



Bundesnetzagentur

Bestätigung

Offshore-Netzentwicklungsplan 2013



Bestätigung des Offshore- Netzentwicklungsplans 2013

durch die

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Bestätigung

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Bestätigung des Offshore-Netzentwicklungsplans 2013 gem. § 17c S. 2 in Verbindung mit § 12c Abs. 4 Satz 1 EnWG

gegenüber der

1. 50Hertz Transmission GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Eichenstraße 3A, 12435 Berlin

2. Amprion GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Rheinlanddamm 24, 44139 Dortmund

3. TenneT TSO GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Bernecker Str. 70, 95448 Bayreuth

4. TransnetBW GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Pariser Platz, Osloer Straße 15 - 17, 70174 Stuttgart

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

am 19.12.2013

den Offshore-Netzentwicklungsplan 2013 in der überarbeiteten Fassung vom 24.06.2013 wie folgt bestätigt:

1. Nachfolgende Anbindungsleitungen/Maßnahmen werden im Offshore Netzentwicklungsplan 2013 als erforderlich bestätigt:

Anbindungsleitung/ Bezeichnung der Maßnahmen		Beginn der Umsetzung/Zeitpunkt der Fertigstellung
NOR-3-3	DC-Netzanbindungssystem NOR-3-3 Maßnahme 15	2015/2020
NOR-1-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-1-1 Maßnahme 3	2016/2021
NOR-7-1	DC-Netzanbindungssystem NOR-7-1 Maßnahme 31	2017/2022
NOR-5-2	DC-Netzanbindungssystem NOR-5-2 Maßnahme 25	2018/2023
OST-1-1	AC-Netzanbindungssystem Cluster 1 (Westlich Adlergrund) Maßnahmen 51 und 52	2014/2017
OST-1-2	AC-Netzanbindungssystem Cluster 1 (Westlich Adlergrund) Maßnahmen 53 und 54	2014/2017
OST-1-3	AC-Netzanbindungssystem Cluster 1 (Westlich Adlergrund) Maßnahmen 55 und 56	2015/2018
OST-1-4	AC-Netzanbindungssystem Cluster 1 (Westlich Adlergrund) Maßnahmen 57 und 58	2015/2018

In der Nordsee sind zur Anbindung der Umspannplattformen der OWP an die Konverterplattform AC-Anschlüsse erforderlich. Die ÜNB werden aufgefordert, die AC-Anschlüsse in künftigen Offshore-Netzentwicklungsplänen gesondert als Maßnahmen zu beantragen, damit die Bundesnetzagentur die Erforderlichkeit der AC-Anschlüsse untersuchen und bestätigen kann.

In der Ostsee werden die von den ÜNB gesondert als Maßnahmen beantragten AC-Anschlüsse von der BNetzA als erforderlich bestätigt.

2. Nachfolgende Anbindungsleitungen/Maßnahmen werden im Offshore Netzentwicklungsplan 2013 noch nicht bestätigt:

Anbindungsleitung / Bezeichnung der Maßnahmen

NOR-3-2 DC-Netzanbindungssystem NOR-3-2

Maßnahme 14

NOR-7-2 DC-Netzanbindungssystem NOR-7-2

Maßnahme 32

OST-1-11 AC-Querverbindung Cluster 1 (Westlich Adlergrund)

Maßnahme 65

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	5
I. GRÜNDE	8
A Grundlagen	8
1. Erstellung des Offshore-Netzentwicklungsplans	8
2. Erstellung des Szenariorahmens	9
3. Erstellung des Bundesfachplan Offshore	11
3.1 Bundesfachplan Offshore Nordsee	12
3.2 Bundesfachplan Offshore Ostsee	13
B Vorlage des Offshore-Netzentwicklungsplans 2013	15
1. Öffentlichkeitsbeteiligung.....	15
2. Zusammenfassung der Stellungnahmen.....	16
2.1 Allgemeine Anmerkungen zum Offshore Netzentwicklungsplan	16
2.1.1 Jährliche Überarbeitung.....	16
2.1.2 Investitionssicherheit	17
2.1.3 Investitionskosten.....	17
2.1.4 Kapitel 5.....	17
2.1.5 Vollständige Darstellung.....	17
2.1.6 Vorranggebiet Nr. 10 für Schifffahrt	17
2.1.7 NOVA-Prinzip	17
2.1.8 Raumordnungspläne	17
2.1.9 Limitierung von Vorleistungen in der Ostsee	18
2.2 Berücksichtigung des Szenariorahmens.....	18
2.3 Bundesfachplan Offshore	18
2.4 Startnetz.....	19
2.5 Kriterien für die zeitliche Abfolge der Umsetzung	20
2.5.1 Küstenentfernung.....	20
2.5.2 Vorrang- und Eignungsgebiete	20
2.5.3 Erzeugungspotential	21
2.5.4 Geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte	21
2.5.5 Realisierungsfortschritt der anzubindenden OWP.....	21
2.5.6 Gewichtung der Kriterien und Prüfungsreihenfolge	22
2.6 Angabe von Terminen	22
2.7 Querverbindungen.....	23
2.8 Standardisierung Übertragungsleistung.....	24
2.8.1 Nordsee.....	24
2.8.2 Ostsee	24
2.9 Einklang mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan	24
2.10 Einzelmaßnahmenbewertung.....	25
2.10.1 Trassenlänge.....	25
2.10.2 AC-Anschlüsse in der Nordsee	25
2.10.3 Wahl der Netzverknüpfungspunkte.....	25
2.10.4 Projekt NOR-1-1.....	26
2.10.5 Projekt NOR-3-2.....	26
2.10.6 Projekt NOR-3-3.....	26
2.10.7 Projekt NOR-5-2.....	27

2.10.8 Projekt NOR-7-1	27
2.10.9 Projekt NOR-7-2	28
2.10.10 Projekte OST-1-1, OST-1-2, OST-1-3, OST-1-4	28
C Anmerkungen der Übertragungsnetzbetreiber	29
II ENTSCHEIDUNGSGRÜNDE.....	31
A Zuständigkeit und formelle Anforderungen.....	31
B Anforderungen gemäß § 17b EnWG.....	31
1. Prüfung der gesetzlichen Kriterien des O-NEP	31
1.1 Berücksichtigung des Szenariorahmens	32
1.2 Berücksichtigung des Bundesfachplan Offshore	35
1.3 Startnetz.....	36
1.4 Kriterien für die zeitliche Abfolge der Umsetzung	40
1.4.1 Küstenentfernung	40
1.4.2 Vorrang- und Eignungsgebiete	43
1.4.3 Erzeugungspotential.....	46
1.4.4 Geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte	46
1.4.5 Realisierungsfortschritt der anzubindenden OWP	47
1.4.6 Gewichtung der Kriterien und Prüfungsreihenfolge	48
1.5 Angabe von Terminen	51
1.5.1 Verbindlicher Termin für den Beginn der Umsetzung.....	51
1.5.2 Geplanter Zeitpunkt der Fertigstellung	52
1.6 Zeitliche Staffelung der Maßnahmen zum Ausbau der Offshore-Anbindungsleitungen	53
1.6.1 Nordsee	53
1.6.2 Ostsee.....	59
1.7 Querverbindungen	62
1.8 Technische Standardisierung unter Beibehaltung des technischen Fortschritts	64
1.8.1 Nordsee	64
1.8.2 Ostsee.....	65
1.9 Angaben zum Stand der Umsetzung	67
1.10 Einklang mit dem Netzentwicklungsplan Strom	67
1.11 Einklang mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan	68
1.12 Anderweitige Planungsmöglichkeiten.....	68
1.12.1 Szenarien A2023 und C2023	68
1.12.2 „Alternativszenario“ B2023	69
1.13 Öffentlichkeitsbeteiligung der Übertragungsnetzbetreiber	70
2. Einzelmaßnahmenbewertung	71
2.1 Maßnahmen in der Nordsee.....	73
2.1.1 Projekt NOR-1-1: DC-Netzanbindungssystem NOR-1-1.....	73
2.1.2 Projekt NOR-3-2: DC-Netzanbindungssystem NOR-3-2.....	74
2.1.3 Projekt NOR-3-3: DC-Netzanbindungssystem NOR-3-3.....	76
2.1.4 Projekt NOR-5-2: DC-Netzanbindungssystem NOR-5-2.....	79
2.1.5 Projekt NOR-7-1: DC-Netzanbindungssystem NOR-7-1.....	81
2.1.6 Projekt NOR-7-2: DC-Netzanbindungssystem NOR-7-2.....	83
2.2 Maßnahmen in der Ostsee	84
2.2.1 Projekt OST-1-1: AC-Netzanbindungssystem Cluster 1 (Westlich Adlergrund)	84
2.2.2 Projekt OST-1-2: AC-Netzanbindungssystem Cluster 1 (Westlich Adlergrund)	86
2.2.3 Projekt OST-1-3: AC-Netzanbindungssystem Cluster 1 (Westlich Adlergrund)	88
2.2.4 Projekt OST-1-4: AC-Netzanbindungssystem Cluster 1 (Westlich Adlergrund)	90
Rechtsmittelbelehrung	92
Abbildungsverzeichnis.....	93

Abkürzungsverzeichnis	95
Glossar	97

I. Gründe

A Grundlagen

1. Erstellung des Offshore-Netzentwicklungsplans

Mit dem am 28.12.2012 in Kraft getretenen novellierten Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) wurde die jährliche Erstellung eines Offshore-Netzentwicklungsplans (nachfolgend: O-NEP) beschlossen, dessen Ausarbeitung im Jahr 2013 zum ersten Mal erfolgte. Der erste Entwurf des O-NEP 2013 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern (nachfolgend: ÜNB) erarbeitet und für die Öffentlichkeit zur Konsultation gestellt. Nach einer Überarbeitung seitens der ÜNB übersandten diese den zweiten Entwurf des O-NEP der Bundesnetzagentur (nachfolgend: BNetzA) zur Prüfung. Hierbei erfolgte die Prüfung, ob der O-NEP die Anforderungen nach § 17b EnWG erfüllte, in Abstimmung mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (nachfolgend: BSH). Der zweite Entwurf des O-NEP wurde ab dem 13.09.2013 für eine Frist von sechs Wochen bis zum 25.10.2013 am Sitz der BNetzA ausgelegt und darüber hinaus auf ihrer Internetseite (www.netzausbau.de) öffentlich bekannt gemacht. Die Öffentlichkeit konnte sich bis zwei Wochen nach Ende der Auslegung zum zweiten Entwurf des O-NEP äußern.

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

Um zu regeln, ab wann der Realisierungsfortschritt einzelner OWP ausreicht, um mit dem Bau einer Anbindungsleitung zu beginnen, hat die BNetzA im Jahr 2009 ein Positionspapier veröffentlicht.¹ Dieses sollte das Risiko verringern, dass Netzanbindungssysteme beauftragt werden und die jeweilige Realisierung des auslösenden OWP ausbleibt.

Mit den neuen Regelungen der § 17b ff. EnWG soll stattdessen durch den O-NEP ein System etabliert werden, in dem die neu zu errichtenden Anbindungsleitungen sog. „Cluster“ erschließen. Bei Clustern

¹ Siehe www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangundMesswesen/Netzanschluss/Offshore/offshore-node.html.

handelt es sich um mehrere OWP, die räumlich benachbart liegen und die ein zusammenhängendes Gebiet bilden, so dass sie über eine sog. Sammelanbindung angebunden werden können. Neben dem auch schon nach der alten Regelung bestehenden Kriterium des Realisierungsfortschritts werden für die Errichtung einer Anbindungsleitung weitere Kriterien berücksichtigt. Allerdings führt auch das im Dezember 2012 eingeführte Rechtsregime des O-NEP zwangsläufig dazu, dass es Fälle geben kann, bei denen anfangs nicht zu 100% ausgelastete Netzanbindungen entstehen können. Auch ein effizienter Ausbau gemäß O-NEP wird nicht vollständig vermeiden können, dass Anbindungsleitungen entstehen, die vor den dazu entsprechenden OWP errichtet werden. Ein solcher Leerstand ist systembedingt und unter gewissen Umständen auch in Kauf zu nehmen. Die häufig geäußerte Kritik, solche anfangs noch nicht vollständig ausgenutzten Netzanbindungen pauschal als sog. „stranded investments“ zu bezeichnen, ist also zurückzuweisen.

Den Ausgangspunkt für den O-NEP bildet der Szenariorahmen (vgl. Kapitel I A 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.²

Um den Ausbaubedarf an Anbindungsleitungen für die Nord- und Ostsee zu ermitteln, ist neben dem Szenariorahmen das sogenannte Startnetz relevant (vgl. Kapitel II B 1.3). Dies besteht aus allen bisher betriebsbereiten Offshore-Anbindungsleitungen in Nord- und Ostsee sowie aus allen Offshore-Anbindungsleitungen, die aufgrund der alten Rechtslage gebaut worden bzw. in Planung sind. Aus der Differenz zwischen der durch das Startnetz transportierbaren Leistung und der im Szenariorahmen für das Jahr 2023 prognostizierten Leistung ergibt sich die Anzahl der benötigten Anbindungsleitungen in der Nord- und der Ostsee. Eine weitere Eingangsgröße für die Erstellung des O-NEP bildet der Bundesfachplan Offshore (BFO), welcher vom BSH erstellt wird (vgl. Kapitel I A 3).

2. Erstellung des Szenariorahmens

Die ÜNB haben gemäß § 12a EnWG jährlich einen sog. Szenariorahmen zu erstellen. Dieser Szenariorahmen bildet die Grundlage für die beiden ebenfalls jährlich zu erstellenden Netzentwicklungspläne Onshore und Offshore.

Der Szenariorahmen umfasst mindestens drei 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, die Last 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 vier Szenarien.

Die ÜNB haben der BNetzA im letzten Jahr den Entwurf des Szenariorahmens zum NEP/O-NEP 2013 am 17.07.2012 überreicht. Die BNetzA hat diesen im Zeitraum vom 20.07.2012 bis zum 30.08.2012 konsul-

² Siehe www.netzausbau.de/cln_1912/DE/Verfahren/Szenariorahmen/Szenariorahmen-node.html.

tiert, am 08.10.2012 in Bonn einen öffentlichen Workshop zum Szenariorahmen zum NEP/O-NEP 2013 durchgeführt und ihn am 30.11.2012 genehmigt.

Der Szenariorahmen zum NEP/O-NEP 2013 enthält vier Szenarien: A2023, B2023 (das sog. „Leitszenario“), C2023 und B2033. In Szenario A2023 wird ein moderater, im Leitszenario B2023 ein mittlerer und in Szenario C2023 ein sehr ambitionierter Ausbau Erneuerbarer Energien angenommen. Das Szenario C2023 beruht bezüglich der Annahmen zur Entwicklung der Erneuerbarer Energien auf Angaben der Bundesländer. In dem zwanzigjährigen Szenario B2033 werden die Annahmen aus dem Leitszenario B2023 um weitere zehn Jahre fortgeschrieben.

Der Szenariorahmen zum NEP/O-NEP 2013 enthält darüber hinaus eine Vorgabe zur regionalen Verteilung der Offshore-Kapazitäten nach Nord- und Ostsee für die einzelnen Szenarien:

Tabelle 1: Genehmigte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie gemäß Szenariorahmen zum NEP/O-NEP 2013

	Szenario A2023	Szenario B2023	Szenario B2033	Szenario C2023
Nordsee	9,1 GW	12,8 GW	20,1 GW	15,0 GW
Ostsee	1,2 GW	1,3 GW	5,2 GW	2,8 GW
Gesamt	10,3 GW	14,1 GW	25,3 GW	17,8 GW

Da das Leitszenario B2023 des Szenariorahmens zum NEP/O-NEP 2013 von einem mittleren Ausbaupfad erneuerbarer und konventioneller Energien ausgeht und als das Szenario mit der höchsten Eintrittswahrscheinlichkeit angesehen werden kann, bildet es die Grundlage für die Prüfung der BNetzA für den O-NEP 2013. Die Prüfungen der BNetzA haben sich vor dem Beginn der Konsultationsphase auf das Leitszenario B2023 auf den Grundlagen der am 30.11.2012 genehmigten Eingangsgrößen des Szenariorahmens zum NEP/O-NEP 2013 konzentriert.

Die ÜNB haben darüber hinaus der BNetzA einen Entwurf des Szenariorahmens zum NEP/O-NEP 2014 am 28.03.2013 überreicht. Die BNetzA hat den Szenariorahmen zum NEP/O-NEP 2014 im Zeitraum vom 05.04.2013 bis zum 17.05.2013 konsultiert, am 03.05.2013 in Bonn einen öffentlichen Workshop zum Szenariorahmen durchgeführt und ihn am 30.08.2013 genehmigt. Der Szenariorahmen zum NEP/O-NEP 2014 enthält – analog zum Szenariorahmen zum NEP/O-NEP 2013 – die Szenarien A2024, B2024, C2024, B2034.

Der Szenariorahmen zum NEP/O-NEP 2014 enthält ebenfalls eine Vorgabe zur regionalen Verteilung der Offshore-Kapazitäten nach Nord- und Ostsee für die einzelnen Szenarien:

Tabelle 2: Genehmigte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie gemäß Szenariorahmen zum NEP/O-NEP 2014

	Szenario A2024	Szenario B2024	Szenario B2034	Szenario C2024
Nordsee	10,2 GW	11,0 GW	20,1 GW	13,2 GW
Ostsee	1,3 GW	1,7 GW	5,2 GW	2,9 GW
Gesamt	11,5 GW	12,7 GW	25,3 GW	16,1 GW

Das Leitszenario B2024 geht mit einer Gesamtleistung von 12,7 GW im Vergleich zum Leitszenario B2023 von einem geringeren Ausbau der Offshore Windenergien aus.

3. Erstellung des Bundesfachplan Offshore

Nach § 17a EnWG erstellt das BSH jährlich den BFO. §17b Abs. 1 S. 2 EnWG sieht vor, dass der O-NEP unter Berücksichtigung der im BFO enthaltenen Festlegungen erstellt wird. Hierbei erfolgt die Erstellung des BFO – wie auch die Erstellung des O-NEP – diesjährig zum ersten Mal.

Der BFO als Gesamtplan für die beiden Seebereiche Nord- und Ostsee stellt die räumliche Planung für den Bereich der AWZ dar und weist mögliche Standorte für technische Anlagen wie z.B. Umspannplattformen und Konverter aus. Weiterhin ist die Ausweisung von Trassenverläufen für Anbindungsleitungen von OWP bis zur Grenze AWZ – Küstenmeer Regelungsgegenstand. Zudem werden Grenzkorridore festgelegt, an denen Anbindungsleitungen 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 sog. Cluster zusammengefügt.

Es handelt sich dabei um eine Fachplanung nach räumlichen und umweltfachlichen Gesichtspunkten. Nach eigener Aussage des BFO ist folgender Inhalt maßgeblich: „Die wesentlichen raumbedeutenden Festlegungen des vorliegenden Plans liegen in der Identifizierung von OWP, die in räumlichem Zusammenhang stehen und für Sammelanbindungen geeignet sind, sowie in Standort-, Trassen- und Korridorplanung für Netzanschlussysteme.“

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.

Der BFO nach § 17a EnWG wird bisher in zwei verschiedenen, zeitlich getrennten Prozessen für Nord- und Ostsee erstellt. Das BSH hat sich bereits im Rahmen der Erstellung des Offshore-Netzplans (§ 17 a.F. EnWG) entschieden, die Seebereiche der Nord- und Ostsee zu trennen und in verschiedenen Plänen zu behandeln.

3.1 Bundesfachplan Offshore Nordsee

Am 22. Februar 2013 hat das BSH den BFO für die AWZ der Nordsee 2012 (BFO-N) veröffentlicht.

Im BFO-N ist im Sinne einer technischen Standardisierung der Anbindungsleitungen eine Übertragungsleistung von 900 MW (bei +/- 320 kV) pro Gleichstromleitung vorgegeben worden (mit einer ggf. möglichen Anhebung auf 1000 MW). Diese Übertragungsleistung soll für die in Zukunft auszuschreibenden Anbindungsleitungen als Standardleistung gelten. Sämtliche Drehstrom-Seekabelsysteme, z.B. zum Anschluss eines OWP an die seeseitige Gleichstromkonverterplattform, sollen mit einer Übertragungsspannung von 155 kV ausgelegt werden.

Der BFO-N enthält 13 Cluster, welche mit entsprechenden Standorten für Konverterplattformen und Trassenkorridoren für die entsprechenden Anbindungsleitungen versehen wurden. Zusätzlich enthält der BFO-N zu jedem dieser Cluster eine Angabe über die in diesem Cluster zu erwartende Ausbauleistung. Die Angabe über die zu erwartende Erzeugungsleistung pro Cluster beruht auf der Grundlage bereits gebauter bzw. im Bau befindlicher OWP und auf der jeweiligen Antrags- und Genehmigungslage. Insgesamt wird eine mögliche Leistung an Offshore-Windenergie von ca. 19,7 GW innerhalb der 13 einbezogenen Cluster ausgewiesen.

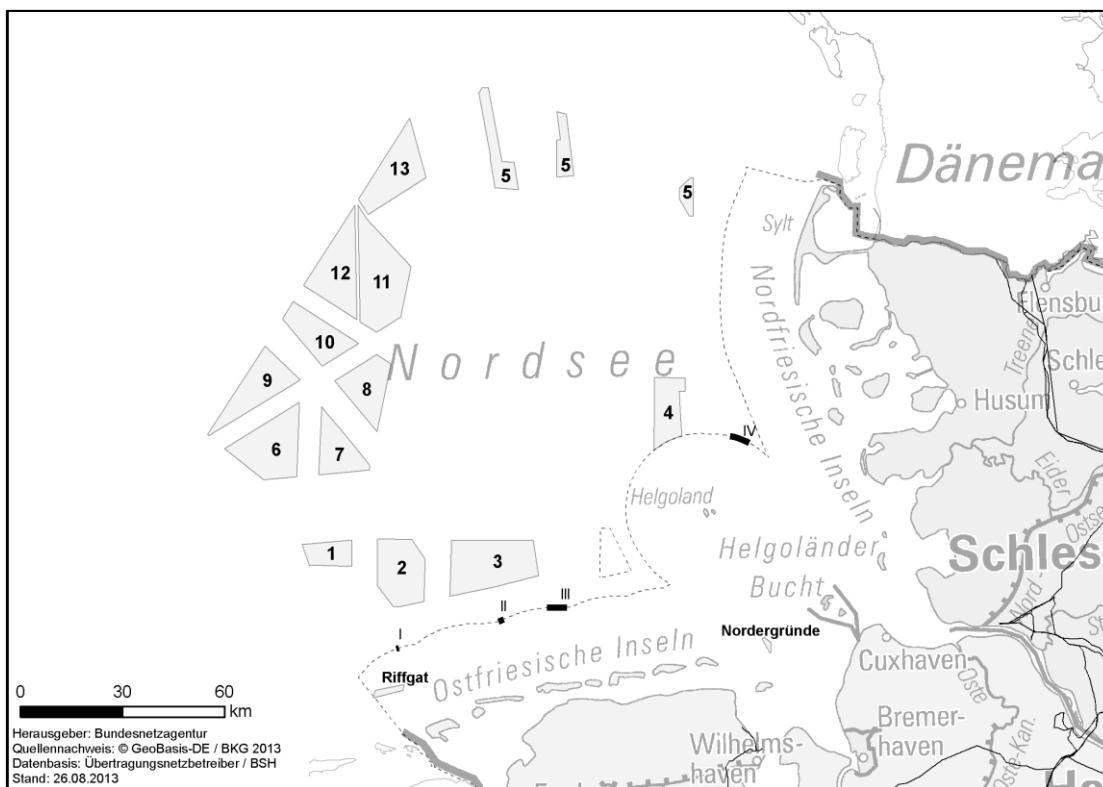


Abbildung 1: Cluster für OWP und Grenzkorridore in der Nordsee

Insgesamt sind vier Grenzkorridore (I, II, III, IV) zum Übergang von der AWZ zum Küstenmeer ausgewiesen. Weiterhin werden innerhalb jedes Clusters ebenfalls Flächen und Korridore für die Drehstrom-Kabelsysteme von der Konverterplattform zu den Umspannplattformen der OWP vorgesehen. 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 2013 berücksichtigten Cluster der Nordsee aufgeführt. Cluster 1 bis 13 liegen in der AWZ der Nordsee und sind demnach Gegenstand des BFO-N. 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

Aktuell befindet sich der BFO für die AWZ der Ostsee (BFO-O) durch das BSH in der Erarbeitung. Die Konsultation zu dem überarbeiteten Entwurf des BFO-O wurde am 14. Oktober 2013 beendet. Eine Veröffentlichung des BFO sowie des Umweltberichts für den Bereich der AWZ der Ostsee wird derzeit von Seiten des BSH für den Februar 2014 angestrebt.

Im Entwurf zum BFO-O sind derzeit vom BSH drei Windparkcluster mit einer Erzeugungsleistung von ca. 3,7 GW vorgesehen. Die ermittelte Erzeugungsleistung basiert auf bisherigen Genehmigungen von OWP und einem Flächenansatz. Der Flächenansatz sieht im Moment vor, dass pro km² zwei Anlagen installiert werden. Es ist je Anlage eine Erzeugungsleistung von 7 MW vorgesehen.

