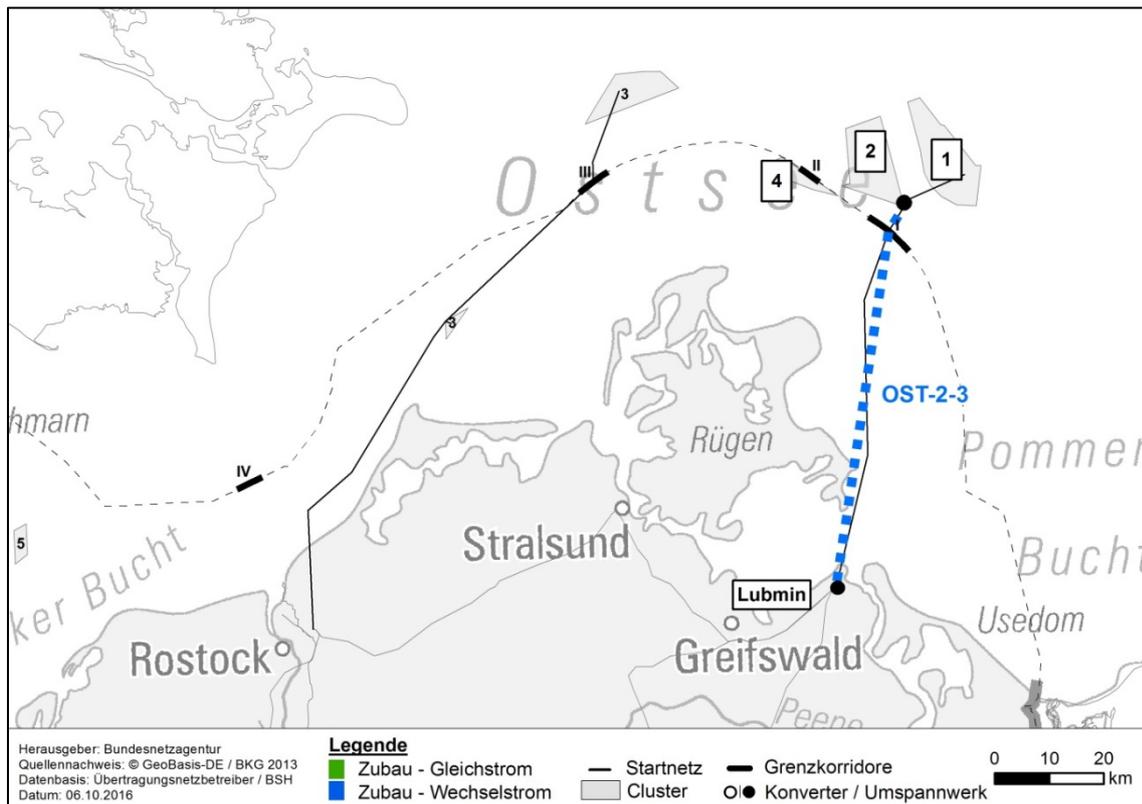


Abbildung 15: Darstellung des Anbindungssystems OST-2-3

Beginn der Umsetzung: 2018

Geplante Fertigstellung: 2022

Das Anbindungssystem wird im O-NEP 2025 als dritte Anbindung in der Ostsee mit einer Übertragungskapazität von 250 MW bestätigt.

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks in der Ostsee in Cluster 1, 2 und 4 in der AWZ bzw. dem Küstermeer der Ostsee (Zone 1).

Als Netzverknüpfungspunkt ist Lubmin vorgesehen, dessen Verfügbarkeit bereits gegeben ist. Die Netzanbindung erfolgt mittels 220-kV-AC-Technologie.

Im Rahmen der Realisierung des Anbindungssystems wird der Netzverknüpfungspunkt Lubmin erweitert und von dort wird ein AC-Seekabel mit einer technischen Kapazität von 250 MW zu dem in der Raumordnungsverordnung zur AWZ Ostsee festgelegten Grenzkorridor I an der Grenze des Küstenmeers zur AWZ hergestellt. In der AWZ endet das Anbindungssystem an einer AC-Sammelplattform oder einem Bündelungspunkt in der Südspitze von Cluster 2.

