



Bundesnetzagentur

Bedarfsermittlung 2025

Vorläufige Prüfungsergebnisse

Offshore-Netzentwicklungsplan (Zieljahr 2025)



JUNI 2016



**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Referat 613

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

Fax.: +49 228 14 8872

E-Mail: o-nep2025@bundesnetzagentur.de

Bedarfsermittlung 2025

Vorläufige Prüfungsergebnisse
Offshore-Netzentwicklungsplan (Zieljahr 2025)

Stand: 14. Juni 2016

Vorwort

Das nachfolgende Dokument beinhaltet die vorläufigen Prüfungsergebnisse der Bundesnetzagentur zur Offshore Netzplanung für das Jahr 2025. Stellungnahmen können bis zum 09.08.2016

per E-Mail unter o-nep2025@bundesnetzagentur.de

oder per Post an die

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Referat Beteiligung
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

gerichtet werden.

Die Energiewende erfordert einen Ausbau der deutschen Stromnetzinfrastruktur. Gemäß den Zielen der Bundesregierung soll bis zum Jahr 2050 80% des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien stammen. Dies hat zur Folge, dass immer größere Mengen an erneuerbaren Energien in das Stromnetz integriert und vom Ort der Erzeugung zum Ort des Verbrauchs transportiert werden müssen. Da große Teile der künftigen Kapazitäten an erneuerbaren Energien im Norden der Bundesrepublik Deutschland installiert sein werden, die großen Verbrauchszentren sich aber vor allem im Westen und im Süden befinden, ist ein erheblicher Ausbau des Übertragungsnetzes notwendig.

Der Gesetzgeber hat deshalb bereits mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im Jahr 2011 ein neues Verfahren zum Ausbau des deutschen Höchstspannungsnetzes eingeführt. Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber sind gemäß § 12b EnWG verpflichtet, jährlich einen sog. Netzentwicklungsplan Strom (NEP) zu erstellen, der alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des landseitigen Netzes enthält, die in den nächsten zehn bzw. zwanzig Jahren für einen sicheren Netzbetrieb erforderlich sind.

Einen wesentlichen Beitrag zu einer künftigen, vornehmlich auf erneuerbaren Energien basierenden, Energieversorgung soll der in der Nord- und Ostsee erzeugte Windstrom leisten. Im Rahmen einer weiteren Novelle des EnWG im Jahr 2012 sind die Übertragungsnetzbetreiber deshalb verpflichtet worden, ab dem Jahr 2013 analog zum landseitigen NEP jährlich auch einen sog. Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) zu erarbeiten.

Mit der Neuregelung der §§ 17b ff. EnWG wurde dabei ein „Systemwechsel“ eingeleitet, bei dem der individuelle Anbindungsanspruch von Offshore-Windparks durch eine Gesamtplanung für den Ausbau von Anbindungssystemen bzw. Sammelanbindungen in der Nord- und Ostsee im Rahmen des O-NEP abgelöst wird.

Dieser O-NEP weist die notwendigen Maßnahmen zur Anbindung von Offshore-Windparks aus. Die Übertragungsnetzbetreiber werden durch den O-NEP verpflichtet, das Offshore-Anbindungssystem vom Netzverknüpfungspunkt an Land bis hin zur DC-Sammelplattform (Nordsee) oder der AC-Sammelplattform (Ostsee) bei einem sog. Cluster zu errichten und zu betreiben. Bei Clustern handelt es sich um mehrere Offshore-Windparks, die räumlich in Zusammenhang stehen und für Sammelanbindungen zur Erschließung mehrerer Offshore-Windparks grundsätzlich geeignet sind. Die windparkspezifischen Komponenten, insbesondere die AC-Seekabel zwischen DC-/AC-Sammelplattform und der Umspannplattform des jeweiligen Offshore-Windparks sind nicht Teil des O-NEP. Offshore-Windparks, welchen auf Antrag Kapazität auf einer bestimmten Offshore-Anbindungsleitung zugewiesen wurde, haben einen Anspruch auf physikalischen Anschluss an die jeweilige Offshore-Anbindungsleitung und auf Nutzung der zugewiesenen Kapazität, jedoch keinen Anspruch auf Bau und Betrieb einer bestimmten Offshore-Anbindungsleitung. Der O-NEP löste insoweit das ausschließlich am Realisierungsfortschritt einzelner Offshore-Windparks orientierte System der individuellen Netzanbindung ab.

Allerdings steht mittlerweile mit der Einführung eines Ausschreibungssystems für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien ein weiterer „Systemwechsel“ auch für die Windenergie auf See bevor. Die maßgeblichen Inhalte für die Offshore-Windenergie sollen durch das vom Bundeskabinett im Entwurf gebilligte Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See-Gesetz, kurz WindSeeG-E) geregelt werden. Danach würde bis einschließlich 2020 die bestehende Rechtslage fortgelten, ab einschließlich dem Jahr 2025 würden Ausschreibungen auf Flächen in Nord- und Ostsee stattfinden, die staatlich voruntersucht wurden. In den Jahren 2021 bis 2024 würde ein Übergangssystem implementiert, in welchem bestehende Projekte, d. h. Offshore-Windparkprojekte mit einer planungsrechtlichen Genehmigung oder einem Erörterungstermin in einem solchen Verfahren, die im Küstenmeer oder Cluster 1 bis 8 der AWZ Nordsee oder Cluster 1 bis 3 der AWZ der Ostsee liegen, an voraussichtlich zwei Ausschreibungen im Jahr 2017 mit einem Ausschreibungsvolumen von jeweils 1.460 MW teilnehmen können. Der O-NEP 2025 bildet hinsichtlich der Anbindungssysteme die Grundlage der beiden Ausschreibungen im Übergangssystem. Mithin können lediglich solche Windparks erfolgreich an den beiden Ausschreibungen teilnehmen, die über ein im O-NEP 2025 bestätigtes Anbindungssystem oder ein noch nicht vollständig ausgelastetes Anbindungssystem angeschlossen werden können, welches bereits Windparks erschließt.

Die Grundlage sowohl für den landseitigen als auch für den seeseitigen NEP bildet der sog. Szenariorahmen nach § 12a EnWG. Da die zukünftigen Anforderungen an die deutsche und die europäische Stromnetzinfrastruktur heute noch nicht feststehen, wird mit dem Szenariorahmen, der im Vorfeld der beiden Netzentwicklungspläne ebenfalls von den Übertragungsnetzbetreibern erstellt und von der Bundesnetzagentur konsultiert und genehmigt wird, eine Prognose der wahrscheinlichen Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten und des Stromverbrauchs in zehn bzw. zwanzig Jahren mit Hilfe verschiedener möglicher Entwicklungspfade (Szenarien) erstellt.

Die bereits in Betrieb befindlichen und die noch zu errichtenden Anbindungssysteme, für die bereits eine unbedingte Netzanbindungszusage eines Übertragungsnetzbetreibers nach altem Recht (§ 118 Abs. 12 EnWG i.V.m. § 17 Abs. 2a EnWG a.F.) vorliegt, bilden gemeinsam mit den bereits auf Grundlage des O-NEP 2013 beauftragten Anbindungssystemen als Startnetz den Ausgangspunkt der Offshore-Planungen und werden als Eingangsparameter im O-NEP 2025 berücksichtigt.

Der erste Entwurf des O-NEP 2025 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern am 30. Oktober 2015 veröffentlicht und zur Konsultation gestellt. Die Bundesnetzagentur hat den aufgrund der Konsultation von den Übertragungsnetzbetreibern überarbeiteten zweiten Entwurf des O-NEP 2025 am 29. Februar 2016 erhalten und ihn seitdem geprüft.

Im Rahmen der zweiten Konsultation des O-NEP veröffentlicht die Bundesnetzagentur ihre vorläufigen Prüfungsergebnisse zum O-NEP 2025. Diese enthalten die Ergebnisse der bisherigen Prüfung des O-NEP und sollen der Öffentlichkeit eine Hilfestellung bieten, den komplexen Prozess der Erstellung und Genehmigung des Plans besser nachvollziehen zu können.

Das erste Kapitel des vorliegenden Dokuments enthält einen Überblick, welche Anbindungssysteme des O-NEP nach der vorläufigen Prüfung bestätigungsfähig erscheinen und welche nicht. Anschließend erläutert das Kapitel „Grundlagen“ neben detaillierteren Informationen zur Erstellung und zur Bedeutung des O-NEP die Bedeutung des Szenariorahmens und des Bundesfachplan-Offshore (BFO). Das weitere Kapitel „Prüfung“ stellt dar, inwieweit die verschiedenen Prüfkriterien, die Voraussetzung für die Bestätigung des O-NEP sind, von den Übertragungsnetzbetreibern erfüllt wurden. Das Kapitel „Anbindungssysteme“ enthält Informationen über die Ergebnisse der Prüfung der einzelnen Maßnahmen.

Der zweite Entwurf des O-NEP 2025 sowie die vorläufigen Prüfungsergebnisse werden 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 können sich zu dem Entwurf des O-NEP 2025 bis zum 09.08.2016 äußern.

Mit Einleitung der Konsultation ist die Prüfung der Bundesnetzagentur nicht abgeschlossen. Die Bundesnetzagentur hat es für sinnvoll gehalten, ihre derzeitigen Prüfungsergebnisse möglichst klar und deutlich darzustellen. Aus den Formulierungen sollte keinesfalls geschlossen werden, dass die behördliche Prüfung bereits beendet sei. Es gilt in jedem Falle, dass die Bundesnetzagentur die Konsultationsbeiträge ergebnisoffen prüft.

Die Bundesnetzagentur setzt auch ihre eigenen Prüfungen während der Konsultation fort. Das nachfolgend beschriebene Meinungsbild ist unter diesem Aspekt nur ein vorläufiges, selbst wenn das nicht an jeder Stelle im Text immer wieder ausdrücklich betont wird.

Die Bundesnetzagentur bittet diejenigen, die eine Stellungnahme zum O-NEP abgeben möchten, darin kenntlich zu machen, auf welche Abschnitte des Konsultationsdokuments sie sich beziehen. Um die Inhalte einer Stellungnahme gründlich zu erfassen, ist es äußerst hilfreich, wenn sich aus ihr klar ergibt, ob es zum Beispiel um grundsätzliche Kritik an der Vorgehensweise oder um ein bestimmtes Anbindungssystem geht.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	5
Inhaltsverzeichnis	9
A Zusammenfassung	11
B Grundlagen	13
1. Erstellung des Offshore-Netzentwicklungsplans	13
2. Erstellung des Szenariorahmens	14
3. Erstellung des Bundesfachplans Offshore	15
3.1 Bundesfachplan Offshore Nordsee	16
3.2 Bundesfachplan Offshore Ostsee	17
4. Startnetz	18
C Prüfung	23
1. Berücksichtigung des Szenariorahmens	24
2. Berücksichtigung des Bundesfachplans Offshore	25
3. Ausbaubedarf	26
3.1 Nordsee	27
3.2 Ostsee	30
4. Kriterien für die zeitliche Abfolge der Umsetzung	32
4.1 Küstenentfernung	34
4.2 Erzeugungspotenzial	36
4.3 Geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte	37
4.4 Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Windparks	37
4.5 Zusätzliche Kriterien	38
4.6 Gewichtung der Kriterien und Prüfungsreihenfolge	39
5. Zeitliche Staffelung der Anbindungssysteme	41
5.1 Nordsee	41
5.2 Ostsee	47
6. Angabe von Terminen	50
6.1 Verbindlicher Termin für den Beginn der Umsetzung	50
6.2 Geplanter Zeitpunkt der Fertigstellung	51
7. Angaben zum Stand der Umsetzung	52
8. Einklang mit dem Netzentwicklungsplan Strom	53
9. Einklang mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan	54
10. Festlegungen zu clusterübergreifenden Netzanschlüssen	55
10.1 Nordsee	56
10.2 Ostsee	58
11. Öffentlichkeitsbeteiligung der Übertragungsnetzbetreiber	60

D	Anbindungssysteme	61
1.	Anbindungssysteme Nordsee	64
1.1	Anbindungssystem NOR-1-1: Maßnahme 3, HGÜ-Verbindung NOR-1-1 (DolWin 5).....	64
1.2	Anbindungssystem NOR-3-3: Maßnahme 15, HGÜ-Verbindung NOR-3-3 (DolWin 6)	66
1.3	Anbindungssystem NOR-5-2: Maßnahme 25, HGÜ-Verbindung NOR-5-2 (SylWin 2).....	68
1.4	Anbindungssystem NOR-7-1: Maßnahme 31, HGÜ-Verbindung NOR-7-1 (BorWin 5)	70
2.	Anbindungssysteme Ostsee	72
2.1	Anbindungssystem OST-B-1: Maßnahme B1.1, AC-Verbindung OST-B-1	72
	Abkürzungsverzeichnis	75
	Glossar	77

A Zusammenfassung

1. Nachfolgend genannte Anbindungssysteme sind unter Berücksichtigung der gegenwärtig geltenden Rechtslage aus heutiger Sicht bestätigungsfähig:

Anbindungssystem	Nummer und Bezeichnung der Maßnahme	Umsetzungsbeginn / geplante Fertigstellung	Netzverknüpfungspunkt
NOR-3-3	15, HGÜ-Verbindung NOR-3-3 (DolWin 6)	2018/2023	Emden / Ost
NOR-1-1	3, HGÜ-Verbindung NOR-1-1 (DolWin 5)	2019/2024	Halbmond
NOR-7-1	31, HGÜ-Verbindung NOR-7-1 (BorWin 5)	2020/2025	Cloppenburg
OST-B-1	B1.1, AC-Verbindung OST-B-1	2020/2023	Lubmin

2. Nachfolgend genannte Anbindungssysteme wären unter Berücksichtigung des WindSeeG-E, insbesondere § 17b EnWG-E i. V. m. §§ 26 ff. WindSeeG-E, aus heutiger Sicht bestätigungsfähig:

Anbindungssystem	Nummer und Bezeichnung der Maßnahme	Umsetzungsbeginn / geplante Fertigstellung	Netzverknüpfungspunkt
NOR-3-3	15, HGÜ-Verbindung NOR-3-3 (DolWin 6)	2016/2021	Emden / Ost
NOR-1-1	3, HGÜ-Verbindung NOR-1-1 (DolWin 5)	2017/2022	Halbmond
NOR-5-2	25, HGÜ-Verbindung NOR-5-2 (SylWin 2)	2018/2023	Büttel
NOR-7-1	31, HGÜ-Verbindung NOR-7-1 (BorWin 5)	2019/2024	Cloppenburg
OST-B-1	B1.1, AC-Verbindung OST-B-1	2019/2022	Lubmin

Die Beauftragung der bestätigungsfähigen Anbindungssysteme stünde unter dem Vorbehalt der Bezuschlagung mindestens eines Windparkprojektes gem. § 34 WindSeeG-E in dem Cluster, der durch das jeweilige Anbindungssystem erschlossen werden soll. Der O-NEP soll gem. § 17b Abs. 3 EnWG-E auch Festlegungen enthalten, in welchem Umfang bestehende Offshore-Windparkprojekte im Sinne des § 26 Abs. 2 WindSeeG-E im Rahmen des Übergangssystems in den Jahren 2021 bis 2024 ausnahmsweise auch über Anbindungssysteme angeschlossen werden, die eigentlich nicht den eigenen, sondern einen anderen Cluster erschließen (sog. clusterübergreifender Anschluss): Gegenwärtig käme in der Nordsee nach Ansicht der Bundesnetzagentur ein clusterübergreifender Anschluss lediglich für bestehende Projekte in Cluster 6 (und ggf. Cluster 8) Nordsee über das Anbindungssystem NOR-7-1 in Betracht. Zudem müsste das Anbindungssystem OST-B-1 über eine AC-Sammelplattform auf See die Erschließung der Cluster 1, 2 und 4 Ostsee ermöglichen.

3. Aus Sicht der Bundesnetzagentur erfüllt der zweite Entwurf des O-NEP der Übertragungsnetzbetreiber grundsätzlich die Anforderungen gemäß § 17b EnWG. Bei Berücksichtigung der Vorgaben gemäß § 17b EnWG-E käme die Bundesnetzagentur zum derzeitigen Stand der Prüfung jedoch teilweise zu abweichenden Ergebnissen. Sollte die Gesetzesnovelle bis zur Bestätigung des O-NEP 2025 in Kraft getreten sein bzw. ein entsprechender Bundesratsbeschluss vorliegen, so ist beabsichtigt, allein diese zur Grundlage der Bestätigung des O-NEP 2025 heranzuziehen.

B Grundlagen

1. Erstellung des Offshore-Netzentwicklungsplans

Mit dem am 28. Dezember 2012 in Kraft getretenen novellierten EnWG wurde die jährliche Erstellung eines O-NEP gesetzlich vorgegeben. Der O-NEP wurde erstmalig im Jahr 2013 mit dem Zieljahr 2023 durch die Übertragungsnetzbetreiber ausgearbeitet und am 19. Dezember 2013 bestätigt.

Der erste Entwurf des O-NEP 2025 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erarbeitet und vom 30. Oktober 2015 bis zum 13. Dezember 2015 für die Öffentlichkeit zur Konsultation gestellt. Nach einer Überarbeitung seitens der Übertragungsnetzbetreiber übersandten diese am 29. Februar 2016 den zweiten Entwurf des O-NEP der Bundesnetzagentur zur Prüfung. In Abstimmung mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie erfolgt hierbei die Prüfung, ob der O-NEP die Anforderungen nach § 17b EnWG erfüllt, und alternativ auch der Entwicklung des Ausbaubedarfs unter Berücksichtigung der Gesetzesnovelle. Der zweite Entwurf des O-NEP wird ab dem 14.06.2016 bis zum 09.08.2016 am Sitz der Bundesnetzagentur ausgelegt und darüber hinaus auf ihrer Internetseite (www.netzausbau.de) öffentlich bekannt gemacht.

Vor der Novellierung des EnWG wurde der Bau von Anbindungssystemen durch einzelne Offshore-Windparks ausgelöst. Der zuständige Übertragungsnetzbetreiber war verpflichtet, das Anbindungssystem bis zum Zeitpunkt der technischen Betriebsbereitschaft des jeweiligen Offshore-Windparks zu realisieren. Hier stellte sich die Frage, zu welchem Zeitpunkt mit dem Bau des Anbindungssystems begonnen werden sollte. Aufgrund der langen Bauzeiten der Anbindungssysteme konnte dabei nicht bis zum Baubeginn des Offshore-Windparks gewartet werden. Andererseits bestand bei einem sehr frühen Baubeginn des Anbindungssystems die Gefahr, dass der geplante Offshore-Windpark entgegen den vorherigen Planungen doch nicht realisiert wird und die Anbindung dementsprechend nicht mehr benötigt wird.

In der Praxis zeigte sich, dass ein System, das auf individuelle Ansprüche auf Anschlüsse ausgerichtet ist, die speziell für einzelne Offshore-Windparks und nur nach deren individuellem Realisierungsfortschritt errichtet werden, keinem der Beteiligten hinreichende Rechts- und Planungssicherheit vermitteln konnte. Mit dem O-NEP sollen stattdessen die neu zu errichtenden Anbindungssysteme Cluster erschließen.

Den Ausgangspunkt für den O-NEP bildet der Szenariorahmen (vgl. Kapitel B 2.), in dem für die nächsten zehn bzw. zwanzig Jahre eine Prognose über die zu erwartende installierte Leistung an Offshore-Windenergie in der Nord- und Ostsee getätigt wird.

Um den Ausbaubedarf an Anbindungssystemen für die Nord- und Ostsee zu ermitteln, ist neben dem Szenariorahmen das sogenannte Startnetz relevant (vgl. Kapitel B 4.). Dies besteht aus allen beauftragten und in Betrieb befindlichen Anbindungssystemen für Offshore-Windparks, die aufgrund der alten Rechtslage (§ 118 Abs. 12 EnWG i. V. m. § 17 Abs. 2a EnWG a.F.) realisiert wurden oder noch werden, sowie allen Anbindungssystemen, die entsprechend des jeweils aktuell bestätigten O-NEP beauftragt wurden. Aus der Differenz zwischen der durch das Startnetz transportierbaren Leistung und der im Szenariorahmen für das Jahr 2025 prognostizierten Leistung ergibt sich die Anzahl der benötigten Anbindungssysteme in der Nord- und der Ostsee.

Eine weitere Eingangsgröße für die Erstellung des O-NEP bildet der BFO, welcher vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie erstellt wird (vgl. Kapitel B 3.). Neben einer Festlegung der Trassenkorridore für mögliche Anbindungssysteme werden im BFO innerhalb der ausschließlichen Wirtschaftszone der Bundesrepublik Deutschland (AWZ) geplante und in Betrieb befindliche Offshore-Windparks, die in räumlichem Zusammenhang stehen und für Sammelanbindungen geeignet sind, zu Clustern zusammengefasst. Zudem werden im BFO die Grenzkorridore („Gates“) angegeben, an denen die Anbindungssysteme die Grenze zwischen der AWZ und dem Küstenmeer überschreiten. Darüber hinaus enthält der BFO standardisierte Technikvorgaben und Planungsgrundsätze.

2. Erstellung des Szenariorahmens

Die Übertragungsnetzbetreiber haben gemäß § 12a EnWG einen sog. Szenariorahmen zu erstellen. Dieser Szenariorahmen bildet die Grundlage für die beiden ebenfalls zu erstellenden Netzentwicklungspläne landseitig und seeseitig.

Der Szenariorahmen umfasst mehrere Entwicklungspfade (Szenarien), die für die nächsten zehn Jahre die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Eines der Szenarien erstreckt sich über einen Zeitraum von zwanzig Jahren. Im Szenariorahmen werden insbesondere Annahmen über die zukünftigen Erzeugungskapazitäten und den Verbrauch elektrischer Energie in der Bundesrepublik Deutschland in den kommenden zehn bzw. zwanzig Jahren getroffen. Der Szenariorahmen enthält damit auch Angaben zu der installierten Offshore-Leistung in allen Szenarien.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben der Bundesnetzagentur am 30. April 2014 den Entwurf des Szenariorahmens zum NEP/O-NEP 2025 (Szenariorahmen 2025) überreicht. Die Bundesnetzagentur hat den Szenariorahmen 2025 im Zeitraum vom 12. Mai 2014 bis zum 13. Juni 2014 konsultiert und am 28. Mai 2014 in Berlin einen öffentlichen Workshop zum Szenariorahmen 2025 durchgeführt. Genehmigt hat sie den Szenariorahmen 2025 am 19. Dezember 2014.

Der Szenariorahmen 2025 enthält die Szenarien A2025, B1 2025, B1 2035, B2 2025, B2 2035 und C2025. Die Szenarien berücksichtigen die Begrenzung des Ausbaus der Offshore Windenergie nach § 17d Abs. 3 Sätze 2 und 3 EnWG, der am 01. August 2014 in Kraft getreten ist und einen Zubau an Offshore-Windenergie bis zum Jahre 2020 von bis zu 6.500 MW und danach von jährlich 800 MW vorsieht. Das Szenario A 2025 unterstellt dabei, dass die Zubaugrenze nicht erreicht bzw. um 1.600 MW unterschritten wird, während die übrigen Szenarien unterstellen, dass die Zubaugrenze exakt erreicht wird.

Der Szenariorahmen zum NEP/O-NEP 2025 enthält darüber hinaus folgende Vorgabe zur regionalen Verteilung der Offshore-Kapazitäten nach Nord- und Ostsee für die einzelnen Szenarien:

Tabelle 1: Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie gemäß Szenariorahmen 2025

	Szenario A 2025	Szenario B1 2025	Szenario B1 2035	Szenario B2 2025	Szenario B2 2035	Szenario C 2025
Nordsee	7.700 MW	9.200 MW	16.600 MW	9.200 MW	16.600 MW	9.200 MW
Ostsee	1.200 MW	1.300 MW	1.900 MW	1.300 MW	1.900 MW	1.300 MW
Gesamt	8.900 MW	10.500 MW	18.500 MW	10.500 MW	18.500 MW	10.500 MW

3. Erstellung des Bundesfachplans Offshore

Nach § 17a EnWG erstellt das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie den BFO. § 17b Abs. 1 Satz 2 EnWG sieht vor, dass der O-NEP unter Berücksichtigung der im BFO enthaltenen Festlegungen erstellt wird. Der BFO nach § 17a EnWG wurde in zwei verschiedenen, zeitlich getrennten Prozessen für Nord- und Ostsee erstellt.

Der BFO als räumliche Fachplanung weist für den Bereich der AWZ von Nord- und Ostsee mögliche Standorte für technische Gewerke wie z.B. Umspannplattformen und Konverter aus. Weiterhin ist die Ausweisung von Trassenverläufen für Anbindungssysteme von Offshore-Windparks bis zur Grenze AWZ – Küstenmeer Regelungsgegenstand. Zudem werden Grenzkorridore festgelegt, an denen Anbindungssysteme die Grenze zwischen der AWZ und dem Küstenmeer überschreiten sollen. Des Weiteren werden im BFO Offshore-Windparks, die regelmäßig in einem räumlichen Zusammenhang stehen und für Sammelanbindungen geeignet sind, zu Clustern zusammengefasst.

Es handelt sich dabei um eine Fachplanung nach räumlichen und umweltfachlichen Gesichtspunkten. Der Gegenstand des Plans wird im BFO selbst beschrieben: „Die wesentlichen raumbedeutenden Festlegungen des vorliegenden Plans liegen in der Identifizierung von Offshore-Windparks, die in räumlichem Zusammenhang stehen und für Sammelanbindungen geeignet sind, sowie in Standort-, Trassen- und Korridorplanung für Netzanbindungssysteme.“

Die „raumbedeutenden Festlegungen“, also die konkrete Ausweisung von Bereichen für die entsprechenden Standorte und Korridore basieren maßgeblich auf der Größe der entsprechenden technischen Anlagen. Um eine einheitliche Planungsgrundlage zu schaffen, enthält der BFO auch technische Planungsgrundsätze, welche eine Standardisierung der technischen Anlagen vorsehen.