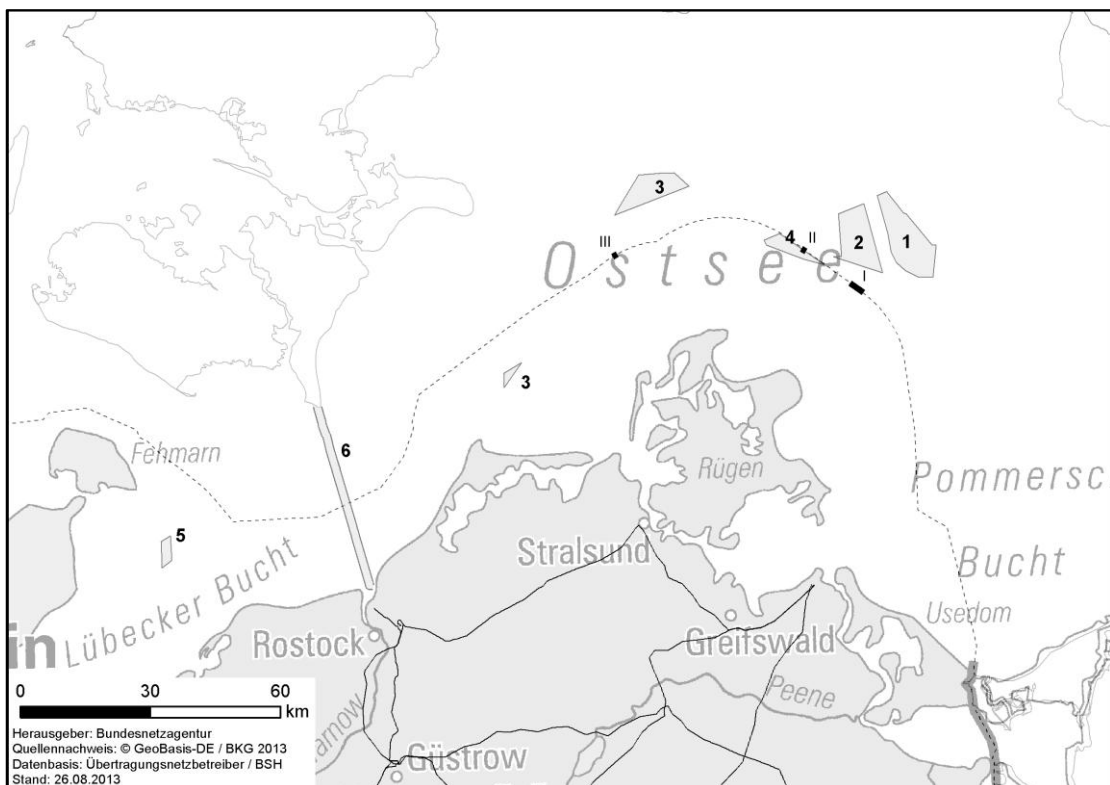


Abbildung 2: Cluster für OWP und Grenzkorridore in der Ostsee

Für die Planung der Trassenkorridore der Anbindungsleitungen wurde zu Grunde gelegt, dass sämtliche Anbindungen mittels Drehstromtechnologie in einer einheitlichen Übertragungsspannung von 220 kV

realisiert werden sollen. Die Leistung pro Drehstromkabel soll laut Entwurf zum BFO-O 250 MW betragen.

Neben den Planungen für die Trassenkorridore sieht das BSH im Entwurf zum BFO-O drei Grenzkorridore (I, II, III) 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 2013 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. Zusätzlich sind in Abbildung 2 die drei Grenzkorridore für Anbindungsleitungen eingezeichnet.

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

B Vorlage des Offshore- Netzentwicklungsplans 2013

Die ÜNB legten der BNetzA am 03.03.2013 den ersten Entwurf des O-NEP 2013 vor und veröffentlichten diesen Entwurf auf ihrer Internetseite. Die ÜNB gaben damit der Öffentlichkeit, einschließlich tatsächlicher oder potenzieller Windparkbetreiber, den betroffenen Industrie- und Umweltverbänden sowie den Trägern öffentlicher Belange und den Energieaufsichtsbehörden der Länder Gelegenheit zur Äußerung bis zum 14.04.2013.

Unter Berücksichtigung der ersten Öffentlichkeitsbeteiligung wurde der Entwurf des O-NEP 2013 von den ÜNB überarbeitet und der BNetzA am 24.06.2013 zur Prüfung übergeben.

Nachdem die BNetzA mit der Prüfung der Übereinstimmung des O-NEP 2013 mit den Anforderungen gemäß § 17b EnWG begonnen und einen Zwischenstand der Prüfung veröffentlicht hat, beteiligte sie gemäß § 17b Abs. 3 in Verbindung mit § 12c Abs. 3 S. 1 EnWG im Zeitraum zwischen dem 13.09.2013 und dem 25.10.2013 unverzüglich die Behörden, deren Aufgabenbereich berührt ist, und im Zeitraum zwischen dem 13.09.2013 und dem 08.11.2013 die Öffentlichkeit.

1. Öffentlichkeitsbeteiligung

Während der Konsultation sind 43 Stellungnahmen mit direktem Bezug zum O-NEP eingegangen. Im Rahmen der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung sind Stellungnahmen folgender Institutionen und Unternehmen eingegangen:

- Agora Energiewende
- Amt für Raumordnung und Landesplanung Vorpommern
- BDEW Bundesverband
- BUND
- Bundesamt für Naturschutz
- Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
- CMS Hasche Sigle
- DONG Energy Renewables Germany GmbH
- Dr. Carls Consulting
- E.ON Climate & Renewables
- EnBW
- ENOVA Energieanlagen GmbH
- Gemeinde Hüttlingen
- Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt Außenstelle Nord
- HOCHTIEF Offshore Development Solutions GmbH

- IBERDROLA Renovables Offshore Deutschland GmbH
- Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen
- Landesfischereiverband Weser-Ems e.V.Landesregierung Nordrhein-Westfalen
- Landkreis Aurich
- Landkreis Emsland
- Landkreis Leer
- Landkreis Wesermarsch
- Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein
- Ministerium für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung Mecklenburg-Vorpommern
- Ministerium für Wirtschaft und Europaangelegenheiten Brandenburg
- NABU
- Niedersächsischer Landesbetrieb für Wasserwirtschaft, Küsten- und Naturschutz
- Niedersächsisches Ministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz
- Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz
- Nördlicher Grund GmbH
- PNE WIND AG
- Projekt Ökoveat GmbH
- Stadt Cloppenburg
- Stadt Emden
- Stadt Papenburg
- Stiftung Offshore Windenergie
- STRABAG OW EVS GmbH
- Umweltbundesamt
- Vattenfall Europe Windkraft GmbH
- Wasser- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes/Außenstelle Nordwest

Darüber hinaus äußerten sich auch Privatpersonen zum 2. Entwurf des O-NEP.

2. Zusammenfassung der Stellungnahmen

Im Rahmen dieser Konsultation sind Stellungnahmen zu folgenden Themen eingegangen:

2.1 Allgemeine Anmerkungen zum Offshore Netzentwicklungsplan

2.1.1 Jährliche Überarbeitung

Einige Konsultationsteilnehmer schlagen vor, den O-NEP nur noch alle zwei Jahre zu überarbeiten. Durch eine zeitliche Streckung und eine Verbesserung des Dialogprozesses soll auch eine höhere Akzeptanz in der Öffentlichkeit erzielt werden. Andere Konsultationsteilnehmer befürworten hingegen ein Beibehalten der jährlichen Überarbeitung des O-NEP, da nur so eine ausreichende Beachtung des Realisierungsfortschritts der einzelnen OWP gewährleistet werden könne.

2.1.2 Investitionssicherheit

Ein Konsultationsteilnehmer begrüßt, dass durch das erstmalige Festlegen von Zeitplänen, Verlauf und Größe von Anbindungsleitungen Planungs- und Investitionsunsicherheiten reduziert würden.

Jedoch merkt ein Konsultationsteilnehmer auch an, dass die in den Kapiteln 2.3 und 2.4 des O-NEP vorliegenden Beschreibungen eine Gefahr für die Investitionssicherheit der OWP-Betreiber darstellten.

2.1.3 Investitionskosten

Ein Konsultationsteilnehmer vermisst im O-NEP jegliche Investitionskostenschätzungen.

2.1.4 Kapitel 5

Nach Ansicht einiger Konsultationsteilnehmer gäbe es keine gesetzliche Grundlage für zahlreiche im O-NEP in Kapitel 5 „Planungsgrundsätze und Netzanschlusskonzepte für das Offshorenetz“ dargestellten Regelungen. Somit sollte dieses Kapitel nicht Inhalt des O-NEP sein. Vielmehr sei in § 17a Absatz 1 S. 2 Nr. 7 EnWG gesetzlich bestimmt, dass der BFO, wie auch geschehen, Festlegungen über standardisierte Technikvorgaben und Planungsgrundsätze enthalte.

2.1.5 Vollständige Darstellung

Mehrere Konsultationsteilnehmer merken an, dass der O-NEP alle Planungen zu Höchstspannungs-Seekabeln (ggf. nachrichtlich) erhalten sollte, um alle Möglichkeiten erkenntlich zu machen, die dem Erreichen einer möglichst geringen Zahl von Seekabeln, welche die küstennahen Schutzgebiete queren, dienen könnten. Da der O-NEP als wichtiger Bestandteil der Netzplanung eine gesamthafte Planung möglicher Verbindungen darstelle, gehörten neben den Grenzkorridoren auch Interkonnektoren, Offshore-Netzverknüpfungspunkte und Verbindungen zwischen den Windpark-Clustern in den O-NEP.

2.1.6 Vorranggebiet Nr. 10 für Schifffahrt

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass der O-NEP und der BFO auf die nordwestlich des Vorranggebietes Nr. 10 für Schifffahrt gelegenen Cluster auszuweiten seien.

2.1.7 NOVA-Prinzip

Ein Konsultationsteilnehmer fordert eine frühestmögliche Berücksichtigung des NOVA-Prinzips bei der künftigen Fortschreibung der Offshore-Netzentwicklungspläne, um eine volkswirtschaftliche Optimierung zu erzielen.

2.1.8 Raumordnungspläne

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass die einschlägigen Ziele und Grundsätze des Landesentwicklungsplans von Mecklenburg-Vorpommern, des Raumentwicklungsprogramms und der Verordnung für die Raumordnung der deutschen AWZ in der Ostsee von 2009 in die technischen Beschreibungen und Erläuterungen der Projekte des O-NEP übernommen werden sollten.

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass in einer Fortschreibung des O-NEP die Planungen Mecklenburg-Vorpommerns zum Ausbau der Offshore-Windkraft im Küstenmeer bzw. zur Fortschreibung des Landesentwicklungsplans Mecklenburg-Vorpommern einfließen sollten.

2.1.9 Limitierung von Vorleistungen in der Ostsee

Ein Konsultationsteilnehmer argumentiert, der O-NEP sehe vor, dass in der Ostsee, z.B. für Cluster 1, die dritte und vierte AC-Anbindung nur dann beauftragt werden solle, wenn das erste und zweite Kabel bereits bestimmten OWP zugeordnet wurde. Dieser Ansatz widerspräche dem Systemwechsel.

2.2 Berücksichtigung des Szenariorahmens

Mehrere Konsultationsteilnehmer sind der Ansicht, dass der bereits genehmigte Szenariorahmen zum NEP/O-NEP 2014 bereits für den NEP/O-NEP 2013 berücksichtigt werden solle, da es nicht zielführend sei, Anbindungsleitungen zu bestätigen, bei denen jetzt schon abzusehen sei, dass sie im nächsten Jahr wieder herausfallen würden. Die BNetzA dürfe im Sinne einer vorausschauenden Planung die Augen vor neuen Erkenntnissen nicht verschließen.

Dieser Ansicht widersprechen einige Konsultationsteilnehmer, indem sie darauf bestehen, dass nur der Szenariorahmen zum NEP/O-NEP 2013 für den NEP/O-NEP 2013 maßgeblich sein dürfe. Dies sei schon aus formal rechtlichen Gründen geboten, da ansonsten einzelne Prozesse unterschiedlicher Jahrgänge miteinander vermischt würden. Eine Berücksichtigung des im August 2013 genehmigten Szenariorahmens sei auch deswegen nicht erforderlich, da aufgrund des jährlichen Erstellungsrhythmus der einzelnen NEP bereits Anfang März 2014 wieder aktualisierte Planungen der ÜNB vorliegen würden.

Ein Konsultationsteilnehmer fordert, dass auch eine Verringerung der Erzeugungsleistung im Szenariorahmen grundsätzlich nicht zu einer Veränderung der Termine bzw. Reihenfolge der Maßnahmen in der Bestätigung führen dürfe. Dies würde der Planungssicherheit der ÜNB und OWP zuwiderlaufen. Entsprechend fordert ein weiterer Konsultationsteilnehmer, auch beim Wegfall von Leitungen aufgrund reduzierter Offshore-Leistung nicht den Bau der übrigen Leitungen zeitlich zu strecken, sondern bei den ursprünglichen Terminen zu bleiben.

Dazu merkt ein Konsultationsteilnehmer an, dass zur Erfüllung des Szenariorahmens nicht die Erzeugungsleistung mit der Leistung der Anbindungsleitung gleichgesetzt werden könne. Einerseits könne nicht immer die volle Anbindungskapazität ausgenutzt werden, z.B. weil im Cluster nur noch eine geringere Restkapazität zur Verfügung steht, andererseits hätten die OWP Projekte bis zu 18 Monate nach Fertigstellung der Anbindungsleitung Zeit zur Inbetriebnahme. Dementsprechend würde der Szenariorahmen für das Jahr 2023 unter Umständen erst 18 Monate später erfüllt. Daher wäre in der Nordsee eine zusätzliche Anbindungsleitung notwendig. Weiterhin fordert ein Konsultationsteilnehmer, dass für die Erzeugungskapazität im Jahr 2023 nicht die Ziele der Bundesregierung für das Jahr 2020, sondern für das Jahr 2030 maßgeblich sein sollten.

2.3 Bundesfachplan Offshore

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass die Anbindungsmöglichkeiten im Küstenmeer schon heute sehr begrenzt seien und eine Anbindung aller 13 Cluster über die bisher ausgewiesenen vier Grenzkorridore zweifelhaft sei.

Ebenfalls merkt ein Konsultationsteilnehmer an, dass Kabeltrassen durch den Grenzkorridor III in der Nordsee in direkter Nähe zur Tiefwasserreedee lägen und einem potentiell höheren Aufankerungsrisiko unterlägen als im Bereich der Grenzkorridore I und II.

Von einem Konsultationsteilnehmer wird vorgebracht, dass die Festlegungen im BFO für den O-NEP abschließend nicht bindend seien, da in § 17b Abs. 1 S. 2 EnWG lediglich von einer "Berücksichtigung", aber nicht einer "Beachtung" die Rede sei.

Mehrere Konsultationsteilnehmer merken an, dass die geforderte Kongruenz zwischen BFO-N 2012 und O-NEP 2013 nicht hergestellt worden sei, da das "Cluster 14" im O-NEP 2013 nicht berücksichtigt sei.

Ein Konsultationsteilnehmer ist der Auffassung, dass der BFO aufgrund von Rechtspositionen und Vertrauensschutztatbeständen rechtswidrig sei.

2.4 Startnetz

Ein Konsultationsteilnehmer weist darauf hin, dass sich einige im Startnetz genannten Projekte in der AWZ noch nicht im Genehmigungsverfahren befänden.

Ein Konsultationsteilnehmer ist der Auffassung, dass durch dringend einzuleitende Beschleunigungsmaßnahmen für die Fertigstellung der Konverterplattform BorWin4 ein früherer Termin durch die zuständige Regulierungsbehörde zu erreichen sei als im O-NEP angegeben. Dieser frühere Termin sei in die endgültige Fassung des O-NEP aufzunehmen.

Ein Konsultationsteilnehmer sieht Bedarf für eine Korrektur des Startnetzes im Hinblick auf den Standort Elsfluth-West, da weder ein Umspannwerk noch eine Schaltanlage nach Sachstand des genehmigten NEP-2012 im „Bestand“ oder als „Erfordernis“ geführt seien. Es sei hinsichtlich des Standortes Elsfluth-West nicht von einem festgelegten Knotenpunkt in Moorriem mit planfeststellender Wirkung auszugehen.

Ein Konsultationsteilnehmer weist darauf hin, dass der OWP Deutsche Bucht, entgegen der Darstellung im zweiten Entwurf des O-NEP, nicht über eine Interimsanbindung an BorWin2 angeschlossen werde.

Gemäß einem Konsultationsteilnehmer sollte die Definition des Offshore-Startnetzes derart ergänzt werden, dass alle Netzanbindungssysteme, die gemäß den Vorgaben des O-NEP beauftragt wurden, in das Offshore-Startnetz fallen.

Ein Konsultationsteilnehmer ist der Auffassung, dass alle Informationen bezüglich der raumordnerischen Festlegungen der Länder für die im Startnetz enthaltenen Seekabeltrassen im O-NEP und im Umweltbericht dargestellt werden sollten, da sich zukünftige Seekabeltrassen kaum außerhalb der schon raumgeordneten Korridore befinden können. Dazu gehörte insbesondere eine Darstellung, welche raumordnerisch gesicherten Korridore vorhanden sind bzw. zeitnah genutzt werden könnten.

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass für das Projekt Borkum Riffgrund 1, welches im O-NEP mit einer Kapazität von 291 MW dem Netzanbindungssystem DolWin3 zugeordnet sei, die gemachten Angaben bezüglich der Kapazität sowie für das angegebene Netzanbindungssystem nicht korrekt seien.

Ein Konsultationsteilnehmer regt an, in der Bestätigung des O-NEP die Fertigstellungstermine der Maßnahmen des Startnetzes mit aufzuführen, da das Startnetz die zeitliche und inhaltliche Grundlage für die Zubaumaßnahmen darstelle.

2.5 Kriterien für die zeitliche Abfolge der Umsetzung

2.5.1 Küstenentfernung

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass sowohl die Maßnahme NOR-1-1 als auch NOR-7-1 eine längere Trasse benötige als NOR-5-2. Weiterhin wird vorgeschlagen, zwar prinzipiell an der Einteilung in Zonen festzuhalten, jedoch die Anzahl der Zonen zu reduzieren, unter anderem, weil die von den ÜNB festgelegte Breite der Zonen nicht nachvollziehbar sei. So könnten die Zonen 1 und 2 gemeinsam betrachtet werden, da die Trassenlängen in diesen Zonen größtenteils vergleichbar seien. Aufgrund der kürzeren Küstenentfernung der Maßnahme NOR-3-3 schlägt ein Konsultationsteilnehmer vor, diese vorrangig vor der Maßnahme NOR-7-1 zu behandeln. Andererseits kritisiert ein Konsultationsteilnehmer die Nichtberücksichtigung der Cluster 9-13 in Zone 3, da dort die mittlere Windgeschwindigkeit und damit das Erzeugungspotential größer sei. Dagegen fordert ein anderer Konsultationsteilnehmer, die im BFO-N nur im Szenario B2032 vorgesehenen Cluster 9 bis 13 nicht im Szenario B2023 des O-NEP zu berücksichtigen. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer fordert, dass die Küstenentfernung nicht pauschal als Kriterium für die zeitliche Reihung herangezogen werden könne, sondern die Investitionskosten nachvollziehbar ermittelt und mit der erwarteten Auslastung der Leitung verglichen werden müssten. Insbesondere wird angeführt, dass durch das hohe Erzeugungspotential bei küstenfernen OWP die Investitionskosten pro MWh dort deutlich günstiger seien. In dem Zusammenhang kritisieren einige Konsultationsteilnehmer die Annahme, dass die kleinere Entfernung zur Küste grundsätzlich zur kosteneffizienteren Anbindungsleitung führe. Stattdessen schlagen sie ein Kriterium "Kosteneffizienz der Anbindungsleitung" vor.

Ein Konsultationsteilnehmer schlägt vor, die Küstenentfernung von OWP in der Ostsee ebenfalls durch eine Einteilung in Entfernungszonen zu berücksichtigen.

2.5.2 Vorrang- und Eignungsgebiete

Einige Konsultationsteilnehmer meinen, die Windvorrang- oder Eignungsflächen seien nicht geeignet, eine zeitliche Staffelung der Anbindungsleitungen festzulegen, da kein qualitativer Unterschied der OWP Projekte zu erkennen sei, der dies rechtfertige. Die Festlegung der Vorranggebiete sollte grundsätzlich nur die Konflikte mit anderen Nutzungsarten ausschließen, was jedoch genauso auch für genehmigte OWP außerhalb der Vorrangflächen gelte. Andere Konsultationsteilnehmer halten das Kriterium jedoch für geeignet, da die bevorzugte Ansiedlung von OWP in Vorrang- und Eignungsflächen genau das Ziel der Festlegung von Vorrangflächen gewesen sei. Dies führe zu einer räumlichen Konzentration von OWP führen, was auch die Umweltauswirkungen beschränke.

2.5.3 Erzeugungspotential

Ein Konsultationsteilnehmer kritisiert, dass das Erzeugungspotential nicht unbedingt einer "effizienten Nutzung der Anbindungsleitung" entspreche, wie im EnWG gefordert. Stattdessen hänge die effiziente Nutzung der Leitung u.a. von der Leistung der OWP im Cluster ab. Entsprechend führt ein weiterer Konsultationsteilnehmer an, dass stattdessen die voraussichtliche Auslastung der Anbindungsleitungen bei der zeitlichen Staffelung berücksichtigt werden sollte und Projekte mit hoher Auslastung bevorzugt werden sollten, so zum Beispiel das Projekt NOR-5-2, wenn man eine angepasste (verkleinerte) Konvertergröße annehme.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer merkt an, dass es eine genaue Bestimmung des Erzeugungspotentials vor allem in der Ostsee grundsätzlich schwierig sei. Die angenommene Leistung der OWP bei der Bestimmung der Erzeugungsleistung sowohl im O-NEP als auch im BFO sei daher bei der jährlichen Fortschreibung zu überprüfen und gegebenenfalls anzupassen.

Ein Konsultationsteilnehmer fordert aufgrund des großen Erzeugungspotentials von Cluster 3 die Maßnahme NOR-3-3 als dritte Maßnahme beizubehalten. Zudem seien weitere OWP in 2013 im Cluster 3 genehmigt worden, so dass NOR-3-2 alleine nicht ausreiche, um die Leistung aller genehmigten OWP in Cluster 3 zu übertragen. Abgesehen davon kritisiert ein Konsultationsteilnehmer das Erzeugungspotential grundsätzlich, da es nicht diskriminierungsfrei anwendbar sei. Einerseits würden im Allgemeinen aufgrund des technischen Fortschritts später realisierte OWP eine größere Erzeugungsleistung haben als früher realisierte OWP. Andererseits müssten dadurch ja gerade die späteren OWP nach dem Kriterium früherer OWP angebunden werden. Ferner dürften einzelne OWP nicht benachteiligt werden, weil bei der Bestimmung des Erzeugungspotentials andere OWP im Cluster eine niedrige Leistung beantragt hätten. Ein Konsultationsteilnehmer merkt weiterhin an, dass zusätzlich zum Erzeugungspotential auch eine Risikoabschätzung getroffen werden sollte, was den Ausfall einzelner Windparks betreffe. So würde der Wegfall eines OWP in einem leistungsstarken Cluster einen deutlich kleineren Effekt haben als in einem leistungsschwachen Cluster. Dieses Risiko wäre voraussichtlich auch von der Küstenentfernung abhängig.

2.5.4 Geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte

Einige Konsultationsteilnehmer kritisieren das Kriterium "Inbetriebnahme des Netzverknüpfungspunktes", da dieses bei einer Umsetzungsdauer der Anbindungsleitung von 72 Monaten vollständig in der Hand der ÜNB läge. Eine inkonsistente Planung der ÜNB dürfe nicht zur Unsicherheit und Risiken bei den OWP führen.

2.5.5 Realisierungsfortschritt der anzubindenden OWP

Einige Konsultationsteilnehmer fordern, den Realisierungsfortschritt von OWP stärker zu berücksichtigen und dabei genauer zu differenzieren. Eine rein korrektive Anwendung sei nicht mit den gesetzlichen Vorgaben des EnWG vereinbar. So müssten z.B. OWP, die bereits eine unbedingte Netzanschlusszusage nach altem System hatten, als erstes angebunden werden. Dadurch könnten die Netzanbindungen effizienter genutzt und unnötige Kosten vermieden werden. Weiterhin werden Kriterien zur Bewertung des Realisierungsfortschrittes gefordert, um das Kriterium Realisierungsfortschritt in Zukunft anwenden zu können bzw. auch in der Kapazitätsvergabe berücksichtigen zu können. Der Realisierungsfortschritt der

Windparkprojekte sei jährlich zu überprüfen, um die zeitliche Reihung der Anbindungsleitungen anpassen zu können. Ein Konsultationsteilnehmer wirft dagegen die Frage auf, wie der Realisierungsfortschritt eines OWP im Rahmen des 10-jährigen Planungshorizontes des O-NEP verlässlich bewertet werden könne. Ebenso sei nicht klar, ob sich der Realisierungsfortschritt nur auf einzelne OWP beziehe oder auf alle OWP im Cluster. Weiterhin fehle eine Definition, was bei einer korrektiven Anwendung des Kriteriums Realisierungsfortschritt ein grob unangemessenes Ergebnis sei. Ein Konsultationsteilnehmer schlägt zur Bewertung des Realisierungsfortschrittes vor, auf die Zeit- und Maßnahmenpläne der Windparks aufgrund der Seeanlagenverordnung zurückzugreifen. Einige Konsultationsteilnehmer kritisieren, dass die BNetzA den Realisierungsfortschritt nur sehr eingeschränkt anwende, um unbillige Härten beim Systemwechsel zu vermeiden, und damit scheinbar eine zukünftige Anwendung nicht vorsehe.

Ein Konsultationsteilnehmer schlägt vor, nur Cluster zu berücksichtigen, in denen mindestens ein genehmigter OWP liegt.

2.5.6 Gewichtung der Kriterien und Prüfungsreihenfolge

Ein Konsultationsteilnehmer schlägt vor, statt einer sukzessiven Anwendung der Kriterien zur zeitlichen Staffelung eine prozentuale Gewichtung der Kriterien vorzunehmen und damit die Cluster zu bewerten.

2.6 Angabe von Terminen

Mehrere Konsultationsteilnehmer empfehlen, unter dem Beginn der Umsetzung das Datum/Jahr der Vergabe der Anbindungsleitung zu verstehen. Dies helfe bei den Investitionsentscheidungen der OWP. Dabei sei aber die maximale Dauer des Vergabeverfahrens zu berücksichtigen und nicht die durchschnittliche, um die ÜNB nicht in eine wirtschaftlich ungünstige Verhandlungsposition zu bringen. Ein Konsultationsteilnehmer schlägt vor, zusätzlich zum spätesten Zeitpunkt der Vergabe auch einen Zeitpunkt zur spätesten Ausschreibung festzulegen. Beim Versäumen dieser Frist sollte die Leitung durch die BNetzA ausgeschrieben werden. Weiterhin fordern einige Konsultationsteilnehmer, die geplante Inbetriebnahme der Anbindungsleitungen genauer festzulegen, mindestens quartalsscharf. Nur dann könne ein OWP abschätzen, ob er noch im gleichen Jahr angeschlossen werden kann, was generell sicher gestellt sein sollte. Ebenso sollten die ÜNB verpflichtet werden, den OWP-Betreibern jeden Fortschritt, wie z.B. Termine der EU-Ankündigung, Angebotseingang, Beginn und voraussichtliches Ende der Verhandlungen, sowie Änderungen am Zeitplan mitzuteilen.