Trassenlänge: 80 km

A-5 Darstellung der clusterübergreifenden Netzanschlüsse

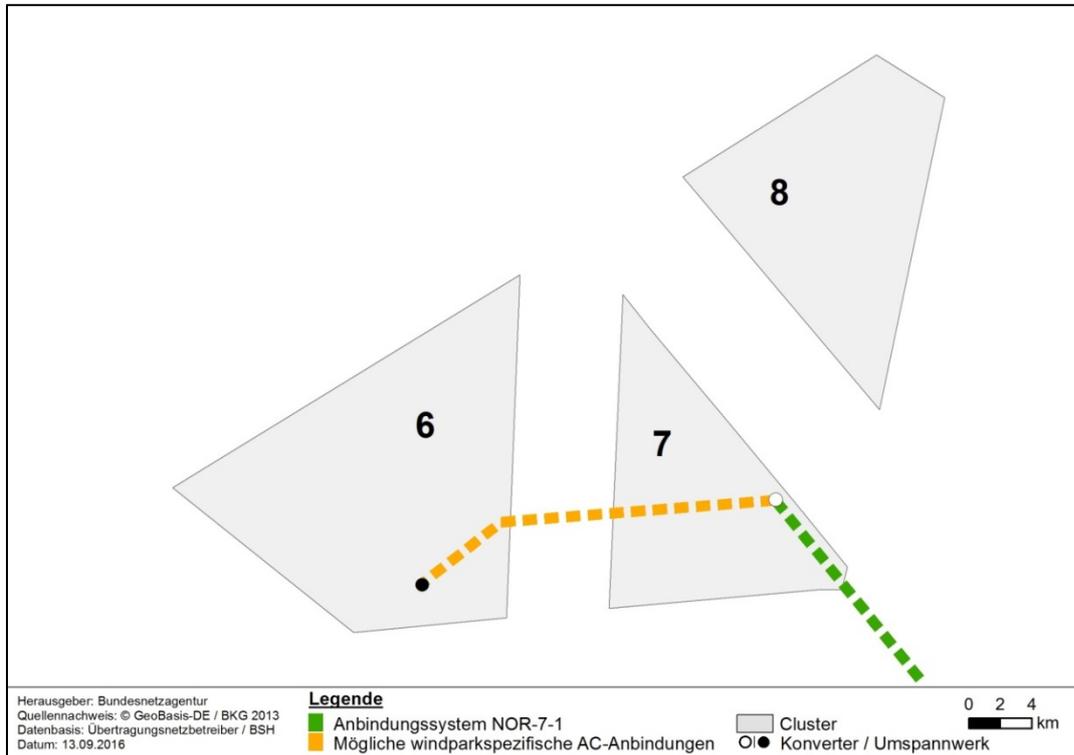


Abbildung 16: Darstellung der clusterübergreifender Netzanschlüsse in der Nordsee

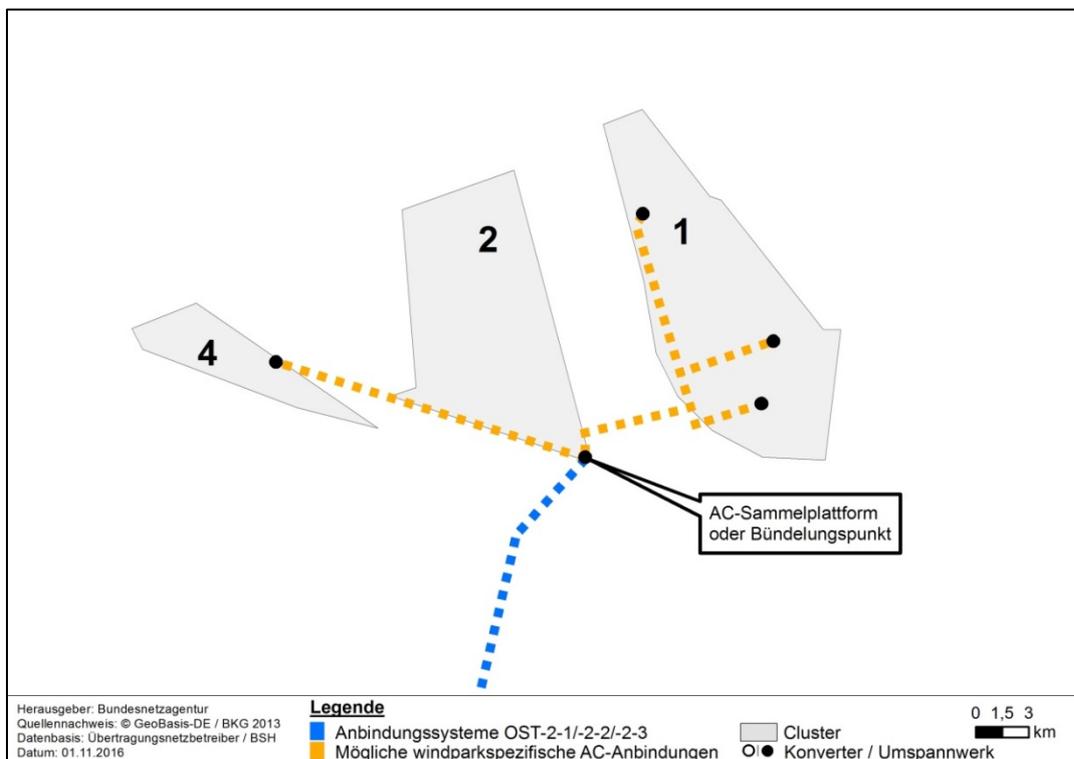


Abbildung 17: Darstellung der clusterübergreifender Netzanschlüsse in der Ostsee