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:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Anbindungssystem</th>
<th>Beginn der Umsetzung</th>
<th>Geplante Fertigstellung</th>
<th>Netzanschluss für Cluster</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>OST-2-1</td>
<td>2018</td>
<td>2021</td>
<td>1, 2 und 4 (Ostsee)</td>
</tr>
<tr>
<td>OST-2-2</td>
<td>2018</td>
<td>2021</td>
<td>1, 2 und 4 (Ostsee)</td>
</tr>
<tr>
<td>OST-2-3</td>
<td>2018</td>
<td>2022</td>
<td>1, 2 und 4 (Ostsee)</td>
</tr>
<tr>
<td>NOR-3-3</td>
<td>2018</td>
<td>2023</td>
<td>3 (Nordsee)</td>
</tr>
<tr>
<td>NOR-1-1</td>
<td>2019</td>
<td>2024</td>
<td>1 (Nordsee)</td>
</tr>
<tr>
<td>NOR-7-1</td>
<td>2020</td>
<td>2025</td>
<td>6 und 7 (Nordsee)</td>
</tr>
<tr>
<td>NOR-5-2</td>
<td>2020</td>
<td>2025</td>
<td>5 (Nordsee)</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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.


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

Rechtsmittelbelehrung

Anhang

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

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

A-3 Darstellung Cluster, Grenzkorridore, Startnetz und Entfernungszenon

A-4 Darstellung der Anbindungssysteme

1. Anbindungssysteme Nordsee
   1.1 Anbindungssystem NOR-1-1
   1.2 Anbindungssystem NOR-3-3
   1.3 Anbindungssystem NOR-5-2
   1.4 Anbindungssystem NOR-7-1

2. Anbindungssysteme Ostsee
   2.1 Anbindungssystem OST-2-1
   2.2 Anbindungssystem OST-2-2
   2.3 Anbindungssystem OST-2-3

A-5 Darstellung der clusterübergreifenden Netzanschlüsse
I.


<table>
<thead>
<tr>
<th>Szenario</th>
<th>Nordsee</th>
<th>Ostsee</th>
<th>Gesamt</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>A 2025</td>
<td>7,7 GW</td>
<td>1,2 GW</td>
<td>8,9 GW</td>
</tr>
<tr>
<td>B1 &amp; B2 2025</td>
<td>9,2 GW</td>
<td>1,3 GW</td>
<td>10,5 GW</td>
</tr>
<tr>
<td>B1 &amp; B2 2035</td>
<td>16,6 GW</td>
<td>1,9 GW</td>
<td>18,5 GW</td>
</tr>
<tr>
<td>C 2025</td>
<td>9,2 GW</td>
<td>1,3 GW</td>
<td>10,5 GW</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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.).


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

<table>
<thead>
<tr>
<th>Windparkcluster</th>
<th>Erzeugungspotenzial pro Cluster [MW]*</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Cluster 0 (Küstenmeer) **</td>
<td>224,4</td>
</tr>
<tr>
<td>Cluster 1</td>
<td>870,0</td>
</tr>
<tr>
<td>Cluster 2</td>
<td>1623,2</td>
</tr>
<tr>
<td>Cluster 3</td>
<td>2556,2</td>
</tr>
<tr>
<td>Cluster 4</td>
<td>1151,0</td>
</tr>
<tr>
<td>Cluster 5</td>
<td>1376,0</td>
</tr>
<tr>
<td>Cluster 6***</td>
<td>1665,0</td>
</tr>
<tr>
<td>Cluster 7</td>
<td>1356,0</td>
</tr>
<tr>
<td>Cluster 8***</td>
<td>1295,0</td>
</tr>
</tbody>
</table>

* 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:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Windparkcluster</th>
<th>Erzeugungspotenzial pro Cluster [MW]</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Cluster 1</td>
<td>1094,0</td>
</tr>
<tr>
<td>Cluster 2</td>
<td>1056,0</td>
</tr>
<tr>
<td>Cluster 3 (AWZ) (Küstenmeer)</td>
<td>772,6 (722,0) (50,6)</td>
</tr>
</tbody>
</table>

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

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

*Die Übertragungskapazität bezieht sich auf die Netzanschlusspunkte.**


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.


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


geplante 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:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Projekt</th>
<th>Maßnahme</th>
<th>Name der Maßnahme</th>
<th>Netzverknüpfungspunkt</th>
<th>Beginn der Umsetzung</th>
<th>Geplante Fertigstellung</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>NOR-3-3</td>
<td>15</td>
<td>HGÜ-Verbindung NOR-3-3</td>
<td>Emden/Ost</td>
<td>2018</td>
<td>2023</td>
</tr>
<tr>
<td>NOR-1-1</td>
<td>3</td>
<td>HGÜ-Verbindung NOR-1-1</td>
<td>Halbemond</td>
<td>2019</td>
<td>2024</td>
</tr>
<tr>
<td>NOR-7-1</td>
<td>31</td>
<td>HGÜ-Verbindung NOR-7-1</td>
<td>Cloppenburg</td>
<td>2020</td>
<td>2025</td>
</tr>
<tr>
<td>OST-B-1</td>
<td>B1.1</td>
<td>AC-Verbindung OST-B-1</td>
<td>Lubmin</td>
<td>2020</td>
<td>2023</td>
</tr>
</tbody>
</table>


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.