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass nicht klar sei, wie die Einhaltung des Termins des Beginns der Umsetzung von der BNetzA durchgesetzt werden könnte, so dass die Planungssicherheit für die OWP nur scheinbar gegeben sei. Weiterhin schlagen Konsultationsteilnehmer die Verpflichtung der ÜNB vor, stärker zu betonen, dass die Anbindungsleitungen so schnell wie möglich fertigzustellen seien. Dies sollte entsprechend auch in die Festlegung zur Kapazitätsvergabe aufgenommen werden. Unter anderem sei die derzeit geplante Umsetzungsdauer von 72 Monaten in der Nordsee deutlich zu lang angesetzt und nicht nachvollziehbar. Die BNetzA solle durch geeignete Maßnahmen sicherstellen, dass die Lerneffekte und die Standardisierung auch tatsächlich zu einer schnelleren Umsetzung der Maßnahmen führen würden. Ein Konsultationsteilnehmer fordert, den Begriff der "Inbetriebnahme" durch den Begriff "Zeitpunkt der Fertigstellung" zu ersetzen, wie es auch dem §17b, Abs. 2 Satz 1 EnWG entspreche.

Ein Konsultationsteilnehmer schlägt vor, auch bei den Startnetzmaßnahmen den geplanten Termin der Fertigstellung in der Bestätigung aufzuführen.

2.7 Querverbindungen

Mehrere Konsultationsteilnehmer sind der Auffassung, dass Querverbindungen Gegenstand des O-NEP seien und auch im Rahmen des O-NEP als genehmigungsfähig angesehen werden sollten. Hierfür spräche der in § 17b Abs. 1 S. 2 EnWG verankerte Grundsatz der Wirtschaftlichkeit. Die BNetzA solle prüfen, wie die Kosten einer Maßnahme zur Vermaschung zu den Kosten bei Ausfall des Netzes mangels Vermaschung stehen. Diese Kosten würden gegenwärtig mangels Versicherbarkeit letztlich der Allgemeinheit angelastet. Die Auffassung sei unzutreffend, dass es sich beim O-NEP lediglich um einen Kraftwerksanschlussplan handele.

Mehrere Konsultationsteilnehmer merken an, dass durch eine Vermaschung das Risiko, dass ein Windpark nicht einspeisen kann, reduziert würde. Diese Sicherheit stelle einen zentralen Baustein für die Versicherbarkeit durch den Windpark-Betreiber, aber insbesondere auch für den Netzbetreiber dar.

Ebenfalls sind mehrere Konsultationsteilnehmer der Auffassung, dass eine Vermaschung die Systemicherheit durch die so entstehende Teilredundanz erhöhen würde. Dies gelte insbesondere aufgrund der perspektivisch erheblichen Strommengen, die Wind Offshore erzeugen solle.

Mehrere Konsultationsteilnehmer sind der Auffassung, dass für eine Prüfung von Querverbindungen im O-NEP dessen Stellung in der Planungshierarchie und die Verweise im BFO sprächen.

Ein Konsultationsteilnehmer weist darauf hin, dass in der Nordsee durch das von TenneT verfolgte Konzept der Mutter-/ Tochterplattformen bereits eine gewisse Redundanz der Netzanbindung gegeben sei. Die von 50Hertz in der Ostsee vorgeschlagenen Querverbindungen würden das Pendant hierzu im Bereich der AC-Verbindungen darstellen.

Mehrere Konsultationsteilnehmer merken an, dass im Falle einer Beschädigung oder im Falle einer Wartung der Anbindung Querverbindungen zumindest die Versorgung des Eigenbedarfs sicherstellen würden.

Ein weiterer Konsultationsteilnehmer merkt an, dass durch eine Vermaschung der Cluster untereinander sichergestellt würde, dass „stranded investments“ bei nicht ausgenutzten Netzanbindungen vermieden würden. Unter Umständen sollte geprüft werden, inwiefern Querverbindung genutzt werden können, um im Falle von freien Übertragungskapazitäten auf standardisierten Anbindungen Erzeugungseinheiten in benachbarten Clustern anzuschließen.

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass der O-NEP als wichtiger Bestandteil der Netzplanung eine gesamthafte Planung möglicher Verbindungen darstelle. Dazu gehörten auch Verbindungen der Windpark-Cluster untereinander. Auch eine Berücksichtigung des europäischen Offshore-Netzes solle erfolgen.

2.8 Standardisierung Übertragungsleistung

2.8.1 Nordsee

Einige Konsultationsteilnehmer begrüßen den Ansatz, in begründeten Einzelfällen auch eine Abweichung der Nordsee-spezifischen standardisierten Übertragungsleistung von 900 MW zuzulassen. Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass eine Erhöhung der bis dato standardisierten Übertragungskapazität von 900 MW unter Beibehaltung der einheitlichen Spannungsebene nicht ausgeschlossen werden sollte. Von Seiten anderer Konsultationsteilnehmer wird eine Reduzierung der Übertragungskapazität von 900 MW für diejenigen Anbindungsleitungen angeregt, bei denen eine Überdimensionierung absehbar ist. Mehrere Konsultationsteilnehmer merken jedoch an, dass keine frühzeitige Reduzierung der standardisierten Übertragungsleistung erfolgen sollte, um Entwicklungspotential von Projekten und Clustern nicht einzuschränken. Die Abwägung, ob eine Reduzierung vorgenommen werden soll, sollte zu einem möglichst späten Zeitpunkt erfolgen.

Ein Konsultationsteilnehmer befürwortet ein Festhalten an der standardisierten Übertragungsleistung von 900 MW aufgrund der damit verbundenen Minimierung der nötigen Anbindungssysteme und der daraus folgenden Minimierung von Eingriffen ins Küstenmeer. Es wäre jedoch nicht verhältnismäßig, wenn durch ein Festhalten an der standardisierten Übertragungskapazität das Anbindungssystem absehbar nicht einmal zur Hälfte erforderlich sei. Es solle insbesondere geprüft werden, inwieweit eine Querverbindung als Anbindung sinnvoll genutzt werden könne.

2.8.2 Ostsee

Ein Konsultationsteilnehmer begrüßt die Betrachtung unterschiedlicher Übertragungstechnologien im Bereich der Ostsee. Diesbezüglich weist er darauf hin, dass die Festlegung auf eine Übertragungstechnologie erst zu einem späteren Zeitpunkt fixiert werden sollte und somit die derzeitige Festlegung zu überdenken sei. In diesem Zusammenhang befürworten einige Konsultationsteilnehmer die Verwendung der Gleichstromtechnik in der Ostsee, was in ihren Augen trotz der Notwendigkeit eines Konverters zu einer geringeren Flächeninanspruchnahme führe. Andere Konsultationsteilnehmer sprechen sich derweil ausschließlich für den Einsatz von AC-Verbindungen im Bereich der Ostsee aus.

Mehrere Konsultationsteilnehmer begrüßen den Ansatz einer gemeinsamen AC-Plattform für ÜNB und OWP und verweisen auf mögliche Synergieeffekte sowie Kostenminimierung. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer spricht sich strikt gegen eine gemeinsame Nutzung von Plattformen seitens ÜNB und OWP aus, da dies zu unzumutbaren Haftungsrisiken führen würde.

2.9 Einklang mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass der gemeinschaftsweite Netzentwicklungsplan nach Artikel 8 Absatz 3b der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 zu berücksichtigen sei. In diesem Zusammenhang müssten auch die Interkonnektoren im O-NEP berücksichtigt werden.

2.10 Einzelmaßnahmenbewertung

2.10.1 Trassenlänge

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass die Längenermittlung für einzelne Trassen im O-NEP nicht verständlich erläutert sei. Die derzeit verwendeten Längen schienen lediglich Luftlinien darzustellen. Zudem wird vorgeschlagen, einen erforderlichen Korrekturfaktor zur Berücksichtigung des Raumwiderstandes zu entwickeln und anzuwenden.

2.10.2 AC-Anschlüsse in der Nordsee

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass der Vollständigkeit halber die AC-Anschlüsse für die Nordsee ebenfalls durch das Einfügen einer entsprechenden Fußnote dokumentiert werden sollten.

2.10.3 Wahl der Netzverknüpfungspunkte

Mehrere Konsultationsteilnehmer erwähnen, dass sowohl im NEP wie auch im O-NEP nicht hergeleitet oder begründet würde, wie die NVP der Anbindungsleitungen gewählt wurden.

Ein Konsultationsteilnehmer hält eine planerische Auseinandersetzung mit den Endpunkten der künftigen Leitungsverbindungen aufgrund der damit verbundenen Konverter für erforderlich.

Einige Konsultationsteilnehmer merken an, dass bei der Bezeichnung der NVP ausreichend Spielraum für eine noch erforderliche regionale Standortbestimmung zu lassen sei. Es solle erst das Raumordnungsverfahren abgewartet werden, um eine Vorfestlegung zu verhindern. Die Verortung der NVP im regionalen Maßstab solle den zukünftigen Verfahren vorbehalten bleiben. Zudem war ein Konsultationsteilnehmer der Auffassung, dass die NVP nicht zu früh festgelegt werden sollten, sowie vorab eine Abstimmung mit den Kommunen, durch deren Gebiet der Strom weitergeleitet werde, erfolgen müsse.

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass im Rahmen der Detailplanung der NVP nicht mehr von den ÜNB änderbar sein sollte. Dies würde dem Ziel einer effizienten Netzanbindung und einer Beschleunigung der Verfahren und der höheren Verbindlichkeit widersprechen.

Einige Konsultationsteilnehmer schlagen vor, Offshore-Netzanschlussleitungen im westlichen Niedersachsen als Gleichstrom ohne Abzweig bis in Lastzentren in West- und Süddeutschland weiterzuführen. Weitere NVP im nördlichen Niedersachsen, nahe der Küste, wären hierdurch entbehrlich. Dies sei die raumverträglichste, konfliktärmste und am schnellsten umsetzbare Lösung. Ebenfalls ließen sich durch die Weiterführung der Offshore-Anschlussleitungen in den kommenden 10 Jahren zusätzliche landseitige Gleichstromtrassenkorridore vermeiden. Ohne die Zwischenkonvertierung in Drehstrom könnten geplante Konverteranlagen in Niedersachsen und Schleswig-Holstein eingespart werden. In dem Zusammenhang merkte ein Konsultationsteilnehmer an, dass die Kapazitäten des Umspannwerks Diele vollständig erschöpft seien.

Ein Konsultationsteilnehmer hält eine umfassende Alternativenprüfung bezüglich der Festlegung der Netzverknüpfungspunkte, bei der technische und wirtschaftliche Aspekte, Umweltaspekte sowie Versorgungssicherheit gleichmäßig zu ermitteln und zu bewerten seien, für unverzichtbar.

Ein Konsultationsteilnehmer schlägt vor, parallel zu BorWin1 und BorWin2 weitere zwei bis drei Trassen zu legen, so dass durch diese Bündelung nicht andernorts auch die Bodenstruktur zerstört werden müsse.

2.10.4 Projekt NOR-1-1

Ein Konsultationsteilnehmer bringt ein, dass eine Bestätigung des Projekts NOR-1-1 eine Vorfestlegung sei. Die Maßnahme NOR-1-1 sei im Zusammenhang mit NOR-3-2 und NOR-3-3 zu sehen, um die raumverträglichsten Korridore zu ermitteln. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer merkt an, dass der NVP Cloppenburg/Ost sich durch Bestandsanlagen begründen würde, jedoch als NVP nicht geeignet sei. Der NVP befinde sich zudem noch in einem offenen Planungsverfahren. Demgegenüber erachtet ein Konsultationsteilnehmer den durch den NVP Cloppenburg verfolgten netzplanerischen Ansatz, die NVP nach Süden zu verlagern, als sinnvoll. Ein Konsultationsteilnehmer trägt seine Bedenken vor, sollte die Trasse über das Stadtgebiet Papenburg führen. Es sei mit erheblichen Mehraufwendungen aufgrund einer größeren Strecke zu rechnen.

2.10.5 Projekt NOR-3-2

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass, falls die sogenannte „Jadetrasse“ parallel zur „NorGer-Trasse“ für die Anbindungsleitung NOR-3-2 genutzt werden sollte, es erhebliches Konfliktpotential im Zusammenhang mit Naturschutzbelangen (Muschelkulturen), der Schifffahrt, der Fischerei und eines Munitionsversenkungsgebietes gäbe. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer merkt dazu an, dass der Bereich der Jademündung morphodynamisch hoch aktiv und durch verklappte Weltkriegsmunition stark belastet sei.

Ein Konsultationsteilnehmer trägt vor, dass eine raumordnerische Prüfung erforderlich sei und dass, wenn im Fall einer fehlenden Parallelführung mit der NordGer-Leitung, eine alternative Trasse im Raum Wangerooge/Jade nicht möglich sei.

Ein Konsultationsteilnehmer weist auf Konflikte mit Sedimentgewinnungsgebieten hin, falls eine Trassierung bei Spiekeroog/Wangerooge vorgenommen werde. Die Kabeltrasse sei daher nördlich der NorGer-Trasse zu führen.

Einige Konsultationsteilnehmer weisen auf eine Parallelführung mit der NorGer-Leitung hin. Eine Anlandung der NorGer auf der Ostseite der Jade und ein Netzanschluss im Bereich Moorriem sei landesplanerisch festgestellt, wobei maximal zwei Anbindungssysteme raumverträglich zu realisieren seien.

2.10.6 Projekt NOR-3-3

Ein Konsultationsteilnehmer sieht den küstennahen NVP Halbmond im Widerspruch zu einer aus seiner Sicht sinnvollen Verlagerung des NVP Richtung Süden.

Einige Konsultationsteilnehmer merken an, dass der NVP Halbmond und die damit verbundene Maßnahme M69 aus dem NEP 2013 zum Abtransport der Onshore erzeugten Energiemengen auch zukünftig nicht notwendig seien. Der Abtransport könne durch eine Ertüchtigung des lokal vorhandenen 110 kV Verteilnetzes gewährleistet werden.

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass im Fall einer Anbindung an einen möglichen NVP Halbmond Gleichstrom in 380 kV Wechselstrom konvertiert werden müsse und dieser Vorgang ca. 30 km südlich wieder umgekehrt werde, um den HGÜ-Korridor A zu bedienen. Dazu merkt ein Konsultationsteilnehmer an, dass es zweifelhaft sei, ob im Umfeld des UW Emden/Ost noch ausreichende Flächen vorhanden seien, auf denen (auch aus genehmigungsrechtlichen Gründen) die Errichtung weiterer Konverterstationen in größerem Umfang möglich sei. Laut eines Konsultationsteilnehmers sei der NVP Emden/Ost bereits ausgelastet und dementsprechend ein weiterer NVP in Halbmond erforderlich.

Ein Konsultationsteilnehmer weist darauf hin, dass das Projekt NOR 3-3 unter den Rahmenbedingungen des Szenariorahmens für den NEP 2014 nicht mehr enthalten und damit eine vollständige Anbindung des Cluster 3 nicht mehr gewährleistet sei. Weiterhin wird darauf verwiesen, dass die genehmigten Projekte in Cluster 3 die Kapazität von NOR 3-2 überschritten. Insbesondere die Anbindung des OWP Delta Nordsee 1/2 sei durch vorher genannte Aspekte aus Sicht des Konsultationsteilnehmers in Frage zu stellen.

Ein Konsultationsteilnehmer kritisiert die zeitliche Verschiebung für die Anbindungsleitung NOR-3-3 auf das Inbetriebnahmehjahr 2023. Die Beurteilung der Maßnahmen NOR 3-3, NOR-7-1 und NOR-5-2 sei fehlerhaft und benachteilige die Maßnahme NOR-3-3.

2.10.7 Projekt NOR-5-2

Ein Konsultationsteilnehmer ist der Auffassung, dass die Anbindung (NOR-5-2) zu priorisieren und demnach als erste Maßnahme nach der Realisierung des Startnetzes fertig zu stellen sei, da in Cluster 5 der OWP „Nördlicher Grund“ eine unbedingte Netzanschlusszusage nach alter Rechtslage habe. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer begrüßt grundsätzlich die Berücksichtigung des Realisierungsfortschritts, die Einordnung der Maßnahme 5-2 an vierter Stelle der zeitlichen Staffelung sei jedoch nicht sachgerecht.

Ein Konsultationsteilnehmer merkt an, dass sowohl die Maßnahme NOR-1-1 als auch Maßnahme NOR-3-2 weniger ausgelastet seien als Maßnahme NOR-5-2, wenn man in NOR-3-2 berücksichtige, dass die Genehmigungen für Innogy 2 und 3 erst dieses Jahr erteilt wurden. Bei einer Verkleinerung der Konvertergröße für NOR-5-2 könnte dieser komplett ausgelastet werden.

Ein Konsultationsteilnehmer weist darauf hin, dass Restkapazitäten des OWP „Sandbank“ bei der Beurteilung des Erzeugungspotentials von Cluster 5 berücksichtigt werden müssten. Zudem befänden sich der OWP Sandbank Extension und der OWP Nordpassage noch im Genehmigungsverfahren.

2.10.8 Projekt NOR-7-1

Ein Konsultationsteilnehmer trägt vor, dass eine raumordnerische Prüfung erforderlich sei und dass bei einer fehlenden Parallelführung mit der NorGer-Leitung eine alternative Trasse im Raum Wangerooge/Jade nicht möglich sei.

Ein Konsultationsteilnehmer weist auf Konflikte mit Sedimentgewinnungsgebieten hin, falls eine Trassierung bei Spiekeroog/Wangerooge vorgenommen werde. Die Kabeltrasse sei daher nördlich der NorGer-Trasse zu führen.

Einige Konsultationsteilnehmer weisen auf eine Parallelführung mit der NorGer-Leitung hin. Eine Anlandung der NorGer auf der Ostseite der Jade und ein Netzanschluss im Bereich Moorriem sei landesplanerisch festgestellt worden, wobei maximal zwei Anbindungssysteme raumverträglich zu realisieren seien.

2.10.9 Projekt NOR-7-2

Ein Konsultationsteilnehmer gibt an, dass das Startnetz zum O-NEP 2013 einer grundsätzlichen Prüfung der Ausgangssituation in Hinblick auf den Standort Elsfleth-West bedürfe, da weder ein Umspannwerk noch eine Schaltanlage nach Sachstand des genehmigten NEP 2012 im Bestand oder als Erfordernis geführt seien. Des Weiteren gebe es keine direkte Beziehung zwischen dem Bereich Elsfleth-Moorriem und dem Grenzkorridor II sowie den in Planung stehenden großen landseitigen Leitungskorridoren.

Es wird ebenfalls vorgebracht, dass eine Leitungsführung vom Grenzkorridor II zum NVP Elsfleth/West aufgrund einer langen Landstrecke nicht raumverträglich sei. Hierzu wird jedoch von einem anderen Konsultationsteilnehmer angemerkt, dass die Führung über den Grenzkorridor im BFO nicht bindend sei.

Ebenfalls wird die Raumverträglichkeit für technische Anlagen am Standort Elsfleth-Moorriem in Frage gestellt. Mehrere Konsultationsteilnehmer kritisieren die Flächeninanspruchnahme für den Konverter, die Schaltanlage und das Umspannwerk und den damit verbundenen Eingriff in Natur und Landschaft. Die Raumverträglichkeit der Schaltanlage, des Umspannwerks und des Konverters im Bereich Elsfleth-Moorriem ständen grundsätzlich in Frage. Aus den vorgelegten Antragsunterlagen im ROV für den Konverter sei eine raumordnerische Prüfung der Konverter unabhängig von der HGÜ-Trasse nicht erkennbar.

2.10.10 Projekte OST-1-1, OST-1-2, OST-1-3, OST-1-4

Ein Konsultationsteilnehmer merkt unter Bezugnahme auf das Alternativszenario B2023 an, dass es nicht nachvollziehbar sei, wie die hohe Anzahl an Kabeln in den Vorbehalts- und Vorrangkorridoren verlegt werden soll.

C Anmerkungen der Übertragungsnetzbetreiber

Die ÜNB haben sich zu dem Entwurf der Bestätigung des O-NEP2013 wie folgt geäußert:

Der Vollständigkeit halber sollten die AC-Anschlüsse in der Nordsee ebenfalls Erwähnung im Abschnitt A1 des Bestätigungsentwurfs (also letztlich im Tenor der finalen Bestätigung) des O-NEP 2013 finden.

Die ÜNB fordern, alle Anbindungsleitungen zu OWP zu erfassen, „deren Erforderlichkeit im Rahmen der Prüfung zum O-NEP nicht untersucht“ werden (Eigenschaft des Startnetzes gemäß Bestätigungsdokument). Die ÜNB schlagen abweichend vom O-NEP die folgende ergänzende Formulierung für die Erweiterung des Startnetzes vor: „Maßnahmen, die gemäß der Vorgaben des O-NEP beauftragt wurden“.

Gemäß den ÜNB zeigt der bestätigte Szenariorahmen für den NEP 2014 eine verlangsamte Entwicklung der Offshore Windenergie in der Nordsee. Dies bedeutet, dass für den O-NEP 2014 vier Systeme bis 2024 statt sechs Systeme bis 2023 zu berücksichtigen seien. Mit diesen neuen Eingangsgrößen würden die ÜNB auch bis zum 3. März 2014 den NEP und ein bedarfsgerechtes Onshore-Netz berechnen. Die ÜNB schlagen vor, die Auswirkungen des Szenariorahmens 2014 auf die Netzanbindungssysteme im Bestätigungsdokument, wie bereits im Entwurf des Bestätigungsdokumentes von der BNetzA für NOR-3-3 und NOR-7-2 praktiziert, anzugeben. Für die verbleibenden Netzanbindungssysteme (NOR-3-2, NOR-1-1, NOR-7-1, NOR-5-2) seien aus Sicht der ÜNB die Termine für den Beginn der Umsetzung auf Basis einer Streckung auf den Zeitraum bis 2024 im Bestätigungsdokument zu ergänzen. In Hinblick auf die Ostsee begrüßen die ÜNB die Berücksichtigung des Szenariorahmens für den NEP 2014 in der im Entwurf des Bestätigungsdokumentes enthaltenen Form.

Die ÜNB sehen das Kriterium der Vorrang- und Eignungsgebiete weiterhin als geeignet und erforderlich an.

Im O-NEP seien verbindliche Termine für den Beginn der Umsetzungen der Maßnahmen anzugeben (§ 17b Abs. 2 S. 1 EnWG). Hierbei hätten die ÜNB den Beginn des EU-weiten Vergabeverfahrens als Beginn der Umsetzung definiert. Der Entwurf des Bestätigungsdokumentes schlage hingegen den Zeitpunkt der Zuschlagserteilung als Beginn der Umsetzung vor. In Tabelle 3 des Entwurfs des Bestätigungsdokumentes würden die Termine für den Fall, dass die Vergabe als Beginn der Umsetzung definiert wird, mit Quartalen angegeben. Die ÜNB gehen davon aus, dass für diesen Fall Kalenderjahre festgelegt werden müssten und eine Eingrenzung der Umsetzung auf Jahresquartale nicht erfolgen solle.

Zusätzlich äußerten TenneT und 50Hertz außerhalb der Konsultation Bedenken, dass aufgrund der langsamen Realisierung von OWP große „stranded investments“ drohen würden. So hätten erste sehr wenig OWP Projekte eine finale Investitionsentscheidung getroffen. Um diese „stranded investments“ zu verhindern, sollten die Ausbauziele nochmals deutlich auf (mindestens) 8,5 GW bis zum Jahr 2023 reduziert

werden. Nach 2023 solle sich dann ein jährlicher Ausbau von etwa 1,2 GW pro Jahr anschließen. Weiterhin schlagen TenneT und 50Hertz vor, die Investitionsbedingungen für die OWP bis 2023 stabil zu halten, um den weiteren Ausbau nicht zu gefährden. Außerdem schlagen sie Maßnahmen wie z.B. das Hinterlegen einer Sicherheitsleistung vor, um den Druck einer tatsächlichen Realisierung auf die OWP Projekte zu erhöhen

II Entscheidungsgründe

Gemäß § 17c S. 1 EnWG prüft die BNetzA in Abstimmung mit dem BSH die Übereinstimmung des O-NEP mit den Anforderungen nach § 17b EnWG. Im Übrigen sind von der BNetzA die §§ 12c und 12d EnWG entsprechend anzuwenden. Folglich bestätigt die BNetzA gemäß § 12c Abs. 4 S. 1 EnWG den von den ÜNB vorgelegten jährlichen O-NEP unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung mit Wirkung für die Betreiber von Übertragungsnetzen.

A Zuständigkeit und formelle Anforderungen

Die Zuständigkeit der BNetzA für die Bestätigung des O-NEP ergibt sich aus § 54 Abs. 1 Halbsatz 1 EnWG. Die Bestätigung beruht auf § 17b in Verbindung mit § 12c Abs. 4 S. 1 EnWG.

B Anforderungen gemäß § 17b EnWG

Der bestätigte O-NEP 2013 entspricht nach § 17c S. 1 EnWG den Anforderungen gemäß § 17b EnWG. Das Prüfergebnis ist mit dem BSH abgestimmt. Im Übrigen sind die Vorschriften des § 17c S. 2 in Verbindung mit § 12c EnWG gewahrt.

Die vorliegende Bestätigung gliedert sich in die Überprüfung der gesetzlichen Anforderungen nach § 17b EnWG sowie in die Bestätigung der Einzelmaßnahmen in der Nord- und in der Ostsee.