Einen Einfluss auf die Standort- und Trassenkorridorfestlegungen haben ebenfalls umweltfachliche Aspekte (z.B. Natura2000 Gebiete) oder anderweitige Nutzungen der AWZ. Hierbei können z.B. Schifffahrtswege oder militärische Nutzungsgebiete eine begrenzende Wirkung auf die Trassenkorridorplanung entfalten.

Flankiert wird der BFO von einer Strategischen Umweltprüfung nach §14g UVPG i. V. m. § 17a Abs. 2 EnWG.

3.1 Bundesfachplan Offshore Nordsee

Bereits am 22.02.2013 wurde der Bundesfachplan Offshore für die AWZ der Nordsee (BFO-N) veröffentlicht, am 12.06.2015 wurde der BFO-N fortgeschrieben.

Im BFO-N ist im Sinne einer technischen Standardisierung eine Übertragungsleistung von 900 MW (bei +/-320 kV) pro Gleichstromleitung vorgegeben worden. Diese Übertragungsleistung soll für die in Zukunft auszuschreibenden Leitungen als Standardleistung gelten.

Weiterhin wurden 13 Cluster einbezogen, welche im Rahmen des BFO-N mit entsprechenden Standorten für Konverterstationen und Trassenkorridoren für die entsprechenden Anbindungssysteme versehen wurden. Zusätzlich enthält der BFO-N zu jedem einbezogenen Cluster eine Angabe über die in diesem Cluster zu erwartende Erzeugungsleistung. Diese beruht auf der Grundlage bereits gebauter bzw. im Bau befindlicher Offshore-Windparks und auf der jeweiligen Antrags- und Genehmigungslage. Insgesamt wird eine Leistung an Offshore-Windenergie von ca. 20.300 MW innerhalb der 13 einbezogenen Cluster ausgewiesen. Die ermittelte Erzeugungsleistung basiert auf den bisherigen Genehmigungen und Anträgen auf Genehmigung von Offshore-Windparks.

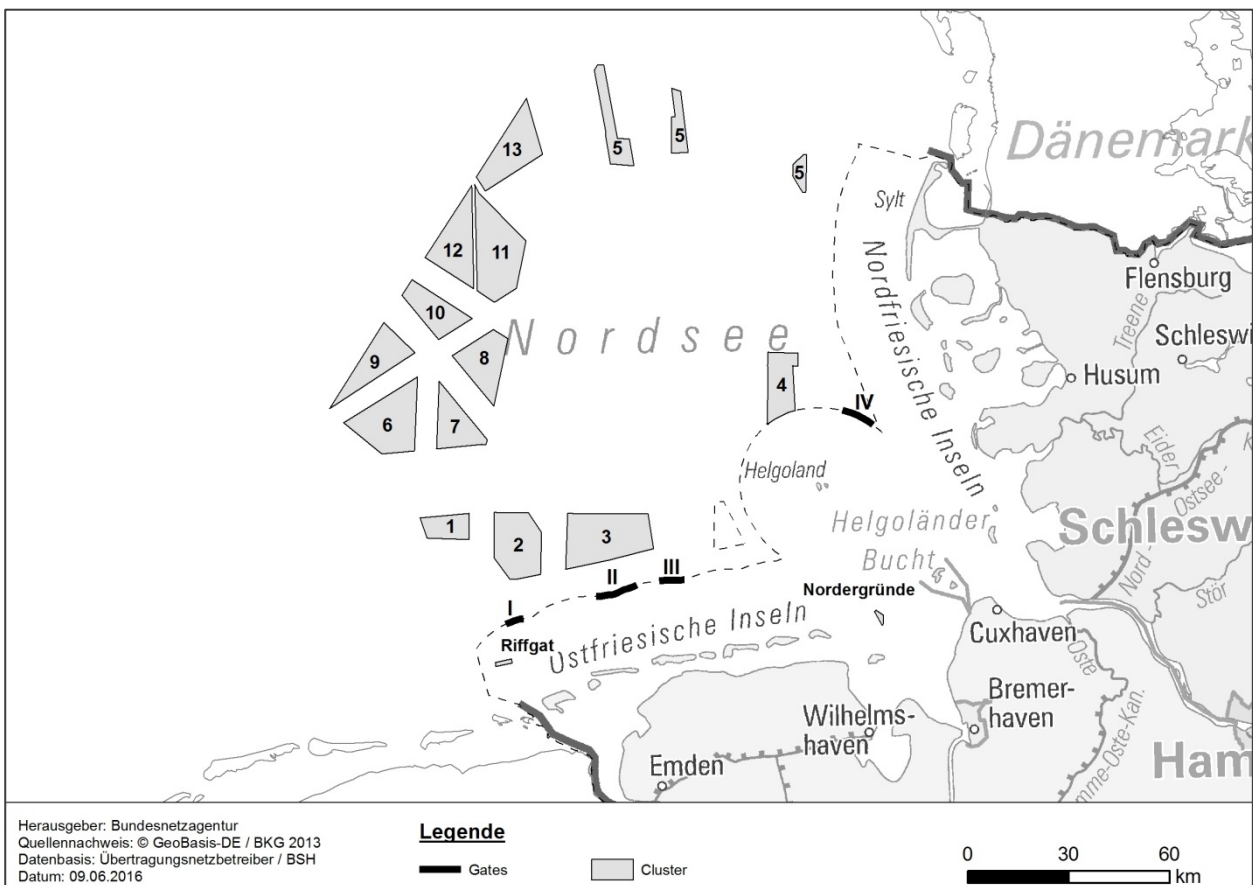


Abbildung 1: Cluster für Offshore-Windparks und Grenzkorridore in der Nordsee

Insgesamt sind vier Grenzkorridore (I, II, III, IV) zum Übergang von der AWZ zum Küstenmeer ausgewiesen. Zusätzlich weist der BFO-N Trassenkorridore für grenzüberschreitende Kabelsysteme und Verbindungen zwischen Clustern aus.

In Abbildung 1 sind sämtliche im zweiten Entwurf des O-NEP 2025 berücksichtigten Cluster der Nordsee aufgeführt. Die gestrichelte Linie entspricht der 12-Seemeilen-Grenze, welche die Grenze zwischen dem Küstenmeer und der AWZ der Nordsee bildet. Zusätzlich sind in Abbildung 1 die vier Grenzkorridore eingezeichnet.

3.2 Bundesfachplan Offshore Ostsee

Der BFO wurde für die Ostsee (BFO-O) erstmalig zum 07. März 2014 aufgestellt.

Im BFO-O sind vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie drei Windparkcluster mit einer Erzeugungsleistung von ca. 3.700 MW vorgesehen. Die ermittelte Erzeugungsleistung basiert auf bisherigen Genehmigungen von Offshore-Windparks und einem Flächenansatz. Der Flächenansatz sieht vor, dass pro Quadratkilometer (km²) zwei Anlagen mit je 7 MW installiert werden, d. h. 14 MW/km².

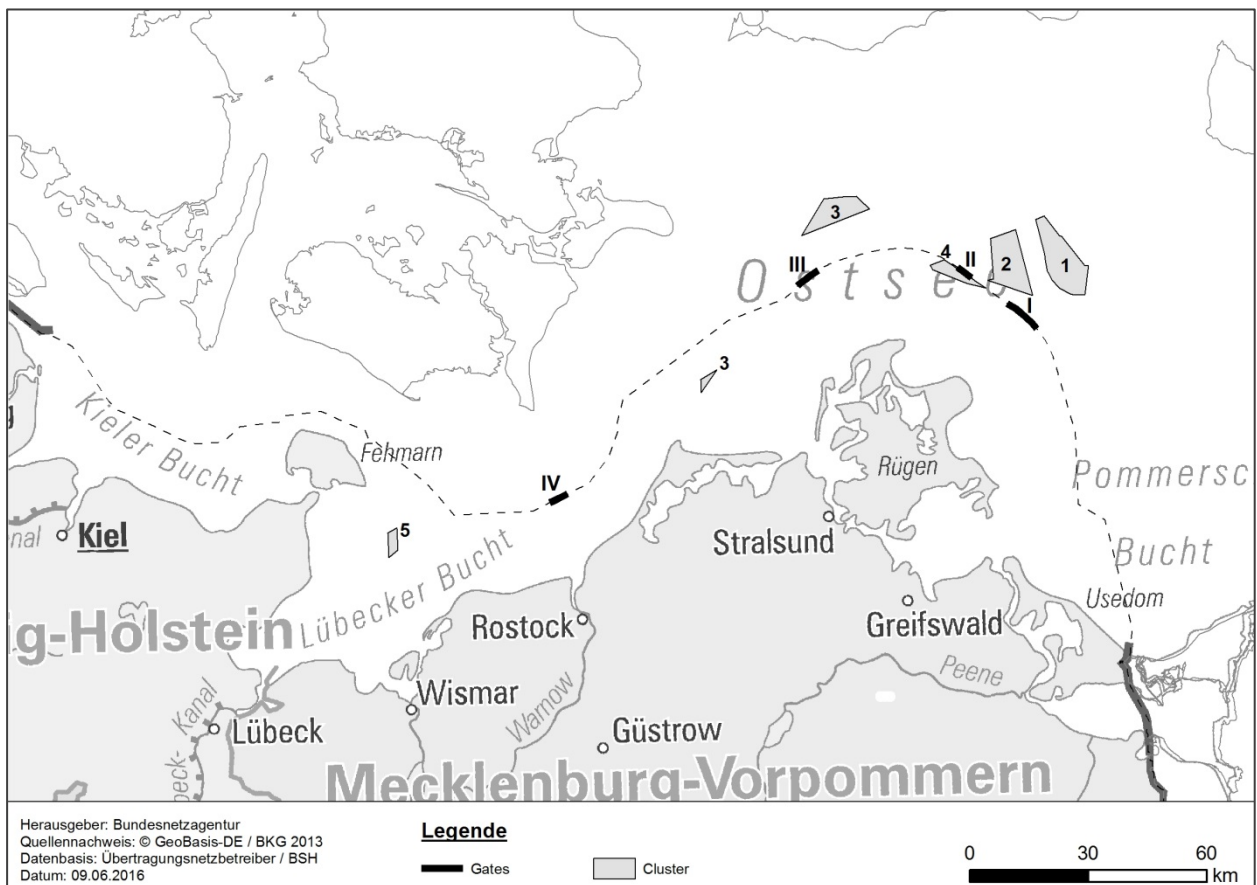


Abbildung 2: Cluster für Offshore-Windparks und Grenzkorridore in der Ostsee

Für die Planung der Trassenkorridore der Anbindungssysteme wurde zu Grunde gelegt, dass sämtliche Leitungen mittels Drehstromtechnologie in einer einheitlichen Spannung von 220 kV realisiert werden sollen. Die Leistung pro Drehstromkabel soll laut BFO-O 250 MW betragen.

Neben den Planungen für die Trassenkorridore sieht der BFO-O vier Grenzkorridore (I, II, III, IV) an der Grenze AWZ-Ostsee vor.

In Abbildung 2 sind sämtliche im zweiten Entwurf des O-NEP berücksichtigten Cluster der Ostsee aufgeführt. Cluster 1 und Cluster 2 sowie der Großteil von Cluster 3 liegen in der AWZ der Ostsee und sind demnach Gegenstand des BFO-O. Die im O-NEP 2025 zusätzlich im Küstenmeer aufgeführten Cluster sind nicht Gegenstand des BFO-O. Die gestrichelte Linie entspricht der 12-Seemeilen-Grenze, welche die Grenze zwischen dem Küstenmeer und der AWZ der Ostsee bildet. Daneben sind in Abbildung 2 die vier Grenzkorridore für Anbindungssysteme eingezeichnet.

Zusätzlich weist der BFO-O noch Trassenkorridore für grenzüberschreitende Kabelsysteme und Verbindungen zwischen Clustern aus.

4. Startnetz

Das Startnetz beinhaltet sämtliche beauftragte und in Betrieb befindliche Anbindungssysteme für Offshore-Windparks, die aufgrund der alten Rechtslage (§ 118 Abs. 12 EnWG i. V. m. § 17 Abs. 2a EnWG a.F.) realisiert wurden oder noch werden (Startnetz alt), d. h. für Offshore-Windparks, die über eine gültige Netzanbindungszusage verfügen und aufgrund einer solchen angeschlossen wurden oder noch werden, die Anbindungssysteme, die aufgrund eines bestätigten O-NEP beauftragt wurden (Startnetz neu). Maßgebend ist hierbei der verbindliche Termin zum Beginn der Umsetzung der Anbindungsmaßnahme, d. h. das Jahr der Beauftragung des Anbindungssystems entsprechend dem jeweils aktuell bestätigten O-NEP.

Die Anbindungssysteme im Startnetz werden – analog dem Vorgehen aus dem landseitigen NEP – bei der Prüfung des O-NEP als gegeben unterstellt und deren Erforderlichkeit im Rahmen der Prüfung zum O-NEP nicht untersucht. Infolgedessen ist das Startnetz nicht Teil der Bestätigung des O-NEP durch die Bundesnetzagentur.

In Tabelle 2 sind die dem Startnetz zugehörigen Anbindungssysteme in der Reihenfolge ihrer tatsächlichen oder voraussichtlichen Realisierung informativ aufgeführt.

Tabelle 2: Anbindungssysteme im Startnetz

Anbindungssystem	Bezeichnung des Projekts	Netzverknüpfungspunkt	Übertragungskapazität [MW]	Umsetzungsstand bzw. geplante Fertigstellung
NOR-0-1	AC-Netzanbindungssystem Riffgat	Emden/Borßum	113,4	in Betrieb
NOR-0-2	AC-Netzanbindungssystem Nordergründe	Inhausen	111	im Bau / 2016
NOR-2-1	AC-Netzanbindungssystem alpha ventus	Hagermarsch	62	in Betrieb
NOR-2-2	DC-Netzanbindungssystem DolWin1	Dörpen/West	800	in Betrieb
NOR-2-3	DC-Netzanbindungssystem DolWin3	Dörpen/West	900	im Bau / 2017
NOR-3-1	DC-Netzanbindungssystem DolWin2	Dörpen/West	916,2	im Bau / 2016
NOR-4-1	DC-Netzanbindungssystem HelWin1	Büttel	576	in Betrieb
NOR-4-2	DC-Netzanbindungssystem HelWin2	Büttel	690	in Betrieb
NOR-5-1	DC-Netzanbindungssystem SylWin1	Büttel	864	in Betrieb
NOR-6-1	DC-Netzanbindungssystem BorWin1	Diele	400	in Betrieb
NOR-6-2	DC-Netzanbindungssystem BorWin2	Diele	800	in Betrieb
NOR-8-1	DC-Netzanbindungssystem BorWin3	Emden/Ost	900	Bauvorbereitung / 2019
OST-3-1	AC-Netzanbindungssystem Baltic 1	Bentwisch	50,6	in Betrieb
OST-3-2	AC-Netzanbindungssystem Baltic 2	Bentwisch	338,6	in Betrieb
OST-1-1	AC-Netzanbindungssystem Cluster 1 (Westlich Adlergrund)	Lubmin	250	im Bau / 2018
OST-1-2	AC-Netzanbindungssystem Cluster 1 (Westlich Adlergrund)	Lubmin	250	im Bau / 2019
OST-1-3	AC-Netzanbindungssystem Cluster 1 (Westlich Adlergrund)	Lubmin	250*	im Bau / 2019

* Das Anbindungssystem OST-3-2 baut auf dem Anbindungssystem OST-3-1 auf. Durch beide Anbindungssysteme ergibt sich eine Übertragungskapazität von insgesamt 338,6 MW.

In Abbildung 3 ist das Startnetz der Nordsee und in Abbildung 4 das Startnetz der Ostsee dargestellt.

Die Gesamtanbindungskapazität des Startnetzes beträgt 8.221,2 MW. Davon entfällt eine Anbindungskapazität von 7.132,6 MW auf die Nordsee und 1.088,6 MW auf die Ostsee. Mit der gesamten Anbindungskapazität des Startnetzes sollen Offshore-Windparks mit einer Leistung von 7.699,2 MW angebunden werden. Davon liegen Offshore-Windparks mit einer Leistung von 6.625,6 MW in der Nordsee und 1.073,6 MW in der Ostsee.

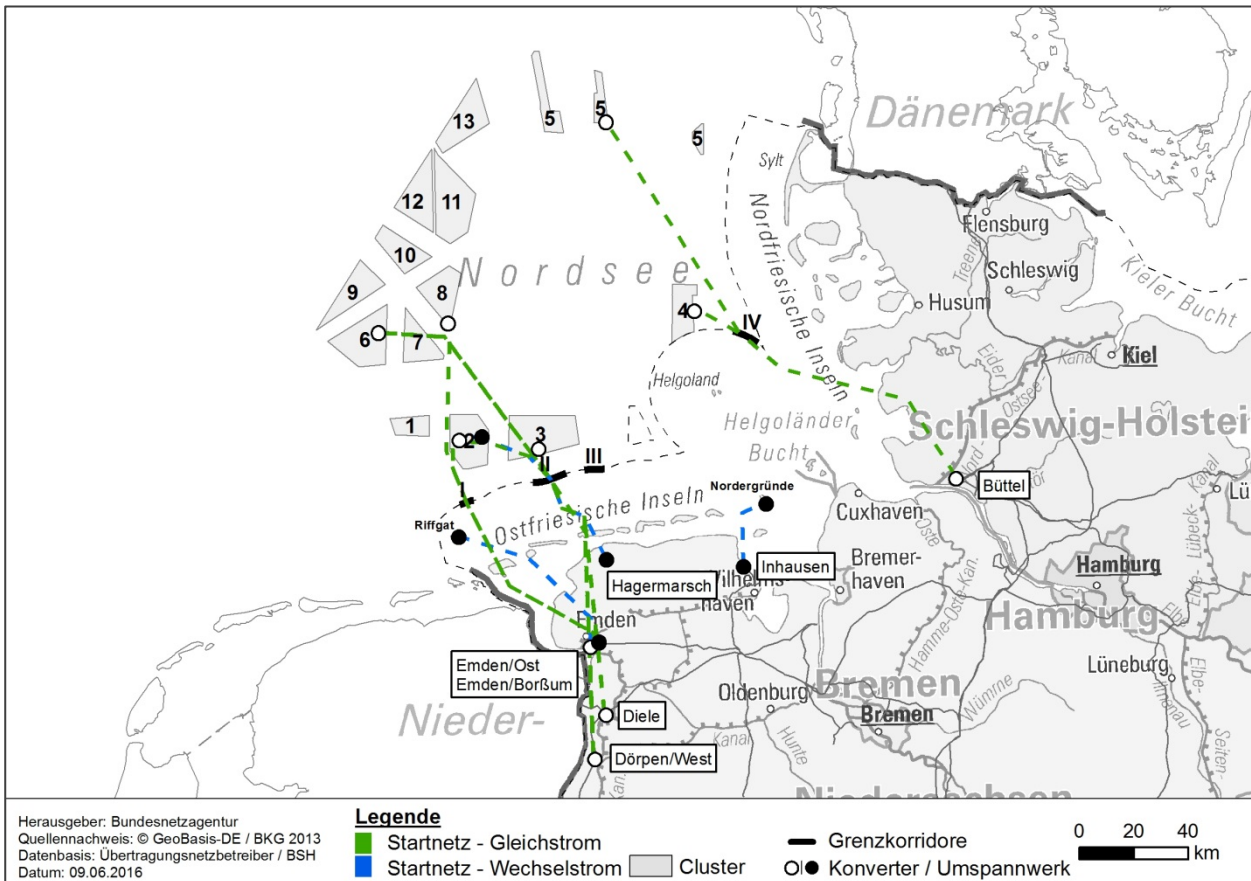


Abbildung 3: Startnetz Nordsee

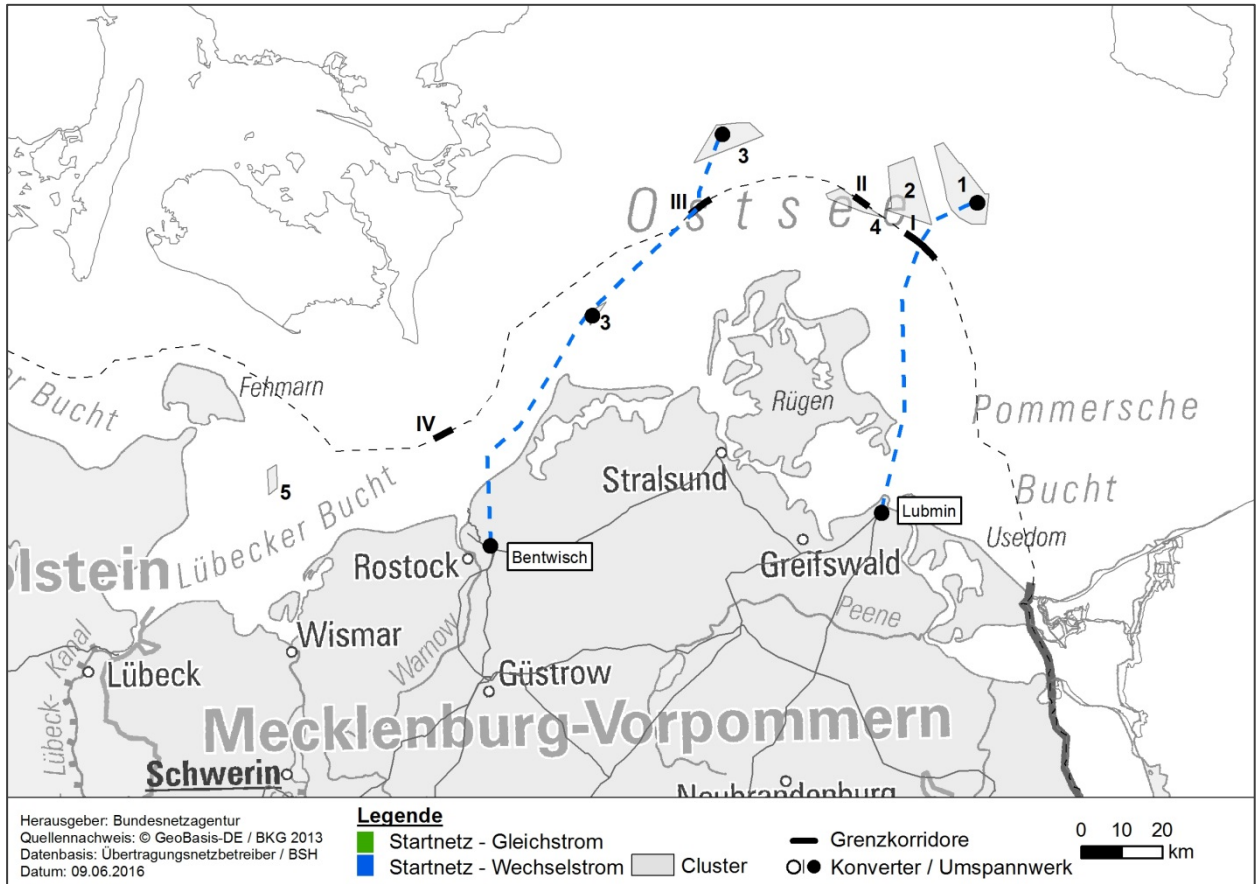


Abbildung 4: Startnetz Ostsee

C Prüfung

Der O-NEP stellt eine auf einen 10-Jahres-Horizont vorgenommene Planung von Anbindungssystemen, d. h. Sammelanbindungen, zur Erschließung von Offshore-Windpark-Clustern für die gesamte Nord- und Ostsee Deutschlands dar. Im Gegensatz zum landseitigen NEP, dessen Ziel der Ausbau des Stromnetzes für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung ist, handelt es sich bei dem O-NEP um einen Plan für Sammelanbindungen zur Erschließung von Clustern. Daher unterscheidet sich auch die Prüfung des O-NEP von der Prüfung des NEP.

Im landseitigen NEP werden im Rahmen eines 10-Jahres-Horizontes die notwendigen Maßnahmen dargestellt, um das Übertragungsnetz weiterhin sicher und zuverlässig zu betreiben. Hierfür sind sowohl Veränderungen bei der Erzeugungsstruktur als auch beim Verbrauch zu berücksichtigen.

Im Gegensatz zum NEP wird im O-NEP eine Anbindungsplanung für Erzeugungseinheiten vorgegeben, deren erzeugte elektrische Energie an Land transportiert werden muss. Es entsteht somit eine Planung, ab welchem Zeitpunkt die Erzeugung aus Offshore-Windenergie in den Küstenregionen Deutschlands an welchen Orten eingespeist werden soll. Da in den Seegebieten kein Verbrauch im Sinne einer Abnahme der erzeugten Energie erfolgt, muss die erzeugte elektrische Energie zu nahezu 100% an Land transportiert werden. Die Planung der Anbindungskapazitäten folgt demnach direkt der im Szenariorahmen prognostizierten Erzeugungsleistung. Der Verbrauch von Energie spielt dabei, anders als im landseitigen NEP, keine Rolle.

Ein weiterer zentraler Punkt bei der Prüfung des landseitigen NEP ist die Prüfung der Wirksamkeit einer Maßnahme. Dabei wird untersucht, ob das Netz auch ohne diese Maßnahme sicher wäre und weiterhin zuverlässig betrieben werden könnte. Im Unterschied dazu führt der Ausfall eines Anbindungssystems zunächst dazu, dass die daran angeschlossenen Offshore-Windparks nicht mehr ins Stromnetz einspeisen können. Solange die fehlende Einspeisung durch andere Stromeinspeisungen kompensiert werden kann, hat dies jedoch keinerlei Einfluss auf die Stabilität des Stromnetzes. Das Kriterium der Wirksamkeit, wie es im landseitigen NEP geprüft wird, hat demnach für die Prüfung des O-NEP keine Relevanz.

Die Bundesnetzagentur hat gemäß § 17c EnWG die Übereinstimmung des O-NEP mit den Anforderungen nach § 17b EnWG in Abstimmung mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie zu prüfen.

Laut § 17b EnWG muss dabei der O-NEP auf Grundlage des Szenariorahmens erstellt werden und den jeweils aktuellen BFO berücksichtigen. Ein zentraler Punkt der Prüfung des O-NEP ist die sachgerechte Wahl und Anwendung von Kriterien für die zeitliche Abfolge der Anbindungssysteme, da dies entscheidet, in welcher Reihenfolge die Cluster für Offshore-Windparks in der Nord- und Ostsee erschlossen werden.