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.


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


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


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.


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 Ausschreibungsrounds 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.


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.


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.


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 von abgesehen werden sollte, im Fall zukünftig kürzerer Realisierungszeiten die Anfangszeiten der Realisierung nach hinten zu verschieben, sondern der Fertigstellungstermin vorgezogen werden sollte.


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 einräumen sei, da durch die Anbindungssysteme möglicherweise zumindest während der Bauphase Übungsgebiete sowie Schutzbereiche für Verteidigungsanlagen der Bundeswehr betroffen sein könnten.


Ein Konsultationsteilnehmer wandte ein, dass innerhalb eines möglichen Trassenkorridors zwischen Cappeln und Sevelten ein Außenlandeplatz für Ultraleichtflugzeuge liegt, dessen Nutzung bei einer entsprechenden 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

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


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

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


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


II.

A. Ermächtigungsgrundlage


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 Entwurfes des O-NEP 2025 beigefügt. Die


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.


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


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


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.

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


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).


### 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 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


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 Netzanschlussystem 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
ungenuzter 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. amtl. 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 Ö-NEP 2025 sowie deren Anwendung und Reihung sind zulässig und werden von der Bundesnetzagentur wie auch bei den vorausgegangenen Ö-NEP bei ihrer Bestätigungsentscheidung zugrunde gelegt.

5.1 **Auswahl der Kriterien**

Die Auswahl der Kriterien im zweiten Entwurf des Ö-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 Kabinetsbeschluss vom 09.06.2016, der dies nicht ausdrücklich vorsah.


5.2 **Ausgestaltung der Kriterien**

5.2.1 **Küstenentfernung**

Die Ausgestaltung des Kriteriums der räumlichen Nähe zur Küste im zweiten Entwurf des Ö-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.


...


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.


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.

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

5.2.4 Realisierungsfortschritt


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.


Das Kriterium der geplanten Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte ist hingegen ungeeignet für die Festlegung einer zeitlichen Staffelung der Anbindungssysteme. Stellt sich nachträglich heraus, dass ein seiten 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.


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.


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.


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.).


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.


### 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.

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.


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 Leistungen 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-

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 vorbehaltslos. Allerdings steht die Zulässigkeit der Beauftragung der Anbindungen durch den anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber ausnahmsweise unter dem Vorbehalten, 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.


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 Sammelplattform 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 9 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.


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


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 diesem 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 diesen Kapazität zugewiesen werden. Im Übrigen ist der Anschluss eines Projekts über einen anderen Cluster ausgeschlossen.


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

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.


Ein clusterübergreifender Netzanschluss von Cluster 6 über das Anbindungssystem NOR-7-1 ist nach dem 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.


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.


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.


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 (BBPlG Nr. 34) für die Anbindung NOR-3-3 mit dem Netzverknüpfungspunkt Emden/Ost, das Projekt P20 Halbemond-Emden/Ost (BBPlG Nr. 37) für die Anbindung NOR-1-1 mit dem Netzverknüpfungspunkt Halbemond sowie das Projekt P21 Conneforde-Cloppenburg-Merzen (BBPlG 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


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 vorzunehmen, 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 Zulassigkeit 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,
is 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
Hauptaument, 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


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


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 Staffelung in der Nordsee**

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

* Mindestens ein bestehendes Projekt im Sinne des § 26 Abs. 2 WindSeeG, welches die Teilnahmeveraussetzung 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.
# Darstellung der Eingangsparameter für die Bedarfsermittlung und die zeitliche Staffelung in der Ostsee

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
<th></th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Cluster 1</td>
<td>1</td>
<td>+</td>
<td>1094</td>
<td>343</td>
<td>750</td>
<td>750</td>
</tr>
<tr>
<td>Cluster 2</td>
<td>1</td>
<td>+</td>
<td>1056</td>
<td>1056</td>
<td>0</td>
<td>0</td>
</tr>
<tr>
<td>Cluster 3</td>
<td>1</td>
<td>-</td>
<td>772</td>
<td>434</td>
<td>338</td>
<td>338</td>
</tr>
<tr>
<td>Cluster 4</td>
<td>1</td>
<td>+</td>
<td>348</td>
<td>348</td>
<td>0</td>
<td>0</td>
</tr>
<tr>
<td>Cluster 5</td>
<td>1</td>
<td>-</td>
<td>150</td>
<td>150</td>
<td>0</td>
<td>0</td>
</tr>
</tbody>
</table>

* 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.


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
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


Trassenlänge (bei NVP Halbemond): 115 km
1.2 Anbindungssystem 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.


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.


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.


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.


Trassenlänge: 205 km
1.4 Anbindungssystem 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.


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.


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

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).


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).


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).


Trassenlänge: 80 km
A-5  Darstellung der clusterübergreifenden Netzanschlüsse

Abbildung 16: Darstellung der clusterübergreifenden Netzanschlüsse in der Nordsee

Abbildung 17: Darstellung der clusterübergreifender Netzanschlüsse in der Ostsee