1. Prüfung der gesetzlichen Kriterien des O-NEP

Der O-NEP 2013 stellt die erste auf einen 10-Jahres-Horizont vorgenommene Planung von Anbindungsleitungen zur Erschließung von OWP für die gesamte Nord- und Ostsee Deutschlands dar. Im Gegensatz zu dem landseitigen NEP, dessen Ziel der Ausbau des Stromnetzes für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung ist, handelt es sich bei dem O-NEP um einen Anschlussplan für Offshore-Windenergieanlagen. 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 Anschlussplanung 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 das Land transportiert werden. Die Planung der Anbindungskapazitäten folgt demnach direkt der im Szenarioahmen prognostizierten Erzeugungsleistung. Der Verbrauch von Energie spielt dabei, anders als im landseitigen NEP, keine Rolle.

Ein zentraler Punkt bei der Prüfung des landseitigen NEP ist die Prüfung der Wirksamkeit einer Maßnahme. Dabei wird untersucht, ob die Maßnahme eine real gegebene Überlastungssituation oder eine Unzulänglichkeit des nicht ausgelasteten Netzes beseitigt. Im Unterschied dazu führt der Ausfall einer Anbindungsleitung zu einem OWP zunächst dazu, dass der entsprechende OWP nicht mehr ins Stromnetz einspeisen kann. Solange die fehlende Einspeisung durch andere Stromeinspeisungen kompensiert werden kann (dies ist regelmäßig der Fall), 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 Prüfungsergebnisse für die Bestätigung der Anbindungsleitungen gemäß § 17b EnWG werden im Folgenden dargestellt:

1.1 Berücksichtigung des Szenario Rahmens

Nach § 17b Abs. 1 S. 1 EnWG müssen die ÜNB im Entwurf zum O-NEP den Szenario Rahmen nach § 12a EnWG zu Grunde legen. Dies ist der Fall.

Die ÜNB haben die Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie gemäß dem genehmigten Szenario Rahmen zum NEP/O-NEP 2013 übernommen (vgl. Tabelle 1). Neben der genehmigten Mantelzahl haben die ÜNB dabei auch der Vorgabe für die Regionalisierung dieser Leistung nach Nord- und Ostsee Rechnung getragen. Da die im Szenario Rahmen vorgenommene ergänzende Regionalisierung eine wichtige Eingangsgröße für den landseitigen NEP ist, besteht bezogen auf diese Größe Konsistenz zum landseitigen NEP. Für das Leitszenario B2023 wurde von den ÜNB demnach die gesamte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie von 14,1 GW auf 12,8 GW in der Nordsee und 1,3 GW in der Ostsee aufgeteilt.

Nicht berücksichtigt worden ist von den ÜNB das am 30.08.2013 genehmigte Leitszenario B2024, das grundsätzlich erst für den O-NEP 2014 maßgeblich ist. Für das Leitszenario B2024 wurde von der BNetzA die Gesamt-Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie von 12,7 GW auf 11,0 GW in der Nordsee und 1,7 GW in der Ostsee aufgeteilt.

Die BNetzA hat in ihrem Entwurf der Bestätigung zum O-NEP 2013 ausdrücklich um Stellungnahmen gebeten, ob und wenn ja inwieweit der am 30.08.2013 genehmigte Szenario Rahmen zum NEP/O-NEP 2014 in die Bestätigung zum O-NEP 2013 mit einfließen soll.

Die ÜNB haben die von der BNetzA durchgeführte Konsultationsphase dazu genutzt, sich zu der Frage der Berücksichtigung des genehmigten Szenario Rahmens zum NEP/O-NEP 2014 für das hier vorliegende

Verfahren zu äußern. Die ÜNB sind der Ansicht, dass zur Vermeidung ineffizienter Planungen der betroffenen OWP die Ausweisung der Auswirkung der geänderten Eingangsgrößen des Szenariorahmens zum NEP/O-NEP 2014 für die Nordsee bereits bei der Bestätigung des O-NEP 2013 geboten sei. Die ÜNB schlagen vor, die Auswirkungen des Szenariorahmens zum NEP/O-NEP 2014 auf die Netzanbindungssysteme im Bestätigungsdokument, wie bereits von der BNetzA für NOR-3-3 und NOR-7-2 im Entwurf der Bestätigung praktiziert, anzugeben. Für die verbleibenden Netzanbindungssysteme (NOR-3-2, NOR-1-1, NOR-7-1, NOR-5-2) sind aus Sicht der ÜNB die Termine für den Beginn der Umsetzung auf Basis einer Streckung auf den Zeitraum bis 2024 im Bestätigungsdokument zu ergänzen. In der Ostsee begrüßen die ÜNB die Berücksichtigung des Szenariorahmens zum NEP/O-NEP 2014 in der im Entwurf des Bestätigungsdokumentes enthaltenen Form.

Die Konsultationsteilnehmer sind diesbezüglich unterschiedlicher Auffassung:

Einige Konsultationsteilnehmer widersprechen ausdrücklich der Ansicht der ÜNB, indem sie darauf bestehen, dass nur der Szenariorahmen zum NEP/O-NEP 2013 für den NEP/O-NEP 2013 maßgeblich sein dürfe. Dies sei schon aus formal-rechtlichen Gründen geboten, da ansonsten einzelne Prozesse unterschiedlicher Jahrgänge miteinander vermischt würden. Eine Berücksichtigung des im August 2013 genehmigten Szenariorahmens sei auch deswegen nicht erforderlich, da aufgrund des jährlichen Erstellungsrhythmus der einzelnen NEP bereits Anfang März 2014 wieder aktualisierte Planungen der ÜNB vorliegen würden.

Andere Konsultationsteilnehmer hingegen sind ebenso wie die ÜNB der Meinung, dass die Erkenntnisse des neuen Szenariorahmens zum NEP/O-NEP 2014 bereits berücksichtigt werden müssten, da es nicht zielführend sei, jetzt Anbindungsleitungen zu bestätigen, bei denen schon abzusehen sei, dass sie im nächsten Jahr nicht bestätigt würden. Die BNetzA dürfe im Sinne einer vorausschauenden Planung die Augen vor neuen Erkenntnissen nicht verschließen.

Die BNetzA hat entschieden, die Bestätigung des O-NEP 2013 auf die Offshore Zahlen des am 30.08.2013 genehmigten Szenariorahmens zum NEP/O-NEP 2014 zu beschränken.

Die Gründe hierfür liegen darin, dass es sich vorliegend zwar formal um den O-NEP 2013 handelt und demnach folgerichtig auf den dazugehörigen Szenariorahmen und somit auf das Leitszenario B2023 abzustellen wäre. Allerdings weist der O-NEP 2013 mit Bestätigung durch die BNetzA für die enthaltenen Maßnahmen den Zeitpunkt der Fertigstellung und verbindliche Termine für den Beginn der Umsetzung auf. Daher erscheint es nicht als zielführend, Offshore-Anbindungsleitungen für das Zieljahr 2023 zu bestätigen, die unter Zugrundelegung neuer Erkenntnisse (hier in Form des genehmigten Szenariorahmens zum NEP/O-NEP 2014) für das Zieljahr 2024 mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit nicht mehr erforderlich sein werden.

Eine andere Sichtweise würde ineffiziente Planungen verursachen und die gegenwärtige gesellschaftliche und politische Debatte über den weiteren (reduzierten) Ausbau von Wind Offshore vollständig ignorieren. Derzeit ist im Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung geplant, den Ausbaupfad für Offshore Windenergie bis 2020 auf 6,5 GW und bis 2030 auf 15 GW festzulegen. Für das Zieljahr 2023 ergäbe sich hieraus ein Ausbau i. H. v. 9,05 GW und für das darauffolgende Zieljahr 2024 ein Ausbau i. H. v. 9,9 GW.

Folglich sollten falsche Erwartungen der betroffenen OWP auf Basis des im November 2012 genehmigten Szenariorahmens zum NEP/O-NEP 2013 vermieden werden.

Infolgedessen ist die BNetzA sogar der Ansicht, dass die am 30.08.2013 prognostizierte installierte Gesamtleistung auch noch zu hoch sein könnte und sich im nächsten O-NEP Prozess im Jahr 2014 (u. a. aufgrund des Szenariorahmens zum NEP/O-NEP 2015) weiteres Kürzungspotential ergeben könnte. Diese Überlegungen können für die vorliegende Bestätigung des O-NEP im Jahr 2013 aber keine Rolle spielen, da die Grundlage für die Erarbeitung eines O-NEP grundsätzlich ein genehmigter Szenariorahmen (vorliegend der Szenariorahmen zum NEP/O-NEP 2014) sein muss. Abweichendes mag in Betracht kommen, sobald sich die politische Absichtserklärung der neuen Bundesregierung in verbindliche gesetzliche Zielvorgaben verfestigt hat.

Vertrauensschutzgesichtspunkte oder andere schutzwürdige Interessen Dritter insbesondere der OWP stehend dem nicht entgegen. Sinn und Zweck der Neukonzeption des Offshore Anbindungsregimes ist es, gerade einen verlässlichen Ordnungsrahmen und Zeithorizont für die Anbindung der OWP an einen landseitigen NVP zu schaffen. Das beinhaltet zugleich eine Bewertung, sich von den individuellen Zeit- und Anbindungswünschen einzelner OWP zu lösen, um der Gesamtsituation gerecht zu werden. Darüber hinaus liegen für das Zieljahr 2023 in keinem Fall bereits endgültige Investitionsentscheidungen vor, die es gebieten würden, zusätzliche Anbindungsleitungen auf Basis des Szenariorahmens zum NEP/O-NEP 2013 zu bestätigen.

Anders als beim landseitigen NEP 2013 lässt sich beim O-NEP 2013 eine Änderung des Szenariorahmens unmittelbar in eine Änderung der Anzahl der Anbindungsleitung transformieren. Bei dem O-NEP handelt es sich um einen Anschlussplan, in dem festgelegt wird, in welcher Reihenfolge die vorgesehenen Cluster für OWP durch Anbindungsleitungen erschlossen werden. Die Anzahl der zu bestätigenden Anbindungsleitungen folgt direkt aus der im Szenariorahmen prognostizierten Leistung für Offshore-Windenergie. Dieser direkte Zusammenhang zwischen O-NEP und Szenariorahmen ermöglicht eine zeitnahe Berücksichtigung möglicher Änderungen im Szenariorahmen bei der Bestätigung des O-NEP. Eine Berücksichtigung des Szenariorahmens zum NEP/O-NEP 2014 bei der Bestätigung des O-NEP 2013 ist daher möglich.

Bei der Bestätigung des NEP ist eine zeitnahe Berücksichtigung der im Szenariorahmen festgelegten Eingangsparameter hingegen nicht möglich. Dies liegt daran, dass ein direkter, sofort absehbarer Zusammenhang zwischen NEP und Szenariorahmen nicht gegeben ist. Beim NEP 2013 würde die Änderung der energiewirtschaftlichen Zielzahlen dagegen eine vollständige hochkomplexe Neuplanung erfordern, die nicht mit dem schlichten Verzicht auf bestimmbar Leitungen verglichen werden kann. Die im Szenariorahmen vorgegebenen Eingangsparameter müssen zunächst durch eine Regionalisierung den unterschiedlichen Netzknoten zugewiesen werden und mit Hilfe einer Marktsimulation die konkreten Ein- und Ausspeisesituationen ermittelt werden. Danach erst kann anhand der sich ergebenden Lastflusssituationen der Ausbau des Übertragungsnetzes geplant werden, so dass ein zuverlässiger und sicherer Netzbetrieb gewährleistet werden kann. All diese zeitlich aufwändigen Schritte, die bei einer Änderung der installierten Offshore-Leistung neu durchgeführt werden müssten, lassen es nicht zu, dass eine Berücksichtigung des Szenariorahmens zum NEP/O-NEP 2014 bei der Bestätigung des NEP 2013 in einer quantitativen Art und Weise erfolgen kann.

Während es beim NEP 2013 folglich strikt beim Szenariorahmen zum NEP/O-NEP 2013 bleiben muss, ist beim O-NEP 2013 auf Grund der abweichenden technischen Sachlage eine Berücksichtigung aktuellerer genehmigter Szenarien grundsätzlich möglich und sinnvoll, wenn diese zu einem geringeren Ausbaubedarf führen.

1.2 Berücksichtigung des Bundesfachplan Offshore

Die BNetzA erachtet auch die Berücksichtigung des BFO für die ausschließliche Wirtschaftszone der Nordsee (BFO-N) gemäß § 17b Abs. 1 S. 2 EnWG für sachgerecht.

Auch der zum Zeitpunkt der Fertigstellung des zweiten Entwurfs des O-NEP vorliegende erste Entwurf des BFO für die ausschließliche Wirtschaftszone der Ostsee (BFO-O) wurde von den ÜNB berücksichtigt. Die im O-NEP und im zweiten Entwurf des BFO-O gemachten unterschiedlichen Angaben für das Erzeugungspotential innerhalb der Cluster der AWZ sind für das Prüfergebnis letztlich nicht relevant.³ Die ÜNB werden in diesem Zusammenhang für die Zukunft aufgefordert, entweder die im O-NEP enthaltenen Zahlen für das Erzeugungspotential in Einklang mit den Angaben des dafür maßgeblichen BFO zu bringen oder die Abweichungen in angemessener Art und Weise zu begründen.

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

1. Die standardisierten Technikvorgaben, insbesondere für die Anbindungsleitungen.
2. Die Clustereinteilung innerhalb der AWZ, sowie das für jedes Cluster angegebene Erzeugungspotential.
3. Die angegebenen Grenzkorridore zwischen AWZ und Küstenmeer.

Sowohl in der Nord- als auch in der Ostsee werden die im BFO-N bzw. die im zweiten Entwurf des BFO-O gemachten standardisierten Technikvorgaben, welche für den O-NEP relevant sind, berücksichtigt. Demnach wurde in der Nordsee eine Übertragungsleistung von 900 MW pro DC-Anbindungsleitung und in der Ostsee eine Übertragungsleistung von 250 MW pro AC-Anbindungsleitung unterstellt.

Auch die Clustereinteilung innerhalb der AWZ wurde nach Erachten der BNetzA berücksichtigt. Dies umfasst für die Nordsee die Berücksichtigung der im BFO-N einbezogenen Cluster 1 bis 13. Solange das Cluster 14 lediglich „unter Beobachtung“ im BFO-N steht und noch nicht unter den einbezogenen Clustern aufgeführt wird, erscheint die ausschließliche Berücksichtigung von Cluster 1 bis 13 als sachgerecht. In der Nordsee wurden auch die im BFO-N angegebenen Werte für das Erzeugungspotential verwendet.

³ In der Ostsee wurden die in den Entwürfen zum BFO-O gemachten Angaben zum Erzeugungspotential pro Cluster nicht zu Grunde gelegt bzw. nicht explizit angegeben, auf welcher Grundlage das Erzeugungspotential ermittelt wurde. Für die in der AWZ liegenden Cluster in der Ostsee wird innerhalb des O-NEP lediglich für Cluster 1 das Erzeugungspotential explizit angegeben. Die Angabe für das Erzeugungspotential in diesem Cluster unterscheidet sich jedoch mit 964 MW von den im zweiten Entwurf des BFO-O gemachten Angaben.

Einige Konsultationsteilnehmer haben gefordert, die Cluster 9-13 ebenfalls zu berücksichtigen. Dies wurde anhand der Kriterien zur zeitlichen Abfolge der Umsetzung bereits getan, so dass diese Kritik gegenstandslos ist. Ebenso wurde gefordert, Cluster 14 ebenfalls zu berücksichtigen. Hier bleibt die BNetzA der Auffassung, dass zu diesem Zeitpunkt eine Aufnahme von Cluster 14 nicht sachdienlich ist.

Für den O-NEP sind Angaben über die genauen Trassenverläufe innerhalb der AWZ für die zu bestätigenden Maßnahmen nach derzeitiger Sicht der BNetzA nicht relevant. Dies obliegt der räumlichen Planung innerhalb des BFO. Relevant sind hingegen die Angaben, zu welchen Clustern eine Anbindungsleitung führt und über welchen Grenzkorridor der Übergang von der AWZ zum Küstenmeer erfolgen soll. Diese Angaben können den O-NEP sowohl für die Nordsee als auch für die Ostsee entnommen werden. Hierbei wurde der BFO-N bzw. der Entwurf des BFO-O berücksichtigt.

Mittlerweile ist die nationale Konsultation des zweiten Entwurfs des BFO-O in der abgeschlossen. Hierbei gab es keine Änderungen für das Erzeugungspotential innerhalb der Cluster im Vergleich mit dem ersten Entwurf des BFO-O. Insgesamt kann aus Sicht der BNetzA daher mittlerweile von einer hinreichenden Verfestigung der Inhalte des Entwurfs des BFO-O ausgegangen werden. Daher unterstellt die BNetzA für ihre Prüfung die im zweiten Entwurf des BFO-O gemachten Angaben. Dies gilt insbesondere für die Angaben für das Erzeugungspotential innerhalb des BFO-O.

Da nach dem derzeitigem Verfahrensstand und in Rücksprache mit den BSH in der finalen Veröffentlichung des BFO-O (geplant Februar 2014) keine wesentlichen Veränderungen gegenüber dem zweiten Entwurf des BFO-O erkennbar sind, gibt es diesbezüglich in der Bestätigung des O-NEP 2013 auch keinen weiteren Änderungsbedarf.

1.3 Startnetz

Als Startnetz werden umgangssprachlich – analog dem Vorgehen aus dem landseitigen NEP – diejenigen Anbindungsleitungen zu OWP bezeichnet, welche bei der Prüfung des O-NEP als gegeben unterstellt werden und deren Erforderlichkeit gemäß § 17b EnWG nicht mehr untersucht wird, sondern nur noch deren Umsetzung im Sinne der Fertigstellung nach § 17d EnWG.

Das Startnetz beinhaltet die bereits betriebsbereiten Offshore-Anbindungen in der Nord- und Ostsee sowie sämtliche geplanten Netzanbindungssysteme für OWP, die aufgrund der alten Rechtslage ausgelöst wurden. Dies umfasst Anbindungssysteme für OWP, die über eine gültige Netzanbindungszusage gemäß § 118 Abs. 12 in Verbindung mit § 17e Abs. 2a EnWG a.F. verfügen.

Über die von den ÜNB geforderte Erweiterung der Definition des Startnetzes („Maßnahmen, die gemäß den Vorgaben des O-NEP beauftragt wurden“) muss zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht entschieden werden, da sich diese Frage frühestens 2014 stellt.

Das Startnetz, insbesondere die Zeitangaben, sind nicht Gegenstand der Bestätigung des O-NEP. Die ÜNB haben die Maßnahmen des Startnetzes jedoch zu Recht als Ausgangsbasis für die Erstellung des O-NEP zu Grunde gelegt. Denn aus der Differenz aus prognostizierter Leistung gemäß des Szenariorahmens und der durch das Startnetz bereits abgedeckten Übertragungskapazität ergibt sich der Ausbaubedarf im O-NEP.

In Tabelle 2 sind zu informatorischen Zwecken die dem Startnetz zugehörigen Netzanbindungssysteme aufgeführt.

Tabelle 2: Netzanbindungssysteme im Start-Offshorenetz

Projekt	Netzanbindungssystem	Netzverknüpfungspunkt	Angeschlossene OWP	Übertragungskapazität in MW*	Geplante Inbetriebnahme ⁴
NOR-2-1	AC-Netzanbindungssystem alpha ventus	Hagermarsch	alpha ventus	60	in Betrieb
NOR-6-1	DC-Netzanbindungssystem BorWin1	Diele	BARD Offshore 1	400	in Betrieb
OST-3-1	AC-Netzanbindungssystem Baltic 1	Bentwisch	Baltic 1	200	in Betrieb
NOR-0-1	AC-Netzanbindungssystem Riffgat	Emden/Borßum	Riffgat	108	2013
NOR-0-2	AC-Netzanbindungssystem Nordergründe	Inhausen	Nordergründe	111	2016
NOR-2-2	DC-Netzanbindungssystem DolWin1	Dörpen/West	Borkum West 2 MEG Offshore I	800	2014
NOR-2-3	DC-Netzanbindungssystem DolWin3	Dörpen/West	Borkum Riffgrund 1 ⁵ Borkum Riffgrund 2	900	2017
NOR-3-1	DC-Netzanbindungssystem DolWin2	Dörpen/West	Innogy Nordsee 1 Gode Wind 1 Gode Wind 2	900	2015
NOR-4-1	DC-Netzanbindungssystem HelWin1	Büttel	Nordsee Ost Meerwind Süd/Ost	576	2014

⁴ Laut zweitem Entwurf Offshore-Netzentwicklungsplan 2013 der ÜNB.

⁵ Zum Teil angeschlossen über DolWin1.

Projekt	Netzanbindungssystem	Netzverknüpfungspunkt	Angeschlossene OWP	Übertragungskapazität in MW*	Geplante Inbetriebnahme ⁴
NOR-4-2	DC-Netzanbindungssystem HelWin2	Büttel	Amrumbank West	690	2015
NOR-5-1	DC-Netzanbindungssystem SylWin1	Büttel	Butendiek DanTysk Sandbank	864	2014
NOR-6-2	DC-Netzanbindungssystem BorWin2	Diele	Global Tech 1 Veja Mate	800	2015
NOR-6-3	DC-Netzanbindungssystem BorWin4	Emden/Ost	Deutsche Bucht	900	2019
NOR-8-1	DC-Netzanbindungssystem BorWin3	Emden/Ost	Albatros I	900	2018
OST-3-2	AC-Netzanbindungssystem Baltic 2	Bentwisch	Baltic 2	400	2014

*Die Übertragungskapazität bezieht sich auf die Netzanschlusspunkte.

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

Die Gesamtanbindungskapazität des Startnetzes beträgt 8,4 GW. Davon entfällt eine Anbindungskapazität von 8,0 GW auf die Nordsee und 0,4 GW auf die Ostsee. Mit der gesamten Anbindungskapazität des Startnetzes in Höhe von 8,4 GW werden OWP mit einer Leistung von ca. 5,9 GW angebunden. Davon liegen OWP mit einer Leistung von ca. 5,6 GW in der Nordsee und ca. 0,3 GW in der Ostsee. Die restliche Anbindungskapazität in der Nordsee in Höhe von ca. 2,4 GW wird durch die BNetzA gemäß § 17d Abs. 3 EnWG den OWP zugewiesen werden. Die Zuweisung erfolgt dabei identisch zur Vergabe der Kapazitäten, die sich aus den Sammelanbindungen des O-NEP ergeben. Das Zuweisungsverfahren ist derzeit Gegenstand eines Festlegungsverfahrens der BNetzA, die Konsultation der Eckpunkte wurde am 03.09.2013 abgeschlossen.⁶ Zusätzlich wurden am 29.10.2013 und am 06.11.2013 zwei Workshops zur Festlegung des Zuweisungsverfahrens von der BNetzA durchgeführt.

⁶ „Bestimmung eines Verfahrens zur Zuweisung und Übertragung von Anbindungskapazitäten – Konsultation von Eckpunkten“, Bundesnetzagentur vom 23.07.2013.

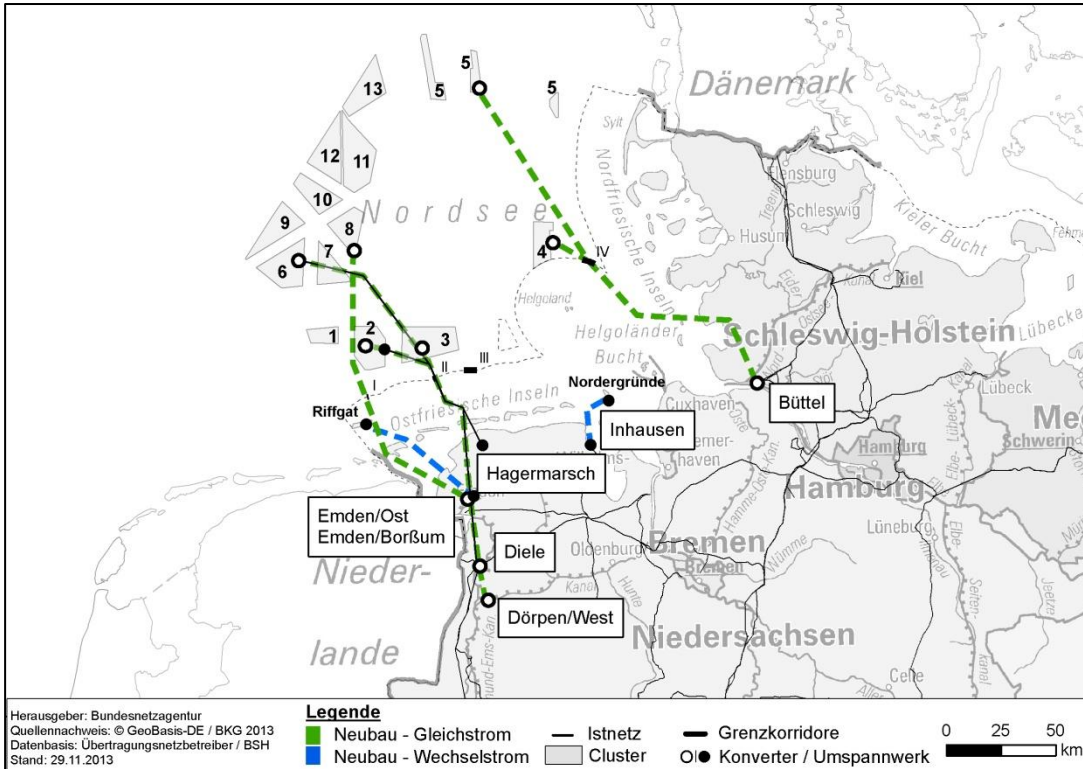


Abbildung 3: Start-Offshorenetz deutsche Nordsee für den O-NEP 2013

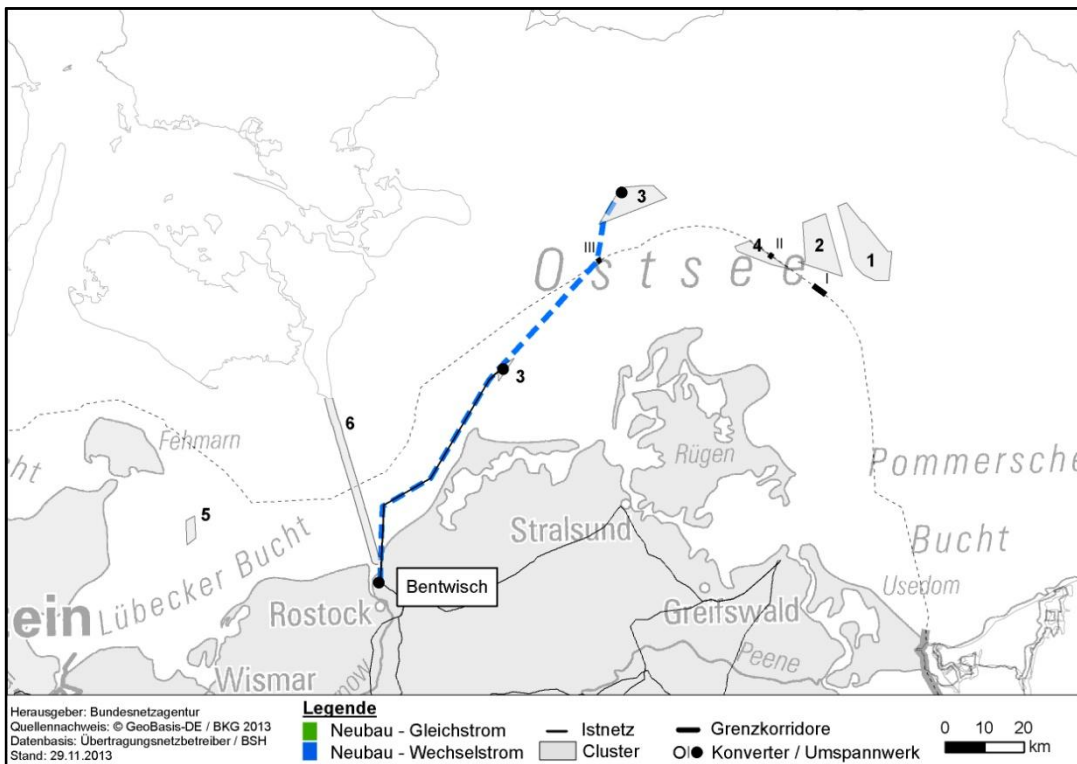


Abbildung 4: Start-Offshorenetz deutsche Ostsee für den O-NEP 2013

1.4 Kriterien für die zeitliche Abfolge der Umsetzung

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

- Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Anlagen,
- effiziente Nutzung der zu errichtenden Anbindungskapazität,
- räumliche Nähe zur Küste sowie
- geplante Inbetriebnahme der Netzanknüpfungspunkte an Land (Netzverknüpfungspunkt)

sein. Die Kriterien sind im Gesetz gleichrangig aufgeführt.