Die derzeitigen vorbehaltlichen Prüfungsergebnisse der relevanten Anforderungen für die Bestätigung der Anbindungssysteme gemäß § 17b EnWG werden im Folgenden dargestellt.

1. Berücksichtigung des Szenariorahmens

Nach § 17b Abs. 1 Satz 2 EnWG müssen die Übertragungsnetzbetreiber im Entwurf zum O-NEP den Szenariorahmen nach § 12a EnWG zu Grunde legen.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben die Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie gemäß dem genehmigten Szenariorahmen 2025 übernommen (vgl. Tabelle 1). Neben der genehmigten Mantelzahl haben die Übertragungsnetzbetreiber dabei auch der Vorgabe für die Regionalisierung dieser Leistung nach Nord- und Ostsee Rechnung getragen. Da die im Szenariorahmen vorgenommene ergänzende Regionalisierung eine wichtige Eingangsgröße für den landseitigen NEP ist, besteht bezogen auf diese Größe Konsistenz zum landseitigen NEP. Für die der Prüfung zugrunde liegenden Szenarien wurde von den Übertragungsnetzbetreibern demnach die gesamte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie von 10.500 MW auf 9.200 MW in der Nordsee und 1.300 MW in der Ostsee aufgeteilt.

Das WindSeeG-E, insbesondere § 17b EnWG-E i. V. m. §§ 26 ff. WindSeeG-E, existierte zum Zeitpunkt der Genehmigung des Szenariorahmens 2025 und zum Zeitpunkt der Erstellung bzw. der Vorlage des zweiten Entwurfs des O-NEP 2025 durch die Übertragungsnetzbetreiber noch nicht. Infolgedessen konnten die geplanten gesetzlichen Regelungen noch nicht durch die Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigt werden. Sollte das WindSeeG-E bis zur Bestätigung des O-NEP 2025 in Kraft treten, hätte dies Auswirkungen auf die der Bedarfsermittlung zugrunde liegende prognostizierte Offshore-Leistung für das Jahr 2025, die im Folgenden bereits dargestellt werden sollen:

Die Vorschriften der §§ 26 Abs. 1 und 2 sowie 27 WindSeeG-E sehen für die Jahre 2021 bis 2024 eine Ausschreibung für bestehende Windparkprojekte zu zwei Gebotsterminen in 2017 mit einem Ausschreibungsvolumen von jeweils 1.460 MW vor. Da dieses Volumen voraussichtlich deutlich unter dem Potenzial aller bestehenden Windparks im Sinne des § 26 Abs. 2 WindSeeG-E liegt, mithin voraussichtlich insgesamt 2.920 MW bezuschlagt werden, ist im Jahr 2024 von einer Leistung von bis zu 10.620 MW in Nord- und Ostsee auszugehen (es werden voraussichtlich bis einschließlich 2020 Windparks mit einer Leistung von ca. 7.700 MW aufgrund unbedingter Netzanschlusszusagen und zugewiesener Kapazität in Betrieb gehen). Ab einschließlich dem Jahr 2025 wird gem. §§ 16 und 17 WindSeeG-E eine Ausschreibung auf staatlich vorentwickelten Flächen durchgeführt mit einem Ausschreibungsvolumen von jährlich zwischen 600 und 900 MW, durchschnittlich jedoch nicht mehr als 730 MW. Daher ist nach derzeitiger Auffassung der Bundesnetzagentur davon auszugehen, dass im Jahr 2025 selbst voraussichtlich Windparks mit einer Leistung von insgesamt 11.350 MW Strom produzieren.

Sofern das WindSeeG-E bis zur Bestätigung des O-NEP 2025 in Kraft tritt, erscheint eine Berücksichtigung der neuen Rechtslage als zwingend erforderlich, da gem. § 17b Abs. 1 Satz 3 und 4 EnWG-E im O-NEP die Ziele des § 1 WindSeeG-E zugrunde zu legen und die dementsprechend im O-NEP erforderlichen Anbindungsleitungen auf die Jahre 2021 bis 2024 zu verteilen sind. Eine Berücksichtigung dieser Vorgabe im darauffolgenden O-NEP käme für die beiden geplanten Gebotstermine im Jahr 2017 zu spät.

Hinsichtlich der Gestaltung der Regionalisierung der Leistung auf Nordsee und Ostsee erscheint jedoch weiterhin eine Orientierung am Szenariorahmen 2025 geboten. Da im Übergangssystem vom Jahr 2021 bis zum Jahr 2024 alle bestehenden Projekte in Nord- und Ostsee gemäß §§ 26 ff. WindSeeG-E an den Ausschreibungen teilnehmen können und die Zuschläge in den beiden geplanten Ausschreibungen bis zur Bestätigung des O-NEP 2025 nicht feststehen, liegen keine Erkenntnisse über die regionale Verteilung der

im Übergangssystem zu realisierenden Projekte vor. Da auch der Flächenentwicklungsplan gemäß §§ 4 ff. WindSeeG-E erst nach der Bestätigung des O-NEP 2025 erstellt wird, liegen auch für das Jahr 2025 keine Hinweise für die geografische Lage der ersten Flächen des Zielmodells im Jahr 2025 vor. Insofern wäre jede Annahme über die Verteilung von Offshore-Windparks für die Jahre 2021 bis 2025 reine Spekulation. Auf die Regionalisierung des bestätigten Szenariorahmen 2025 abzustellen ist daher die naheliegendste Option. Die Berücksichtigung der Höhe des Ausbaupfades des WindSeeG-E wäre bei Inkrafttreten des Gesetzes bis zur Bestätigung des O-NEP 2025 jedoch zwingend.

Die Regionalisierung wurde dabei für alle Szenarien in zwei Schritten vollzogen: Im ersten Schritt wurde die Leistung der genehmigten Offshore-Windparks in Nord- und Ostsee, die durch das Startnetz erschlossen werden (in der Nordsee ca. 6.630 MW, in der Ostsee ca. 1.070 MW), in voller Höhe im Rahmen der jeweils zu regionalisierenden Leistung berücksichtigt. Die danach noch verbleibende Offshore-Gesamtleistung (nach neuer Rechtslage wären dies 3.650 MW) würde dann im zweiten Schritt ratierlich anhand der Leistung der genehmigten Offshore-Windparks, die nicht durch das Startnetz erschlossen werden (in der Nordsee ca. 4.240 MW, in der Ostsee ca. 350 MW), auf Nord- und Ostsee verteilt (ca. 3.370 MW für die Nordsee und 280 MW für die Ostsee). Die Leistung der Windparks, die durch das Startnetz erschlossen wird, wurde im zweiten Schritt nicht mehr berücksichtigt, da diese keine Anhaltspunkte für das weitere Ausbaupotenzial und die weitere Realisierungsgeschwindigkeit im Verhältnis zwischen Nord- und Ostsee gibt. Die Summe der durch das Startnetz bereits erschlossenen Windparkleistung je Seegebiet und des anhand der Genehmigungslage ratierlich ermittelten Zubaupotenzials je Seegebiet ergibt die regionalisierte Offshore-Leistung.

Dies würde für die Nordsee im Jahr 2025 eine installierte Leistung an Offshore-Windenergie in Höhe von 10.000 MW und für die Ostsee in Höhe von 1.350 MW bedeuten.

2. Berücksichtigung des Bundesfachplans Offshore

Die Bundesnetzagentur erachtet auch die Berücksichtigung des BFO für die AWZ der Nordsee (BFO-N) und der Ostsee (BFO-O) gemäß § 17b Abs. 1 Satz 2 EnWG für gegeben.

Für die Berücksichtigung des BFO bei der Prüfung des O-NEP sind aus Sicht der Bundesnetzagentur insbesondere die folgenden getätigten Angaben innerhalb des BFO relevant:

1. Die standardisierten Technikvorgaben, insbesondere für die Seekabel.
2. Die Clusterausweisung innerhalb der AWZ sowie das für jedes Cluster angegebene Erzeugungspotenzial.
3. Die angegebenen Grenzkorridore zwischen AWZ und Küstenmeer.
4. Die raumordnerischen Festlegungen zu Trassen für Anbindungsleitungen zwischen den Clustern.

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-Kabel und in der Ostsee eine Übertragungsleistung von 250 MW pro AC-Kabel unterstellt.

Auch die Clustereinteilung innerhalb der AWZ wurde aus Sicht der Bundesnetzagentur berücksichtigt. Dies umfasst für die Nordsee die Berücksichtigung der im BFO-N einbezogenen Cluster 1 bis 13 und für die Ostsee die Berücksichtigung der im BFO-O einbezogenen Cluster 1 bis 3. In Nordsee und Ostsee wurden auch die im BFO-N und BFO-O angegebenen Werte für das Erzeugungspotenzial verwendet, es sei denn es lagen seitens des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie aktuellere Werte vor.

Für den O-NEP sind Angaben über die genauen Trassenverläufe innerhalb der AWZ für die zu bestätigenden Maßnahmen nach derzeitiger Sicht der Bundesnetzagentur nicht relevant. Dies obliegt der Raumplanung innerhalb des BFO. Relevant sind hingegen die Angaben, zu welchen Clustern ein Anbindungssystem führt und über welchen Grenzkorridor der Übergang von der AWZ zum Küstenmeer erfolgen soll. 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 berücksichtigt.

3. Ausbaubedarf

Anhand der Differenz aus prognostizierter Offshore-Erzeugungsleistung für das Jahr 2025 und der durch das Startnetz bereits abgedeckten Übertragungskapazität ergibt sich der Ausbaubedarf für den O-NEP. Der Ausbaubedarf stellt die zusätzlich notwendige Übertragungskapazität in MW bis zum Jahr 2025 dar. Auf wie viele Anbindungssysteme sich dieser Ausbaubedarf verteilt, hängt u.a. von der Übertragungskapazität der einzelnen Seekabel ab.

Hier sind die standardisierten Technikvorgaben innerhalb des BFO zu berücksichtigen. Die Netzanbindung erfolgt in der Nordsee laut Vorgabe des BFO-N standardmäßig mittels DC-Technologie. Für jedes Anbindungssystem werden eine landseitige Konverterstation und eine Konverterstation in der Nordsee in räumlicher Nähe zu den anzuschließenden Offshore-Windparks benötigt. Konverter richten den Strom von AC nach DC um oder umgekehrt. Standardmäßig soll die übertragbare Leistung 900 MW pro Seekabel betragen. Die Offshore-Windparks sammeln zunächst ihren erzeugten Strom auf einer eigenen Umspannplattform. Von dort aus wird der Strom mittels AC-Seekabeln zu der seeseitigen Konverterplattform der Übertragungsnetzbetreiber übertragen. Hier wird der Strom von AC nach DC umgerichtet. Mittels DC-Seekabel wird dann der Strom zur landseitigen Konverterstation übertragen. Hier erfolgt erneut eine Umrichtung von DC nach AC, bevor der Strom in das landseitige Übertragungsnetz eingespeist wird.

Die Netzanbindung in der Ostsee soll mittels AC-Technologie erfolgen. Dazu sammeln die Offshore-Windparks den erzeugten Strom auf einer Umspannplattform. Von dort wird der Strom mittels AC-Seekabeln entweder direkt oder über eine seeseitige AC-Sammelplattform der Übertragungsnetzbetreiber an Land übertragen. Durch die Verwendung von AC-Technologie ist kein Einsatz von Konvertern notwendig. Im BFO-O wird eine standardisierte Übertragungsspannung von 220 kV für die AC-Seekabel vorgegeben. Dies entspricht der momentan für den Einsatzzweck größten, herstellerunabhängigen am Markt verfügbaren Übertragungstechnik. Dadurch kann eine Übertragungsleistung von 250 MW pro Kabel realisiert werden.

3.1 Nordsee

Vorangestellt sind im Folgenden die Eingangsparameter für die Bedarfsermittlung in der Nordsee:

Tabelle 3: Übersicht Eingangsparameter für die Ermittlung des Ausbaubedarfs in der Nordsee

Windparkcluster	Übertragungskapazität Startnetz [MW]	Erzeugungspotenzial pro Cluster [MW]*	nicht nutzbare Übertragungskapazität [MW]
Cluster 0	224,4	224,4	0
Cluster 1	0	870	0
Cluster 2	1762	1673,2	88,8
Cluster 3	916,2	2556,2	0
Cluster 4	1266	1151	115
Cluster 5	864	1376	0
Cluster 6	1200**	1665	0
Cluster 7	0	1356	0
Cluster 8	900	1295***	0
Cluster 9	0	1270	0
Cluster 10	0	1360	0
Cluster 11	0	1860	0
Cluster 12	0	1700	0
Cluster 13	0	2000	0
Summe	7132,6	20356,8	203,8

*Die Eingangsparameter entsprechen dem BFO-N, es sei denn es lagen seitens des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie aktuellere Werte vor.

**116,8 MW werden von einem Offshore-Windpark aus Cluster 8 belegt.

***Ein Offshore-Windpark in Cluster 8 mit 116,8 MW Leistung wird in Cluster 6 angeschlossen.

Die Bundesnetzagentur würde den für die Nordsee im zweiten Entwurf des O-NEP 2025 durch die Übertragungsnetzbetreiber ermittelten Übertragungsbedarf unter Berücksichtigung der gegenwärtigen Rechtslage als sachgerecht erachten. Allerdings würde der Übertragungsbedarf bei Anwendung des WindSeeG-E voraussichtlich höher ausfallen.

Aufgrund der Ermittlung und Regionalisierung der Offshore-Leistung anhand des Szenariorahmens 2025 sind in der Nordsee im Jahr 2025 Windparks mit einer Leistung von ca. 9.200 MW zu erschließen. Würde man die Vorgaben des WindSeeG-E berücksichtigen, wären in der Nordsee im Jahr 2025 Windparks mit einer Leistung von insgesamt ca. 10.000 MW zu erschließen. Beim Zubaubedarf nicht zu berücksichtigen ist

die Leistung der Windparks, die bereits durch das Startnetz erschlossen werden. Insoweit ist vom Zubaubedarf das Startnetz abzuziehen. Orientiert man sich dabei an der Übertragungskapazität der Anbindungssysteme, umfasst die über das Startnetz derzeit zu berücksichtigende Leistung der Offshore-Windparks in der Nordsee ca. 7.130 MW. Es verbliebe für die Nordsee somit eine Leistung von ca. 2.080 MW bzw. nach zu erwartender Rechtslage ca. 2.870 MW.

Allerdings lässt eine bloße Betrachtung der Übertragungsleistung der Anbindungssysteme außer Acht, dass einige der Anbindungen nach gegenwärtigem Sachstand nicht voll ausgenutzt werden, da die Übertragungskapazität der Startnetzsysteme das gesamte Erzeugungspotenzial des jeweiligen Clusters überschreitet. Werden jedoch bei Ermittlung des Ausbaubedarfs Restkapazitäten auf Anbindungssystemen mitberücksichtigt, die nach derzeitigem Sachstand nicht genutzt werden können, besteht die Gefahr, dass diese ungenutzte Kapazität der Bestätigung weiterer Anbindungssysteme entgegensteht. Falls die Übertragungskapazität des Startnetzes größer als das Erzeugungspotenzial des jeweiligen Clusters ist, könnte daher – anstelle der Übertragungskapazität des Startnetzes – das Erzeugungspotenzial des jeweiligen Clusters von der prognostizierten Offshore-Erzeugungsleistung abgezogen werden.

Gegen eine Berücksichtigung derzeit ungenutzter Startnetzkapazitäten spricht jedoch der Umstand, dass nicht ausgeschlossen werden kann, dass im Rahmen der derzeitigen Rechtslage einzelne Windparkbetreiber nachträglich die Leistung ihres Windparks erhöhen. Zwar benötigen bestehende Windparks dafür eine Kapazitätszuweisung nach § 17d Abs. 3 EnWG. Nach bestehender Rechtslage würde die Bundesnetzagentur allerdings ungenutzte Kapazitäten auf bestehenden Anbindungsleitungen mit in die Kapazitätszuweisungsverfahren einbeziehen, so dass eine Erhöhung der Kapazität von Windparks mit unbedingter Netzanbindungszusage oder Kapazitätszuweisung durchaus möglich ist. Dies kann bei noch nicht errichteten Windparks durch Erhöhung der Anlagengröße und bei bestehenden Anlagen durch technische Updates mit Leistungssteigerungen erreicht werden. Zwar handelt es sich bei den ungenutzten Startnetzkapazitäten, die nicht noch durch ohnehin geplante Projekte genutzt werden könnten, lediglich um ca. 200 MW, doch kann die Berücksichtigung bzw. Nichtberücksichtigung bei der Ermittlung des Ausbaubedarfs hinsichtlich des Realisierungszeitpunktes des jeweils nächsten Anbindungssystems relevant sein.

Demgegenüber würde eine nachträgliche Kapazitätserhöhung im Übergangssystem gem. § 30 Abs. 2 S. 2 WindSeeG-E insofern ausgeschlossen sein, als nur bestehende Projekte an den Ausschreibungen teilnehmen können, die nicht bereits über unbedingte Netzanschlusszusagen oder zugewiesene Kapazität verfügen. Insoweit würde Einiges dafür sprechen, nach geltender Rechtslage weiterhin auf die Übertragungskapazität der Anbindungssysteme abzustellen, während nach ggf. zukünftiger Rechtslage auf das Erzeugungspotenzial abgestellt werden würde, falls dieses kleiner als die Übertragungskapazität des Anbindungssystems ist.

Hinsichtlich des Erzeugungspotenzials der Cluster würden die entsprechenden Angaben des BFO-N herangezogen, es sei denn es lagen seitens des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie aktuellere Werte vor. Bsp.: In Cluster 2 beträgt das Erzeugungspotenzial ca. 1.670 MW, die Übertragungskapazität der drei Anbindungssysteme jedoch ca. 1.760 MW. Insoweit wird nach derzeitigem Sachstand eine Übertragungskapazität in Höhe von ca. 90 MW nicht genutzt. Daher würde diese Kapazität nach geltender Rechtslage nicht im Rahmen der Ermittlung des Ausbaubedarfs berücksichtigt, wohingegen die Kapazität nach ggf. zukünftiger Rechtslage für die Dimensionierung des Zubaunetzes zusätzlich zur Verfügung stünde.

Infolgedessen wäre der Zubaubedarf in der Nordsee nicht um ca. 7.130 MW (Übertragungskapazität Startnetz), sondern um ca. 6.930 MW (Startnetz ohne nicht nutzbare Übertragungskapazität) zu kürzen.

Unterstellt man entsprechend der derzeit noch geltenden Rechtslage eine regionalisierte Leistung von 9.210 MW verbliebe nach Abzug der ca. 7130 MW noch ein Zubaubedarf von 2.110 MW. Unterstellt man entsprechend ggf. zukünftiger Rechtslage eine regionalisierte Leistung von 10.000 MW verbliebe nach Abzug der ca. 6.930 MW noch ein Zubaubedarf von 3.070 MW.

Bei dem festgelegten Standard von 900 MW pro Anbindungsmaßnahmen werden demnach nach gegenwärtiger Rechtslage **drei** Anbindungssysteme, nach ggf. zukünftiger Rechtslage **vier** Anbindungssysteme benötigt.

Insoweit kann die Kapazität der Anbindungssysteme die Zubauleistung auch übersteigen. Die Standardisierung macht ein exaktes Erreichen der regionalisierten Leistung unwahrscheinlich. Wie im bisherigen O-NEP-Prozess sollten grundsätzlich so viele Anbindungssysteme gebaut werden, dass die komplette regionalisierte Leistung abgeführt werden kann. Außerdem entspricht in der Regel die Leistung der über ein Anbindungssystem zu erschließenden Offshore-Windparks nicht der Leistung der jeweiligen Anbindungssysteme, d. h., man wird systembedingt keine vollständige Auslastung erreichen; zumal im jeweils folgenden O-NEP eine größere regionalisierte Leistung abgeführt werden muss. Hiervon zu unterscheiden sind Fälle, in welchen ein Cluster nur noch ein sehr geringes Restpotenzial aufweist, dessen Erschließung durch ein Anbindungssystem als unverhältnismäßig erscheint.

3.2 Ostsee

Vorangestellt sind im Folgenden die Eingangsparameter für die Bedarfsermittlung in der Nordsee:

Tabelle 4: Übersicht Eingangsparameter für die Ermittlung des Ausbaubedarfs in der Ostsee

Windparkcluster	Übertragungs- kapazität Startnetz [MW]	Erzeugungspotenzial pro Cluster [MW]*	nicht nutzbare Übertragungs- kapazität [MW]
Cluster 1	750	1117	0
Cluster 2	0	895	0
Cluster 3**	338,6	818,6	0
Cluster 4	0	348	0
Cluster 5	0	125	0
Summe	1088,6	3303,6	0

* Die Eingangsparameter entsprechen für die AWZ dem BFO-O, es sei denn es lagen seitens des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie aktuellere Werte vor.

**Cluster 3 im BFO-O wurde um den im O-NEP in Cluster 3 enthaltenen Offshore-Windpark Baltic 1 im Küstenmeer der Ostsee erweitert.

Die Bundesnetzagentur erachtet den für die Ostsee im zweiten Entwurf des O-NEP 2025 durch die Übertragungsnetzbetreiber ermittelten Übertragungsbedarf sowohl nach alter als auch nach ggf. zukünftiger Rechtslage derzeit als sachgerecht.

In der Ostsee sind im Jahr 2025 nach alter Rechtslage Windparks mit einer Leistung von ca. 1.290 MW und nach ggf. neuer Rechtslage ca. 1.350 MW zu erschließen. Beim Zubaubedarf nicht zu berücksichtigen ist die Leistung der Windparks, die bereits durch das Startnetz erschlossen werden. Insoweit ist vom Zubaubedarf das Startnetz abzuziehen. Orientiert man sich dabei an der Übertragungskapazität der Anbindungsleitungen, umfasst die über das Startnetz bereits erschlossene Leistung der Offshore-Windparks in der Ostsee ca. 1.090 MW.

In der Ostsee wird derzeit in keinem Cluster das Erzeugungspotenzial durch die Übertragungskapazität der Startnetzleitungen überschritten. Infolgedessen ist der Zubaubedarf in der Ostsee um ca. 1.090 MW zu kürzen. Unterstellt man entsprechend der derzeit noch geltenden Rechtslage eine regionalisierte Leistung von 1.290 MW, verbleibt danach noch ein Zubaubedarf von ca. 200 MW. Unterstellt man entsprechend ggf. zukünftiger Rechtslage eine regionalisierte Leistung von 1.350 MW, verbleibt danach noch ein Zubaubedarf von ca. 260 MW.

Demnach wird sowohl nach bestehender als auch ggf. zukünftiger Rechtslage grundsätzlich **ein** weiteres Anbindungssystem benötigt.

Es erscheint derzeit weiterhin sinnvoll, Anbindungssysteme in der Ostsee mit einer Übertragungskapazität von 500 MW zu planen. Dies begegnet dem Umstand, dass aufgrund der Begrenzung des Ausbaupfades in Verbindung mit der Regionalisierung das nächste Anbindungssystem bei einer Übertragungskapazität von 250 MW voraussichtlich erst vier Jahre später fertiggestellt würde. Da in der Ostsee in Abhängigkeit von der zeitlichen Reihung Cluster angeschlossen werden, in welchen sich noch ein zu erschließender Offshore-Windpark mit einer Leistung von mehr als 250 MW befindet, würde infolgedessen ein Anbindungssystem bestätigt, bei welchem die Gefahr besteht, dass es den bzw. die betroffenen Offshore-Windparks nicht vollständig in einem zeitlich angemessenen Rahmen erschließt. Auch wenn die Regionalisierung den Ausbaubedarf in der Ostsee mit 200 bzw. 260 MW beziffert, so sollen nach ggf. neuer Rechtslage alle Windparks in der Ostsee an den Ausschreibungsverfahren teilnehmen können. Erhält ein Offshore-Windpark in der Ostsee mit einer Leistung von mehr als 250 MW in der bundesweiten Ausschreibung den Zuschlag, sollte dieser Offshore-Windpark sein Projekt auch vollständig realisieren können. Die Übertragungskapazität der AC-Seekabel kann jedoch derzeit aus technischen Gründen nicht erhöht werden (siehe BFO-O, S. 18 ff., 68 f.), weshalb das entsprechende Anbindungssystem nicht aus einem AC-Seekabel mit einer Übertragungskapazität von 500 MW, sondern aus zwei AC-Seekabeln mit einer Übertragungskapazität von je 250 MW besteht. Die Bestätigung eines Anbindungssystems soll insofern die Realisierung von Offshore-Windparks mit heute üblichen Größen von 300 bis 500 MW ermöglichen. Es erscheint jedoch nicht bedarfsgerecht, dass Offshore-Windparkprojekte mit einer geringfügigen Überschreitung der üblichen Kapazität eines AC-Seekabelsystems (250 MW) ein Anbindungssystem mit einer Kapazität von 500 MW auslösen. Insofern sollten sich Betreiber von Offshore-Windparks in der Ostsee bei der Planung der Größe ihres Offshore-Windparks an der Übertragungskapazität eines AC-Seekabels von 250 MW orientieren.

4. Kriterien für die zeitliche Abfolge der Umsetzung

Gemäß § 17b Abs. 2 Satz 3 EnWG muss der O-NEP Kriterien für eine zeitliche Abfolge der Offshore-Netzausbaumaßnahmen enthalten. Laut Gesetz können dies insbesondere

- der Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Anlagen,
- die effiziente Nutzung der zu errichtenden Anbindungskapazität,
- die räumliche Nähe zur Küste sowie
- die geplante Inbetriebnahme der Netzanknüpfungspunkte

sein. Die Kriterien sind im Gesetz gleichrangig aufgeführt. Die Berücksichtigung weiterer Kriterien ist in § 17b Abs. 2 Satz 3 EnWG nicht ausgeschlossen.

Anhand der zuvor aufgelisteten vier Kriterien ermitteln die Übertragungsnetzbetreiber im zweiten Entwurf des O-NEP 2025 eine zeitliche Staffelung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen:

1. Küstenentfernung,
2. jeweiliges Erzeugungspotenzial eines Offshore-Windenergie-Clusters,
3. geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte und
4. Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Windparks.

Dabei erfolgt die Bewertung, in welcher Reihenfolge die Cluster angeschlossen werden sollen, 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 wird eine Vorauswahl von Clustern aufgrund ihrer Küstenentfernung getroffen. Hierzu wurden unterschiedliche sogenannte Zonen von den Übertragungsnetzbetreibern eingeführt. Cluster, die in etwa die gleiche Küstenentfernung haben, werden der gleichen Zone zugeordnet. Zunächst werden diejenigen Cluster betrachtet, die in der küstennächsten Zone liegen. Cluster, die sich in küstentferneren 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) – „geplante 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 Offshore-Netzausbaumaßnahmen vorgenommen, wobei die zeitliche Staffelung der nicht betroffenen Offshore-Netzausbaumaßnahmen 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 der Fall, so wird eine entsprechende Korrektur der zeitlichen Staffelung der Offshore-Ausbaumaßnahmen durchgeführt, wobei die zeitliche Staffelung der nicht betroffenen Offshore-Netzausbaumaßnahmen bestehen bleibt. Eine allgemeine Definition seitens der Übertragungsbetreiber, was ein grob unangemessenes Ergebnis ist, erfolgt nicht. Bei einer Anwendung dieses Kriteriums erfolgt jedoch eine einzelfallspezifische Begründung.

4.1 Küstenentfernung

Die Bundesnetzagentur erachtet das Kriterium „Küstenentfernung“ in der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Ausgestaltung als sachgerecht.

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 Offshore-Netzausbaumaßnahmen übernommen. 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, wie in Abbildung 5 für die Nordsee und in Abbildung 6 für die Ostsee ersichtlich. 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 von den Übertragungsnetzbetreibern 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 demnach alle Cluster bezüglich ihrer Küstenentfernung gleichrangig behandelt.

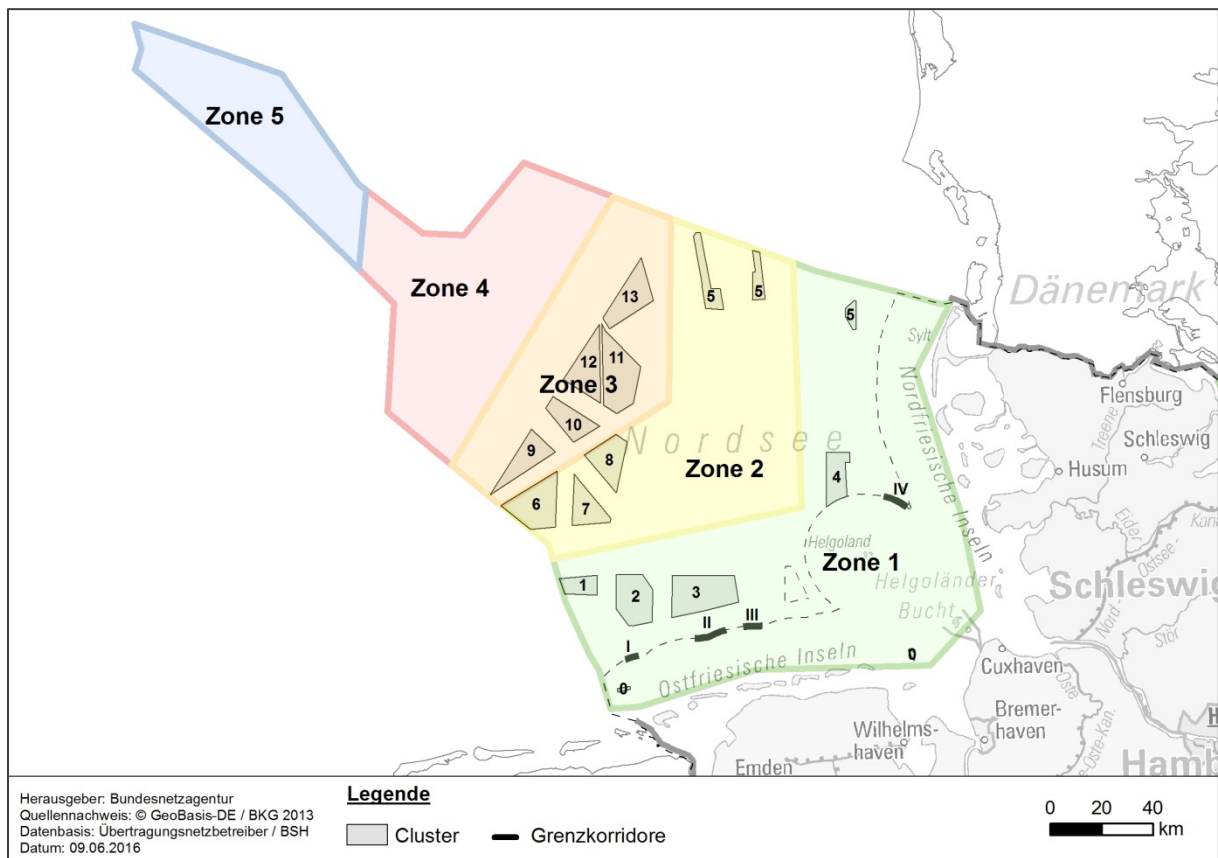


Abbildung 5: Deutsche Nordsee mit Entfernungszonen

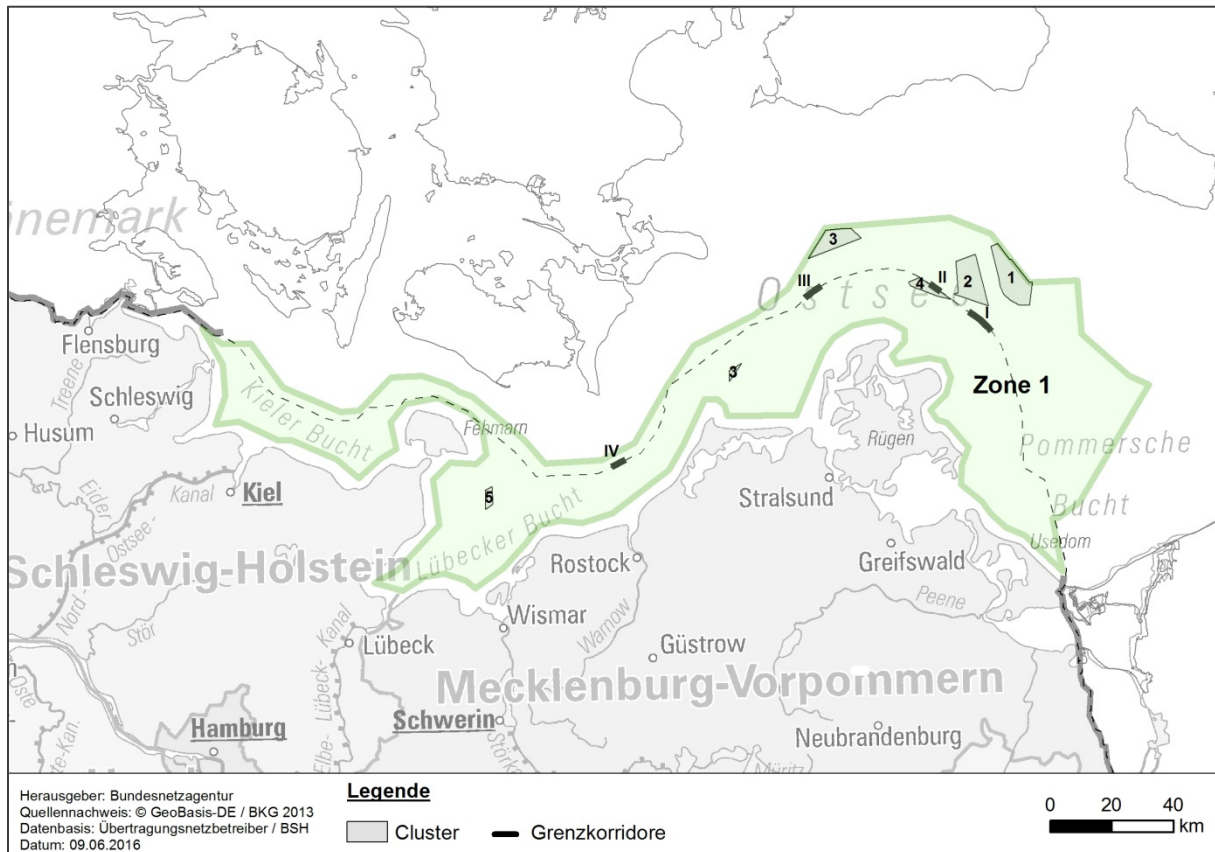


Abbildung 6: Deutsche Ostsee mit Entfernungszonen

Die Zoneneinteilung in der Nordsee ist nachvollziehbar. Es erscheint sachgerecht, das Kriterium der Entfernung nicht als kilometerscharfe Angabe des räumlichen Abstands der Cluster von der Küste auszulegen. Dies würde lediglich zu einer Scheingenaugigkeit 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 hält die Bundesnetzagentur ein Abstellen auf eine kilometerscharfe Abstandsbestimmung für nicht sinnvoll.

Eine Ermittlung der Entfernung anhand der voraussichtlichen Trassenlänge der Anbindungssysteme scheint 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 ein Anbindungssystem 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. Die konkrete Ausgestaltung der Trasse ist zum Zeitpunkt der

Erstellung des O-NEP noch offen und somit auch die genaue Länge der potenziellen Trassen für Anbindungssysteme noch unbestimmt. Zumal sich auch nachträglich noch der landseitige Netzverknüpfungspunkt eines Anbindungssystems ändern kann und infolgedessen auch die Trassenlänge. Daher scheint die Trassenlänge als Entfernungskriterium ebenfalls nicht als sachgerecht und eine Einteilung nach Zonen vorzugswürdig.

Zudem ist es sinnvoll, bestehende bzw. konkurrierende Nutzungsformen in der Nordsee, wie insbesondere Schifffahrtswege, 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 würde¹. Insoweit führt eine Einteilung in Zonen auch zu einer rechtssicheren und praktikablen Anwendung des Kriteriums „Küstenentfernung“. Dies wiederum entspricht auch dem mit dem Systemwechsel intendierten Ziel des Gesetzgebers von der Anbindung konkreter Offshore-Windparks hin zu einem übergeordneten O-NEP. 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 wesentlichen 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 angebunden 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 Netzverknüpfungspunkten der jeweilige Cluster angebunden wird.

4.2 Erzeugungspotenzial

Die Bundesnetzagentur erachtet die Ausgestaltung des Kriteriums „Erzeugungspotenzial eines Offshore-Windenergie-Clusters“ durch die Übertragungsnetzbetreiber derzeit als sachgerecht.

Das in § 17b Abs. 2 Satz 3 EnWG explizit genannte Kriterium „effiziente Nutzung der zu errichtenden Anbindungskapazität“ wird von den Übertragungsnetzbetreibern durch das Kriterium 2) „Erzeugungspotenzial eines Offshore-Windenergie-Clusters“ für die zeitliche Staffelung berücksichtigt.

Die Bundesnetzagentur teilt die Auffassung, dass die Wahrscheinlichkeit für eine möglichst effiziente und vollständige Nutzung eines Anbindungssystems entscheidend davon abhängt, wie groß das Erzeugungspotenzial an Offshore-Windenergie ist, welches für die Nutzung des jeweiligen Anbindungssystems in Frage kommt. Ist das in einem Cluster noch freie, nicht einem Offshore-Windpark bereits zugewiesene 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.

¹ 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.

4.3 Geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte

Der Bundesnetzagentur erscheint das Kriterium „geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte“ als korrekatives Kriterium als sachgerecht angewandt.

Mit diesem Kriterium wird nicht primär die zeitliche Staffelung der Anbindungssysteme festgelegt, sondern es wird lediglich geprüft, ob die zuvor festgelegte Staffelung anhand der Kriterien „Küstenentfernung“ und „Erzeugungspotentiale“ zu Ergebnissen geführt hat, die einer praktischen Umsetzung entgegenstehen, weil der vorgesehene Netzverknüpfungspunkt nicht rechtzeitig verfügbar ist.

Die Bundesnetzagentur wird die Übertragungsnetzbetreiber zeitnah auffordern, noch vor Bestätigung des O-NEP 2025 neben der Verfügbarkeit des jeweiligen Netzverknüpfungspunktes als solchen

- zu prüfen, ob das Netz an Land für den Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung des Anbindungssystems auch den erforderlichen Ausbauzustand aufweist und*
- im Fall von zeitlichen Konflikten Alternativen darzulegen.*

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 hätte jedoch keine Auswirkung auf die Staffelung der Anbindungssysteme. Inwieweit der Abtransport der Offshore-Energie in das landseitige Übertragungsnetz gewährleistet ist, wird in Kapitel C 8. aufgegriffen.

4.4 Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Windparks

Die Bundesnetzagentur erachtet eine Berücksichtigung des Kriteriums 4) „Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Windparks“ als korrekatives Kriterium zur Vermeidung eines grob unangemessenen Ergebnisses als sachgerecht.

Der Anwendungsbereich dieses Kriteriums ist entsprechend dem bestätigten O-NEP 2013 insbesondere darauf zu beschränken, unbillige Härten durch den Wechsel vom windparkspezifischen Anbindungsregime zum neuen Regime des O-NEP zu verhindern. Es gilt zu beachten, dass der dritte O-NEP immer noch in einem Übergang zwischen der alten Rechtslage (§ 118 Abs. 12 EnWG i. V. m. § 17 Abs. 2a EnWG a.F.), welche auf der Bewertung des Realisierungsfortschritts der anzubindenden Offshore-Windparks basierte, und der aktuellen Rechtslage in Form einer windparkunspezifischen Netzanbindungsplanung liegt, auch wenn bereits der nächste Systemwechsel absehbar ist. Aufgrund der zeitlichen Nähe zur alten Rechtslage existierten noch zwei OWP-Projekte, die auf Basis der alten Rechtslage schon einen sehr hohen Realisierungsfortschritt erzielt hatten. Der bestätigte O-NEP 2013 berücksichtigte diese aufgrund der alten Rechtslage erzielten Realisierungsfortschritte, um einen kontinuierlichen Übergang zwischen alter und neuer Rechtslage zu schaffen und unbillige Härtefälle zu vermeiden.

Daneben ist fraglich, ob weitere Voraussetzungen existieren, die eine Änderung der zeitlichen Reihung aufgrund des Realisierungsfortschrittes bewirken können. Denn andere Voraussetzungen führen entweder zu willkürlichen und schwer objektiv überprüfbaren Ergebnissen oder liegen oftmals erst zu einem späteren Zeitpunkt vor, zu welchem u.U. bereits die Sammelanbindung beauftragt, mithin Teil des Startnetzes wurde (Bsp.: Baugrundhauptuntersuchung).

Auch das bloße Abstellen auf einzelne Genehmigungen, d. h. ein reiner Vergleich der Anzahl an Genehmigungen in den betroffenen Clustern, die nicht bereits durch das Startnetz abgedeckt sind, im Rahmen des Realisierungsfortschritts trägt die Gefahr einer permanent zu korrigierenden zeitlichen Reihung in sich. Dann hätte der Realisierungsfortschritt auch keine korrigierende Wirkung mehr bzw. würde sich nicht mehr lediglich auf Ausnahmefälle beschränken, sondern würde zum maßgebenden Kriterium. So würde die Planbarkeit der Sammelanbindungen und deren Loslösung von konkreten Offshore-Windparks konterkariert, die gerade durch den Systemwechsel vom einzelnen Anschlussbegehren zu einem O-NEP bezweckt wurde.

4.5 Zusätzliche Kriterien

Unter Berücksichtigung der geplanten Regelungen zur Ausschreibung von Offshore-Windenergie soll der O-NEP entsprechend der Begründung zu § 17b EnWG-E ausreichend Anbindungssysteme vorsehen, damit alle bestehenden Projekte im Sinne des § 26 Abs. 2 WindSeeG-E an den Ausschreibungen in der Übergangsphase teilnehmen können. Diese Anforderung legt die Bundesnetzagentur dahingehend aus, dass im Rahmen der zeitlichen Staffelung eine Vorauswahl vor Anwendung der übrigen Kriterien stattfindet, dass zunächst die Anbindungssysteme zu realisieren sind, die erforderlich sind, um allen bestehenden Projekten gem. § 26 Abs. 2 WindSeeG-E die Teilnahme an den beiden Ausschreibungen im Übergangssystem zu ermöglichen. Dies führt unter Umständen hinsichtlich der zeitlichen Reihung dazu, dass Anbindungssysteme, die anhand der übrigen Kriterien erst in einem späteren Jahr erforderlich wären, bereits für ein früheres Jahr bestätigt werden, um allen bestehenden Projekten eine potenzielle Realisierung im Übergangssystem bis 2024 zu ermöglichen.

4.6 Gewichtung der Kriterien und Prüfungsreihenfolge

Die Anwendung der Kriterien sowie deren Reihung erscheinen grundsätzlich sachgerecht.

Der räumlichen Nähe zur Küste kommt unter den im Gesetz genannten Kriterien dabei 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.

Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie hat im BFO-N bereits auf die Relevanz der Küstenentfernung für das Erreichen der Ziele des § 1 Abs. 1 EnWG – „eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität“ – hingewiesen. Die Kosten für Errichtung, Verlegung und Wartung steigen mit zunehmender Küstenentfernung durch den logistischen Mehraufwand erheblich. 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 Seekabel sowie auch 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 „Küstenentfernung“ in der Nordsee aus gegenwärtiger Sicht der Bundesnetzagentur zu Recht eine hervorgehobene Bedeutung zu.

In Bezug auf das Erzeugungspotenzial scheint 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 scheint 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 Anbindungssystems entscheidend davon ab, wie groß das Erzeugungspotenzial an Offshore-Windenergie ist, welches für die Nutzung des jeweiligen Anbindungssystems in Frage kommt. Damit ist eine zeitliche Staffelung vorgegeben, die grundsätzlich eine effiziente Verteilung und Umsetzung der Anbindungssysteme gewährleistet.

Das Kriterium „geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte“ scheint hingegen ungeeignet für die Festlegung einer zeitlichen Staffelung der Anbindungssysteme. Es dient lediglich, wie unter 4.3 dargestellt, als korrekatives Kriterium. 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 (Bsp.: Tausch von NOR-3-2 und NOR-3-3 im bestätigten O-NEP 2023). Daher kann das Kriterium „geplante 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 Anbindungssysteme existieren. Daher wird der rein korrektive Charakter dieses Kriteriums als sachgerecht erachtet.

Der in § 17b Abs. 2 Satz 3 EnWG genannte „Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Anlage“ wird von den Übertragungsnetzbetreibern ebenfalls als korrekatives Kriterium verwendet. Die Übertragungsnetzbetreiber begründen zu Recht die rein korrektive Form des Kriteriums mit dem durch den Gesetzgeber beschlossenen Systemwechsel. Eine vorrangige Gewichtung des Kriteriums „Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Windparks“ würde dem von dem Gesetzgeber beschlossenen Weg, weg von einem individuellen Anbindungsanspruch der Offshore-Windparks hin zu einer windparkspezifischen Ausbauplanung der Anbindungssysteme, widersprechen.

Zudem ließe sich im Rahmen einer Zehnjahresplanung, wie im O-NEP vorgesehen, der Realisierungsfortschritt einzelner Offshore-Windparks in den meisten Fällen kaum belastbar beurteilen.

Des Weiteren ist die Planung und Genehmigung eines Offshore-Windpark-Projekts 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 Offshore-Netzausbaumaßnahmen 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 Netzanbindungssysteme entstehen.

Die Bundesnetzagentur ist daher der Meinung, dass eine vorrangige Gewichtung des Kriteriums 4) „Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Windparks“ dem mit der Einführung eines O-NEP geplanten Systemwechsels, weg von einer windparkspezifischen Anbindung hin zu einer vorausschauenden und vorsorglichen Errichtung von Anbindungen für Cluster, widersprechen würde. Daher sollte das Kriterium „Realisierungsfortschritt“ eine einmal getroffene Reihung nur in den oben genannten Ausnahmefällen korrigieren, um unbillige Härten zu vermeiden.

5. Zeitliche Staffelung der Anbindungssysteme

In diesem Kapitel werden die zeitlichen Staffellungen der Anbindungssysteme für die Nord- und Ostsee dargestellt, die sich aus den in Kapitel C 4. dargestellten Kriterien für die zeitliche Abfolge ergeben. Die zeitliche Staffelung würde auf Basis der bisherigen Erkenntnisse und Prüfergebnisse der Bundesnetzagentur der Staffelung der Übertragungsnetzbetreiber entsprechen.

5.1 Nordsee

Die für die zeitliche Staffelung relevanten Eingangsparameter sind in Tabelle 5 zusammengefasst.

Tabelle 5: Übersicht Eingangsparameter für die zeitliche Staffelung in der Nordsee

Windparkcluster	Zone	Erzeugungspotenzial pro Cluster [MW]*	Übertragungskapazität Startnetz [MW]	unerschlossenes Potenzial [MW]
Cluster 0	1	224,4	224,4	0
Cluster 1	1	870	0	870
Cluster 2	1	1673,2	1762	0
Cluster 3	1	2556,2	916,2	1640
Cluster 4	1	1151	1266	0
Cluster 5	1/2	1376	864	512**
Cluster 6	2	1665	1200***	581,8***
Cluster 7	2	1356	0	1356
Cluster 8	2	1295****	900	278,2****
Cluster 9	3	1270	0	1270
Cluster 10	3	1360	0	1360
Cluster 11	3	1860	0	1860
Cluster 12	3	1700	0	1700
Cluster 13	3	2000	0	2000
Summe	-	20356,8	7132,6	13428

*Die Eingangsparameter entsprechen dem BFO-N, es sei denn es lagen seitens des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie aktuellere Werte vor.

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

***116,8 MW werden von einem Offshore-Windpark aus Cluster 8 belegt.

****Ein Offshore-Windpark aus Cluster 8 mit 116,8 MW Leistung soll über Cluster 6 angeschlossen werden.

Bei den Eingangsparametern in der Tabelle 5 sind für die Ermittlung des nicht erschlossenen Potentials einige Besonderheiten zu erwähnen. Zum einen erstreckt sich das Cluster 5 auf drei nicht zusammenhängende Gebiete, die sich teilweise in Zone 1 und teilweise in Zone 2 befinden. Alle Offshore-Windparks in Cluster 5, die sich in der Zone 1 befinden, werden bereits durch Startnetzmaßnahmen erschlossen. Das noch zu erschließende Erzeugungspotential in Cluster 5 liegt damit ausschließlich in Zone 2. Dies ist bei der zeitlichen Staffelung im Rahmen des Kriteriums „Küstenentfernung“ zu berücksichtigen. Zum anderen ist in den Clustern 6 und 8 ein clusterübergreifender Netzanschluss zu berücksichtigen. So wird nach derzeitiger Planung ein Offshore-Windpark aus Cluster 8 mit einer Kapazität von 116,8 MW über ein Anbindungssystem in Cluster 6 erschlossen. Die Startnetzleitungen nach Cluster 6 sind also nicht nur von in Cluster 6 gelegenen Offshore-Windparks belegt, sondern zusätzlich von einem Offshore-Windpark in Cluster 8. Die noch verfügbare Kapazität auf den Startnetzleitungen in Cluster 6 ist dementsprechend geringer. Dies muss bei der Bestimmung des noch nicht erschlossenen Potentials in Cluster 6 berücksichtigt werden. Entsprechend muss nicht das gesamte Erzeugungspotential in Cluster 8 über Anbindungssysteme, die direkt nach Cluster 8 führen, abgeführt werden. Vielmehr wird eine Kapazität in Höhe von 116,8 MW eben bereits über Cluster 6 erschlossen.

In der Nordsee ergäbe sich die in Tabelle 6 dargestellte zeitliche Staffelung für die derzeit als bedarfsgerecht erachteten Anbindungssysteme.

Tabelle 6: Zeitliche Staffelung der bedarfsgerechten Anbindungssysteme für die Nordsee

Anbindungssystem	Nummer und Bezeichnung der Maßnahme	Beginn der Umsetzung*		Geplante Fertigstellung*	
		alt	neu	alt	neu
NOR-3-3	15, HGÜ-Verbindung NOR-3-3 (DolWin 6)	2018	2016	2023	2021
NOR-1-1	3, HGÜ-Verbindung NOR-1-1 (DolWin 5)	2019	2017	2024	2022
NOR-7-1	31, HGÜ-Verbindung NOR-7-1 (BorWin 5)	2020	2019	2025	2024
NOR-5-2	25, HGÜ-Verbindung NOR-5-2 (SylWin 2)	-	2018	-	2023

* Die aktuelle Rechtslage ist unter „alt“, die ggf. zukünftige Rechtslage unter „neu“ dargestellt.

Der vorgenannten zeitlichen Staffelung liegen nachfolgend genannte Erwägungen zu Grunde:

In Cluster 0 werden sämtliche Offshore-Windparks innerhalb des Küstenmeeres in der Nordsee zusammengefasst. Cluster 1 bis 13 entsprechen den im BFO-N einbezogenen Clustern. Die Einteilung in Zonen entspricht dem zweiten Entwurf des O-NEP 2025 sowie auch den bestätigten O-NEP 2013 und 2024. Die Angaben für das Erzeugungspotenzial innerhalb eines Clusters beruhen grundsätzlich auf dem BFO-N, es sei denn es lagen seitens des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie aktuellere Werte vor.

Aus der Differenz zwischen dem Erzeugungspotenzial pro Cluster und dem Startnetz ergibt sich das noch zu erschließende Erzeugungspotenzial, welches für die zeitliche Staffelung relevant ist.

Im ersten Schritt erfolgt zunächst eine Auswahl gemäß der Küstenentfernung in Form der Zonen.

In Zone 1 befinden sich die Cluster 0 (Küstenmeer Nordsee), Cluster 1, Cluster 2, Cluster 3, Cluster 4 und teilweise Cluster 5, vgl. Abbildung 5 und Tabelle 7. Cluster 0, Cluster 2, Cluster 4 sowie der Teil von Cluster 5, welcher sich in Zone 1 befindet, werden bereits vollständig durch Anbindungssysteme des Startnetzes abgedeckt, vgl. Tabelle 5. Somit müssen innerhalb von Zone 1 nur noch die Cluster 1 und 3 betrachtet werden.