Im zweiten Entwurf des O-NEP 2013 wird von den ÜNB ein weiteres Kriterium zur zeitlichen Staffelung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen, welches nicht explizit in § 17b Abs. 2 S. 3 EnWG aufgeführt ist, eingeführt:

- Lage der anzubindenden OWP in raumordnungsrechtlich ausgewiesenen Vorrang- und Eignungsflächen für die Nutzung von Offshore-Windenergie

1.4.1 Küstenentfernung

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

Das in § 17b Abs. 2 S. 3 EnWG explizit genannte Kriterium „räumliche Nähe zur Küste“ wird von den ÜNB 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 ÜNB eine Aufteilung in fünf Zonen, während es in der Ostsee nur eine einzige Zone gibt. Dabei entspricht die Fläche der ersten Zone der Nordsee in etwa der Fläche der einzigen Zone der Ostsee. In der Ostsee werden demnach alle Cluster bezüglich ihrer Küstenentfernung gleichrangig behandelt.

Aus gegebenem Anlass ist darauf hinzuweisen, dass die Küstenentfernung kein geeignetes Kriterium ist, sich zwischen Anbindungsleitungen in der Nordsee- oder Ostsee zu entscheiden. Andernfalls wäre ein genereller Anbindungsvorrang der Ostsee gegeben, was erkennbar nicht Inhalt des EnWG ist bzw. nicht Absicht des Gesetzgebers war.

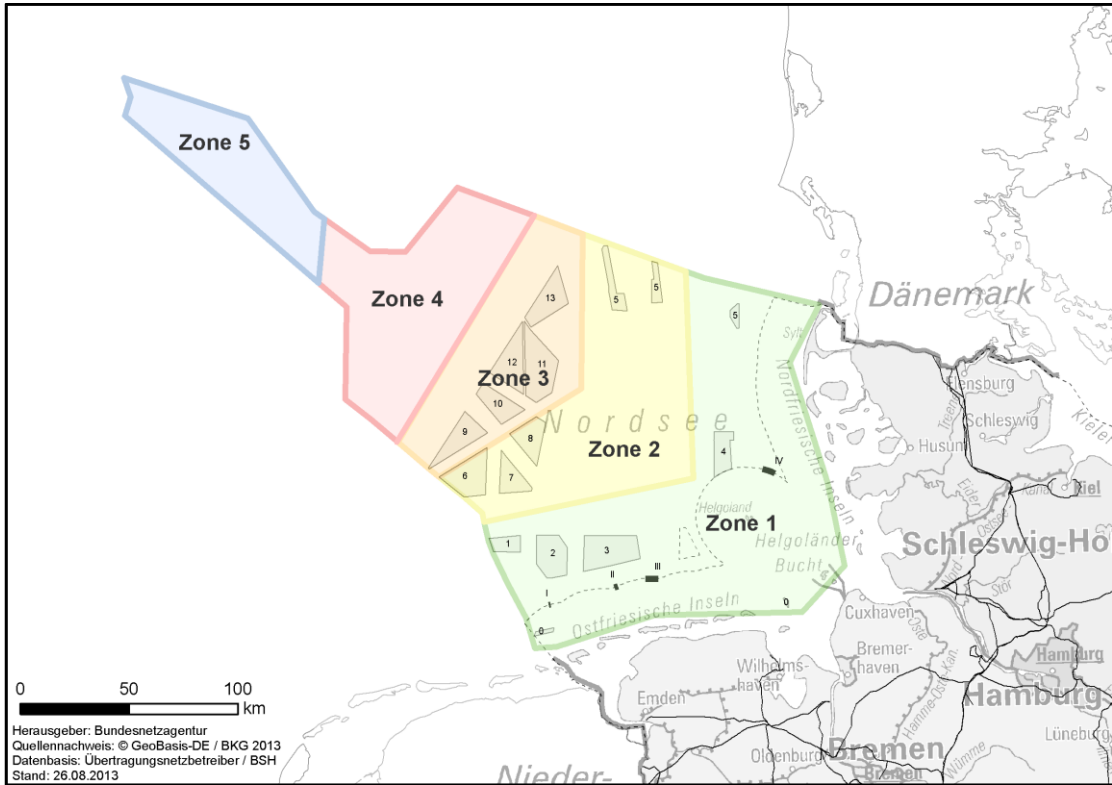


Abbildung 5: Deutsche Nordsee mit Entfernungszonen

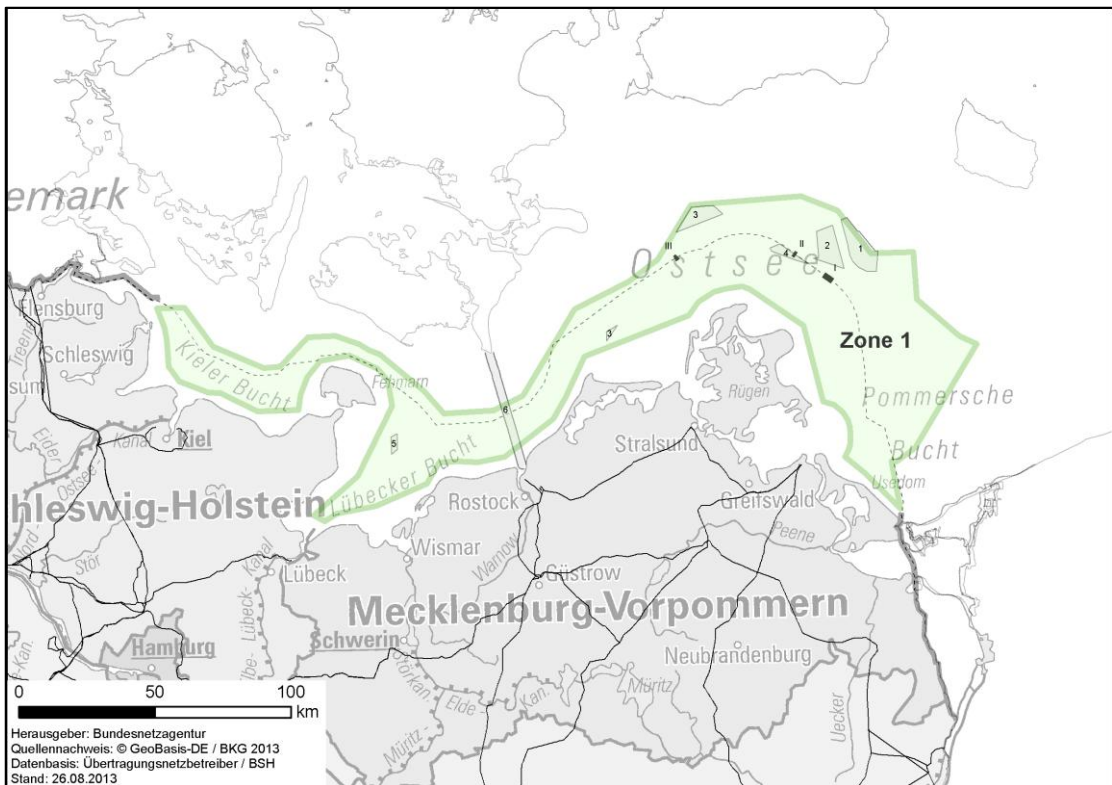


Abbildung 6: Deutsche Ostsee mit Entfernungszone

Aus der Sicht der BNetzA ist die für die Nordsee vorgeschlagene Zoneneinteilung nachvollziehbar. Es ist 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 BNetzA ein Abstellen auf eine kilometerscharfe Abstandsbestimmung für nicht sinnvoll.

Eine Ermittlung der Entfernung anhand der voraussichtlichen Trassenlänge der Anbindungsleitung 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 eine Anbindungsleitung i. d. R. nicht dem kürzestem Weg zwischen Erzeugungsgebiet und Festland („Luftlinie“). Ebenfalls ist für den Aufwand der Verlegung nicht ausschließlich die Kabellänge ausschlaggebend. Faktoren wie z.B. die Wassertiefe, Bodenbeschaffenheit und Altlasten (Munition) bestimmen den Aufwand für die Verlegung entscheidend mit. Zudem kann die konkrete Ausgestaltung der Trasse zum Zeitpunkt der Erstellung des O-NEP zum Teil noch offen und somit auch die genaue Länge der potenziellen Trassen für Anbindungsleitungen noch unbestimmt sein. Daher ist die Trassenlänge als Entfernungskriterium ebenfalls nicht sachgerecht und eine Einteilung nach Zonen vorzugswürdig.

Von einigen Konsultationsteilnehmern wurde vorgeschlagen, die Zone 1 und 2 zusammenzufassen, da die Küstenentfernungen vergleichbar seien. Demgegenüber hält die BNetzA die von den ÜNB vorgenommene Einteilung für nachvollziehbar und begründet. Die Größe der Zone 1 erscheint mit einer vergleichbaren Größe wie die einzige Zone in der Ostsee naheliegend. Die äußere Grenze von Zone 2 lässt sich mit den Planungshorizonten des BFO stichhaltig begründen.

Der Forderung einiger Konsultationsteilnehmer nach einer Trassenscharfen Berücksichtigung der Küstenentfernung folgt die BNetzA aus den oben genannten Gründen nicht.

Einige Konsultationsteilnehmer erachten das Kriterium der Küstenentfernung als nicht sachgerecht, da weiter entfernte OWP eine höhere Auslastung und Effizienz aufweisen, so dass der Betrieb trotz der teureren Anbindungsleitung volkswirtschaftlich sinnvoller sei. Dieser Auffassung folgt die BNetzA nicht, da auch der logistische Aufwand zum Bau und Betrieb der längeren Anbindungsleitung berücksichtigt werden muss, was einer zügigen Umsetzung des O-NEP entgegensteht. Für Details siehe auch Kapitel II B 1.4.6.

In der Ostsee werden alle Cluster der gleichen Zone zugeteilt, da keine großen Unterschiede in der Entfernung zur Küste existieren. Selbst die in Luftlinie am weitesten von der Küste entfernten Cluster können ohne erhebliche Unterschiede, die alleine auf der Entfernung basieren, bei der Realisierung und bei den Kosten gegenüber küstennäheren Clustern angebonden werden. Etwaige Unterschiede in der Realisierbarkeit oder in den Kosten ergeben sich in der Ostsee weniger aus der Entfernung zur Küste, sondern

mehr aus anderen Umständen wie bspw. 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 NVP das jeweilige Cluster angebunden wird.

Ein Konsultationsteilnehmer schlägt vor, die Ostsee in zwei Zonen aufzuteilen. Dies erscheint der BNetzA aus oben genannten Gründen nicht sachgerecht.

1.4.2 Vorrang- und Eignungsgebiete

Gegenwärtig kann offen bleiben, ob das von den ÜNB ergänzend eingeführte Kriterium der Vorrang- oder Eignungsgebiete zur Bildung einer zeitlichen Reihenfolge der Anbindungsleitungen geeignet oder ungeeignet ist. Das Kriterium „Windvorranggebiete“ hat in der Nordsee gegenwärtig keine Auswirkung auf die zeitliche Staffelung der Netzanbindungssysteme. Es hat gegenwärtig auch in der Ostsee in dem für die Bestätigung des O-NEP 2013 maßgeblichen Leitszenario B2023 bzw. B2024 keine Auswirkung auf die zeitliche Staffelung der Netzanbindungssysteme.

Im O-NEP 2013 wurde von den ÜNB „die Lage von OWP in raumordnungsrechtlich ausgewiesenen Vorrang- oder Eignungsgebieten“ als Kriterium für die zeitliche Staffelung eingeführt und nach der „Küstenentfernung“ mit der zweithöchsten Priorität versehen.

Das BSH sowie die Küstenbundesländer haben für die AWZ und das Küstenmeer in den jeweiligen Raumordnungsplänen bzw. -programmen Vorrang- oder Eignungsgebiete für die Nutzung von Offshore-Windenergie ausgewiesen. Eignungsgebiete bestehen lediglich im Küstenmeer, während in der AWZ Vorranggebiete ausgewiesen sind. Vorranggebiete sind Gebiete, die für bestimmte raumbedeutsame Funktionen oder Nutzungen vorgesehen sind und andere raumbedeutsame Nutzungen in diesem Gebiet ausschließen, soweit diese mit den vorrangigen Funktionen oder Nutzungen nicht vereinbar sind. D.h. in einem Windvorranggebiet in der AWZ ist die Errichtung und der Betrieb von OWP als raumbedeutsame Nutzung vorgesehen und andere raumbedeutsame Nutzungen wie bspw. Schifffahrtswege oder militärische Nutzungen sind dort zukünftig ausgeschlossen, soweit sie nicht mit der Errichtung und dem Betrieb von OWP vereinbar sind. Eignungsgebiete sind Gebiete, die für bestimmte raumbedeutsame Funktionen geeignet sind und gleichzeitig diese Nutzungen an anderer Stelle im Planungsgebiet ausschließen. Im Küstenmeer ist demnach der Bau von OWP nur in den Eignungsgebieten möglich, während in der AWZ auch außerhalb der Vorranggebiete die Errichtung von OWP möglich ist. Umgekehrt können in den Eignungsgebieten der Küstenmeere dem Bau und der Errichtung von OWP keine anderen raumbedeutsamen Belange, wie bspw. der von Schifffahrtswegen, entgegenstehen.

Die Vorranggebiete der AWZ für Windenergie sind in den beiden Raumordnungsplänen für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee ausgewiesen. Die Ausweisung als Windvorranggebiet verfolgt den Zweck, Nutzungen, die mit der Windenergiegewinnung nicht vereinbar sind, in den Vorranggebieten auszuschließen. Das Vorranggebiet hat also im Hinblick auf andere entgegenstehende Nutzungen eine Freihaltfunktion zugunsten der vorrangigen Nutzung Windenergie. Daher soll laut den Raumordnungsplänen mit den Vorranggebieten ein wichtiger Beitrag zum Erreichen der kurz- bis mittelfristigen Ausbauziele der Bundesregierung geleistet werden. Allerdings hat ausweislich der Pläne die Festlegung von Vorranggebieten keinen Einfluss auf die Genehmigungen von OWP außer-

halb dieser Gebiete, insbesondere ändert sie nichts an der Verpflichtung der Netzbetreiber, OWP an das Netz anzuschließen, unabhängig davon ob sie innerhalb oder außerhalb von Vorranggebieten liegen. Eine zeitliche Reihenfolge der Netzanbindung von OWP sei mit der Festlegung der Vorranggebiete nicht vorgegeben. Damit die Ausbauziele der Bundesregierung erreicht werden können, schließt der Raumordnungsplan Windparkprojekte außerhalb der festgelegten Vorranggebiete – mit Ausnahme der Natura-2000-Gebiete – nicht aus. Dies gilt insbesondere für die Weißflächen des Plans. Vielmehr richtet sich die Zulässigkeit eines konkreten Vorhabens nach der Seeanlagenverordnung. In dem dort vorgesehenen Genehmigungsverfahren sind Einzelfragen zur Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs, zur Meeresumwelt oder zu sonstigen überwiegend öffentlichen Belangen zu klären.

Die ÜNB begründen die Aufnahme des Kriteriums „Lage von OWP in raumordnungsrechtlich ausgewiesenen Vorrang- oder Eignungsgebieten“ damit, dass es aus raumplanerischer Sicht geboten sei, die entsprechenden Gebiete mit höherer Priorität zu erschließen als Flächen außerhalb der Vorranggebiete. Zudem müsse der O-NEP die Festlegungen des BFO berücksichtigen, der wiederum auf den Raumordnungsplänen basiert. Die Ausführungen in den bestehenden Raumordnungsplänen, dass mit der Festlegung von Vorrang- und Eignungsgebieten auch keine zeitliche Reihenfolge der Netzanbindung vorgegeben sei, müsste ferner unter der neuen Rechtslage nicht weiter gelten, mit der Folge, dass insbesondere die Reihenfolge der Netzanbindung mit der Festlegung der Vorranggebiete vorgegeben werden könnte. Des Weiteren werde die Ausweisung von Vorrang- und Eignungsgebieten bereits von der Bundesregierung in ihrem Strategiepapier zur Windenergienutzung auf See als wesentliches Steuerungs- und Koordinierungsinstrument identifiziert. Andererseits ist es aus Sicht der ÜNB irrelevant, ob ein Cluster vollständig oder nur teilweise in einem Vorranggebiet liegt. Insoweit würden auch Cluster, die nur teilweise in einem Vorranggebiet liegen, bei der zeitlichen Abfolge prioritär behandelt.

Aus der im Bestätigungsentwurf geäußerten Sicht der BNetzA gibt es hingegen keinen ausreichenden Grund, der es rechtfertigt, dass OWP in Clustern, die außerhalb von Windvorranggebieten liegen, pauschal zu einem späteren Zeitpunkt angeschlossen werden sollten. Dies kann zumindest im Einzelfall unangemessen sein. Denn auch außerhalb der Vorranggebiete werden Genehmigungen nur dann erteilt, wenn das konkrete Vorhaben nicht im Widerspruch zu anderen raumbedeutsamen Nutzungen wie Schifffahrt, Militär und Meeresumwelt steht. Ein genehmigter OWP außerhalb eines Windvorranggebietes erfüllt somit alle raumplanerischen Voraussetzungen für eine Netzanbindung wie ein OWP innerhalb eines Windvorranggebietes bzw. Eignungsgebietes.

Darüber hinaus sind keine prinzipiellen raumordnungsplanerischen Bedenken gegen eine Realisierung von OWP in der AWZ außerhalb von Windvorranggebieten erkennbar. Die Ausweisung hat lediglich den Zweck, das Erreichen der kurz- bis mittelfristigen Ausbauziele der Bundesregierung bzgl. der Offshore-Windenergie zu unterstützen, indem die Vorranggebiete von Nutzungen freigehalten werden, die mit der Windenergiegewinnung nicht vereinbar sind. Nach Ansicht der BNetzA soll eine Aussage über den Ausbau von OWP außerhalb der Vorranggebiete ausweislich der Raumordnungspläne gerade nicht getroffen werden. Zudem machen die Raumordnungspläne ausdrücklich keine Vorgaben für die zeitliche Staffelung der Netzanbindung der OWP. An diesem Umstand ändert sich auch nichts durch den Systemwechsel von Netzanschlüssen infolge konkreter Anschlussbegehren hin zu einer Netzentwicklungsplanung für Offshore-Anbindungsleitungen. Die Raumordnungspläne machen grundsätzlich keine Vor-

gaben für die zeitliche Abfolge der Netzanbindungen, unabhängig davon, ob diese durch konkrete Anschlussbegehren oder den O-NEP ausgelöst werden.

Gegen die Nutzung der Eigenschaft von Windvorranggebiet oder Eignungsgebiet als Kriterium für die zeitliche Staffelung spricht zudem nach Ansicht der BNetzA, dass dadurch keine Beschleunigung der Errichtung des OWP zu erwarten ist. Der derzeit erkennbare Unterschied zwischen Clustern innerhalb und außerhalb von Windvorranggebieten liegt weder in einer höheren Windausbeute noch in geringeren Umweltauswirkungen, sondern einzig in der einzelfallabhängigen Dauer des Genehmigungsverfahrens der OWP in den jeweiligen Clustern, falls bei einem OWP außerhalb eines Vorranggebietes konkurrierende Nutzungen vorliegen. Doch auch dies kann nicht pauschal vorab beurteilt werden.

Für Windeignungsgebiete im Küstenmeer gelten diese Ausführungen entsprechend. Zwar sind im Küstenmeer außerhalb der Windeignungsgebiete Bau und Betrieb von OWP raumordnungsrechtlich ausgeschlossen. Allerdings genießen Cluster in Windeignungsgebieten aus den gleichen Gründen wie Cluster in Windvorranggebieten keinen Vorrang gegenüber der Anbindung von Clustern außerhalb von Windeignungs- und Windvorranggebieten.

Die ÜNB haben die von der BNetzA durchgeführte Konsultationsphase dazu genutzt, sich noch einmal zu dem Kriterium der Vorrang- und Eignungsgebiete zu äußern. Dabei sehen sie Vorrang- und Eignungsgebiete weiterhin als geeignet und erforderlich an, um die zeitliche Staffelung der Anbindungsleitungen zu beeinflussen. Ein Beschleunigungseffekt könne nur eintreten, wenn eine Netzanbindung für die ausgewiesenen Vorrang- und Eignungsgebiete vorrangig bereitgestellt werde.

Nach Ansicht des BSH sind die Ausführungen der BNetzA im Bestätigungsdokument zu dem von den ÜNB zur Bestimmung der zeitlichen Realisierungsreihenfolge der Netzanbindungssysteme vorgeschlagenen Kriterium „Vorrang- und Eignungsgebiet“ insoweit nachvollziehbar, als dass die Verordnung des BMVBS über die Raumordnung in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone in der Nordsee vom 21.09.2009 bzw. der Ostsee vom 10.12.2009 Windparkprojekte außerhalb der festgelegten Vorranggebiete – mit Ausnahme der Natura-2000-Gebiete – nicht ausschließt und eine zeitliche Reihenfolge der Netzanbindung von OWP mit der Festlegung der Vorranggebiete nicht vorgegeben ist. Das BSH teilt jedoch nicht die Auffassung, die Anwendung des Kriteriums „Vorrang- und Eignungsgebiet“ sei gänzlich ungeeignet. Zwar gebe die ROV mit der Ausweisung von Vorranggebieten für Windenergie als Raumplanungsinstrument nicht die zeitliche Reihenfolge der Netzanbindungssysteme vor. Dennoch könnten Vorrang- und Eignungsgebiete als ein Kriterium von mehreren Kriterien im O-NEP herangezogen werden. Es könnte im Einzelfall durchaus sachgerecht sein, ein Vorhaben innerhalb des raumordnerisch festgelegten Vorranggebiets aufgrund der rechtlichen Wirkungen des Vorranggebietes im Sinn des § 8 Abs. 7 S. 1 Nr. 1 ROG auf Genehmigungs- und Vollzugsverfahren (etwa Klärung der Vorfragen zu Meeresumwelt und Schifffahrt) zu priorisieren. Dies sei nicht per se eine willkürliche Behandlung der Vorhaben.

Demgegenüber haben mehrere Konsultationsteilnehmer die Ansicht geäußert, dass Windvorranggebiete oder Windeignungsflächen nicht für eine zeitliche Staffelung der Anbindungsleitungen geeignet seien. Begründet wurde dies hauptsächlich damit, dass dieses Instrument der räumlichen Planung nur die Konflikte mit anderen windparkunabhängigen Nutzungsarten (z. B. Schifffahrtswege, Militärische Nutzungen, etc.) ausschließen und die Errichtung von OWP außerhalb dieser Gebiete gerade nicht erschweren

solle. Andere Konsultationsteilnehmer halten die Windvorrang und -eignungsflächen geeignet die OWP räumlich zu konzentrieren und dadurch die Umweltauswirkungen zu beschränken.

Für die BNetzA ist auch nach Auswertung der Stellungnahmen entscheidend, ob es materielle Gründe, wie bspw. eine höhere Windausbeute, geringere Umweltauswirkungen oder schnellere Genehmigungsverfahren gibt, die es sinnvoll erscheinen lassen, OWP in Windvorrangflächen schneller als OWP außerhalb solcher Flächen anzubinden. Derzeit vermag die Bundesnetzagentur solche Gründe noch nicht zu erkennen.

1.4.3 Erzeugungspotential

Die BNetzA erachtet die Ausgestaltung des Kriteriums „Erzeugungspotential eines Offshore-Windenergie-Clusters“ im O-NEP 2013 als sachgerecht.

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

Die BNetzA teilt die Auffassung, dass die Wahrscheinlichkeit für eine möglichst effiziente und vollständige Nutzung eines Netzanbindungssystems entscheidend davon abhängt, wie groß das Erzeugungspotential an Offshore-Windenergie ist, welches für die Nutzung des jeweiligen Netzanbindungssystems in Frage kommt. Ist das in einem Cluster noch freie, nicht einem OWP bereits zugewiesene Erzeugungspotential groß, so ist die Wahrscheinlichkeit höher, dass die Netzanbindung optimal ausgelastet wird, als wenn das frei verbleibende Erzeugungspotential eines Clusters klein ist.