Die Entscheidung, welches Cluster in Zone 1 zuerst angeschlossen wird, wird anhand des Kriteriums „Erzeugungspotenzial“ getroffen. Für Cluster 1 wird ein Erzeugungspotenzial von ca. 870 MW zugrunde gelegt und für Cluster 3 ein Erzeugungspotenzial von ca. 2.560 MW. In Cluster 3 werden jedoch schon 920 MW durch eine Maßnahme im Startnetz (NOR-3-1) abgedeckt, so dass noch ca. 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 Cluster 3 erschlossen. Damit ergibt sich die Maßnahme NOR-3-3² als erste Maßnahme.

Danach bleiben in Cluster 3 noch ca. 740 MW zu erschließendes Erzeugungspotenzial. Nun ist das noch zu erschließende Erzeugungspotenzial in Cluster 1 (870 MW) höher als in Cluster 3 (740 MW). Demnach wird das nächste Anbindungssystem (NOR-1-1) Cluster 1 zugeordnet. Danach bleibt nur noch in Cluster 3 zu erschließendes Erzeugungspotenzial. Dies wird durch die Maßnahme NOR-3-2 erschlossen. Nach dieser Maßnahme ist die Zone 1 vollständig erschlossen. Ohne Berücksichtigung des Kriteriums „Realisierungsfortschritt“ wäre NOR-3-2 das dritte Anbindungssystem.

Gemäß dem Kriterium „Küstenentfernung“ würde als nächstes die Zone 2 erschlossen. In Zone 2 liegen die Cluster 6, 7 und 8 sowie ein Teil von Cluster 5. Cluster 8 wird derzeit bereits durch Maßnahmen des Startnetzes weitestgehend erschlossen, vgl. Tabelle 7. Eine Erschließung der verbleibenden ca. 280 MW durch ein weiteres Anbindungssystem erscheint nicht sachgerecht und widerspricht dem Grundsatz eines bedarfsgerechten und wirtschaftlichen Ausbaus der Anbindungssysteme. So erscheint es weder sinnvoll, ein Standardseekabel mit einer Leistung von 900 MW für die Erschließung eines Restpotenzials von 280 MW zu verwenden, noch ist es grundsätzlich wirtschaftlich sachgerecht, von der technischen Standardisierung der Seekabel in diesem erheblichen Umfang abzuweichen. Ein clusterübergreifender Anschluss von Offshore-Windparks aus Cluster 8 bspw. über Cluster 7 ist nach derzeitiger Rechtslage nicht Gegenstand des O-NEP, sondern ausschließlich des Zuweisungsverfahrens nach § 17d EnWG. Aufgrund einer Festlegung der Bundesnetzagentur sind clusterübergreifende Anschlüsse jedoch nach derzeit geltender Rechtslage grundsätzlich ausgeschlossen.³

Übrig in Zone 2 bleiben Cluster 5, 6 und 7. Deren Staffelung geschieht anhand des noch zu erschließenden Erzeugungspotenzials. In Cluster 5 sind ca. 860 MW bereits durch Maßnahmen im Startnetz abgedeckt. Von dem Gesamtpotenzial (ca. 1.380 MW) sind demnach noch ca. 510 MW zu erschließen. Da Cluster 7 über ein höheres noch zu erschließendes Erzeugungspotenzial verfügt (ca. 1.360 MW, vgl. Tabelle 7) würde zunächst Cluster 7 erschlossen (NOR-7-1). Nach Abzug des ersten Anbindungssystems in Cluster 7 blieben noch ca. 460 MW übrig. Dies ist kleiner als das noch zu erschließende Erzeugungspotenzial in Cluster 6

² NOR-3-3 wird in der zeitlichen Reihung vor NOR-3-2 realisiert, da die Projekte im Rahmen des bestätigten O-NEP 2013 zeitlich getauscht wurden. Dies war aus raumordnerischen Erwägungen der Übertragungsnetzbetreiber erforderlich geworden.

³ Bundesnetzagentur, Beschluss vom 13.08.2014, Az.: BK6-13-001, S. 23. Siehe zur ggf. zukünftigen Rechtslage jedoch Kap. C 10.1.

(580 MW) und in Cluster 5 (ca. 510 MW). Mit dem nächsten Anbindungssystem würde demnach Cluster 6 erschlossen (NOR-6-3), danach Cluster 5 (NOR-5-2) und zuletzt Cluster 7 (NOR-7-2). Es erscheint sachgerecht, ein Restpotenzial von mehr als der Hälfte des Gesamtpotenzials eines Clusters anzubinden, auch wenn zu erwarten ist, dass zumindest ein Standardseekabel nicht vollständig ausgelastet wäre. Ob auch im Falle des Clusters 6 eine clusterübergreifende Anbindung über Cluster 7 möglich bzw. sinnvoll ist, bliebe nach derzeitiger Rechtslage ebenfalls einem entsprechenden Zuweisungsverfahren nach § 17d EnWG vorbehalten; hiernach wäre jedoch ein entsprechender clusterübergreifender Anschluss voraussichtlich ausgeschlossen.⁴

Nach dem Aufstellen einer zeitlichen Staffelung anhand der Kriterien „Küstenentfernung“ und „Erzeugungspotenzial“ fehlt noch eine Plausibilisierung der Staffelung anhand der Kriterien „geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte“ und „Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Windparks“. Für sämtliche in Tabelle 6 aufgeführten Anbindungssysteme sind zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung grundsätzlich Netzverknüpfungspunkte laut der Planungslage im NEP 2025 verfügbar.

Bei einer Plausibilitätskontrolle der vorstehend geschilderten Staffelung der Anbindungssysteme anhand des „Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Windparks“ könnte sich nach gegenwärtiger Auffassung der Bundesnetzagentur allerdings ein Korrekturbedarf ergeben. Entsprechend des bestätigten O-NEP 2013 könnten die Anbindungsmaßnahmen NOR-7-1 und NOR-5-2 vor NOR-3-2 (und NOR-6-3) realisiert werden, da beide zu Clustern mit Offshore-Windparks führen, welche zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des novellierten EnWG am 28.12.2012 bereits eine fortgeschrittene Realisierung anhand der alten Rechtslage nachgewiesen hatten. Hierbei wäre NOR-7-1 im Verhältnis zu NOR-5-2 aufgrund des größeren noch zu erschließenden Erzeugungspotenzials zuerst zu realisieren.

Nach zukünftiger Rechtslage wäre ein Vorziehen der beiden Anbindungssysteme – unabhängig vom Vorliegen eines etwaigen Realisierungsfortschritts – ohnehin erforderlich, da dadurch den Windpark-Projekten in den Clustern 3 und 6 eine Teilnahme an den Ausschreibungen im Übergangssystem nach § 26 WindSeeG-E bereits über NOR-3-3 und NOR-7-1⁵ ermöglicht würde.

Daher ergäbe sich für die drei im Rahmen des O-NEP 2025 erforderlichen Anbindungssysteme folgende Reihung: NOR-3-3, NOR-1-1, NOR-7-1, bzw. unter Berücksichtigung der ggf. zukünftigen Rechtslage: NOR-3-3, NOR-1-1, NOR-7-1, NOR-5-2.

Zusätzlich sind in Tabelle 6 der Beginn der Umsetzung und die geplante Fertigstellung aufgelistet.

Nach bestehender Rechtslage würde das erste Anbindungssystem NOR-3-3 frühestens ab dem Jahr 2022 benötigt, da durch die Bundesnetzagentur erst für das Jahr 2022 erneut bis zu 400 MW Kapazität zugewiesen werden könnten. Entsprechend § 17b Abs. 1 Satz 3 und 4 EnWG-E soll der Ausbau der Anbindungssysteme jedoch in den Jahren 2021 bis 2030 stetig erfolgen. Dies deckt sich mit der Erwartung des Gesetzgebers zur Ausschreibung für bestehende Windparkprojekte nach § 26 f. WindSeeG-E, wonach eine Überschreitung des gesetzlichen Ziels von 6.500 MW im Jahr 2020 aufgrund der bereits zugewiesenen zusätzlichen 1.200 MW entsprechend § 118 Abs. 14 EnWG in den Jahren 2021 bis 2030 gleitend

⁴ Bundesnetzagentur, Beschluss vom 13.08.2014, Az.: BK6-13-001, S. 23. Siehe zur ggf. zukünftigen Rechtslage jedoch Kap. C 10.1.

⁵ Zum clusterübergreifenden Anschluss von bestehenden Windparkprojekten aus Cluster 6 und 8 über NOR-7-1 siehe Kap. C 10.1.

zurückgeführt werden soll. Daher wäre das erste Anbindungssystem nach zukünftiger Rechtslage mit einer geplanten Fertigstellung frühestens ab dem Jahr 2021 bestätigungsfähig.

Im Übrigen sollte sich die geplante Fertigstellung des jeweiligen Anbindungssystems ab dem Jahr 2021 weiterhin grundsätzlich an der Regionalisierung entsprechend der Methodik des Szenariorahmens 2025 orientieren, d. h. für die Nordsee 6.630 MW bzw. 7.300 MW im Jahr 2021, 7.000 MW bzw. 7.980 MW im Jahr 2022, 7.740 MW bzw. 8.650 MW im Jahr 2023 sowie 8.470 MW bzw. 9.330 MW im Jahr 2024 (siehe Punkt 1.). Der so regionalisierten Leistung sind das Startnetz und das bestätigungsfähige Zubaunetz in den jeweiligen Jahren gegenüberzustellen. Das Startnetz beträgt im Jahr 2021 in der Nordsee 7.130 MW bzw. nach zukünftiger Rechtslage abzüglich ungenutzter Kapazitäten ca. 6.930 MW (siehe oben Kapitel C 3.1.). Die Ermittlung der Zeitpunkte der geplanten Fertigstellung anhand dieser Parameter ist in der folgenden Tabelle dargestellt:

Tabelle 7: Ermittlung der Zeitpunkte der geplanten Fertigstellung

Jahr	Regionalisierte Offshore-Leistung [MW]		Übertragungskapazität Netz* [MW]		Zu erschließendes Potenzial [MW]		Bestätigungsfähiges Anbindungssystem		Beginn der Umsetzung	
	alt**	neu**	alt**	neu**	alt**	neu**	alt**	neu**	alt**	neu**
2021	6.630	7.300	7.130	6.930	0	370	–	NOR-3-3	–	2016
2022	7.000	7.980	7.130	7.830	0	150	–	NOR-1-1	–	2017
2023	7.740	8.650	7.130	8.730	610	0	NOR-3-3	–	2018	–
2024	8.470	9.330	8.030	8.730	440	600	NOR-1-1	NOR-7-1	2019	2019
2025	9.210	10.000	8.930	9.630	280	370	NOR-7-1	NOR-5-2***	2020	2020

* Technische Übertragungskapazität unter „alt“; nach ggf. zukünftiger Rechtslage können ungenutzte Kapazitäten nicht mehr gebucht werden, faktisch ist die verfügbare Kapazität des Startnetzes damit in allen Jahren um ca. 200 MW geringer („neu“).

** Die aktuelle Rechtslage ist unter „alt“, die ggf. zukünftige Rechtslage unter „neu“ dargestellt.

*** Ggf. Vorziehen nach 2022 entsprechend der folgenden Absätze.

D. h., bei einer effizienten und bedarfsgerechten Ermittlung wäre auch nach zukünftiger Rechtslage im Jahr 2023 kein weiteres Anbindungssystem erforderlich, da bereits die gesamte prognostizierte Leistung durch das Startnetz einschließlich der in den Jahren 2021 und 2022 zu realisierenden Anbindungssysteme NOR-3-3 und NOR-1-1 abgeführt werden könnte. Allerdings würden dann ein genehmigtes noch nicht erschlossenes Potenzial in Cluster 5 der Nordsee nicht einem Anbindungssystem zugeordnet werden können und damit von der Ausschreibung im Übergangssystem ausgeschlossen. Daher gibt die Vorschrift des § 17b Abs. 1 Satz 4 EnWG-E vor, dass alle Anbindungssysteme, die erforderlich sind, um gemäß § 17b Abs. 1 Satz 3 EnWG-E die Ziele des § 1 WindSeeG-E zu erreichen, auf die Jahre 2021 bis 2024 verteilt werden sollen. Dies deckt sich mit der Erwartung des Gesetzgebers, dass der O-NEP entsprechende Anbindungsleitungen vorsieht, damit alle bestehenden Projekte im Sinne des § 26 Abs. 2 WindSeeG-E an den Ausschreibungen in der Übergangphase teilnehmen können. Der Gesetzgeber hat mit der Regelung

des § 17b Abs. 1 Satz 4 EnWG-E die Gefahr von zusätzlichen Leerständen nach Abwägung gegenüber der Ermöglichung einer größeren Wettbewerbsintensität durch Vergrößerung des Teilnehmerkreises an den Ausschreibungen im Übergangssystem in Kauf genommen, so dass hier ein Abweichen von Grundsatz der Bedarfsgerechtigkeit ausnahmsweise als zulässig erscheint.

Infolgedessen müsste das Anbindungssystem NOR-5-2 im Übergangszeitraum bis spätestens 2024 realisiert werden. Zu diesem Zweck müsste die geplante Fertigstellung von NOR-5-2 nach vorne gelegt werden. Es kommen drei Alternativen für ein Vorziehen von NOR-5-2 in Betracht. Zunächst könnte NOR-5-2 um genau ein Jahr vorgezogen werden. Dies würde dazu führen, dass im Jahr 2024 mit NOR-7-1 und NOR-5-2 zwei Anbindungssysteme fertiggestellt werden müssten. Wenn die Realisierung von zwei Anbindungssystemen im Jahr 2024 bei einem gleichzeitigen Ausbleiben einer Realisierung im Jahr 2023 vermieden werden soll, könnte NOR-5-2 anstatt um ein Jahr um zwei Jahre nach 2023 vorgezogen werden oder NOR-7-1 und NOR-5-2 könnten beide jeweils ein Jahr früher realisiert werden, also NOR-7-1 im Jahr 2023 und NOR-5-2 im Jahr 2024.

Ein alleiniges Vorziehen von NOR-5-2 auf das Jahr 2024 wäre zwar aufgrund der Verringerung der Gefahr von langfristigen Leerständen vorteilhaft. Allerdings würde dies sowohl zur zeitgleichen Realisierung zweier Anbindungssysteme in einem Jahr als auch zum Ausbleiben einer Anbindung von Offshore-Windparks im Jahr 2023 führen. Gerade Letzteres will der Gesetzgeber jedoch mit der Regelung des § 17b Abs. 1 Satz 4 EnWG-E vermeiden. Bei einem Vorziehen von NOR-5-2 in den Zeitraum bis 2024 sollte insgesamt eine gleichmäßige Realisierung der Anbindungssysteme in den Jahren 2021 bis 2024 angestrebt werden. Ein Anbindungssystem sollte daher in das Jahr 2023 vorgezogen werden. Derzeit erscheint ein Vorziehen der geplanten Fertigstellung von NOR-5-2 gegenüber NOR-7-1 auf das Jahr 2023 besser, da hierdurch die Gefahr von Leerständen minimiert würde. Das Anbindungssystem NOR-5-2 sollte in Abweichung von der Standardisierung des BFO-N mit einer Übertragungskapazität realisiert werden, die der bezuschlagten Kapazität bestehender Projekte in Cluster 5 gem. §§ 34, 37 WindSeeG-E entspricht, da eine Erweiterung des Clusters 5 unter umweltfachlichen Gesichtspunkten nicht in Betracht kommt und infolgedessen ein dauerhafter Leerstand bestünde. Folglich könnte es nach den Ausschreibungen im Übergangssystem auf NOR-5-2 praktisch zu keinen Leerständen kommen, während etwaige Leerstände auf dem nachfolgenden Anbindungssystem NOR-7-1 erst ein Jahr später auftreten würden und damit im Zielmodell nach einer kürzeren Zeitspanne beseitigt werden könnten.

Darüber hinaus könnte es sich jedoch nach Durchführung der Ausschreibung im Übergangssystem bis zum Jahr 2024 theoretisch herausstellen, dass bis zu zwei Anbindungssysteme nicht erforderlich sind, um die bezuschlagten Windparkprojekte zu erschließen, da die zur Verfügung stehende Gebotsmenge von 2.920 MW sich vollständig auf die anderen drei bis vier Zubaumaßnahmen in Nord- und Ostsee und/oder ein noch nicht voll ausgelastetes Startnetzsystem verteilt. Aus diesem Grund ist die Bestätigung bzw. Beauftragung der Anbindungen unter den Vorbehalt zu stellen, dass sie nach Durchführung der letzten Ausschreibung im Übergangssystem auch tatsächlich benötigt werden, um Windparks zu erschließen, die erfolgreich an der Ausschreibung teilgenommen haben.

Da als Realisierungsdauer von Anbindungssystemen ab Beauftragung der Leitung in der Nordsee derzeit 60 Monate anzunehmen sind, wäre NOR-3-3 im Jahre 2018 bzw. 2016, NOR-1-1 im Jahr 2019 bzw. 2017, NOR-7-1 im Jahr 2020 bzw. 2019 und ggf. NOR-5-2 im Jahr 2018 zu beauftragen.

5.2 Ostsee

Die für die zeitliche Staffelung relevanten Eingangsparameter sind in Tabelle 8 zusammengefasst.

Tabelle 8: Übersicht Eingangsparameter für die zeitliche Staffelung in der Ostsee

Windparkcluster	Zone	Erzeugungspotenzial pro Cluster [MW]*	Übertragungskapazität Startnetz [MW]	unerschlossenes Potenzial [MW]
Cluster 1	1	1117	750	382
Cluster 2	1	895	0	895
Cluster 3**	1	818,6	338,6	480
Cluster 4	1	348	0	348
Cluster	1	125	0	125
Summe	-	3303,6	1088,6	2230

* Die Eingangsparameter entsprechen für die AWZ dem BFO-O, es sei denn es lagen seitens des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie aktuellere Werte vor.

**Cluster 3 im BFO-O wurde um den im zweiten Entwurf des O-NEP in Cluster 3 enthaltenen Offshore-Windpark Baltic 1 im Küstenmeer der Ostsee erweitert.

In der Ostsee ergibt sich die in Tabelle 9 dargestellte zeitliche Staffelung für die derzeit als bedarfsgerecht erachteten Anbindungssysteme.

Tabelle 9: Zeitliche Staffelung der bedarfsgerechten Anbindungssysteme für die Ostsee

Anbindungssystem	Nummer und Bezeichnung der Maßnahme	Beginn der Umsetzung*		Geplante Fertigstellung*	
		alt	neu	alt	neu
OST-B-1	B1.1, AC-Verbindung OST-B-1	2020	2019	2023	2022

* Die aktuelle Rechtslage ist unter „alt“, die ggf. zukünftige Rechtslage unter „neu“ dargestellt.

Der zeitlichen Staffelung der Anbindungssysteme in der Ostsee liegen folgende Erwägungen zu Grunde:

Die Cluster 1 bis 3 werden im BFO-O definiert. Hierbei wurde im Entwurf des O-NEP 2025 ebenso wie bereits in den bestätigten O-NEP 2013 und 2024 der im Küstenmeer liegende, bereits realisierte und angeschlossene Offshore-Windpark Baltic 1 ebenfalls dem Cluster 3 zugeordnet. Cluster 4 und Cluster 5 werden anhand der beantragten und genehmigten Offshore-Windparkprojekte gebildet, die sich auf für die Nutzung von Offshore-Windenergie ausgewiesenen Flächen innerhalb des Küstenmeeres befinden.

Die Einteilung in eine Zone entspricht den bestätigten O-NEP 2013 und 2024. Die Angaben für das Erzeugungspotenzial pro Cluster beruhen innerhalb der AWZ grundsätzlich auf dem BFO-O. Innerhalb des Küstenmeeres wurde das zu erschließende Potenzial der Cluster anhand der derzeitigen Planungsstände der zum entsprechenden Cluster hinzuzuzählenden Offshore-Windparkprojekte ermittelt. Aus der Differenz zwischen dem Erzeugungspotenzial pro Cluster und dem Startnetz ergibt sich das noch zu erschließende Erzeugungspotenzial, welches für die zeitliche Staffelung relevant ist.

Da sämtliche Cluster der Ostsee derselben Zone zugeordnet sind, wird anhand des Entfernungskriteriums keine Vorauswahl getroffen. Entscheidend für die Zuordnung ist demnach das noch zu erschließende Erzeugungspotenzial.

Die Cluster 1, 2 und 4 werden entsprechend dem bestätigtem O-NEP 2024 und dem zweiten Entwurf des O-NEP 2025 über Sammelanbindungen erschlossen, auf welchen Offshore-Windparks aus allen drei Clustern Kapazitäten beantragen können.⁶ Daher führen die nächsten drei Anbindungssysteme (OST-B-1, OST-B-2, OST-B-3) zu Cluster 1, 2 und 4 mit einem noch zu erschließenden Erzeugungspotenzial von insgesamt ca. 1.630 MW. Danach wäre Cluster 3 mit einem noch zu erschließenden Erzeugungspotenzial von ca. 480 MW anzubinden (OST-3-3), dann wieder Cluster 1, 2 und 4 mit einem noch verbleibenden Potenzial von 130 MW (OST-B-4) und dann Cluster 5 mit einem Erzeugungspotenzial von ca. 130 MW (OST-5-1).

Von den anzubindenden 1.290 MW bzw. 1.350 MW Offshore-Windenergie werden ca. 1.090 MW bereits durch das Startnetz abtransportiert. Demnach sind Anbindungssysteme für ca. 200 MW bzw. 260 MW erforderlich (siehe Punkt 1.). Bei einer Übertragungskapazität von 500 MW erscheint ein weiteres Anbindungssystem als bestätigungsfähig. Dies wäre entsprechend der zeitlichen Reihung entsprechend dem Erzeugungspotenzial das Anbindungssystem OST-B-1.

Zuletzt muss noch eine Plausibilisierung anhand der Kriterien „geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte“ und „Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Windparks“ durchgeführt werden. Für OST-B-1 ist ein Netzverknüpfungspunkt verfügbar, daher muss keine Korrektur der Staffelung anhand des Kriteriums „geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte“ erfolgen.

Eine Korrektur der Reihenfolge über das Kriterium „Realisierungsfortschritt“ kommt nach derzeitiger Auffassung der Bundesnetzagentur nicht in Betracht.

Zusätzlich sind in Tabelle 10 der Beginn der Umsetzung und die geplante Fertigstellung aufgelistet.

Nach bestehender Rechtslage würde das Anbindungssystem OST-B-1 frühestens ab dem Jahr 2022 benötigt, da durch die Bundesnetzagentur erst für das Jahr 2022 erneut bis zu 400 MW Kapazität zugewiesen werden könnten. Dies beruht darauf, dass das gesetzliche Ausbauziel von 6.500 MW für das Jahr 2020 aufgrund einer Übergangsregel in § 118 Abs. 14 EnWG um 1.200 MW überschritten wurde. Die derzeitige Rechtslage sieht einen jährlichen Zubau von 800 MW pro Jahr ab dem Jahr 2021 vor, wobei die zu viel zugewiesene Kapazität in den Jahren 2021 und 2022 zurückgeführt werden muss. Nach zukünftiger Rechtslage soll der Ausbau der Anbindungssysteme gemäß § 17b Abs. 1 Satz 3 und 4 EnWG-E jedoch in den Jahren 2021 bis 2024 stetig erfolgen. Die Ausschreibungsmengen sollen nach zukünftiger Rechtslage im

⁶ Siehe Kap. C 10.2.

Durchschnitt 730 MW pro Jahr betragen. Konkret sollen im Übergangssystem an zwei Ausschreibungsterminen insgesamt 2.920 MW ausgeschrieben werden. In der vierjährigen Übergangsphase werden somit im Durchschnitt genau 730 MW pro Jahr vergeben. Die jährliche Ausschreibungsmenge im zukünftigen System liegt mit 730 MW etwas unter der Kapazität von 800 MW nach derzeitiger Rechtslage. Die zu viel zugewiesene Kapazität muss im zukünftigen System aber nicht in den Jahren 2021 und 2022 zurückgeführt werden, sondern wird gleitend auf die Jahre bis 2030 verteilt. Das Ziel von 15 GW Offshore-Windenergie im Jahr 2030 ist nach derzeitiger und zukünftiger Rechtslage identisch. Nach zukünftiger Rechtslage ist jedoch eine Vergabe von Kapazität ab Beginn des Übergangssystems möglich, so dass in der Ostsee ein Anbindungssystem theoretisch bereits ab dem Jahr 2021, vorbehaltlich der anderen Kriterien und des ermittelten Ausbaubedarfs, bestätigt werden könnte.

Im Übrigen sollte sich die geplante Fertigstellung des jeweiligen Anbindungssystems ab dem Jahr 2021 an der Regionalisierung entsprechend der Methodik des Szenariorahmens 2025 orientieren, d. h. für die Ostsee ca. 1.070 MW bzw. 1.130 MW im Jahr 2021, 1.100 MW bzw. 1.190 MW im Jahr 2022, ca. 1.170 MW bzw. 1.240 MW im Jahr 2023 sowie ca. 1.230 MW bzw. 1.300 MW im Jahr 2024. Der so regionalisierten Leistung ist das Startnetz und bestätigungsfähige Zubaunetz in den jeweiligen Jahren gegenüberzustellen. Das Startnetz beträgt im Jahr 2021 in der Ostsee ca. 1.090 MW.

Tabelle 10: Ermittlung der Zeitpunkte der geplanten Fertigstellung

Jahr	Regionalisierte Offshore-Leistung [MW] *		Übertragungskapazität Netz [MW] *		Zu erschließendes Potenzial [MW]*		bestätigungsfähiges Anbindungssystem*		Beginn der Umsetzung*	
	alt	neu	alt	neu	alt	neu	alt	neu	alt	neu
2021	1.070	1.130	1.090	1.090	0	(40)	-	-	-	-
2022	1.100	1.190	1.090	1.090	(10)	100	-	OST-B-1	-	2019
2023	1.170	1.240	1.090	1.590	80	0	OST-B-1	-	2020	-
2024	1.230	1.300	1.590	1.590	0	0	-	-	-	-
2025	1.290	1.350	1.590	1.590	0	0	-	-	-	-

* Die aktuelle Rechtslage ist unter „alt“, die ggf. zukünftige Rechtslage unter „neu“ dargestellt.