Bei der Ermittlung des Erzeugungspotentials ist sich die BNetzA der grundsätzlichen Schwierigkeiten, insbesondere in der Ostsee, bewusst. Demnach erkennt die BNetzA an, dass die Ermittlung der zu erwartenden Erzeugungsleistung jeweils vor dem Hintergrund der räumlichen Planung erfolgt und dabei tendenziell im oberen Bereich der Bandbreite der wahrscheinlichen Entwicklungen der geplanten OWP liegt. Ein solcher Flächenansatz durch das BSH erfolgt dann, wenn mehrere unmittelbar konkurrierende Anträge von OWP in einem Cluster vorliegen. Dies bedeutet im Umkehrschluss aber auch, dass die Gefahr einer zu hohen Einschätzung des Erzeugungspotentials in den Clustern nicht mehr besteht, wenn über die Anträge der OWP in Form von erteilten oder nicht erteilten Genehmigungen durch das BSH und anschließend der tatsächlichen Zuweisungen der Netzanbindungskapazitäten durch die BNetzA entschieden wurde. Die BNetzA teilt demnach die Auffassung des BSH, dass eine Überprüfung der angenommenen Erzeugungsleistungen in den Fortschreibungen des O-NEP und des BFO unter Berücksichtigung der Ergebnisse des Festlegungsverfahrens nach § 17d Abs. 5 EnWG zur Zuweisung der Netzanbindungskapazität an einzelne OWP und deren tatsächlicher Zuweisung erfolgen soll.

1.4.4 Geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte

Das Kriterium der „geplanten Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte“ ist als korrekatives Kriterium sachgerecht angewandt.

Da ohne entsprechenden NVP an Land der offshore erzeugte Strom nicht in das 220/380-kV-Übertragungsnetz weitergeleitet werden kann, ist die Verfügbarkeit eines NVP an Land für eine Anbin-

dungsleitung obligatorisch. Daher muss nach einer Staffelung der Anbindungsleitungen überprüft werden, ob für jede Anbindungsleitung ein entsprechender NVP an Land verfügbar ist. Die NVP stellen die Verbindung zum landseitigen NEP Strom her.

Einige Konsultationsteilnehmer halten das Kriterium für nicht geeignet, da die Verfügbarkeit der NVP grundsätzlich in der Hand der ÜNB liegt, und insofern keine Auswirkung auf die zeitliche Reihung haben darf. Die BNetzA stimmt dieser Auffassung insoweit zu, dass der Grund für die Verfügbarkeit bzw. Nichtverfügbarkeit der NVP in die Abwägungen mit einfließen muss. Es sind jedoch durchaus Konstellationen denkbar, in denen die Verfügbarkeit nicht in der Hand der ÜNB liegt, und dementsprechend eine Anbindungsleitung zu diesem Punkt keinen Sinn machen würde.

1.4.5 Realisierungsfortschritt der anzubindenden OWP

Das Kriterium „Realisierungsfortschritt der anzubindenden OWP“ ist (nur) als korrekatives Kriterium zur Vermeidung eines grob unangemessenen Ergebnisses anzuwenden. Dabei ist der Anwendungsbereich dieses Kriteriums aus Sicht der BNetzA insbesondere dahingehend auszurichten, unbillige Härten durch den Wechsel vom windparkspezifischen Anbindungsregime zum neuen Regime des O-NEP zu verhindern.

Die erstmalige Erstellung des O-NEP markiert einen Übergang zwischen der alten Rechtslage, welche auf der Bewertung des Realisierungsfortschritts der anzubindenden OWP basierte, und der neuen Rechtslage in Form einer windparkunspezifischen Netzanschlussplanung. Aufgrund der zeitlichen Nähe zur alten Rechtslage existieren noch OWP-Projekte (vgl. dazu Kapitel II B 1.4.6), die auf Basis der alten Rechtslage schon einen sehr hohen Realisierungsfortschritt erzielt haben. Die BNetzA hält eine Berücksichtigung dieser aufgrund der alten Rechtslage erzielten Realisierungsfortschritte für geboten, um einen kontinuierlichen Übergang zwischen alter und neuer Rechtslage zu schaffen und unbillige Härtefälle zu vermeiden. Nicht nur der Vermeidung unbilliger Härten wird dadurch Rechnung getragen, sondern der Ausbau der Offshore-Windenergie dadurch beschleunigt und damit ein zentrales Ziel der Energiewende verfolgt.

Anbindungsleitungen, die zu einem Cluster mit einem OWP führen, der nach alter Rechtslage die Voraussetzungen für eine bedingte oder unbedingte Netzanbindung erfüllt hätte, sind demnach vorrangig gegenüber Clustern anzubinden, die über keine oder erst seit kurzem über eine Baugenehmigung verfügen. Diese Vorrangregelung ist sachgerecht, da davon ausgegangen werden kann, dass bei OWP, welche die Voraussetzungen für eine unbedingte oder bedingte Netzanbindungszusage nach altem Recht besäßen, im Vergleich mit OWP, welche erst vor kurzem eine Baugenehmigung erhalten haben oder noch nicht einmal über eine Baugenehmigung verfügen, mit einer deutlich früheren möglichen Inbetriebnahme zu rechnen ist.

Mehrere Konsultationsteilnehmer fordern eine stärkere Gewichtung des Realisierungsfortschritts, sowie eine genaue Definition, wie der Realisierungsfortschritt nachgewiesen werden könne. Diesen Forderungen folgt die BNetzA nicht, da eine zu starke Berücksichtigung des Realisierungsfortschrittes dem Systemwechsel widersprechen würde. Auch stimmt die BNetzA einem Konsultationsteilnehmer zu, dass der Realisierungsfortschritt kaum belastbar zu ermitteln wäre. Auch dies spricht gegen eine zu starke Gewichtung des Kriteriums. Einige Konsultationsteilnehmer halten die derzeitige Einschränkung des Kriteriums im Sinne des Systemwechsels für nicht sachgerecht, da dies eine zukünftige Anwendung verhin-

dem würde. Dem ist entgegenzusetzen, dass die BNetzA ausdrücklich nicht eine zukünftige – anders geartete – Berücksichtigung des Realisierungsfortschrittes ausschließt. Aufgrund der oben genannten Schwierigkeiten hält die BNetzA die genaue Ausgestaltung des Kriteriums noch offen, um flexibel auf zukünftige Entwicklungen reagieren zu können.

1.4.6 Gewichtung der Kriterien und Prüfungsreihenfolge

Die Anwendung der Kriterien Küstenentfernung, Erzeugungspotential, geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte und Realisierungsfortschritt der anzubindenden OWP sowie deren Reihung im zweiten Entwurf des O-NEP sind grundsätzlich sachgerecht.

In ihrem Entwurf ermittelten die ÜNB eine zeitliche Staffelung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen anhand folgender Kriterien:

- 1) Küstenentfernung,
- 2) Lage von OWP in raumordnungsrechtlich ausgewiesenen Vorrang- oder Eignungsgebieten für Offshore-Windenergie,
- 3) jeweiliges Erzeugungspotential eines Offshore-Windenergie-Clusters,
- 4) geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte und
- 5) Realisierungsfortschritt der anzubindenden OWP.

Dabei erfolgte die Bewertung, in welcher Reihenfolge die Cluster angeschlossen werden sollen, zunächst durch eine sukzessive Anwendung der Kriterien 1) bis 3). Kriterium 4) und 5) wurden als Korrektiv zur so ermittelten Staffelung verwendet.

Das heißt, zunächst wurde eine Vorauswahl von Clustern aufgrund ihrer Küstenentfernung getroffen. Hierzu wurden unterschiedliche sogenannte Zonen von den ÜNB eingeführt. Cluster, die in etwa die gleiche Küstenentfernung haben, wurden der gleichen Zone zugeordnet. Zunächst wurden diejenigen Cluster betrachtet, die in der küstennächsten Zone liegen. Cluster, die sich in küstennäheren Zonen befinden, wurden erst dann berücksichtigt, wenn die Cluster in den küstennäheren Zonen bereits durch Anbindungsleitungen vollständig angeschlossen wurden. Innerhalb der gleichen Zone wurden die Cluster dahingehend überprüft, ob sie in einem Windvorranggebiet liegen. Diejenigen Cluster, die in keinem Vorranggebiet liegen wurden erst dann berücksichtigt, nachdem die Cluster innerhalb der Vorranggebiete angeschlossen wurden. Die Cluster wurden in einem dritten Schritt auf ihr noch zu erschließendes Erzeugungspotential hin geordnet. Das Cluster mit dem größten noch zu erschließenden Erzeugungspotential wurde als erstes angebunden, dann das Cluster mit dem zweithöchsten noch zu erschließenden Erzeugungspotential und weiter in absteigender Reihenfolge bis zu dem Cluster mit dem geringsten noch zu erschließenden Erzeugungspotential. Anschließend wurde die Reihung auf Cluster außerhalb von Windvorrangflächen fortgesetzt.

Danach wurde die durch die Kriterien 1), 2) und 3) festgelegte zeitliche Staffelung geprüft, ob sie mit Kriterium 4) der „geplanten Inbetriebnahme der NVP“ vereinbar war. Sollte dies nicht der Fall sein, weil der erforderliche NVP oder das Übertragungsnetz an Land für den Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung der Offshore-Netzausbaumaßnahme nicht den erforderlichen Ausbauzustand aufweist, so wurde eine entsprechende Anpassung der zeitlichen Staffelung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen vorge-

nommen, wobei die zeitliche Staffelung der nicht betroffenen Offshore-Netzausbaumaßnahmen anhand der Kriterien 1), 2) und 3) bestehen blieb.

Bei dem Kriterium 5) „Realisierungsfortschritt der anzubindenden OWP“ wurde analog zu Kriterium 4) eine Plausibilitätskontrolle durchgeführt. Die sich ergebende zeitliche Staffelung wurde daraufhin geprüft, ob sie im Hinblick auf den aktuellen Planungs- und Realisierungsfortschritt bzw. Realisierungswahrscheinlichkeit der anzubindenden OWP zu grob unangemessenen Ergebnissen führen würde. War dies der Fall, so wurde eine entsprechende Korrektur der zeitlichen Staffelung der Offshore-Ausbaumaßnahmen durchgeführt, wobei die zeitliche Staffelung der nicht betroffenen Offshore-Netzausbaumaßnahmen bestehen blieb. Eine Definition seitens der ÜNB, was ein grob unangemessenes Ergebnis ist, erfolgte nicht. Bei einer Anwendung dieses Kriteriums erfolgte jedoch eine einzelfallspezifische Begründung.

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 Anbindungsleitungen als auch die Errichtung von OWP ist mit erheblichem technologischem und logistischem Aufwand verbunden. Dieser steigt mit der Küstenentfernung und der damit zumeist einhergehenden Wassertiefe an.

Das BSH 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 werden mit zunehmender Küstenentfernung durch den logistischen Mehraufwand erheblich gesteigert. Insbesondere bei Küstenentfernungen von über ca. 180 km (Luftlinie) müssten zusätzliche Versorgungsstationen geschaffen werden (z.B. Tankstellen für Helikopter, Aufenthaltsplattformen für das Personal des Windparkentwicklers und des Netzbetreibers, Rettungsstationen).

Die Küstenentfernung bestimmt auch maßgeblich die Länge der seeseitigen Anschlusskabel 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.

In Bezug auf das Erzeugungspotential 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 Erzeugungspotentials, da alle Entfernungen unterschiedlich wären. Bereits durch das Kriterium der Küstenentfernung wäre eine eindeutige Reihung gegeben. Umgekehrt würde die Küstenentfernung keine Rolle mehr spielen, wenn zuerst anhand des Erzeugungspotentials eine Reihung festgelegt würde. Da nahezu alle Cluster ein unterschiedliches Erzeugungspotential aufweisen, spielte die Küstenentfernung bei der Reihung keine Rolle mehr, wenn das Erzeugungspotential vor der Küstenentfernung berücksichtigt würde. Dies würde

zu unsachgemäßen und unwirtschaftlichen Ergebnissen führen, da dadurch der Küstenentfernung die notwendige Berücksichtigung fehlen würde.

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

Das Kriterium der geplanten Inbetriebnahme der NVP scheint hingegen ungeeignet für die Festlegung einer zeitlichen Staffelung der Anbindungsleitungen, da dieses Kriterium unabhängig von der jeweiligen Anbindungsleitung gewählt werden kann. Es spräche zum Beispiel nichts dagegen, NVP von Anbindungsleitungen, die am gleichen Grenzkorridor von der AWZ ins Küstenmeer übergehen, zu vertauschen. Daher kann das Kriterium der geplanten Inbetriebnahme der NVP nicht direkt für eine zeitliche Staffelung herangezogen werden, da eine eindeutige Verknüpfung zwischen anzuschließendem Cluster und NVP nicht zwingend gegeben ist. Erst nach der Festlegung einer Staffelung kann überprüft werden, ob hinreichend sinnvolle NVP für die sich aus der Staffelung ergebenden Maßnahmen existieren. Daher wird der rein korrektive Charakter dieses Kriteriums als sachgerecht erachtet.

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

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

Des Weiteren ist die Planung und Genehmigung eines OWP-Projektes 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 ÜNB praktikabel, noch würde für die Projektträger der OWP die gewünschte Planungssicherheit hinsichtlich der Fertigstellung der Netzanbindung entstehen.

Die BNetzA ist daher der Meinung, dass eine vorrangige Gewichtung des Kriterium 5) „Realisierungsfortschritt der anzubindenden OWP“ dem mit der Einführung eines O-NEP geplanten Systemwechsel, weg von einer windparkspezifischen Anbindung hin zu einer vorausschauenden und vor-

sorglichen Errichtung von Anschlüssen für Cluster, widersprechen würde. Daher sollte das Kriterium des Realisierungsfortschritts eine einmal getroffene Reihung nur in Ausnahmefällen korrigieren, um unbillige Härten zu vermeiden.

Ein Konsultationsteilnehmer hat statt einer sukzessiven Anwendung der genannten Kriterien eine prozentual gewichtete Punkteverteilung der Cluster nach den einzelnen Kriterien vorgeschlagen. Diesem Vorschlag folgt die BNetzA nicht, da das Ergebnis sehr stark von der genauen Ausgestaltung (prozentuale Verteilung/Anzahl der Punkte) abhängig wäre. Es wäre einerseits sehr schwierig, eine Gewichtung zu finden, die den oben genannten Überlegungen entspricht (hohe Gewichtung der Küstenentfernung, nur untergeordnete Berücksichtigung des Realisierungsfortschrittes) und andererseits ein Verfahren zu finden, dass auch in Zukunft transparent anwendbar ist. So ist neben der Gewichtung der einzelnen Kriterien auch die genaue Bewertung z.B. des Realisierungsfortschrittes sehr schwierig.

1.5 Angabe von Terminen

1.5.1 Verbindlicher Termin für den Beginn der Umsetzung

Als verbindlicher Termin für den Beginn der Umsetzung ist auf das Jahr der Beauftragung / Vergabeentscheidung abzustellen.

Die ÜNB haben im zweiten Entwurf des O-NEP als Beginn der Umsetzung den Beginn des EU-weiten Vergabeverfahrens zugrunde gelegt. Denkbar erscheint alternativ auch ein Abstellen auf das Jahr der Beauftragung der Anbindungsleitung. Die BNetzA tendierte in ihrem Bestätigungsentwurf dazu, den Termin des Beginns der Umsetzung als die Beauftragung der Anbindungsleitungen zu verstehen. Sie hat für die Meinungsbildung ausdrücklich alle Konsultationsteilnehmer aufgefordert, Argumente für oder gegen beide Varianten vorzubringen.

Die ÜNB haben die von der BNetzA durchgeführte Konsultationsphase dazu genutzt, sich zu der Frage des verbindlichen Termins für den Beginn der Umsetzung der Anbindungsleitung zu äußern. Die ÜNB gehen davon aus, dass für den Fall, dass die Vergabe als Beginn der Umsetzung definiert wird, die Kalenderjahre festgelegt und eine Eingrenzung auf Quartale nicht erfolgen sollte. Dabei müsse das Vergabeverfahren mit der maximalen Dauer für Netzanbindungssysteme und nicht mit der durchschnittlichen Dauer von 12 Monaten in der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt werden.

Demgegenüber haben die Konsultationsteilnehmer einstimmig die Ansicht geäußert, dass für den Beginn der Umsetzung die Vergabe der Anbindungsleitung maßgeblich sein soll. Nur ein solcher Zeitpunkt schaffe eine gewisse Planungssicherheit für die OWP bei ihren Investitionsentscheidungen.

Die BNetzA kommt nach Auswertung der Stellungnahmen zu dem vom O-NEP der ÜNB abweichenden Ergebnis, als Beginn der Umsetzung nicht den Beginn des EU-weiten Vergabeverfahrens zugrunde zu legen, sondern auf das Jahr der Beauftragung der Anbindungsleitung abzustellen.

Der Wortlaut von § 17b Abs. 2 S. 1 EnWG lässt beide vorgetragenen Auslegungen (Beginn des EU-weiten Vergabeverfahrens / Beauftragung der Anbindungsleitung) zu und theoretisch sogar noch weitere wie bspw. erstmalige Vorplanungsarbeiten / Untersuchungen des Netzbetreibers. Sinn und Zweck der Norm, nämlich Schaffung von Planungssicherheit insbesondere für die OWP, sprechen für den Termin

der Beauftragung der Anbindungsleitung, weil erst dann die Investitionsentscheidung durch den ÜNB getroffen wurde und ein voraussichtlicher Fertigstellungstermin bekannt ist. Mit dieser Information besteht auch hinreichend Planungssicherheit für die OWP. Der Beginn der EU-weiten Ausschreibung bietet dagegen praktisch keine belastbaren Informationen, an denen ein OWP die weitere Projektentwicklung orientieren könnte.

Die BNetzA hat sich durch die von den ÜNB vorgetragenen Argumente davon überzeugen lassen, den Beginn der Beauftragung der Anbindungsleitung nicht mehr quartalsweise sondern bezogen auf das gesamte Jahr vorzugeben.

Demnach wird der Abschluss des Vergabeverfahrens nicht quartalsweise festgeschrieben, um den ÜNB eine wirtschaftlich ungünstige Verhandlungsposition zu ersparen. Die BNetzA erachtet die Argumentation der ÜNB als sachgerecht, dass aktuelle Erfahrungen zeigen würden, dass der sich derzeit positiv entwickelnde Lieferantenmarkt mit zusätzlichen Bietern derzeit längere Verhandlungszeiträume als die durchschnittliche Dauer von 12 Monaten erfordern kann. Dafür sind die ÜNB aber auch verpflichtet, die Vergabe spätestens zum Ende des als Beginn der Umsetzung festgelegten Jahres zu vollenden. Die BNetzA ist der Ansicht, dass der von der BNetzA dargestellte maßgebliche Termin für den Beginn der Umsetzung (nicht quartalsbezogene Auftragserteilung) sowohl die Interessen der ÜNB als auch der OWP angemessen berücksichtigt.

1.5.2 Geplanter Zeitpunkt der Fertigstellung

Der O-NEP muss ferner den geplanten Zeitpunkt der Fertigstellung der Maßnahmen zum Ausbau der Offshore-Anbindungsleitungen enthalten. Der O-NEP entspricht dieser Anforderung.

Der zweite Entwurf des O-NEP definiert die Fertigstellung als Inbetriebnahme der Anbindungsleitung (d.h. im Falle der DC-Verbindungssysteme die Inbetriebnahme der HGÜ-Sammelanbindung). Dies ist zulässig, da die Inbetriebnahme grundsätzlich unmittelbar auf die bautechnische Fertigstellung folgt. Nach der erfolgreichen Inbetriebnahme beginnt mit der Inbetriebnahme-Erklärung des ÜNB der Betrieb des Netzanbindungssystems.

Eine weitere Präzisierung des Zeitpunkts der Inbetriebnahme, der im Entwurf des O-NEP jahresscharf angegeben wird, scheint nicht erforderlich. Dies würde lediglich eine Scheingenauigkeit erzeugen, da aus der gegenwärtigen Perspektive nicht quartalsweise oder gar noch detaillierter abzuschätzen ist, zu welchem Zeitpunkt die Anbindungssysteme innerhalb des angegebenen Jahres in Betrieb gehen. Dies hängt von zu vielen individuellen Umständen ab, die heute noch nicht prognostiziert werden können. Im jedem Fall ist das angegebene Jahr als Jahr der letztmöglichen geplanten Inbetriebnahme zu verstehen. Gegen eine frühere Inbetriebnahme ist aus Sicht der BNetzA nichts einzuwenden.

Mehrere Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass ein geplanter Termin der Fertigstellung quartalsweise festgelegt werden müsste. Nur so sei eine verlässliche Planungsgrundlage für die OWP vorhanden. Ferner stünde eine quartalsweise Festsetzung der geplanten Fertigstellung in Einklang mit der quartalsweisen Festsetzung des Beginns der Umsetzung der Maßnahme (gemäß des Vorschlags der BNetzA im Bestätigungsentwurf zum O-NEP 2013).

Diese Argumentation konnte die BNetzA nicht überzeugen. Die BNetzA bleibt vielmehr bei der Ansicht, dass lediglich eine Scheingenauigkeit erzeugt werden würde, da aus der gegenwärtigen Perspektive nicht quartalsweise oder gar noch detaillierter abzuschätzen ist, zu welchem Zeitpunkt die Anbindungssysteme innerhalb des angegebenen Jahres in Betrieb gehen. Um den ÜNB die notwendige Flexibilität bei der Auftragsvergabe zu gewährleisten, hat die BNetzA zudem von der im Bestätigungsentwurf vorgeschlagenen quartalsweisen Festlegung des Beginns der Umsetzung der Anbindungsleitung Abstand genommen (siehe Kapitel II B 1.5.1)

Der zweite Entwurf des O-NEP sieht als Zeiträume bis zur Inbetriebnahme der Anbindungssysteme generell 6 Jahre für die Nordsee und 4,5 Jahre für die Ostsee vor. Dabei gehen die ÜNB von einem Zeitraum von 12 Monaten für das Vergabeverfahren sowie 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 BNetzA nach derzeitiger Sachlage für den diesjährigen O-NEP als zulässig. Die Angaben beruhen auf den Erfahrungen der ÜNB bei der Realisierung von Anbindungssystemen im Jahr 2012. Die Annahme eines Gesamtzeitraums von 36 Monaten im Positionspapier der BNetzA zur Netzanbindungsverpflichtung gemäß § 17 Abs. 2a EnWG a.F. basiert hingegen auf der Angebotssituation der Jahre 2009/2010. Hinsichtlich der zu erwartenden Planungs-, Zulassungs- und Errichtungszeiten sowie der verfügbaren Erzeugungskapazitäten kann gegenwärtig lediglich auf die aktuellen Erfahrungen der ÜNB bei Vergabe und Realisierung vergleichbarer Projekte zurückgegriffen werden.

Allerdings entbindet die Bestätigung der Inbetriebnahmezeitpunkte im Rahmen des O-NEP 2013 die ÜNB nicht von der Pflicht, auch für bestätigte Einzelmaßnahmen des diesjährigen O-NEP den Zeitpunkt der Inbetriebnahme in zukünftigen O-NEP erneut zu überprüfen sowie die bestätigten Einzelmaßnahmen – unter Einhaltung der festgelegten Reihung – unverzüglich zu realisieren.

1.6 Zeitliche Staffelung der Maßnahmen zum Ausbau der Offshore-Anbindungsleitungen

In diesem Kapitel werden die zeitlichen Staffellungen der Maßnahmen für die Nord- und Ostsee dargestellt, die sich aus den in Kapitel II B 1.4 dargestellten Kriterien für die zeitliche Abfolge ergeben. Die zeitliche Staffelung weicht auf Basis der bisherigen Erkenntnisse und Prüfergebnisse der BNetzA von der Staffelung der ÜNB ab.

1.6.1 Nordsee

In der Nordsee ergibt sich anhand der Kriterien für die zeitliche Abfolge die in Tabelle 3 dargestellte zeitliche Staffelung. Diese weicht von der von den ÜNB vorgeschlagenen zeitlichen Staffelung ab, da die BNetzA einen Korrekturbedarf aufgrund des Realisierungsfortschritts von anzubindenden OWP sowie sonstiger Erwägungen in der Form erheblicher Bedenken gegenüber der Realisierbarkeit des geplanten Trassenverlaufs der Anbindungsleitung NOR-3-2 zu dem Netzverknüpfungspunkt Unterweser sieht.

Tabelle 3: Zeitliche Staffelung der Maßnahmen für die Nordsee

Anbindungs- leitung	Cluster	NVP	Beginn der Um- setzung	Geplante Inbe- triebnahme	Bestätigt
NOR-3-3	3	Halbmond	2015	2020	Ja
NOR-1-1	1	Cloppenburg	2016	2021	Ja
NOR-7-1	7	Unterweser	2017	2022	Ja
NOR-5-2	5	Büttel	2018	2023	Ja
NOR-3-2	3	Unterweser			Nein
NOR-7-2	7	Elsfleth/West			Nein

Die für die zeitliche Reihung der Anbindungsleitungen grundsätzlich relevanten Eingangsparameter sind in Tabelle 4 zusammengefasst.