Im Jahr 2022 bzw. unter ggf. zukünftiger Rechtslage im Jahr 2021 bestünde zwar rein rechnerisch ein zu erschließendes Potenzial von 10 MW bzw. 40 MW. Allerdings spricht nach derzeitiger Auffassung der Bundesnetzagentur Einiges dafür, dass derart geringe Potenziale nicht die Fertigstellung eines Anbindungssystems in dem entsprechenden Jahr rechtfertigen. Infolgedessen wäre das Anbindungssystem OST-B-1 erst im Jahr 2023 bzw. nach ggf. zukünftiger Rechtslage erst im Jahr 2022 fertig zu stellen.

Da als Realisierungsdauer von Anbindungssystemen ab Beauftragung der Leitung in der Ostsee derzeit 42 Monate anzunehmen sind, wäre das nächste Anbindungssystem in der Ostsee OST-B-1 im Jahre 2020 bzw. 2019 zu beauftragen.

Genau wie in der Nordsee steht die Bestätigung bzw. Beauftragung des Anbindungssystems bei zukünftiger Rechtslage unter dem Vorbehalt, dass es nach Durchführung der letzten Ausschreibung im Übergangssystem auch tatsächlich benötigt wird, um Windparks zu erschließen, die erfolgreich an der Ausschreibung teilgenommen haben. Das kann auch dazu führen, dass von den zwei AC-Seekabelsystemen des Anbindungssystems OST-B-1 nur eines gebaut wird.

6. Angabe von Terminen

6.1 Verbindlicher Termin für den Beginn der Umsetzung

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im zweiten Entwurf des O-NEP 2025 als Beginn der Umsetzung das Jahr der Beauftragung bzw. Vergabe des Anbindungssystems zugrunde gelegt. Dies ist aus Sicht der Bundesnetzagentur sachgerecht.

Sinn und Zweck des § 17b EnWG – die Schaffung von Planungssicherheit insbesondere für die Offshore-Windparks – sprechen für den Termin der Beauftragung des Anbindungssystems (d. h. der Sammelanbindung, nicht der windparkspezifischen Komponenten), weil erst dann die Investitionsentscheidung durch den Übertragungsnetzbetreiber getroffen wurde.

Bei Beauftragung des Anbindungssystems als Beginn der Umsetzung sollte sich diese auf das gesamte Jahr beziehen. Der Lieferantenmarkt mit zusätzlichen Bietern kann derzeit längere Verhandlungszeiträume als die durchschnittliche Dauer von 12 Monaten erfordern. Dafür sind die Übertragungsnetzbetreiber aber auch verpflichtet, die Vergabe spätestens zum Ende des als Beginn der Umsetzung festgelegten Jahres zu vollenden. Die Bundesnetzagentur ist der Ansicht, dass damit sowohl die Interessen der Übertragungsnetzbetreiber als auch der Offshore-Windparks angemessen berücksichtigt werden.

Der von den Übertragungsnetzbetreibern beantragte und durch die Bundesnetzagentur bestätigte Termin zum Beginn der Umsetzung ist für die Übertragungsnetzbetreiber verbindlich (jedoch nur gegenüber dem Staat bzw. der Bundesnetzagentur als zuständiger Behörde und nicht gegenüber Dritten wie bspw. den Offshore-Windpark-Betreibern). Ein bereits im Rahmen des vorausgegangenen O-NEP bestätigter Termin kann nach derzeitiger Auffassung der Bundesnetzagentur nur ausnahmsweise mit einer ausreichenden Begründung seitens der Übertragungsnetzbetreiber abgeändert werden. Auch die Änderung bedarf grundsätzlich der Bestätigung im jeweils folgenden O-NEP.

Ferner darf der Termin für die Beauftragung eines Anbindungssystems nicht derart früh gewählt werden, dass die geplante Fertigstellung zu einem Zeitpunkt stattfindet, für welchen noch keine Kapazitäten durch die Bundesnetzagentur zugewiesen werden können.

6.2 Geplanter Zeitpunkt der Fertigstellung

Der O-NEP muss den geplanten Zeitpunkt der Fertigstellung der Anbindungsmaßnahmen enthalten. Der zweite Entwurf des O-NEP 2025 entspricht aus Sicht der Bundesnetzagentur dieser Anforderung.

Der zweite Entwurf des O-NEP 2025 orientiert sich dabei zu Recht am Gesetzeswortlaut, der die Angabe eines geplanten Zeitpunkts der Fertigstellung vorsieht. Die Fertigstellung bezieht sich auf das DC- bzw. AC-Anbindungssystem, d. h. die Verbindung zwischen der Konverterplattform oder der AC-Sammelplattform bzw. dem Bündelungspunkt, an welchem die individuelle Offshore-Windpark-Anbindung beginnt, und dem Netzverknüpfungspunkt an Land. Auf eine weitere Präzisierung des Begriffs der Fertigstellung als Inbetriebnahme der Anbindungsmaßnahme wurde ebenso verzichtet wie auf eine zeitschärfere bzw. quartalsweise Zeitangabe. Dies erscheint zulässig, da eine weitere Präzisierung des Zeitpunkts der Fertigstellung lediglich eine Scheingenaugigkeit erzeugen würde. Aus der gegenwärtigen Perspektive ist nicht quartalsweise oder gar noch detaillierter abzuschätzen, zu welchem Zeitpunkt die Anbindungssysteme innerhalb des angegebenen Jahres fertig gestellt werden. Dies hängt von zu vielen individuellen Umständen ab, die noch nicht prognostiziert werden können. Zumal der Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung gemäß O-NEP unverbindlich ist und weder Pflichten der Übertragungsnetzbetreiber noch Rechte der Offshore-Windpark-Betreiber begründet.

Der zweite Entwurf des O-NEP 2025 sieht als Zeiträume von Beginn der Umsetzung bis zur Fertigstellung der Anbindungssysteme generell 5 Jahre für die Nordsee und 3,5 Jahre für die Ostsee vor. Dabei gehen die Übertragungsnetzbetreiber entsprechend von einem 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 aus. Diese Zeitangaben erscheinen aus Sicht der Bundesnetzagentur nach derzeitiger Sachlage für den diesjährigen O-NEP weiterhin als zulässig. Hinsichtlich der zu erwartenden Planungs-, Zulassungs- und Errichtungszeiten 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.

Eine etwaige Bestätigung der geplanten Fertigstellungszeitpunkte im Rahmen des O-NEP 2025 entbindet die Übertragungsnetzbetreiber jedoch nicht von der Pflicht, auch für bestätigte Anbindungssysteme des diesjährigen O-NEP die Realisierungsdauer zukünftig erneut zu überprüfen. Dabei sind insbesondere verkürzte Realisierungsphasen durch technische Standardisierung bzw. Fortschritte bei der Errichtung der Anbindungssysteme sowie die Verfügbarkeit von Errichtungskapazitäten durch die Übertragungsnetzbetreiber anzustreben. Es sind gerade auch die zu erwartende Lernkurven und Fortschritte bei der Realisierung, bspw. infolge einer technischen Standardisierung, zu berücksichtigen.

Allerdings haben sich – mit Einführung der gesetzlichen Begrenzung der jährlich zuweisbaren Kapazität gem. § 17d Abs. 3 EnWG bzw. ggf. zukünftig mit der Beschränkung des Ausschreibungsvolumens und der Ausrichtung des Ausbaubedarfs des O-NEP an dieser Begrenzung – die Termine zur geplanten Fertigstellung an der frühestmöglichen Nutzung von zugewiesenen Kapazitäten auf dem jeweiligen Anbindungssystem zu orientieren und nicht mehr wie noch im O-NEP 2013 an der schnellstmöglichen Realisierung eines Anbindungssystems. Ansonsten bestünde die Gefahr, dass die entsprechenden Leitungen zu einem Zeitpunkt realisiert würden, zu welchem die Übertragungskapazität – mangels Erforderlichkeit für eine Kapazitätszuweisung – nicht genutzt würde. Dies würde wiederum Leerstände auf beauftragten Anbindungssystemen zur Folge haben. Daher führt eine kürzere Realisierungsdauer nicht zu einer früheren Fertigstellung, sondern zu einer späteren Beauftragung. Wird ersichtlich, dass sich die Realisierungsdauer einer Maßnahme verkürzt, sind daher nicht die Fertigstellungszeitpunkte bereits bestätigter Maßnahmen vorzuziehen, sondern vielmehr der Beginn der Umsetzung nach hinten zu verlegen.

7. Angaben zum Stand der Umsetzung

§ 17b Abs. 2. Satz 5 EnWG sieht vor, dass dem aktuellen „Offshore-Netzentwicklungsplan Angaben zum Stand der Umsetzung des vorhergehenden Offshore-Netzentwicklungsplans und im Falle von Verzögerungen die dafür maßgeblichen Gründe der Verzögerung beizufügen“ sind.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im zweiten Entwurf des O-NEP 2025 den Stand der Umsetzung der bereits bestätigten sowie in Umsetzung eines bestätigten O-NEP beauftragten Anbindungssysteme nach derzeitiger Auffassung der Bundesnetzagentur in zulässiger Weise 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.

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.

8. Einklang mit dem Netzentwicklungsplan Strom

§ 17b Abs. 2 Satz 6 EnWG sieht vor, dass der Entwurf des O-NEP 2025 im Einklang mit dem Entwurf des NEP 2025 stehen muss. Nach gegenwärtiger Einschätzung der Bundesnetzagentur ist diese Voraussetzung grundsätzlich als gegeben zu bewerten.

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

Außerdem sind die Wechselwirkungen zwischen den Entwürfen korrekt zu identifizieren und angemessen zu berücksichtigen. Schnittstellen sind insbesondere die Netzverknüpfungspunkte an Land (siehe dazu Tabelle 14, Seite 97, NEP 2025 zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber sowie Tabelle 4, Seite 27, O-NEP 2025 zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber). Eine Konsistenz der Pläne ist dann gegeben, wenn die entsprechend dem Entwurf des O-NEP angebundene Offshore-Erzeugungskapazität auch entsprechend dem Entwurf des NEP an Land abtransportiert werden kann. Dafür ist eine synchrone Umsetzung der jeweiligen Maßnahmen erforderlich, d. h., dass die Netzverknüpfungspunkte in den Entwürfen von NEP und O-NEP konsistent sein müssen.

Im Entwurf des NEP 2025 wurde die entsprechende, durch den O-NEP 2025 anzubindende Erzeugungsleistung als Einspeisung an den entsprechenden Netzverknüpfungspunkten im Rahmen der Netzbelastungsrechnungen für den landseitigen NEP modelliert. So konnte bereits methodisch sichergestellt werden, dass zwischen beiden Entwürfen Konsistenz besteht. Durch diese Berücksichtigung des O-NEP als „Einspeiseplan“ für die Küstenregionen Deutschlands konnte im Rahmen des Entwurfs des NEP 2025 durch die Übertragungsnetzbetreiber festgestellt werden, welche Leitungsbaumaßnahmen durch die Anbindung von Erzeugungsleistung auf See benötigt werden.

Neben dieser Analyse der benötigten Leitungsbaumaßnahmen wurde auch dem zeitlich koordinierten Ausbau Rechnung getragen. Zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung der Anbindungssysteme sollen die zugehörigen Netzverknüpfungspunkte sowie die landseitigen Ausbaumaßnahmen, die unmittelbar erforderlich sind, um den Abtransport des Offshore-Stroms zu gewährleisten, laut Zeitplan der zweiten Entwürfe des O-NEP 2025 sowie des NEP 2025 ebenfalls fertiggestellt sein (siehe Kapitel D. 1.1., D.1.2. und D.1.4.). Die Zeitpläne sind insoweit konsistent, wobei die zeitliche Taktung von Fertigstellung der Anbindungsleitungen und der landseitig zum Abtransport notwendigen Maßnahmen teilweise in das gleiche Kalenderjahr fällt. Sollte es zu Verzögerungen bei einzelnen landseitigen Maßnahmen kommen, ist eine uneingeschränkte Einspeisung von Offshore-Windparks möglicherweise nicht gewährleistet.

Den Übertragungsnetzbetreibern wird daher aufgegeben, die geplanten Fertigstellungstermine erneut zu überprüfen und bei absehbaren Konflikten des zeitlichen Zusammenspiels von Anbindungssystemen und landseitigen Maßnahmen im Rahmen der Konsultation darauf hinzuweisen und ggf. mögliche Alternativen aufzuzeigen.

Nach derzeitigem Stand der Prüfung besteht im zweiten Entwurf des O-NEP 2025 anhand der vorgelegten Unterlagen auf den drei Ebenen Szenariorahmen, modelltechnischer Berücksichtigung im NEP sowie der zeitlichen Koordinierung (Inbetriebnahme Netzverknüpfungspunkte) Konsistenz zwischen beiden Entwürfen.

9. Einklang mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan

Der zweite Entwurf des O-NEP 2025 berücksichtigt nach derzeitiger Auffassung der Bundesnetzagentur soweit möglich entsprechend § 17b Abs. 2 Satz 6 EnWG den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan nach Artikel 8 Absatz 3b der Verordnung (EG) Nr. 714/2009.

Der finale Entwurf des Europäischen Netzentwicklungsplans 2014 (Ten-Year-Network-Development-Plan, TYNDP) wurde im Dezember 2014 vorgelegt. Im Gegensatz zum Zehn-Jahres-Horizont des O-NEP ist hier 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 Outlook & Adequacy Forecast 2014-2030, erschienen am 3. Juni 2014, welcher bis zum Jahr 2030 reicht. Das Hauptdokument des TYNDP 2014 enthält 127 Projekte mit insgesamt 382 Investments („Maßnahmen“) von paneuropäischer Relevanz im ENTSO-E-Gebiet, wovon 86 Maßnahmen zumindest teilweise in Deutschland gelegen sind. In diesen 86 Maßnahmen mit deutscher Beteiligung sind 25 Offshore Maßnahmen enthalten. Die Maßnahmenliste des TYNDP 2014 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 2025 wurden bislang als PCI ausgewählt.

Projekte in der Nordsee werden im TYNDP 2014 maßnahmenscharf in vier Nordsee-Clustern angegeben („Tennet Northsea part 1“ bis „Tennet Northsea part 4“). In diesen vier Clustern sind 23 Investments enthalten, von denen 9 Investments Startnetzanbindungssystemen entsprechen. Weitere 11 Investments sind im O-NEP 2025 als Zubaunetzmaßnahmen dargestellt. Die verbleibenden Investments sind im O-NEP 2025 nicht mehr dargestellt, insbesondere werden sie auch im Langfristszenario bis 2035 nicht mehr berücksichtigt. Diese Investments werden jedoch auch in der vorläufigen Projektliste für den TYNDP 2016 nicht mehr aufgeführt. Darüber hinaus enthält der TYNDP 2014 ebenfalls Ostsee-Projekte, die jedoch nicht maßnahmenscharf aufgeführt sind, sondern in zwei Cluster eingeteilt werden („Baltic Sea East“ und „Baltic Sea West“). 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 2014 und O-NEP 2025 bei einigen Maßnahmen zu Unterschieden in der Beschreibung. So sind beispielsweise im TYNDP 2014 einige Netzverknüpfungspunkte genannt, welche sich im zweiten Entwurf des O-NEP 2025 bereits geändert haben. Diese Änderungen werden voraussichtlich in den kommenden TYNDP 2016 aufgenommen.

10. Festlegungen zu clusterübergreifenden Netzanschlüssen

Der O-NEP soll gem. § 17b Abs. 3 EnWG-E auch Festlegungen enthalten, in welchem Umfang bestehende Offshore-Windparkprojekte im Sinne des § 26 Abs. 2 WindSeeG-E im Rahmen des Übergangssystems in den Jahren 2021 bis 2024 ausnahmsweise auch über Anbindungssysteme angeschlossen werden, die eigentlich nicht den eigenen, sondern einen anderen Cluster erschließen (sog. clusterübergreifender Anschluss). Daneben besteht auch die Möglichkeit von Anschlüssen an Anbindungssysteme, die der Erschließung mehrerer Cluster dienen, ohne einem Cluster konkret zugeordnet zu sein, wie bspw. OST-B-1. Voraussetzung dafür ist jedoch, dass sich die Sammelplattform außerhalb der Clustergrenzen befindet. Derartige Anschlüsse sind nicht zwingend auf das Übergangssystem beschränkt.

Nach derzeitiger Rechtslage bliebe die Festlegung clusterübergreifender Netzanschlüsse dem jeweiligen Zuweisungsverfahren nach § 17d EnWG vorbehalten. Aufgrund einer Festlegung der Bundesnetzagentur sind clusterübergreifende Anschlüsse jedoch unter der geltenden Rechtslage ausgeschlossen.⁷ 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). Die Erwägungen zu clusterübergreifenden Anschlüssen in diesem Kapitel kommen daher nur bei Inkrafttreten der zukünftigen Rechtslage zum Tragen.

Darüber hinaus kommt ein clusterübergreifender Anschluss nur 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. Anschlüsse an Anbindungssysteme, die mehrere Cluster zugleich erschließen, sind daneben nur dann zulässig, wenn eine separate Erschließung der jeweiligen Cluster durch ein eigenes Anbindungssystem unwirtschaftlich oder wettbewerbsverzerrend ist. Insofern kommt dies derzeit lediglich in der Ostsee in Betracht, da dort die Cluster zum Teil relativ klein sind bzw. lediglich aus einem Windpark bestehen (z.B. Cluster 4 Ostsee). Ob ein Anbindungssystem, das der Erschließung mehrerer Cluster dienen soll, nicht eigentlich einem konkreten Cluster zugeordnet werden muss, hängt mit der Lage der Sammelplattform zusammen. Befindet sich die Sammelplattform innerhalb eines Clusters ist von einer Erschließung dieses Clusters zu sprechen, liegt sie außerhalb, handelt es sich um einen Bündelungspunkt.

⁷ Bundesnetzagentur, Beschluss vom 13.08.2014, Az.: BK6-13-001, S. 23.

10.1 Nordsee

Gegenwärtig kommt in der Nordsee nach Ansicht der Bundesnetzagentur ein clusterübergreifender Anschluss lediglich für nicht erschlossene Projekte in Cluster 6 (und ggf. 8) über das Anbindungssystem NOR-7-1 in Betracht.

Ein weiteres Anbindungssystem nach Cluster 8 wäre hingegen raumordnerisch voraussichtlich unzulässig und auch wirtschaftlich wenig sinnvoll. Da in Cluster 8 noch ein nicht vollständig erschlossenes Projekt existiert, das jedoch bereits für einen Teil des Projekts über eine unbedingte Netzanschlusszusage und zugewiesene Kapazität verfügt, und § 30 Abs. 2 S. 2 WindSeeG-E derzeit vorsieht, dass eine Teilnahme solcher Projekt an der Ausschreibung im Übergangssystem nicht zulässig ist, wird im Rahmen der Bestätigung zu prüfen sein, ob für Cluster 8 überhaupt eine Anbindung über NOR-7-1 erforderlich ist.

Das Anbindungssystem NOR-6-3, das von den Übertragungsnetzbetreibern im zweiten Entwurf des O-NEP 2025 für das Jahr 2029 vorgesehen ist, kann im O-NEP 2025 aufgrund des zeitlichen Horizontes voraussichtlich nicht bestätigt werden. 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, 7 und 8 über die Anbindungssysteme NOR-7-1 und NOR-7-2 ausreicht. Das Anbindungssystem NOR-7-2 ist von den Übertragungsnetzbetreibern im zweiten Entwurf des O-NEP 2025 erst für das Jahr 2030 vorgesehen. Dieses Anbindungssystem ist perspektivisch jedoch ohnehin notwendig, um das noch nicht erschlossene Erzeugungspotential in Cluster 7 abzuführen. Die Anbindungskapazität der beiden Anbindungssysteme NOR-7-1 und NOR-7-2 ist bei der Erwägung von clusterübergreifenden Anschlüssen bereits jetzt mit einzubeziehen, um ggf. separate, zusätzliche Anbindungssysteme in Cluster 6 und Cluster 8 zu sparen, wenn die Summe der Erzeugungspotentiale in den Clustern 6, 7 und 8 zusammen über die beiden Anbindungssysteme nach Cluster 7 erschlossen werden können.

Der BFO-N sieht die Möglichkeit einer Verbindung der Cluster 6 und 7 bereits vor⁸. Diese soll zwar laut BFO-N als Verbindung der jeweiligen Konverterplattformen eine mögliche Teilredundanz im Rahmen eines zukünftigen Schadensminderungskonzepts sichern. Allerdings liegen derzeit keine Anhaltspunkte vor, weshalb diese Verbindung nicht auch hinsichtlich eines clusterübergreifenden Anschlusses raumordnerisch möglich sein sollte. Daher ist eine Verletzung der entsprechenden Planungsgrundsätze gegenwärtig nicht ersichtlich. Eine Verbindung der Cluster 7 und 8 ist zwar im BFO-N ebenfalls enthalten, allerdings bestehen hier dennoch aus Sicht des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie fachplanerische Hürden, da die Kabel das Vorbehaltsgebiet Schifffahrt zwischen Cluster 7 und 8 kreuzen, das auch als Nord-Süd-Korridor für zukünftige Infrastruktur vorgesehen ist.

Auch dürfte es mit Blick auf das Zielmodell ab dem Jahr 2025 nicht zu einer Kettenreaktion kommen. Die Anbindungssysteme NOR-7-1 und NOR-7-2 sind grundsätzlich ausreichend, um sowohl bestehende Projekte in Cluster 6 (und ggf. 8) 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.

Im Folgenden sind die möglichen windparkspezifischen AC-Anbindungen rein informatorisch und schematisch dargestellt, die im Falle einer erfolgreichen Ausschreibung für bestehende Projekte in

⁸ Fortschreibung des BFO-N, Punkt 7.3, S. 71, und 7.4, S. 74.

Cluster 6 oder 7 (und ggf. 8) Nordsee erforderlich werden können. Da sich erst durch das Zuschlagsverfahren nach § 34 WindSeeG-E entscheidet, welche Windparkprojekte durch NOR-7-1 in Cluster 6 oder 7 - und ggf. 8 - tatsächlich erschlossen werden, sind die windparkspezifischen AC-Anbindungen nicht Teil der Bestätigung des O-NEP.

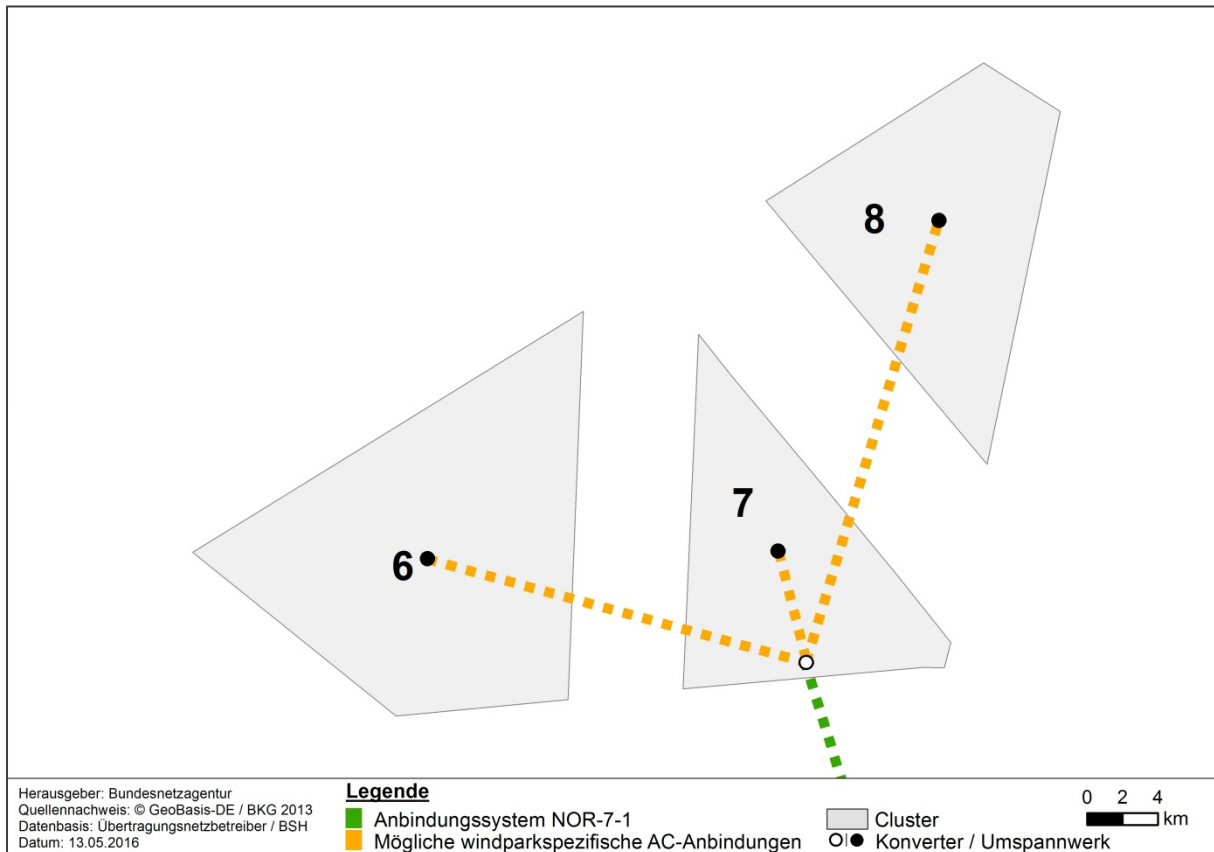


Abbildung 7: Informativ Darstellung möglicher windparkspezifischer AC-Anbindungen

10.2 Ostsee

In der Ostsee besteht nach derzeitiger Einschätzung der Bundesnetzagentur keine Erforderlichkeit clusterübergreifender Anschlüsse im Sinne des § 17b Abs. 3 EnWG-E, sofern die seeseitige Sammelleitung außerhalb der vom BFO definierten Cluster Grenzen liegt. Entgegen dem zweiten Entwurf des O-NEP 2025 ist nach derzeitiger Einschätzung der Bundesnetzagentur seeseitig eine AC-Sammelleitung zu errichten. Der zweite Entwurf sieht hingegen noch einen virtuellen Bündelungspunkt vor.

Es existieren im jeweils südwestlichen Bereich von Cluster 1 und Cluster 2 großflächige Suchräume für die Errichtung von Sammelleitungen.

Die Bundesnetzagentur wird die Übertragungsnetzbetreiber zeitnah auffordern, noch vor der Bestätigung des O-NEP 2025 festzulegen und ihr mitzuteilen, ob das Anbindungssystem OST-B-1 in den Suchraum in Cluster 1, den Suchraum in Cluster 2 oder an einen Punkt außerhalb der Cluster Grenzen geführt wird.

Sollte das Anbindungssystem OST-B-1 in ein konkretes Cluster geführt werden, wäre ggf. auch die Bezeichnung des Anbindungssystems zu ändern, da es sich dann nicht um einen Bündelungspunkt, sondern um einen Clusteranschluss handelte. Im Falle eines Clusteranschlusses ergäbe sich dann entgegen der Eingangsaussage die Erforderlichkeit eines clusterübergreifenden Anschlusses, wobei zu beachten wäre, dass clusterübergreifende Anschlüsse nur bei Inkrafttreten der neuen Gesetzeslage möglich sind.

Die Cluster 1, 2 und 4 sollten entsprechend dem bestätigten O-NEP 2024 und dem zweiten Entwurf des O-NEP 2025 – unter der Voraussetzung, dass die seeseitige Sammelleitung außerhalb der vom BFO Ostsee definierten Cluster Grenzen liegt – über gemeinsame Sammelleitungen erschlossen werden, so dass auf dem Anbindungssystem bestehende Offshore-Windparkprojekte aus allen drei Clustern Kapazitäten beantragen bzw. an den Ausschreibungen im Übergangssystem teilnehmen können.

Entgegen dem zweiten Entwurf des O-NEP 2025 ist nach derzeitiger Einschätzung der Bundesnetzagentur seeseitig eine AC-Sammelleitung zu errichten. Der zweite Entwurf sieht hingegen noch einen virtuellen Bündelungspunkt vor. D. h., es könnten zwar Offshore-Windparkprojekte aus allen drei Clustern Kapazität auf dem Anbindungssystem beantragen bzw. nach ggf. zukünftiger Rechtslage an den beiden Ausschreibungen im Übergangssystem teilnehmen. Allerdings würde das Anbindungssystem zunächst lediglich den Cluster des zuerst bezuschlagten Windparkprojekts erschließen. Nur falls das bezuschlagte Projekt max. 250 MW installierte Leistung aufweist, könnte man ggf. das Anbindungssystem aufsplitten, d. h. ein Seekabel würde zu dem Cluster mit dem bezuschlagten Projekt führen, während das andere Seekabel weiterhin auch die beiden anderen Cluster erschließen könnte. Sollte jedoch ein Windparkprojekt mit über 250 MW aber weniger als 500 MW installierter Leistung bezuschlagt werden, ein weiteres Projekt in einem anderen Cluster jedoch ebenfalls mit weniger als 250 MW einen Zuschlag erhalten, müsste zusätzlich ein AC-Seekabel von der Plattform des ersten bezuschlagten Projekts zu der Plattform des zweiten bezuschlagten Projekts führen (Bsp.: Wird in Cluster A ein Projekt mit 350 MW bezuschlagt, in Cluster B ein Projekt mit 150 MW, müssten beide AC-Seekabel des Anbindungssystems mit je 250 MW Übertragungskapazität zunächst zur Plattform des bezuschlagten Projekts in Cluster A führen. Von dort aus müsste zusätzlich noch ein Seekabel zur Plattform des zweiten bezuschlagten Projekts nach Cluster B führen). Dies erscheint jedoch bei einem Vergleich mit der Errichtung einer AC-Sammelleitung wenig sinnvoll. Denn im Falle einer Sammelleitung wären regelmäßige kürzere Seekabelverbindungen mit weniger Kabelkreuzungen erforderlich und eine Mitbenutzung der Plattformen einzelner

Windparkbetreiber durch die Übertragungsnetzbetreiber entbehrlich. Dies bestätigt auch die seitens der Übertragungsnetzbetreiber mit dem zweiten Entwurf des O-NEP 2025 vorgelegte Kosten-Nutzen-Analyse, wonach die Kosten für das Sammelplattformkonzept leicht unter der „Bündelungspunktvariante“ liegen.

Im Folgenden sind die möglichen windparkspezifischen AC-Anbindungen rein informatorisch und schematisch dargestellt, die im Falle einer erfolgreichen Ausschreibung für bestehende Projekte in Cluster 1, 2 oder 4 Ostsee erforderlich werden können. Da sich erst durch das Zuschlagsverfahren nach § 34 WindSeeG-E entscheidet, welche Windparkprojekte durch OST-B-1 in Cluster 1, 2 oder 4 tatsächlich erschlossen werden, sind die windparkspezifischen AC-Anbindungen nicht Teil der Bestätigung des O-NEP:

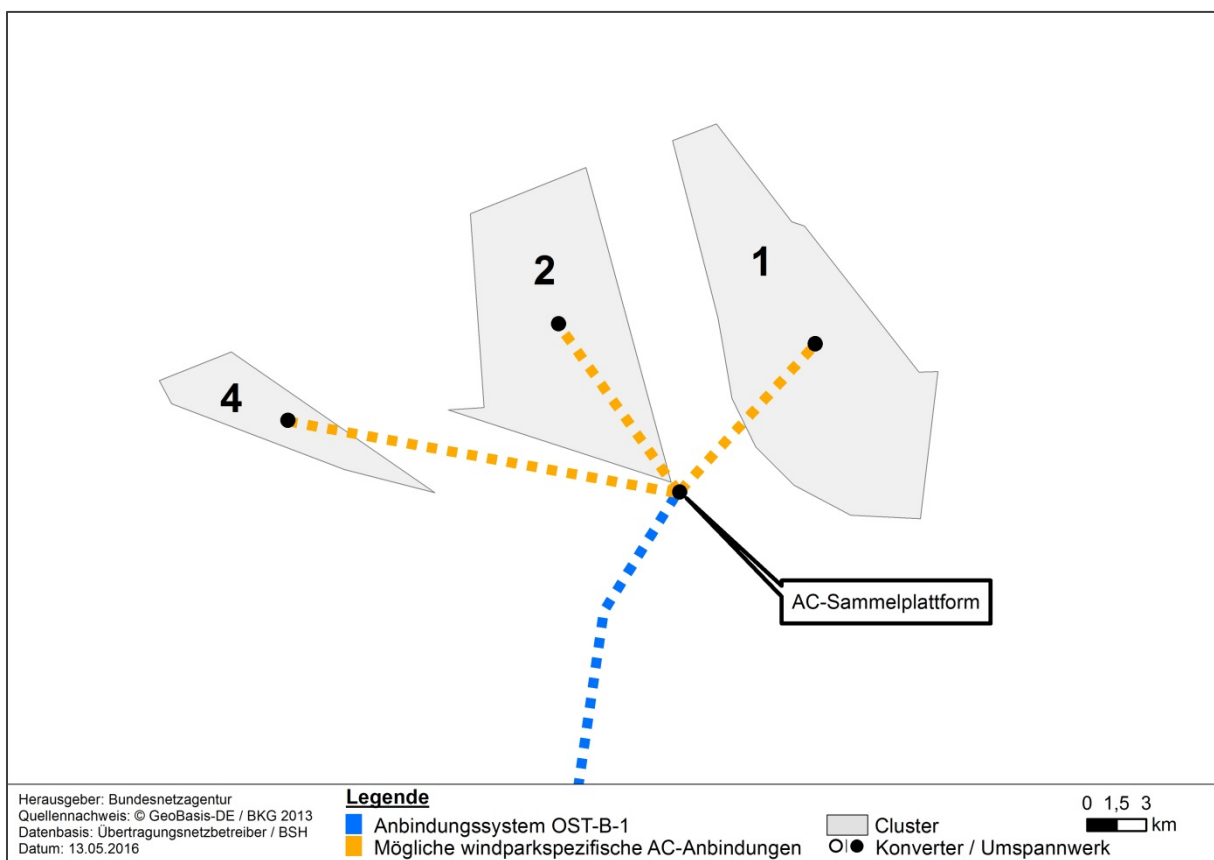


Abbildung 8: Informatorische Darstellung möglicher windparkspezifischer AC-Anbindungen

11. Öffentlichkeitsbeteiligung der Übertragungsnetzbetreiber

Die Übertragungsnetzbetreiber haben die gemäß § 17b Abs. 3 EnWG in Verbindung mit § 12b Abs. 4 EnWG geforderte zusammenfassende Erklärung über die Art und Weise der Berücksichtigung der Öffentlichkeitsbeteiligung 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. Oktober 2015 bis zum 13. Dezember 2015 gegeben.

In der überarbeiteten Fassung des O-NEP wurde von den Übertragungsnetzbetreibern 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. Die Übertragungsnetzbetreiber haben in Kapitel 5 des überarbeiteten O-NEP 2025 einen Überblick über die Themenbereiche der eingegangenen Stellungnahmen gegeben. Sie sind sowohl in diesem wie auch zu Beginn der jeweiligen Kapitel auf die Ergebnisse der Konsultation eingegangen. Insgesamt gingen 61 Stellungnahmen zum ersten Entwurf des O-NEP 2025 bei den Übertragungsnetzbetreibern ein. Die Übertragungsnetzbetreiber haben die Themen in vier Kategorien eingeteilt: Methodik und Durchführung, Auswirkungen des Netzausbaus, Gestaltung des Netzausbaus, Projektkommunikation.

D Anbindungssysteme

Die vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse als bestätigungsfähig und als nicht bestätigungsfähig angesehenen Anbindungssysteme sind in Abbildung 9 für die Nordsee und in Abbildung 10 für die Ostsee dargestellt.

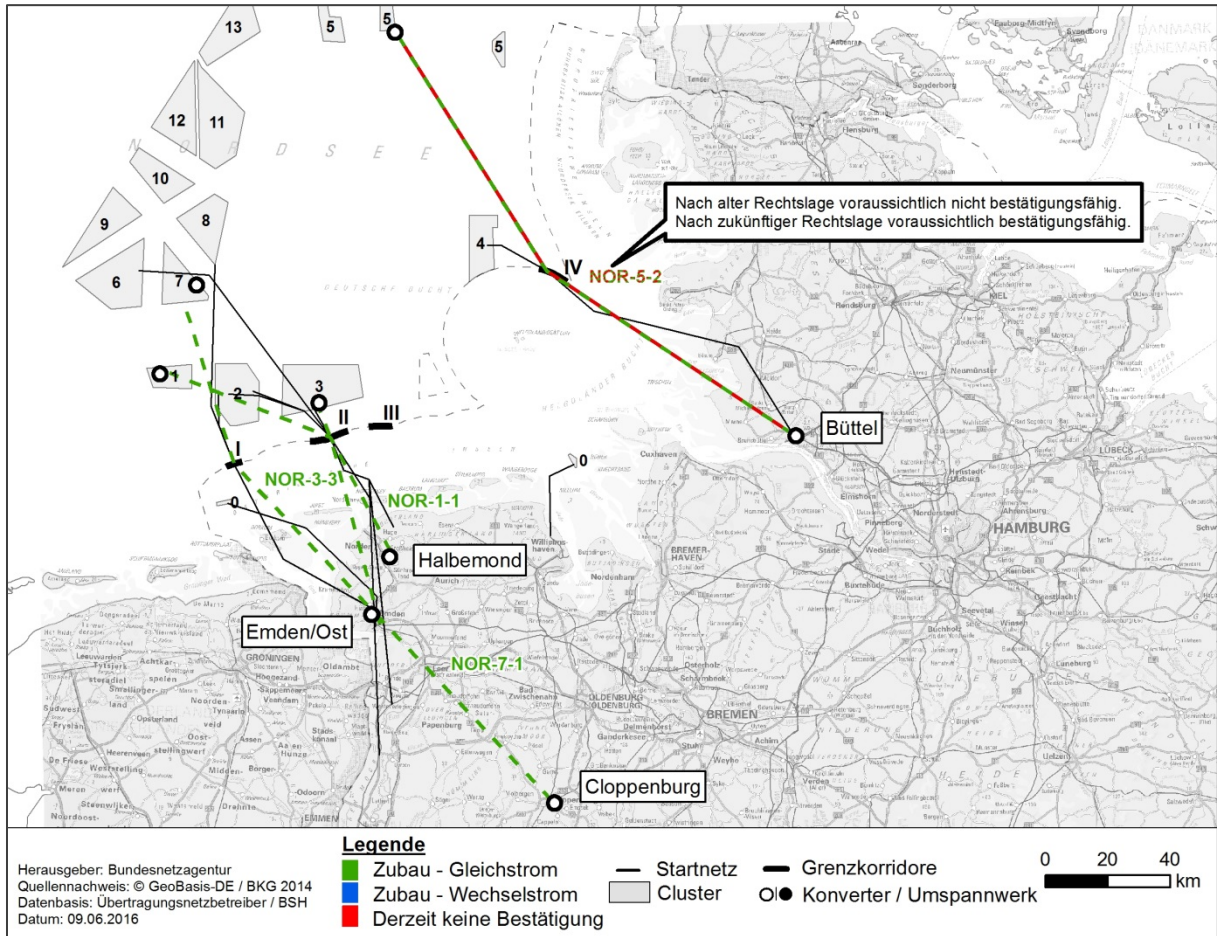


Abbildung 9: Derzeit vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse als bestätigungsfähig und als nicht bestätigungsfähig angesehene Anbindungssysteme in der Nordsee im O-NEP 2025

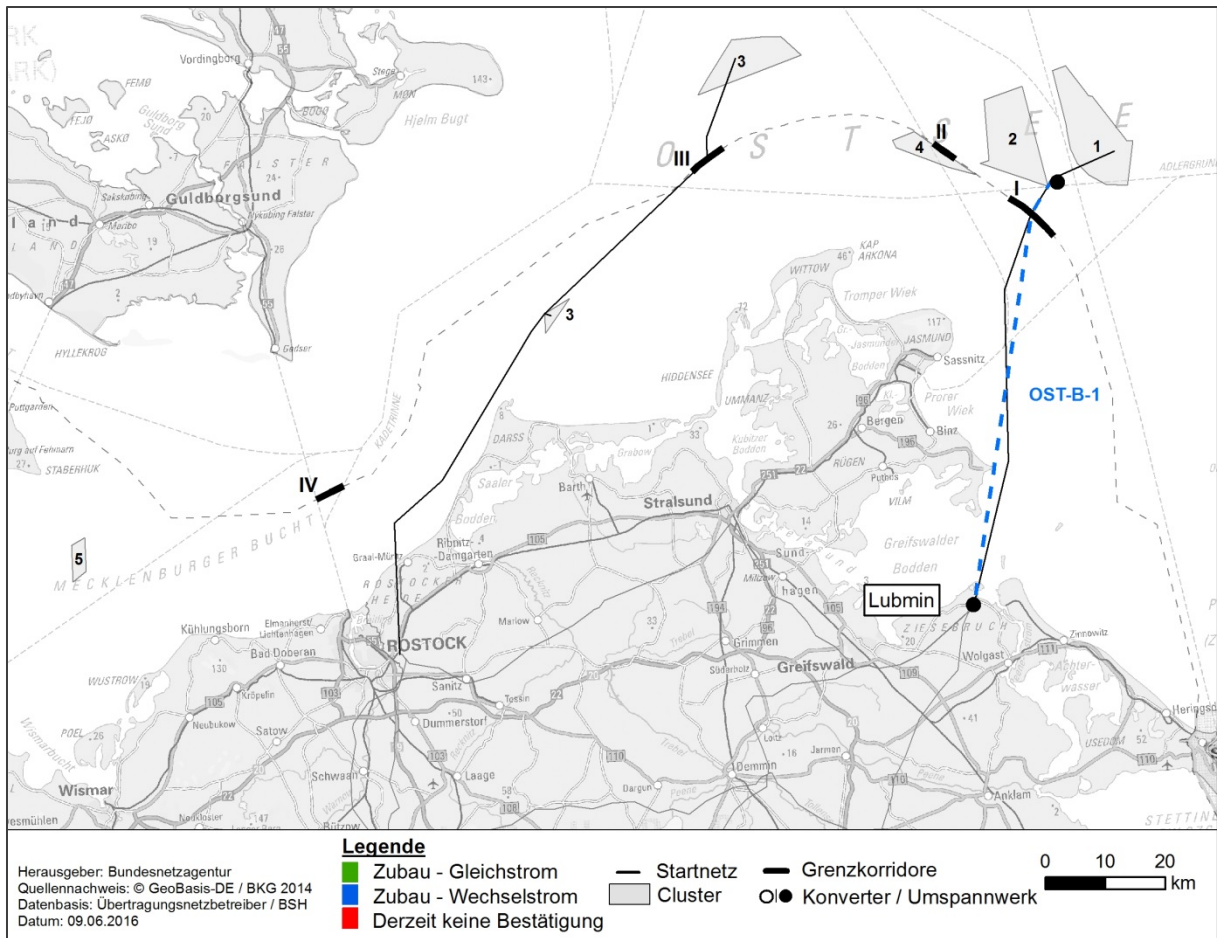


Abbildung 10: Derzeit vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse als bestätigungsfähig und als nicht bestätigungsfähig angesehene Anbindungssysteme in der Ostsee im O-NEP 2025

1. Anbindungssysteme Nordsee

1.1 Anbindungssystem NOR-1-1: Maßnahme 3, HGÜ-Verbindung NOR-1-1 (DoWin 5)

Das Anbindungssystem NOR-1-1 wäre derzeit vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse bestätigungsfähig.

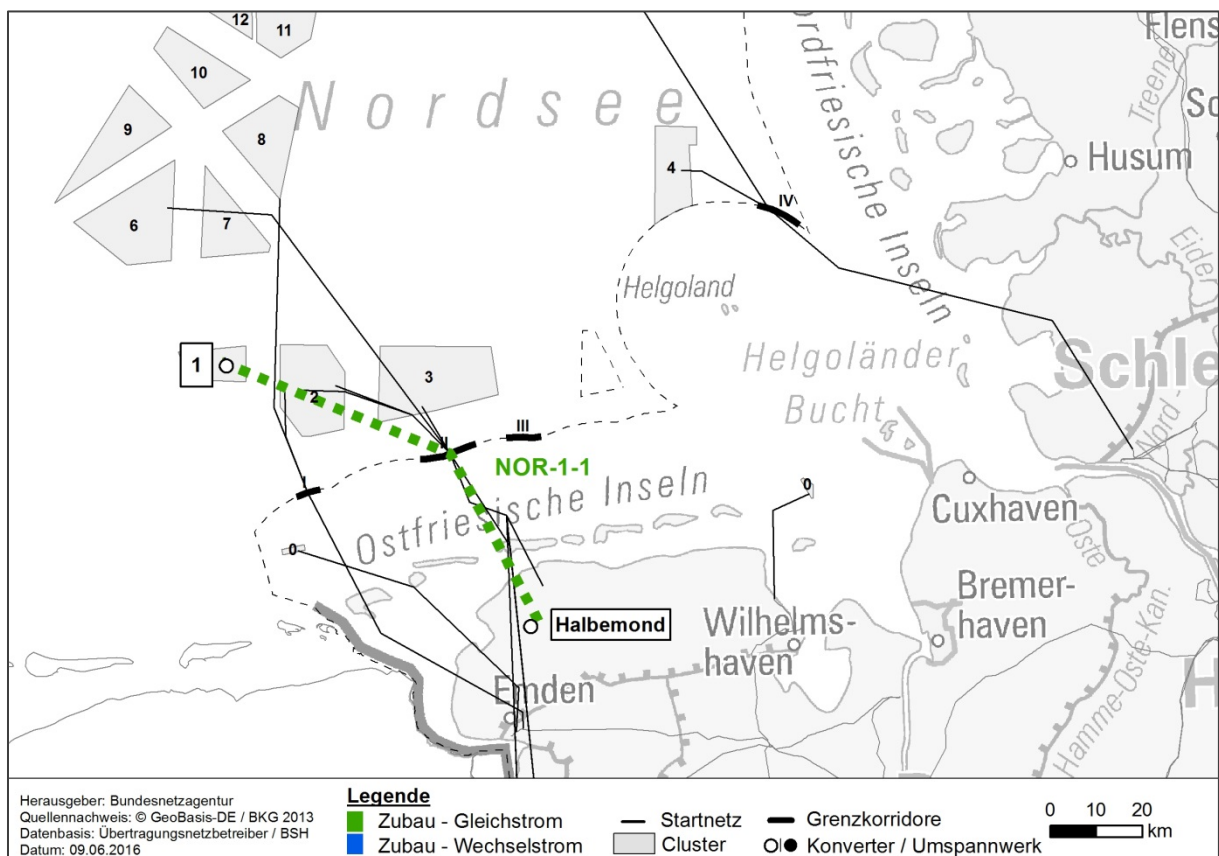


Abbildung 11: Maßnahme 3, HGÜ-Verbindung NOR-1-1

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

Als Netzverknüpfungspunkt ist Halbmond vorgesehen, dessen Verfügbarkeit für 2022 geplant ist. Die Inbetriebnahme des landseitigen Projekts P 20 Emden/Ost - Halbmond ist gemäß zweitem Entwurf des NEP 2025 für 2021 anvisiert (vgl. Tabelle 27, Seite 133, NEP 2025 zweiter Entwurf).

Die Netzanbindung soll in Übereinstimmung mit dem BFO-N 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 im BFO-N vorgegebenen Grenzkorridor II durch das Küstenmeer im Raum Norderney zum Netzverknüpfungspunkt Halbmond.

Gemäß BFO-N wird in Cluster 1 insgesamt eine Erzeugungsleistung in Höhe von 870 MW erwartet. Die Erschließung von Cluster 1 soll mittels eines Anbindungssystems mit 900 MW Übertragungskapazität erfolgen.

Trassenlänge: 115 km

Beginn der Umsetzung: 2019 bzw. 2017

Geplante Fertigstellung: 2024 bzw. 2022

1.2 Anbindungssystem NOR-3-3: Maßnahme 15, HGÜ-Verbindung NOR-3-3 (DolWin 6)

Das Anbindungssystem NOR-3-3 wäre derzeit vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse bestätigungsfähig.

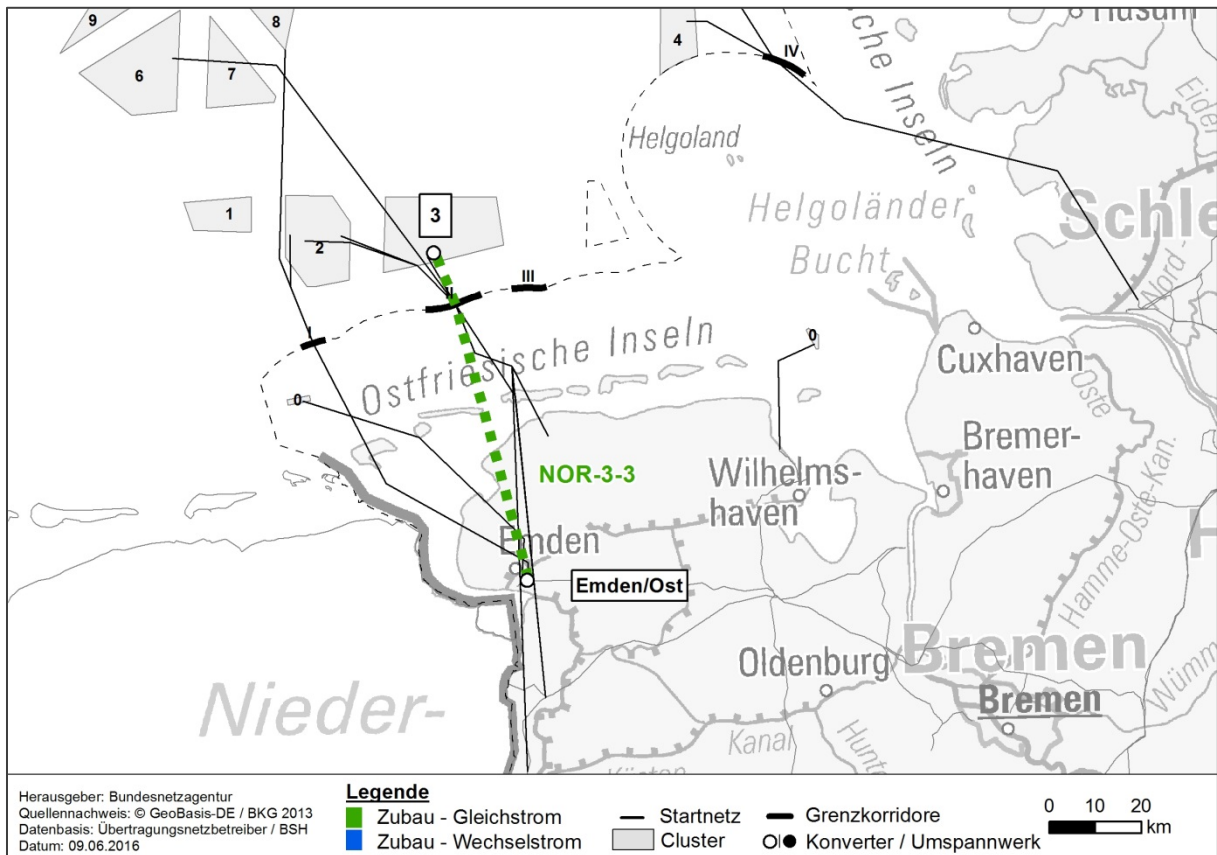


Abbildung 12: Maßnahme 15, HGÜ-Verbindung NOR-3-3

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 2021 geplant ist. Die Inbetriebnahme des landseitigen Projekts P 69 Emden/Ost - Conneforde ist entsprechend dem zweiten Entwurf des NEP 2025 für 2019 anvisiert (vgl. Tabelle 27, Seite 138, NEP 2025 zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber).