Tabelle 4: Übersicht Eingangsparameter für die zeitliche Staffelung in der Nordsee

Windparkcluster	Zone	Erzeugungspotential pro Cluster ca. MW	Startnetz ca. MW	Noch zu erschließendes Potential ca. MW
Cluster 0	1	219	219	-
Cluster 1	1	741	0	741
Cluster 2	1	1501	1760	-
Cluster 3	1	2519	900	1619
Cluster 4	1	1186	1266	-
Cluster 5	1/2	1356	864	492*
Cluster 6	2	1678	2100**	-
Cluster 7	2	1356	0	1356
Cluster 8	2	1378***	900	78
Cluster 9	3	1268	0	1268
Cluster 10	3	1176	0	1176
Cluster 11	3	1854	0	1854
Cluster 12	3	1695	0	1695
Cluster 13	3	1998	0	1998
Summe		19925	8009	12277

*Sämtliche 492 MW noch zu erschließendes Potential in Cluster 5 liegen in Zone 2

**400 MW werden von OWP „Global Tech I“ aus Cluster 8 belegt

***Der Windpark „Global Tech I“ mit 400 MW Leistung wird in Cluster 6 angeschlossen

Der vorgenannten Reihung der Anbindungsleitungen liegen die nachfolgend genannten Erwägungen zu Grunde:

In Cluster 0 werden sämtliche OWP 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 2013. Die Angaben für das Erzeugungspotential innerhalb eines Clusters beruhen auf dem BFO-N. Aus der Differenz zwischen dem Erzeugungspotential pro Cluster und dem Startnetz ergibt sich das noch zu erschließende Erzeugungspotential, 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 4. Cluster 0, Cluster 2 und Cluster 4 werden bereits durch Maßnahmen des Startnetzes abgedeckt, vgl. Tabelle 4. Der Anteil von Cluster 5, welcher sich in

Zone 1 befindet, wird ebenfalls durch das Startnetz abgedeckt. Somit müssen innerhalb von Zone 1 nur noch die Cluster 1 und Cluster 3 betrachtet werden.

Die Entscheidung, welches Cluster in Zone 1 zuerst angeschlossen wird, wird anhand des Kriteriums des Erzeugungspotentials getroffen.

Für Cluster 1 wird im BFO-N ein Erzeugungspotential von ca. 741 MW angegeben und für Cluster 3 ein Erzeugungspotential von ca. 2519 MW. In Cluster 3 werden jedoch schon 900 MW durch eine Maßnahme im Startnetz (NOR-3-1) abgedeckt, so dass noch 1619 MW in Cluster 3 zu erschließen sind. Da das noch zu erschließende Erzeugungspotential in Cluster 3 (1619 MW) höher ist als in Cluster 1 (741 MW), wird zunächst Cluster 3 erschlossen. Damit ergibt sich die Maßnahme NOR-3-2 als erste Maßnahme.

Danach bleiben in Cluster 3 noch 719 MW zu erschließendes Erzeugungspotential. Nun ist das noch zu erschließende Erzeugungspotential in Cluster 1 (741 MW) höher als in Cluster 3 (719 MW). Demnach wird das nächste Anbindungssystem (NOR-1-1) dem Cluster 1 zugeordnet. Danach bleibt nur noch in Cluster 3 zu erschließendes Erzeugungspotential über. Dies wird durch die Maßnahme NOR-3-3 erschlossen. Nach dieser Maßnahme ist die Zone 1 vollständig erschlossen. Ohne Berücksichtigung des Kriteriums des Realisierungsfortschrittes wäre, wie von den ÜNB vorgeschlagen, NOR-3-3 die dritte Anbindungsleitung.

Gemäß dem Kriterium „Küstenentfernung“ wird als nächstes die Zone 2 erschlossen. In Zone 2 liegen das Cluster 6, Cluster 7, Cluster 8 und teilweise Cluster 5. Cluster 6 wird bereits durch Maßnahmen des Startnetzes vollständig erschlossen, vgl. Tabelle 4. In Cluster 8 werden nur ca. 78 MW nicht durch Maßnahmen im Startnetz bedient. Eine Erschließung dieser ca. 78 MW durch eine weitere Maßnahme erscheint nicht sachgerecht und widerspricht dem Grundsatz eines bedarfsgerechten und wirtschaftlichen Ausbaus der Anbindungssysteme. So ist es weder sinnvoll, eine Standard-Leitung mit einer Leistung von 900 MW für die Erschließung eines Restpotentials von 78 MW zu verwenden, noch ist es grundsätzlich wirtschaftlich sachgerecht, von der technischen Standardisierung der Leitungen in diesem erheblichen Umfang abzuweichen.

Übrig in Zone 2 bleiben Cluster 5 und Cluster 7. Deren Staffelnung geschieht anhand des noch zu erschließenden Erzeugungspotentials. In Cluster 5 sind 864 MW bereits durch Maßnahmen im Startnetz abgedeckt. Von dem Gesamtpotential (ca. 1356 MW) sind demnach noch ca. 492 MW zu erschließen. Da Cluster 7 über ein höheres noch zu erschließendes Erzeugungspotential verfügt (1356 MW, vgl. Tabelle 1) wird zunächst Cluster 7 erschlossen (Maßnahme NOR-7-1). Nach Abzug der ersten Anbindungsleitung in Cluster 7 bleiben noch ca. 456 MW übrig. Dies ist kleiner als das noch zu erschließende Erzeugungspotential in Cluster 5 (ca. 492 MW). Mit der nächsten Maßnahme wird demnach Cluster 5 erschlossen (NOR-5-2). Es erscheint sachgerecht, ein Restpotential von mehr als die Hälfte des Gesamtpotentials eines Clusters anzubinden, auch wenn zu erwarten ist, dass zumindest eine Standardleitung nicht vollständig ausgelastet wäre. Danach ist in Zone 2 nur noch Potential in Cluster 7 vorhanden, welches durch die Maßnahme (NOR-7-2) vollständig erschlossen wird. Damit sind die sechs Leitungen, welche für das Szenario B2023 benötigt werden, um die Leistung in der Nordsee von 4,8 GW anzubinden, verteilt.

Nach dem Aufstellen einer zeitlichen Staffelung anhand der Kriterien der Küstenentfernung und des Erzeugungspotentials fehlt noch eine Plausibilisierung der Staffelung anhand der Kriterien „Geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte“ und „Realisierungsfortschritt der anzubindenden OWP“.

Für sämtliche in Tabelle 3 aufgeführten Maßnahmen sind laut der Planungslage im NEP 2013 alle NVP verfügbar. Daher muss keine Korrektur der Staffelung anhand des Kriteriums „Geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte“ erfolgen.

Ein Korrekturbedarf der vorstehend geschilderten Staffelung der Anbindungsleitungen ergibt sich aber aufgrund erheblicher Bedenken gegenüber dem potentiellen Trassenverlauf der Anbindungsleitung NOR-3-2 zu dem Netzverknüpfungspunkt Unterweser.

Im vorliegenden Fall haben die ÜNB der BNetzA vorgetragen, dass aufgrund der Unsicherheiten im Bereich der Jademündung bis zu dem im Bestätigungsdokument vorgesehenen Zeitpunkt der Ausschreibung im ersten Quartal 2014 keine hinreichend belastbare Trassenplanung erreicht werden kann. Diese Angaben der ÜNB wurden der BNetzA durch die zuständige Genehmigungsbehörde des Landes Niedersachsen bestätigt. Diese Bedenken werden auch von mehreren Konsultationsteilnehmern geteilt. Die vor Ort ansässigen Behörden und Bürger sehen gegenwärtig in der „Jadetrasse“ ebenfalls ganz erhebliches Konfliktpotential.

Die BNetzA schließt sich den geäußerten Bedenken gegen die gegenwärtige Trassenführung nach Unterweser an und vertauscht deswegen in der zeitlichen Reihenfolge die im Bestätigungsentwurf ursprünglich an erster Stelle gesetzte Anbindungsleitung NOR-3-2 mit der im Bestätigungsentwurf ursprünglich an fünfter Stelle gesetzten Anbindungsleitung NOR-3-3.

Durch einen solchen Projekttausch bleiben die wesentlichen Kriterien für die zeitliche Staffelung in Form der Küstennähe und des Ertragspotentials gewahrt. Für die OWP ergeben sich auch keine Änderungen, da der Windstrom Offshore weiterhin aus Cluster 3 abtransportiert werden wird (siehe Kapitel II B 2.1.3).

Bei einer Plausibilitätskontrolle der vorstehend geschilderten Staffelung der Anbindungsleitungen anhand des „Realisierungsfortschritts der anzubindenden OWP“ ergibt sich nach Auffassung der BNetzA ein weiterer Korrekturbedarf.

Sowohl die Anbindungsleitung NOR-7-1 wie auch die Anbindungsleitung NOR-5-2 führen zu Clustern mit OWP, welche zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des novellierten EnWG am 28.12.2012 bereits einen fortgeschrittenen Realisierungsfortschritt anhand der alten Rechtslage nachgewiesen hatten. Im Gegensatz dazu wurden erst später und zwar in der zweiten Jahreshälfte 2013 OWP-Projekte genehmigt, welche die Kapazitäten der Anbindungsleitung NOR-3-3 benötigen. Daher erachtet die BNetzA eine nachrangige Behandlung der Anbindungsleitung NOR-3-3 gegenüber NOR-5-2 und NOR-7-1 für geboten. Die sich so mit der Korrektur ergebende Staffelung ist in Tabelle 3 aufgeführt.

Aufgrund der vorzunehmenden Reduktion der anzunehmenden Offshore-Windstromerzeugung in der Nordsee, wie sie dem Szenario B2024 zu Grunde liegt, reduziert sich die Anzahl der Anbindungs-

leitungen von sechs auf vier. Das führt dazu, dass die fünfte (NOR-3-2) und sechste Anbindungsleitung (NOR-7-2) gegenwärtig noch nicht bestätigt werden.

Die BNetzA kommt unter Abwägung aller relevanten Gesichtspunkte zu dem Ergebnis, dass gegenwärtig von einem geringeren Ausbau der Offshore Windenergien auszugehen ist. Dies ist zumindest auch die Grundaussage vieler eingegangener Stellungnahmen (auch zum landseitigen NEP) und steht auch in Einklang mit dem gegenwärtigen politischen Diskussionsprozess über die energiepolitischen Ziele der neuen Bundesregierung. Derzeit ist im Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung geplant, den Ausbaupfad für Offshore Windenergie bis 2020 auf 6,5 GW und bis 2030 auf 15 GW festzulegen. Für das Zieljahr 2023 ergäbe sich hieraus ein Ausbau i. H. v. 9,05 GW und für das darauffolgende Zieljahr 2024 ein Ausbau i. H. v. 9,9 GW. Folglich sollten falsche Erwartungen der betroffenen OWP auf Basis des im November 2012 genehmigten Szenariorahmens zum NEP/O-NEP 2013 und der darauf basierenden zeitlichen Staffelung der sechs Anbindungsleitungen vermieden werden.

Das wiederum wirft die zusätzliche Frage auf, ob auch die Realisierungszeitpunkte angepasst, d.h. gestreckt werden sollten.

Die ÜNB tragen diesbezüglich vor, dass für die verbleibenden vier Netzanbindungssysteme in der Nordsee die Termine für den Beginn der Umsetzung auf Basis einer Streckung der Zeitraum bis 2024 betätigt werden sollten.

Dieser Sichtweise widersprechen einige Konsultationsteilnehmer, indem sie der Ansicht sind, dass ein Wegfall von Netzanbindungssystemen nicht zu einer zeitlichen Streckung der zu bestätigenden Netzanbindungssysteme führen dürfe. Ansonsten käme es zu unbilligen Verzögerungen zu Lasten der OWP. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer merkt an, dass den OWP eine gesetzliche Frist von 18 Monaten nach Inbetriebnahme des Clusteranschlusses für ihre Fertigstellung eingeräumt wird. Dies sei bei den Zeitpunkten für die geplante Inbetriebnahme zu berücksichtigen.

Eine zeitliche Streckung der Ausbauziele im Sinne einer Ziehharmonika bis in das Jahr 2023 vermeidet ineffiziente Planungen und berücksichtigt die gegenwärtige gesellschaftliche und politische Debatte über den weiteren (reduzierten) Ausbau von Wind Offshore. Für die BNetzA ist nicht die möglichst schnelle Umsetzung der vier Anbindungsleitungen gemäß des derzeitigen für sechs Anbindungsleitungen vorgesehenen Zeitplans vorzuzugungswürdig, sondern ein möglichst gleichmäßiger Ausbau durch eine Anbindungsleitung pro Jahr. Folglich hält die BNetzA eine Umsetzung von einer Maßnahme pro Jahr sachgerecht. Da bei der Anzahl der Anbindungsleitungen bereits Prognosen für das Jahr 2024 berücksichtigt wurden, sieht die BNetzA derzeit keinen Anlass zu einer zeitlichen Verschiebung der Maßnahmen nach vorne. Mit einer geplanten Inbetriebnahme der letzten Anbindungsleitung im Jahr 2023 wird dem in der Konsultation vorgetragenen Zeitversatz zwischen Inbetriebnahme des Clusteranschlusses und der Fertigstellung des OWP ausreichend Rechnung getragen, um die für das Jahr 2024 prognostizierten Erzeugungsleistungen an Offshore-Windenergie zu erreichen.

Dies heißt jedoch noch nicht, dass bei einer ggf. notwendigen weiteren Reduzierung der Anbindungsleitungen im nächsten Jahr gleichsam das Modell einer zeitlichen Streckung im Sinne einer Ziehharmonika Anwendung findet. Die Frage wie mit einer solchen Situation umzugehen wäre, muss in diesem Jahr noch nicht entschieden werden.

Zusätzlich sind in Tabelle 3 der Beginn der Umsetzung und die geplante Inbetriebnahme aufgelistet.

Beim Beginn der Umsetzung ist nun nur noch der maßgebliche Zeitraum der Beauftragung der Anbindungsleitung angegeben.

Die Auswertung der Stellungnahmen zur Konsultation ergab eine klare Priorität für den Vorschlag der BNetzA, das Kriterium des Beginns der Umsetzung als Zeitpunkt der Vergabe/Beauftragung zu definieren. Folglich hat die im Konsultationsprozess von der BNetzA vorgeschlagene Spalte „Beginn der Ausschreibung“ keine Bedeutung mehr, da nun die ÜNB über den Beginn der Ausschreibung frei entscheiden können. An dessen Stelle tritt als Beginn der Umsetzung der Zeitpunkt der Vergabe der Anbindungsleitung. Der angegebene Zeitpunkt ergibt sich aus dem Beginn der Ausschreibung plus einer Ausschreibungsdauer von durchschnittlich 12 Monaten, die aber spätestens zum Ende des als Beginn der Umsetzung angegebenen Jahres abgeschlossen sein muss.

Der Zeitraum des Beginns der Ausschreibung entspricht in großen Teilen den Angaben der ÜNB, wurde aber aufgrund des Wegfalls von zwei Anbindungsleitungen zeitlich gestreckt (s. o.).

1.6.2 Ostsee

In der Ostsee ergibt sich anhand der Kriterien für die zeitliche Abfolge die in Tabelle 5 dargestellte zeitliche Staffelung für die AC-Verbindungen. Demnach hat die BNetzA der Antragslage der ÜNB entsprochen. Die AC-Anschlüsse werden in Kapitel II B 2.2 einzeln aufgeführt.

Tabelle 5: Zeitliche Staffelung der Maßnahmen für die Ostsee

Anbindungsleitung	Cluster	NVP	Beginn der Umsetzung	Geplante Inbetriebnahme
OST-1-1	1	Lubmin	2014	2017
OST-1-2	1	Lubmin	2014	2017
OST-1-3	1	Lubmin	2015	2018
OST-1-4	1	Lubmin	2015	2018

Durch die Anwendung der erhöhten Offshore-Kapazitäten, die das Szenario B2024 in der Ostsee erwartet, kommen zu dieser Tabelle keine zwei weiteren Anbindungsleitungen hinzu.

Die ÜNB haben der BNetzA vorgetragen, dass sie im Hinblick auf die Ostsee die Berücksichtigung des Szenariorahmens zum NEP/O-NEP 2014 in der im Bestätigungsdokument enthaltenen Form begrüßen. Danach werde zu Recht bereits ein Ausblick auf den hinzukommenden Offshore-Netzausbau in der Ostsee gegeben, ohne diesen jedoch auf einzelne Cluster zu konkretisieren. Somit werde eine Vorwegnahme der erst noch zu erarbeitenden Inhalte und Festlegungen des O-NEP 2014 und die Schaffung entspre-

chender Vertrauenstatbestände auf Seiten der relevanten OWP richtigerweise vermieden, gleichzeitig aber die weitere Entwicklung aufgezeigt.

Die BNetzA hält die Argumentation der ÜNB für sachgerecht.

Die Bestätigung von zwei weiteren Anbindungsleitungen in der Ostsee hätte den Nachteil, dass die BNetzA ohne einen entsprechenden Antrag der ÜNB neue Anbindungsleitungen und neue NVP bestimmen und somit selbst netzplanerisch aktiv werden müsste. Es ist rechtlich umstritten, ob eine solche eigenständige Planung der BNetzA von der Ermächtigungsgrundlage des § 17c S. 2 in Verbindung mit § 12c Abs. 4 EnWG gedeckt wäre. Folglich favorisiert die BNetzA die Berücksichtigung zweier zusätzlicher Anbindungsleitungen in der Ostsee durch den am 03.03.2014 vorzulegenden O-NEP Entwurf der ÜNB.

In Tabelle 6 sind die für die zeitliche Staffelung der Anbindungssysteme für Szenario B2023 relevanten Eingangsparameter für die Ostsee aufgelistet.

Tabelle 6: Übersicht Eingangsparameter für die zeitliche Staffelung in der Ostsee

Windparkcluster	Zone	Erzeugungspotential pro Cluster ca. MW	Startnetz ca. MW	Noch zu erschließendes Potential ca. MW
Cluster 1	1	1650	0	1650
Cluster 2	1	1288	0	1288
Cluster 3	1	770*	336	434
Cluster 4	1	350	0	350
Cluster 5	1	150	0	150

*Das Cluster 3 im überarbeiteten Entwurf des BFO-O 2013 wurde um den im zweiten Entwurf des O-NEP in Cluster 3 enthaltenen OWP Baltic 1 erweitert.

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

Die Cluster 1 bis 3 werden im überarbeiteten Entwurf des BFO-O definiert. Hierbei wurde im Entwurf des O-NEP 2013 der im Küstenmeer liegende, bereits realisierte und angeschlossene OWP Baltic 1 dem Cluster 3 zugeordnet.

Cluster 4 und Cluster 5 werden gemäß der Ausweisung im O-NEP anhand der für die Nutzung von Offshore-Windenergie ausgewiesenen Flächen innerhalb des Küstenmeeres gebildet.

Das im O-NEP aufgeführte Cluster 6 ist noch nicht Gegenstand des BFO-O und wird daher nicht berücksichtigt.

Die Einteilung in eine Zone entspricht dem zweiten Entwurf des O-NEP 2013. Die Angaben für das Erzeugungspotential pro Cluster sowie das genehmigte Potential innerhalb eines Clusters beruhen innerhalb der AWZ auf dem überarbeiteten Entwurf des BFO-O. Innerhalb des Küstenmeeres wurde das zu

erschließende Potential der Cluster anhand der derzeitigen Planungsstände der zum entsprechenden Cluster hinzuzuzählenden OWP-Projekte ermittelt. Aus der Differenz zwischen dem Erzeugungspotential pro Cluster und dem Startnetz ergibt sich das noch zu erschließende Erzeugungspotential, welches für die zeitliche Staffelung relevant ist.

Gemäß des überarbeiteten Entwurfs des BFO-O gibt es aufgrund von Baugrundvorerkundungen und Literaturdaten Hinweise, die im Falle einer Erhärtung den Schluss zulassen, dass aufgrund der geomorphologischen Gegebenheiten in Cluster 2 kein erprobter Stand der Technik für einzusetzende Gründungskonstruktionen für Windenergieanlagen und Netzanschlussysteme zur Verfügung steht. Aufgrund dieser Ungewissheiten und dem geplanten zeitnahen Beginn der Umsetzung der Anbindungsleitungen in der Ostsee erscheint dieses Jahr eine Berücksichtigung von Cluster 2 als noch nicht sachgerecht. Die Berücksichtigung eines Clusters, bei dem nach dem Stand der Technik eine Bebauung mit OWP noch unsicher ist, widerspräche den Grundsätzen eines bedarfsgerechten und wirtschaftlichen Ausbaus der Offshore-Netzanbindungssysteme.

Von den gemäß des Szenariorahmens zum NEP/O-NEP 2013 für das Szenario B2023 festgelegten 1300 MW Offshore-Windenergie werden 336 MW bereits durch das Startnetz abtransportiert. Demnach sind Offshore-Netzanbindungsmaßnahmen für 964 MW erforderlich. Bei der bis dato in der Ostsee vorgesehenen AC-Technologie von 250 MW pro Anbindungsleitung sind also vier weitere Netzanbindungssysteme notwendig.

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 Erzeugungspotential. Dies führt dazu, dass alle vier Anbindungsleitungen zu Cluster 1 geführt werden.

Zuletzt muss noch eine Plausibilisierung anhand der Kriterien „Geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte“ und „Realisierungsfortschritt der anzubindenden OWP“ durchgeführt werden.

Für sämtliche in Tabelle 6 aufgeführten Maßnahmen sind NVP verfügbar, daher muss keine Korrektur der Staffelung anhand des Kriteriums „Geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte“ erfolgen. Auch anhand des Kriteriums „Realisierungsfortschritt der anzubindenden OWP“ sind keine Korrekturen in der zeitlichen Staffelung der Maßnahmen für die Ostsee notwendig.

Zusätzlich sind in Tabelle 5 der Beginn der Umsetzung und die geplante Inbetriebnahme aufgelistet. Hierbei wurden die Terminangaben der ÜNB übernommen. Des Weiteren gelten die bei der Nordsee gemachten Ausführungen für den Beginn der Umsetzung. Die Umsetzung von zwei Maßnahmen pro Jahr erscheint sachgerecht.

1.7 Querverbindungen

Querverbindungen, die zwei Cluster bzw. zwei OWP miteinander verbinden und nicht primär der Anbindung eines OWP dienen, sind grundsätzlich nicht als Anbindungsleitungen zu klassifizieren und demnach nicht Gegenstand des O-NEP 2013.

Für das Szenario B2023 enthält der zweite Entwurf des O-NEP 2013 eine Querverbindung (Projekt OST-1-11) zwischen zwei OWP im Cluster 1 der Ostsee. Für Querverbindungen im Allgemeinen geben die ÜNB an, dass die Realisierung von Querverbindungen im Zubau-Offshorenetz Ostsee im Einzelfall hinsichtlich ihrer Effizienz zu prüfen sei. Die Darstellung der Querverbindungen in den Maßnahmentabellen hat daher informatorischen Charakter und stellt eine Abschätzung des zuständigen ÜNB dar.

Einige Konsultationsteilnehmer fordern in ihren Stellungnahmen die Berücksichtigung der Querverbindungen im Sinne einer (n-1)-Sicherheit bzw. zur Schaffung von Teilredundanzen. Hierfür sprächen insbesondere Überlegungen der Wirtschaftlichkeit und Systemsicherheit. Ferner sei durch eine Vermaschung der Cluster untereinander sichergestellt, dass sog. „stranded investments“ bei nicht ausgenutzten Netzanbindungen vermieden würden.

Dem sind jedoch folgende Überlegungen entgegenzuhalten:

Gegen die Annahme, dass Querverbindungen gesetzlicher Bestandteil des O-NEP sein könnten, spricht zunächst einmal der Wortlaut des § 17b EnWG, nach dem es unmittelbar um den Ausbau der Offshore-„Anbindungsleitungen“ geht. Querverbindungen sind keine Anbindungsleitungen, sondern lediglich mittelbare „Begleitmaßnahmen“ im Sinne der Schaffung einer Teilredundanz, falls ein AC-Netzanbindungssystem ausfallen sollte. Eine weite Auslegung, nach der Querverbindungen im Schadensfall zu einer Art eigenständigen Anbindungsleitung „aufgewertet“ werden, erscheint eher zweifelhaft, da für den Abtransport in Verbindung mit der entsprechenden Querverbindung weiterhin eine bereits bestehende (noch funktionierende und nicht ausgelastete) Anbindungsleitung an das Festland benötigt wird.

Demgegenüber wird von einigen Konsultationsteilnehmern die Gegenansicht vorgetragen, dass Querverbindungen von der gesetzlichen Grundlage des § 17b Abs. 1 EnWG umfasst seien, da sie zwar keine Offshore-Anbindungen sind, aber ggf. wirksame (Begleit-)Maßnahmen darstellen könnten, die dem wirtschaftlichen Ausbau des Offshore-Netzes dienen. Dies wäre insbesondere dann der Fall, wenn die Querverbindungen dazu genutzt würden, um die Anzahl der insgesamt zu verlegenden Anbindungsleitungen von den Umspannwerken auf hoher See zu reduzieren. Dem ist jedoch entgegenzuhalten, dass eine solche Querverbindung an Stelle einer anderen Anbindungsleitung keine Querverbindung, sondern eine eigene „vollwertige“ Anbindungsleitung und demnach Bestandteil des O-NEP wäre. Das gegenwärtige Konzept der Querverbindungen von den ÜNB in der Ostsee sieht im Entwurf des O-NEP jedoch keine solche Option vor.

Auch der Sinn und Zweck des § 17b EnWG spricht gegen die Vermutung, dass Querverbindungen notwendiger Bestandteil des O-NEP sein könnten. Bei dem O-NEP handelt es sich gerade nicht – wie beim landseitigen NEP – um ein vermaschtes Stromnetz mit dem Erfordernis einer (n-1)-Sicherheit, sondern um ein reines Kraftwerksanschlusskonzept (analog zu anderen regenerativen und konventionellen Er-

zeugern). Demnach sind die Prüfkriterien für Leitungen des landseitigen NEP ((n-1)-Sicherheit) nicht eins zu eins auf die Überprüfung der Anbindungsleitungen des O-NEP übertragbar. Auch in der Gesetzesbegründung zum dritten Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften heißt es in einem ähnlichen Zusammenhang (Trassen oder Trassenkorridore des Bundesfachplans Offshore für Anbindungen zwischen Offshore-Anlagen gemäß § 17a Abs. 1 Nr. 6 EnWG): *„Das n-1-Kriterium, das an Land für das Übertragungsnetz gilt, findet auf die Offshore-Anbindungen weiterhin keine Anwendung, so dass über derartige Maßnahmen im jeweiligen Einzelfall zu entscheiden ist.“* Ferner heißt es in der Gesetzesbegründung zur Entschädigungsregelung des § 17d EnWG: *„So wird dem Betreiber der Offshore-Anlage ein Anspruch auf Anbindung der Offshore-Anlage sowie auf Abnahme und Vergütung des eingespeisten Stroms durch den Gesetzgeber zur Verfügung gestellt. Die Realisierung dieser Ansprüche hängt wesentlich von der Verfügbarkeit der Netzanbindungsleitung ab, die jedoch von dem Betreiber der Offshore-Anlage in der Regel nicht beeinflussbar ist. Zur Reduzierung der Netzausbaukosten im Offshore-Bereich wird im Interesse der Verbraucher auf das n-1 Kriterium, das an Land für das Übertragungsnetz gilt, verzichtet.“*

Ebenfalls spricht der systematische Zusammenhang des § 17b Abs. 1 und Abs. 2 EnWG gegen Querverbindungen als notwendigen Bestandteil des O-NEP. In § 17b Abs. 2 S. 3 EnWG werden als Kriterien der zeitlichen Staffelung der Umsetzung der Maßnahmen des O-NEP u. a. die räumliche Nähe zur Küste und die geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte genannt. Diese beiden Kriterien haben einen eindeutigen Bezug zum Festland, der von den Anbindungsleitungen „OWP-Festland“ erfüllt wird, aber nicht von den Querverbindungen „OWP-OWP“.