Die Netzanbindung soll in Übereinstimmung mit dem BFO-N 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 vom BFO-N vorgegebenen Grenzkorridor II durch das Küstenmeer im Raum Norderney zum Netzverknüpfungspunkt Emden/Ost.

Gemäß BFO-N wird in Cluster 3 insgesamt eine Erzeugungsleistung durch Offshore-Windparks in Höhe von 2.560 MW erwartet. Die Erschließung von Cluster 3 soll mittels drei Anbindungssystemen mit je 900 MW Übertragungskapazität erfolgen: Das im Startnetz befindliche Anbindungssystem NOR-3-1 (DolWin2) sowie die im Zubaunetz befindlichen Anbindungssysteme NOR-3-3 und NOR-3-2.

Trassenlänge: 90 km

Beginn der Umsetzung: 2017 bzw. 2016

Geplante Fertigstellung: 2022 bzw. 2021

1.3 Anbindungssystem NOR-5-2: Maßnahme 25, HGÜ-Verbindung NOR-5-2 (SylWin 2)

Das Anbindungssystem NOR-5-2 wäre nach ggf. zukünftiger Rechtslage bestätigungsfähig.

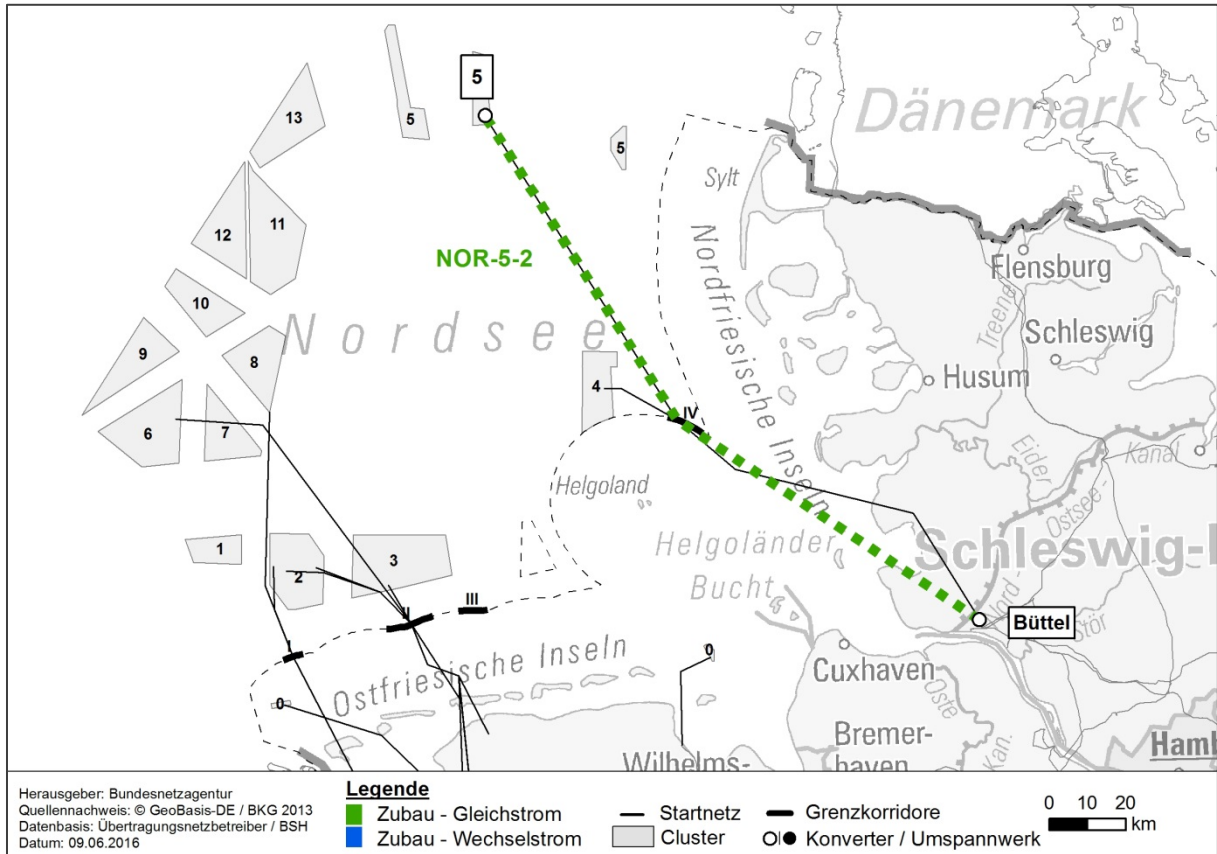


Abbildung 13: Maßnahme 25, HGÜ-Verbindung NOR-5-2

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 in Abweichung vom BFO-N ausnahmsweise nicht mit der standardisierten Übertragungskapazität von 900 MW erfolgen, sondern mit einer Übertragungskapazität, die der bezuschlagten Kapazität bestehender Projekte in Cluster 5 gem. §§ 34, 37 WindSeeG-E entspricht.

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

Gemäß des BFO-N wird in Cluster 5 insgesamt eine Erzeugungsleistung durch Offshore-Windparks in Höhe von 1.380 MW erwartet. Die Erschließung soll mittels zweier Anbindungssysteme erfolgen: Das im Startnetz befindliche Anbindungssystem NOR-5-1 (SylWin1) und das im Zubaunetz befindliche Anbindungssystem NOR-5-2.

Trassenlänge: 205 km

Beginn der Umsetzung: 2019

Geplante Fertigstellung: 2024

1.4 Anbindungssystem NOR-7-1: Maßnahme 31, HGÜ-Verbindung NOR-7-1 (BorWin 5)

Das Anbindungssystem NOR-7-1 wäre derzeit vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse bestätigungsfähig.

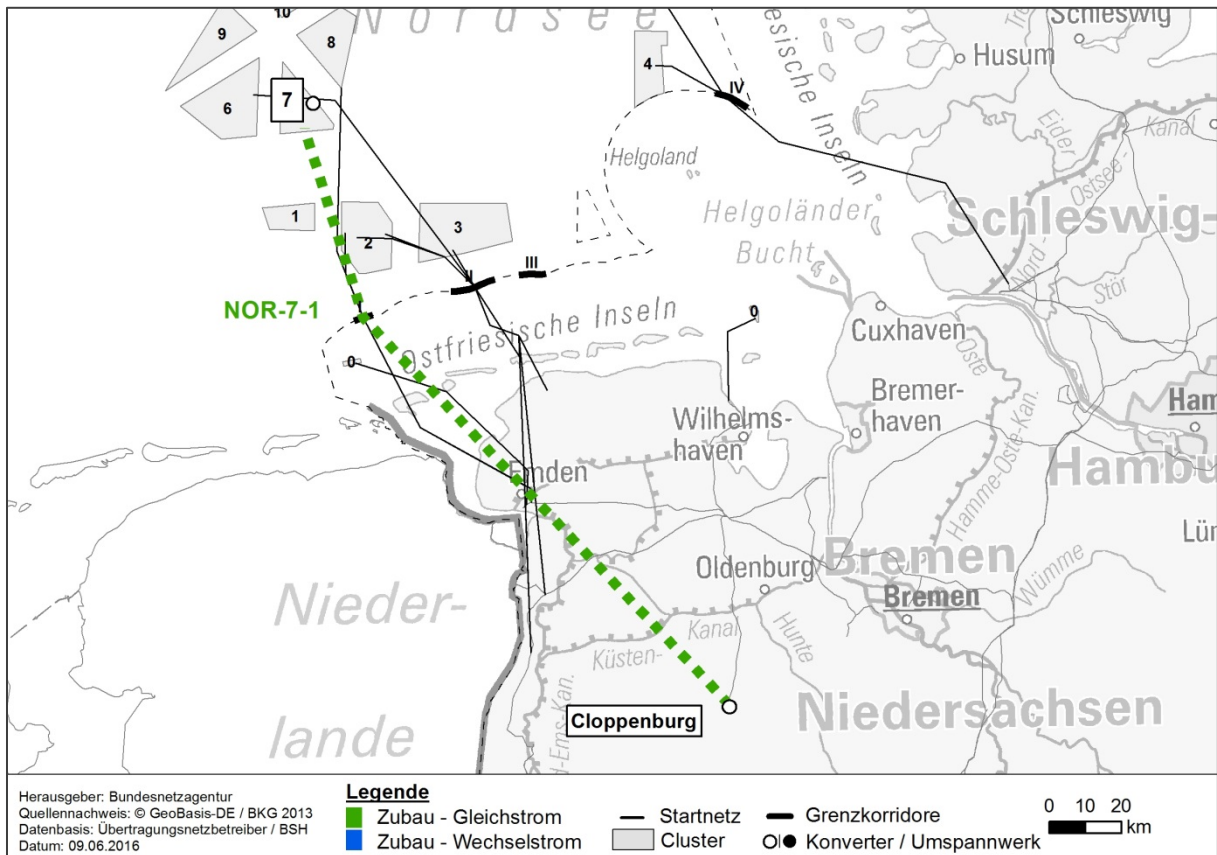


Abbildung 14: Maßnahme 31, HGÜ-Verbindung NOR-7-1

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks in der Nordsee in Cluster 7 (Zone 2). Möglich ist jedoch auch die Anbindung von Windparkprojekten in Cluster 6 (und ggf. in Cluster 8).

Als Netzverknüpfungspunkt ist Cloppenburg vorgesehen, dessen Verfügbarkeit für 2022 geplant ist. Die Inbetriebnahme des landseitigen Projekts P 21 Conneforde – Cloppenburg – Merzen ist entsprechend dem zweiten Entwurf des NEP 2025 für 2022 anvisiert (vgl. Tabelle 27, Seite 133, NEP 2025 zweiter Entwurf).

Die Netzanbindung soll in Übereinstimmung mit dem BFO-N 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 im BFO-N vorgegebenen Grenzkorridor I durch das Küstenmeer im Raum Borkum zum Netzverknüpfungspunkt Cloppenburg.

Gemäß BFO-N wird in Cluster 7 insgesamt eine Erzeugungsleistung durch Offshore-Windparks in Höhe von 1.360 MW erwartet. Die Erschließung soll mittels zweier Anbindungssysteme mit je 900 MW Übertragungskapazität erfolgen: Die Anbindungssysteme NOR-7-1 und NOR-7-2.

Trassenlänge: 260 km

Beginn der Umsetzung: 2020 bzw. 2018

Geplante Fertigstellung: 2025 bzw. 2023

2. Anbindungssysteme Ostsee

2.1 Anbindungssystem OST-B-1: Maßnahme B1.1, AC-Verbindung OST-B-1

Das Anbindungssystem OST-B-1 wäre derzeitig vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse bestätigungsfähig.

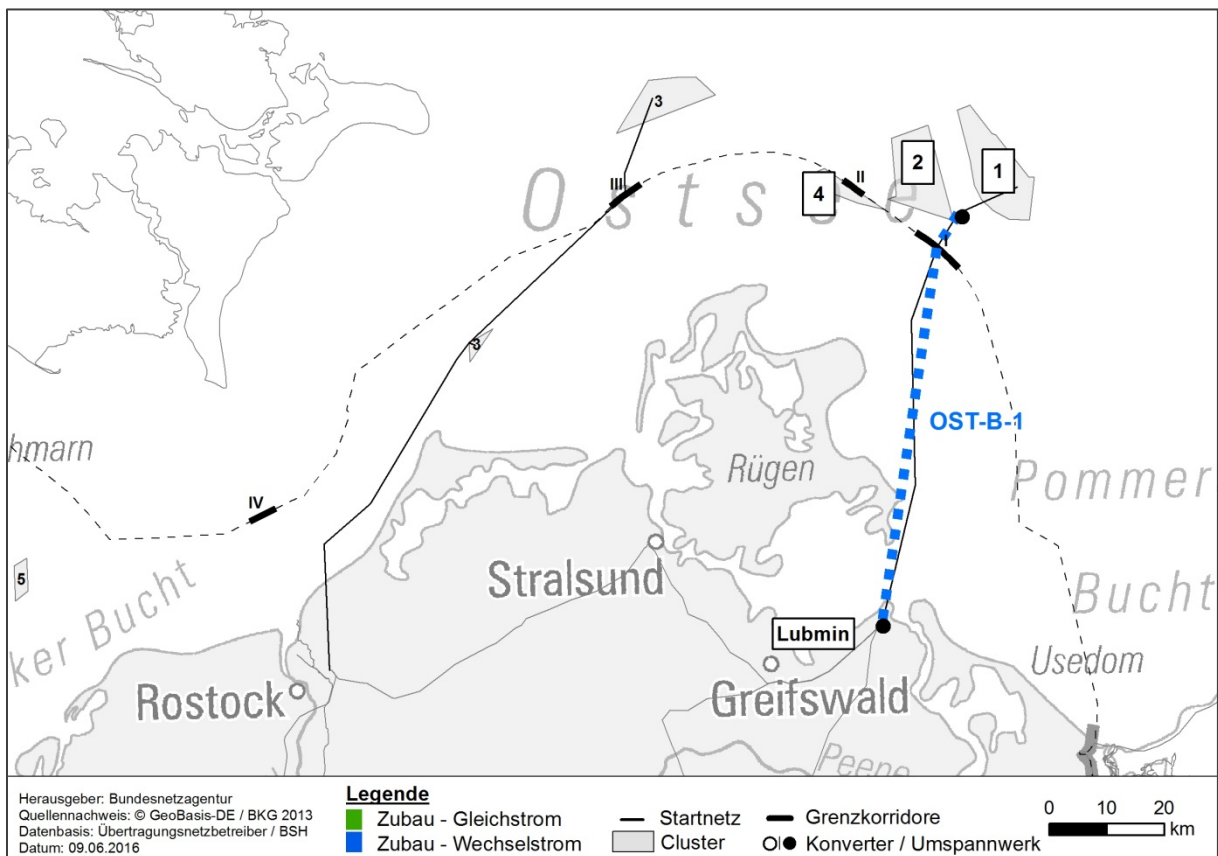


Abbildung 15: Maßnahme B1.1, AC-Verbindung OST-B-1

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks in der Ostsee in den Clustern 1 und 2 in der AWZ sowie Cluster 4 im Küstenmeer der Ostsee.

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

Im Rahmen der Realisierung des Anbindungssystems wird der Netzverknüpfungspunkt Lubmin erweitert und von dort werden zwei AC-Seekabel mit einer technischen Kapazität von jeweils 250 MW zu dem im BFO-O festgelegten Grenzkorridor I an der Grenze des Küstenmeers zur AWZ hergestellt.

Entgegen dem zweiten Entwurf des O-NEP 2025 der Übertragungsnetzbetreiber sollte in der AWZ das Anbindungssystem an einer AC-Sammelplattform enden.

Die Bundesnetzagentur wird den Vorhabenträger zeitnah auffordern, festzulegen und ihr mitzuteilen, ob das Anbindungssystem an einen Punkt außerhalb der Clustergrenzen in der AWZ oder zu einem Standort innerhalb eines konkreten Clusters geführt wird.⁹

Von der Sammelplattform aus soll das Anbindungssystem mit den Umspannplattformen der Offshore-Windparks verbunden werden. Dadurch würde die im Offshore-Windpark erzeugte elektrische Energie in das Übertragungsnetz an Land eingespeist werden. Das in der zeitlichen Reihenfolge zuerst zu realisierende Anbindungssystem OST-B-1 ist geeignet, als Sammelanbindung neben dem Cluster 1 auch die Cluster 2 und 4 der Ostsee zu erschließen.

Trassenlänge: 2x80 km

Beginn der Umsetzung: 2020

Geplante Fertigstellung: 2023

⁹ Siehe Kap. C 10.2.

Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating current
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BFO	Bundesfachplan Offshore für die AWZ
BFO-N	Bundesfachplan Offshore für die AWZ der Nordsee
BFO-O	Bundesfachplan Offshore für die AWZ der Ostsee
DC	Direct current
EG	Europäische Gemeinschaft
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
kV	Kilovolt
MW	Megawatt
NEP	Netzentwicklungsplan
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan

Glossar

alternating current (AC)

Siehe Wechselstrom

Anbindungssystem

Sammelanbindungen bestehend aus der Gesamtheit aller Einrichtungen zur Übertragung elektrischer Energie zwischen dem Netzverknüpfungspunkt und einem Bündelungspunkt (DC- oder AC-Sammelplattform oder Bündelungspunkt) in oder vor einem Cluster, die einen bestimmten Cluster – jedoch nicht einen bestimmten Offshore-Windpark – erschließt.

Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ)

Das Seegebiet ab dem Küstenmeer bis zu einer Entfernung von 200 Seemeilen zur Basislinie (oft die Niedrigwasserlinie). In der AWZ hat ein Küstenstaat das alleinige Recht zur wirtschaftlichen Nutzung, z.B. den Betrieb von Offshore-Windparks.

Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie

Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie ist als Bundesoberbehörde maritimer Dienstleistungspartner für Schifffahrt, Wirtschaft und Meeresumwelt. Es gehört zum Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung und verfügt über ein weites Aufgabenspektrum, z.B. der Genehmigung von Offshore-Windparks und die maritime räumliche Planung in der AWZ.

Bundesfachplan Offshore

Eine Fachplanung, in Zuständigkeit des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie, für Infrastrukturen des Stromtransports in der AWZ der Nordsee und Ostsee. In dem Fachplan werden Windparkcluster identifiziert, die für Sammelanbindungen geeignet sind. Der Plan legt zusätzlich Standorte für Konverterplattformen, grenzüberschreitende Stromleitungen und mögliche Verbindungen untereinander fest, die zur Systemsicherheit beitragen können. Der Bundesfachplan wird getrennt für die AWZ der Nordsee und die AWZ der Ostsee aufgestellt.

Cluster

Unter einem Cluster sind Offshore-Windparks zu verstehen, die in einem räumlichen Zusammenhang stehen und für Sammelanbindungen zur Erschließung mehrerer Offshore-Windparks grundsätzlich geeignet sind.

direct current (DC)

Siehe Gleichstrom

Drehstrom

Kurzform von „Dreiphasenwechselstrom“; siehe Wechselstrom

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)

Das ist der europäische Verband der Übertragungsnetzbetreiber für Elektrizität. Er umfasst 41 Übertragungsnetzbetreiber aus 34 Ländern und existiert seit 2008. Die Hauptaufgaben sind die Festlegung gemeinsamer Sicherheitsstandards und die Veröffentlichung eines Zehnjahresplanes zur Netzentwicklung (TYNDP).

Entwicklungspfad

Ein Entwicklungspfad erfasst, bezogen auf einen Zielzeitpunkt, die Annahmen zu Erzeugung, Versorgung und Verbrauch von Strom im Vergleich zu einem Referenzzeitpunkt.

Gleichstrom

Elektrischer Strom, dessen Stärke und Richtung sich nicht ändert. Gleichstrom fließt z. B. aus Batterien.

Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)

Die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) ist ein Verfahren zur Übertragung von großen elektrischen Leistungen bei sehr hohen Spannungen (100-1000 kV). Oft zu finden ist das Kürzel DC, was von der englischen Bezeichnung „direct current“ stammt. Für die Einspeisung ins herkömmliche Stromnetz sind Hochspannungswechselrichter (Konverter) erforderlich, die Umwandlung geschieht in Umspann- und Schaltanlagen (siehe Gleichstrom).

Konverterstation/ Konverter

Eine Konverterstation wandelt Wechselspannung in Gleichspannung um und entgegengesetzt. Strom, der von Kraftwerken als Wechselspannung produziert und über lange Strecken transportiert werden muss, wird verlustärmer als Gleichstrom transportiert.

Leistung, elektrische

Die Leistung gibt an, wie viel Arbeit in einer bestimmten Zeit verrichtet wird. Die Leistung wird gemessen in Watt (W). Ein Kilowatt (kW) entspricht 1.000 Watt und ein Megawatt (MW) entspricht 1.000 kW. Die elektrische Leistung ist das Produkt von Spannung (U) - gemessen in Volt (V) - und Strom (I) - gemessen in Ampere (A). Bei elektrischer Leistung werden Wirkleistung, Blindleistung und Scheinleistung unterschieden.

Maßnahme

Unter einer Maßnahme versteht man eine Leitung, ein Umspannwerk etc., die zur Behebung einer Schwachstelle des Netzes dient. Einzelne, zusammengehörende Maßnahmen (z.B. ein Umspannwerk und ein Leitungsabschnitt) sind im NEP und im O-NEP zu Projekten zusammengefasst.

Netz (Übertragungsnetz)

Das Netz ist die Gesamtheit der miteinander verbundenen Anlagenteile zur Übertragung oder Verteilung elektrischer Energie. Es kann zur Abgrenzung u. a. nach Regelzonen, Aufgaben, Betriebsweise, Spannungen oder nach Besitzverhältnissen benannt werden. Das Übertragungsnetz dient der Übertragung elektrischer Energie zu nachgeordneten Verteilernetzen.

Netzbetreiber (Übertragungsnetzbetreiber)

Der Übertragungsnetzbetreiber ist eine natürliche oder juristische Person, die verantwortlich für den Betrieb, die Wartung und den Ausbau des Übertragungsnetzes in einem bestimmten Gebiet ist. Übertragungsnetze dienen dem Transport von Elektrizität über ein Höchstspannungs- und Hochspannungsverbundnetz zum Zwecke der Belieferung von Letztverbrauchern oder Verteilern.

Offshore

Vor der Küste liegende Gebiete; Offshore-Windenergieanlagen sind Windkraftanlagen zur Stromerzeugung auf See. Dies hat den Vorteil, dass die Windstärke über dem Wasser deutlich höher ist, der Wind stetiger weht und die Anlagen demnach mehr und gleichmäßiger Strom produzieren können.

Offshore-Anbindungsleitung

Eine Offshore-Anbindungsleitung besteht aus einem Anbindungssystem bzw. einer Sammelanbindung sowie windparkspezifischen Komponenten, wie insbesondere den AC-Seekabeln zwischen Sammelpattform oder Bündelungspunkt und der Umspannplattform eines Offshore-Windparks. Die windparkspezifischen Komponenten sind nicht Teil des O-NEP, sondern basieren auf der Zuweisung von Kapazität auf einer Sammelanbindung nach § 17d Abs. 3 EnWG durch die Bundesnetzagentur an einen bestimmten Offshore-Windpark.

Offshore-Netzplan bzw. Bundesfachplan Offshore (BFO)

Fachplan, der vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie im Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur und in Abstimmung mit dem Bundesamt für Naturschutz und den Küstenländern für Infrastrukturen des Stromtransports in der AWZ der Nord- und Ostsee erstellt wird. Der Plan enthält Festlegungen zu Windparkanlagen, die in räumlichem Zusammenhang stehen und für Sammelanbindungen geeignet sind. Der Plan legt zusätzlich Standorte für Konverterplattformen oder Umspannanlagen, Trassen- oder Trassenkorridore für grenzüberschreitende Stromleitungen und Anbindungssysteme bis zum Küstenmeer, mögliche Verbindungen untereinander und Orte, an denen das Anbindungssystem die Grenze zwischen AWZ und dem Küstenmeer überschreitet fest. Außerdem werden

standardisierte Technikvorgaben und Planungsgrundsätze festgelegt. Die Offshore-Netzpläne werden getrennt für die AWZ der Nordsee und die AWZ der Ostsee aufgestellt.

Raumordnung

Unter der Raumordnung ist die Ordnung und Entwicklung des Gesamttraums der Bundesrepublik Deutschland und seiner Teilräume zu verstehen. Die Aufgabe der Raumordnung besteht darin, eine nachhaltige Raumentwicklung sicherzustellen, die unterschiedlichen Ansprüche, die aus sozialer, wirtschaftlicher und ökologischer Sicht an den Raum gestellt werden, in Einklang zu bringen und Nutzungskonflikte auszugleichen. Die Festlegungen der Raumordnung werden in Raumordnungsplänen dokumentiert, die für Teile des Bundesgebietes, Bundesländer oder Regionen aufgestellt werden.

Regionalisierung

Unter Regionalisierung versteht man im O-NEP die Zuordnung von Erzeugungsanlagen zur Nordsee oder Ostsee.

Szenariorahmen

Im Szenariorahmen nach § 12a EnWG werden Annahmen über die wahrscheinliche Entwicklung der Energieerzeugung und des Energieverbrauchs in den nächsten zehn bzw. zwanzig Jahren festgelegt. Er umfasst mindestens drei Entwicklungspfade (Szenarien), die die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Er wird jährlich von den Übertragungsnetzbetreibern erstellt und der Bundesnetzagentur zur Konsultation und anschließenden Genehmigung vorgelegt. Der Szenariorahmen bildet die Grundlage für den NEP und den O-NEP.

Ten Year Network Development Plan (TYNDP)

Alle zwei Jahre erarbeitet der europäische Verbund der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) einen Zehnjahresplan zur Netzentwicklung. Er soll eine größere Transparenz beim gesamten EU-Übertragungsnetz gewährleisten. Den ersten Plan veröffentlichte ENTSO-E am 30. Juni 2010.

Watt

Einheit des internationalen (SI-) Einheitensystems für Leistung.

Wechselstrom

Auch Dreiphasenwechselstrom; Wechselstrom ändert – im Gegensatz zum Gleichstrom – ständig seine Richtung und seine Stärke. Diese Richtungsänderung kann auf den Schwingungsverlauf, die so genannte „Phase“, zurückgeführt werden. Die Frequenz dieser Phasen wird in Hertz gemessen (1 Hertz entspricht einer Schwingung pro Sekunde.) Die Versorgungsnetze in Europa sind mit einem Dreileiter-Drehstromnetz ausgebaut. Es handelt sich um eine sinusförmige Wechselspannung die eine Phasenverschiebung von 120 Grad aufweist und mit einer Frequenz von 50 Hz schwingt.

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Bezugsquelle | Ansprechpartner

Bundesnetzagentur
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
o-nep2025@bundesnetzagentur.de

Stand

Juni 2016

Druck

Bundesnetzagentur

Text

Referat 613

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Telefon: 0800 638 9 638

www.netzausbau.de

Folgen Sie uns auf twitter.com/netzausbau

Besuchen Sie uns auf youtube.com/netzausbau

Informieren Sie sich bei slideshare.net/netzausbau

Abonnieren Sie den netzausbau.de/newsletter

Juni 2016