Für Querverbindungen als notwendigen Bestandteil des O-NEP spricht auch nicht der von den Konsultationsteilnehmern häufig geäußerte systematische Zusammenhang mit § 17a EnWG. Zwar muss gemäß § 17b Abs. 1 S. 2 EnWG der O-NEP die Festlegungen des jeweils aktuellen BFO im Sinne des § 17a EnWG berücksichtigen, wozu auch Festlegungen zu Trassen und Trassenkorridoren für (Quer-)Verbindungen gehören, § 17a Abs. 1 S. 2 Nr. 6 EnWG. Allerdings beinhaltet der Regelungsgehalt des § 17b EnWG gerade nicht die vollständige Berücksichtigungspflicht sämtlicher Aspekte der Bundesfachplanung des § 17a EnWG. Andernfalls wären dann bspw. auch die Standorte von Konverterplattformen und Umspannwerken (§ 17a Abs. 1 Nr. 4) oder standardisierte Technikvorgaben (§ 17a Abs. 1 Nr. 7) zwingender Bestandteil des O-NEP. Auch wenn gemäß der Bundesfachplanung zweifelsfrei die Pflicht besteht, die Möglichkeit für Querverbindungen aufzunehmen, sprechen die bereits im Gesetz unterschiedlich angelegten Regelungszwecke von BFO (Raumordnung) und O-NEP (Befriedigung des energiewirtschaftlichen Bedarfs) gegen eine Übernahmepflicht von Querverbindungen im O-NEP, zumal die Errichtung von Querverbindungen nicht der energiewirtschaftlichen Bedarfsbefriedigung entspricht. Nur so ist auch die Begründung des Gesetzgebers zur nicht gewollten (n-1)-Sicherheit im Rahmen des § 17a EnWG zu verstehen.

Auch die von einigen Konsultationsteilnehmern in die Diskussion eingebrachte Umsetzungspflicht des O-NEP gemäß § 17d Abs. 1 EnWG führt zu keinem anderen Ergebnis. Zwar wird hier nicht von Anbindungsleitungen, sondern nur von Leitungen gesprochen, die die ÜNB gemäß den Vorgaben des O-NEP zu errichten und zu betreiben haben. Allerdings kann man daraus nicht im Umkehrschluss ableiten, dass in der Umsetzung des O-NEP gemäß § 17d EnWG nun sämtliche Leitungen (also auch Querverbindungen) umfasst sind. Zum einen geht es in § 17d um den *Netzanschluss* von Offshore-Anlagen, den Querverbindungen gerade nicht herstellen können. Zum anderen hat sich die Umsetzung der Maßnahmen

gemäß § 17d EnWG an der zeitlichen Abfolge der Kriterien des § 17b EnWG zu orientieren, welche gerade nicht mit der Errichtung von Querverbindungen kompatibel ist (s.o.). Ferner ist auch die zu § 17d gegebene Begründung des Gesetzgebers zur nicht gewollten (n-1)-Sicherheit zu berücksichtigen (s.o.).

Die BNetzA erachtet also die Bestätigung von Querverbindungen, die zwischen zwei OWP innerhalb eines Cluster errichtet werden, nicht als Gegenstand des O-NEP. Unabhängig davon wird nicht über Sinn und Zweck von Querverbindungen als solche geurteilt. Auch wenn Querverbindungen nicht innerhalb des O-NEP 2013 bestätigt werden, können diese weiterhin errichtet werden und im Einzelfall im Rahmen eines von den Netzbetreibern der BNetzA vorzulegenden Schadensminderungskonzepts Berücksichtigung finden.

1.8 Technische Standardisierung unter Beibehaltung des technischen Fortschritts

Anhand der Differenz aus prognostizierter Leistung für das Szenario B2023 gemäß des Szenariorahmens zum NEP/O-NEP 2013 und der durch das Startnetz bereits abgedeckten Übertragungskapazität ergibt sich der Ausbaubedarf im O-NEP. Wie viele Maßnahmen sich aufgrund des Ausbaubedarfs ergeben, hängt u.a. von der Übertragungskapazität der einzelnen Maßnahmen ab. Hier sind die standardisierten Technikvorgaben innerhalb des BFO zu berücksichtigen. Abhängig davon, wie der Ausbau in Nord- oder Ostsee sich gestaltet, werden unterschiedliche Anbindungskonzepte verfolgt.

1.8.1 Nordsee

Die BNetzA erachtet das Anbindungskonzept mittels DC-Technologie in der Nordsee für sachgerecht.

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 OWP benötigt. Konverter richten den Strom von AC nach DC um oder umgekehrt. Standardmäßig soll die übertragbare Leistung 900 MW pro Anbindungsleitung betragen. Diese Standardleistung wurde bereits im BFO-N festgelegt.

Die OWP sammeln zunächst ihren erzeugten Strom auf einer eigenen Umspannplattform und übertragen den Strom mittels einer AC-Anbindung zu der seeseitigen Konverterplattform der ÜNB. Hier wird der Strom von AC nach DC umgerichtet. Mittels einer HGÜ-Verbindung wird dann der Strom zur landseitigen Konverterstation übertragen. Hier erfolgt erneut eine Umrichtung von DC nach AC, bevor der Strom in das Übertragungsnetz eingespeist wird.

Die Übertragung des Stroms mittels DC-Technologie ermöglicht eine hohe übertragbare Leistung pro Anbindungsleitung über größere Entfernungen. Aufgrund der großen Erzeugungsleistung in der Nordsee scheint eine möglichst große Übertragungskapazität pro Anbindungssystem sachgerecht. Eine hohe Übertragungsleistung erscheint auch deswegen geboten, da damit die Belastung des sensiblen Wattennerraumes durch die Verlegung der HGÜ-Kabel minimiert wird. Zudem befinden sich fast alle OWP Projekte in größerer Entfernung zur Küste. Dies spricht ebenfalls für die gewählte Technologie, da die DC-Technologie eine effiziente Übertragung über große Entfernungen ermöglicht.

Um den Raumbedarf für die Netzinfrastruktur möglichst klein zu halten, ist zunächst eine möglichst große Übertragungsleistung zu erzielen. Am Markt ist derzeit eine Übertragungsspannung von +/- 320

kV verfügbar. Insbesondere ist dies für Kunststoffkabel die derzeit einsetzbare Maximalspannung, weshalb unter anderem diese Spannungsebene im BFO-N als Standard festgelegt ist. Bei Beibehaltung der Spannungsebene kann die Übertragungsleistung nur durch eine Erhöhung des Stroms gesteigert werden. Hierbei ist jedoch neben physikalischen Grenzen (Strombelastbarkeit des Kabels) zu beachten, dass durch einen höheren Stromfluss eine größere Erwärmung der Kabel einhergeht. Dies führt zu einer vorsorglichen Begrenzung auf 900 MW (ggf. Anhebung auf 1000 MW) pro Anbindungsleitung.

Es ist festzuhalten, dass in begründeten Einzelfällen auch eine Abweichung von den standardisierten 900 MW möglich ist. Insbesondere wenn absehbar ist, dass die Übertragungsleistung von 900 MW deutlich überdimensioniert für die Anbindung der in einem Cluster maximal noch zu erschließende Windparkleistung sein wird, ist ein Abweichen von der Standardisierung vorstellbar. Eine zu frühe Festlegung sollte jedoch vermieden werden, um die Entwicklungsmöglichkeiten der OWP nicht unnötig zu beschränken. Einige Konsultationsteilnehmer vertreten die Ansicht, dass in begründeten Einzelfällen eine Reduzierung der Nordsee-spezifischen standardisierten Übertragungskapazität von 900 MW vorgenommen werden sollte um absehbare Überdimensionierungen zu vermeiden. Gleichzeitig wird darauf hingewiesen, dass die Entscheidung über eine Reduzierung erst zu einem möglichst späten Termin erfolgen sollte, um Benachteiligung einzelner OWP-Projekte zu vermeiden.

Ein Konsultationsteilnehmer weist darauf hin, dass im Rahmen der Aufstellung des BFO-N explizit auch eine Erhöhung der Nordsee-spezifischen standardisierten Übertragungsleistung auf etwa 1.000 MW diskutiert wurde. Im Rahmen der Fortschreibung sollte daher geprüft werden, inwieweit die Leistung des Gleichstromsystems kurz- bis mittelfristig durch Erhöhung des Stromflusses, bei gleichzeitiger Einhaltung naturschutzfachlicher Vorsorgewerte, angehoben werden könne.

Auch unter Berücksichtigung der eingegangenen Stellungnahmen hält die BNetzA daran fest, dass das Anbindungskonzept mittels DC-Technologie in der Nordsee sachgerecht ist. Die Notwendigkeit, mit der Bestätigung des O-NEP 2013 zum jetzigen Zeitpunkt von der Standardleistung abweichende Transportkapazitäten festzulegen bzw. vorzugeben, ist nicht gegeben.

1.8.2 Ostsee

Die BNetzA erachtet die für die Maßnahmen im Szenario B2023 gewählte AC-Technologie für sachgerecht.

Die Netzanbindung in der Ostsee soll mittels AC-Technologie erfolgen. Dazu sammeln die OWP den erzeugten Strom auf einer Umspannplattform. Die ÜNB planen, von dort direkt mittels einer AC-Verbindung den Strom an Land zu übertragen. Durch die Verwendung von AC-Technologie ist kein Einsatz von Konverterplattformen notwendig.

Im Vergleich zur Nordsee besitzen die zu erschließenden Cluster in der Ostsee eine geringere Entfernung zur Küste bzw. liegen näher zum entsprechenden NVP. Dadurch ist ein wirtschaftlicher Einsatz von AC-Technologie möglich.

Bei der Verwendung von AC-Technologie spielen der kapazitive Belag des Kabels und die dadurch entstehende Blindleistung eine entscheidende Rolle. Mit zunehmender Übertragungslänge nimmt der Be-

darf an Blindleistungskompensation zu. Bei Übertragungslängen von mehr als 100 km können zusätzlich Anlagen zur Zwischenkompensation bei Kabeln notwendig werden, wodurch die Kosten für die AC-Anbindung steigen und letztendlich die Kosten von DC-Technologie – trotz der Notwendigkeit von Konverterstationen – übersteigen können. Die im Szenario B2023 ausgewiesenen und in Planung befindlichen Maßnahmen für das Cluster 1 besitzen eine Länge von knapp 100 km und liegen somit noch im wirtschaftlichen Bereich für den Einsatz von AC-Technologie.

Für den Einsatz der AC-Technologie für die in B2023 beantragten Maßnahmen spricht auch, dass sich die noch auf altem Recht beruhenden Planungen für die ersten Maßnahmen bereits in einem fortgeschrittenen Stadium befinden, so dass bei einem Abweichen von der geplanten Verwendung von AC-Technologie eine erhebliche Verzögerung für die Anbindung der betroffenen OWP zu befürchten wäre.

Im überarbeiteten Entwurf zum BFO-O wird eine standardisierte Übertragungsspannung von 220 kV für die AC-Anbindungsleitungen vorgegeben. Dies entspricht der momentan für den Einsatzzweck größten herstellerunabhängig am Markt verfügbaren Übertragungsspannung. Dadurch kann eine Übertragungsleistung von 250 MW pro Kabelsystem realisiert werden.

Für die mittel- bis langfristige Perspektive sollte jedoch auch der Einsatz von DC-Technologie nicht ausgeschlossen werden, da aufgrund der höheren möglichen Übertragungsleistung von DC-Systemen der Raumbedarf für die Kabeltrasse verkleinert werden kann. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass durch die im Vergleich zur Nordsee kleinere räumliche Ausdehnung der Ostsee die Erzeugungsleistung der Offshore-Windenergie kleiner als in der Nordsee ist, so dass insgesamt auch weniger Leistung übertragen werden muss.

Von den Konsultationsteilnehmern wurde geäußert, dass die Festlegung auf eine Übertragungstechnologie erst zu einem späteren Zeitpunkt fixiert werden sollte und somit die derzeitige Festlegung zu überdenken sei. In diesem Zusammenhang befürworteten einige Konsultationsteilnehmer die Verwendung der Gleichstromtechnik in der Ostsee, die trotz der Notwendigkeit eines Konverters zu einer geringeren Flächeninanspruchnahme führe. Andere Konsultationsteilnehmer sprechen sich ausschließlich für den Einsatz von AC-Verbindungen im Bereich der Ostsee OWP aus. Ebenfalls wird von einem Konsultationsteilnehmer angemerkt, dass für die bereits genehmigten Offshore-Windparkvorhaben die Verwendung von Gleichstromtechnologie nicht angezeigt erscheine. Ebenfalls sei eine abschließende Bewertung der beiden technischen Alternativen in der AWZ vergleichsweise komplex und zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht möglich.

Mehrere Konsultationsteilnehmer begrüßen den Ansatz einer gemeinsamen AC-Plattform für ÜNB und OWP und verweisen auf mögliche Synergieeffekte sowie Kostenminimierung. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer spricht sich strikt gegen eine gemeinsame Nutzung von Plattformen seitens ÜNB und OWP aus, da dies zu unzumutbaren Haftungsrisiken führen würde.

Auch unter Berücksichtigung der eingegangenen Stellungnahmen hält die BNetzA daran fest, dass die für die Maßnahmen im Szenario B2023 gewählte AC-Technologie sachgerecht ist. Für eine Verwendung von AC-Technologie bei den im Szenario B2023 beantragten Maßnahmen spricht, dass aufgrund der Trassenlänge ein Einsatz von AC-Technologie ohne Zwischenkompensation möglich ist. Es

gibt keinerlei Anzeichen dafür, dass die Verwendung von DC-Technologie in der Ostsee wirtschaftliche Vorteile bringt. Nach derzeitigem Kenntnisstand erscheint eine Verwendung von AC-Technologie als die wirtschaftlichere Variante. Insbesondere spricht das bereits fortgeschrittene Planungsstadium der in Szenario B2023 beantragten Maßnahmen für ein Beibehalten der AC-Technologie. Bei einem Abweichen von der geplanten Verwendung von AC-Technologie wäre mit erheblichen Verzögerungen für die Anbindung der betroffenen OWP in der Ostsee zu rechnen.

1.9 Angaben zum Stand der Umsetzung

§ 17b Abs. 2, S. 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.

Aufgrund der Tatsache, dass es sich bei dem O-NEP 2013 um den ersten O-NEP handelt, kann diese gesetzliche Vorgabe von den ÜNB erst mit dem O-NEP 2014 umgesetzt werden.

1.10 Einklang mit dem Netzentwicklungsplan Strom

Der vorgelegte Entwurf des O-NEP 2013 steht in Einklang mit dem Entwurf des NEP 2013 (§ 17b Abs. 2, Satz 6 EnWG).

Beide Netzentwicklungspläne werden auf Grundlage des Szenariorahmens nach §12a EnWG erstellt. Somit haben beide Netzentwicklungspläne eine gemeinsame Ausgangsbasis. Durch die Berücksichtigung des Szenariorahmens bei der Erstellung des O-NEP 2013 wurde dieser gemeinsamen Ausgangsbasis Rechnung getragen.

Weiterhin haben die ÜNB in beiden Plänen die NVP harmonisiert und somit dem Gedanken einer gesamtheitlichen Ausbau- und Anschlussplanung zwischen allen geographischen Bereichen der Bundesrepublik Deutschland Rechnung getragen (siehe dazu Tabelle 20, Seite 100 NEP 2013; Tabelle 6, Seite 32 O-NEP 2013). Insbesondere wurde im NEP 2013 die entsprechende, durch den O-NEP 2013 anzubindende Erzeugungsleistung als Einspeisung an den entsprechenden NVP im Rahmen der Netzbelastungsrechnungen für den landseitigen NEP modelliert. So konnte bereits methodisch sichergestellt werden, dass zwischen beiden Plänen Konsistenz besteht. Durch diese Berücksichtigung des O-NEP „Einspeiseplan“ für die Küstenregionen Deutschlands konnte im Rahmen des NEP 2013 durch die ÜNB 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 Inbetriebnahme der Anbindungsleitungen sind die zugehörigen NVP sowie die landseitigen Ausbaumaßnahmen, die den Abtransport des Offshore-Stroms gewährleisten sollen, laut Zeitplan fertiggestellt.

Der Bestätigung von nur vier der insgesamt sechs beantragten Anbindungsleitungen in der Nordsee und dem damit verbundenen verringerten landseitigen Transportbedarf wird durch Nicht-Bestätigung der als zu beobachtend ausgewiesenen Maßnahmen im NEP 2013 Rechnung getragen.

1.11 Einklang mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan

Der O-NEP 2013 berücksichtigt soweit möglich, wie in § 17b Abs. 2 Satz 6 EnWG gefordert, den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan nach Artikel 8 Absatz 3b der Verordnung (EG) Nr. 714/2009.

Abweichungen im Detaillierungsgrad zum gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan (Ten Year Network Development Plan, TYNDP) aus dem Jahr 2012 sind methodisch bedingt bzw. dem zeitlichen Versatz zwischen beiden Plänen geschuldet und daher nicht zu beanstanden.

Sowohl der Betrachtungszeitraum als auch die Gestaltung der Szenarien unterscheiden sich für den O-NEP und für den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan, so dass keine vollständige (maßnahmengenaue) Übereinstimmung zwischen O-NEP und TYNDP zu erzielen und zu erwarten ist.

Die im TYNDP 2012 direkt dargestellten Maßnahmen in der Nordsee entsprechen dem Startnetz der Nordsee. Aber auch die zusätzlichen im O-NEP 2013 geplanten Maßnahmen wurden bereits im TYNDP 2012 aufgeführt, wenn auch nicht detailliert.⁷

Die Maßnahmen der Ostsee sind im TYNDP 2012 ebenfalls durch die Berücksichtigung eines Windpark-Cluster „Baltic Sea East“ und „Baltic Sea West“ in gesammelter Form enthalten.⁸

1.12 Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Die Verwendung der Szenarien A2023 und C2023 im Sinne anderweitiger, energiewirtschaftlicher Planungsmöglichkeiten ist aus Sicht der Bundesnetznetzagentur sachgerecht.

Gemäß § 17b Abs. 3 (mit Verweis auf § 12b Abs. 4) EnWG ist vorgesehen, dass im Rahmen des O-NEP auch „anderweitige Planungsmöglichkeiten“ in Betracht gezogen und geprüft werden sollen.

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten sind energiewirtschaftlich unterschiedliche Entwicklungen (Szenarien) von den ÜNB betrachtet worden.

1.12.1 Szenarien A2023 und C2023

Die Szenarien A2023 und C2023 bilden im Vergleich zum Leitszenario B2023 unterschiedliche Entwicklungen im Zubau der OWP ab. Im Szenario A2023 wird eine Offshore-Erzeugung von 10,3 GW angenommen. Im Szenario C2023 wird dagegen eine Offshore-Erzeugung von 17,8 GW angenommen. Auch diese Szenarien stellen mögliche Entwicklungen dar, die noch als wahrscheinlich im Sinne der gesetzlichen Vorgaben bezeichnet werden können.

Es erscheint demnach sachgerecht, die Auslegung der Anbindungsleitungen und deren möglichen Verlauf derart zu gestalten, dass sowohl für das Eintreten des Szenarios A2023 als auch für das Eintreten des

⁷ Siehe TYNDP 2012: Investment Number 42.211 - further connections of more offshore wind farms

⁸ Siehe TYNDP 2012: Investment Number 46.194 und 46.195

Szenarios C2023 nur ein minimaler Änderungsaufwand am O-NEP entsteht. Dem ist durch die ÜNB zum Beispiel Rechnung getragen worden, indem sich die entsprechende zeitliche Planung sowie die vorgeschlagenen, möglichen Trassenverläufe nur minimal, wenn überhaupt, zwischen den Szenarien ändern.

Im Szenario A2023 werden von der gesamten Offshore-Erzeugung von 10,3 GW auf die Nordsee 9,1 GW und auf die Ostsee 1,2 GW verteilt. Durch die Reduktion im Vergleich zum Szenario B2023 von 12,8 GW auf 9,1 GW im Szenario A2023 in der Nordsee werden im Szenario A2023 nur noch zwei Ausbaumaßnahmen benötigt. Da die Anzahl an Ausbaumaßnahmen keinen Einfluss auf die Staffelung der Anbindungsleitungen hat, bleiben somit die ersten zwei Anbindungsleitungen (NOR-3-3 und NOR-1-1) auch unter den geänderten Rahmenbedingungen erforderlich. In der Ostsee erfolgt nur eine minimale Reduktion von 1,3 GW im Szenario B2023 auf 1,2 GW im Szenario A2023. Nach wie vor werden vier Anbindungsleitungen in der Ostsee benötigt, um die im Szenariorahmen angegebene Offshore-Erzeugung zu erschließen. Somit ergeben sich keine Änderungen bzgl. der Anbindungsleitungen in der Ostsee.

Im Szenario C2023 werden 15,0 GW an Offshore-Erzeugung in der Nordsee prognostiziert. Demnach werden insgesamt acht Anbindungsleitungen in der Nordsee benötigt. Zu den sechs Anbindungsleitungen für das Szenario B2023 kommen demnach zwei weitere Anbindungsleitungen hinzu. Für die im Szenario C2023 prognostizierten 2,8 GW in der Ostsee sind elf Anbindungsleitungen notwendig. Somit kommen in der Ostsee im Vergleich zum Szenario B2023 sieben weitere Anbindungsleitungen hinzu.

1.12.2 „Alternativszenario“ B2023

Die ÜNB behaupten im Entwurf zum O-NEP 2013, die ihnen vorliegenden Prognosen ließen eine Offshore-Erzeugung von 2,1 GW in der Ostsee realistisch erscheinen. Sie haben deshalb eine Liste von vier zusätzlichen Anbindungssystemen vorgelegt, die sie als Ergebnis eines Alternativszenarios darstellen.

Die BNetzA wird die daraus resultierenden zusätzlichen Anbindungssysteme im O-NEP 2013 nicht bestätigen.

Die Erhöhung der in der Ostsee erwarteten Kapazität ist kein wirkliches Alternativszenario, sondern schlicht eine nach oben gehende Abweichung vom genehmigten Szenariorahmen und zwar sowohl in der Form des Szenarios B2023 als auch B2024. Da die ÜNB lediglich die Prognosen für die Ostsee erhöht haben, ohne die Prognosen für die Nordsee entsprechend anzupassen, ergibt sich zwangsläufig eine höhere als die in den genehmigten Szenarien B2023 und B2024 zu erwartenden Leistungen von 14,1 bzw. 12,7 GW. Damit handelt es sich nicht um eine andere gut begründete Regionalisierung, sondern lediglich um eine von der BNetzA nicht genehmigte Erhöhung der Ausbauziele für die Ostsee.

Der Gesetzgeber hat durch die jährliche Wiederholung des Gesamtprozesses bereits die Möglichkeit eingeräumt, die jeweils dem Szenariorahmen zu Grunde gelegten, angemessenen Annahmen (siehe auch § 12a Abs. 1 S. 4 EnWG) zu aktualisieren. Insofern sieht die BNetzA für den O-NEP 2013 die Ausführungen zum Alternativszenario B2023 durch die ÜNB als zusätzliche, aber für den vorliegenden Fall nicht entscheidungsrelevante Erweiterung der Planungsgrundlage an.

Eine Beachtung des Alternativszenarios stünde im Übrigen auch im Widerspruch zu dem Schreiben der ÜNB, nach dem die Ausbauziele der Offshore Windenergie bis zum Jahr 2023 nochmals deutlich auf (mindestens) 8,5 GW reduziert werden sollten (vgl. Kapitel I C).

1.13 Öffentlichkeitsbeteiligung der Übertragungsnetzbetreiber

Die ÜNB 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 ÜNB 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 02.03.2013 bis zum 14.04.2013 gegeben.

In der überarbeiteten Fassung des O-NEP wurde von den ÜNB das Kapitel 8 „Zusammenfassende Darstellung der Konsultation“ eingefügt. Dort wird eine Übersicht über die häufigsten und wesentlichen Inhalte der Stellungnahmen gegeben und geschildert, wie die Stellungnahmen berücksichtigt wurden. Zusätzlich sind die ÜNB auch zu Beginn der jeweiligen Kapitel auf die Ergebnisse der Konsultation eingegangen.

Insgesamt gingen 37 Stellungnahmen zum ersten Entwurf des O-NEP 2013 bei den ÜNB ein.

Die ÜNB haben die Themen in vier Kategorien eingeteilt: Methodik und Durchführung, Auswirkungen des Netzausbaus, Gestaltung des Netzausbaus, Technologien.

2. Einzelmaßnahmenbewertung

Die bestätigten Maßnahmen sind in Abbildung 7 für die Nordsee und in Abbildung 8 für die Ostsee dargestellt.

Welche OWP letztendlich Kapazitäten an den bestätigten HGÜ-Verbindungen bzw. an den bestätigten AC-Verbindungen zugeteilt bekommen, steht derzeit noch nicht fest. Hierzu wird derzeit von der BNetzA eine Festlegung erarbeitet, wie die Kapazitätszuweisung erfolgen soll. Letztendlich werden jedoch zur Anbindung von OWP neben den Verbindungsleitungen sowohl in der Nordsee als auch in der Ostsee AC-Anschlüsse benötigt. Die ÜNB haben in dem von ihnen vorgelegten Entwurf des O-NEP mit 570 km AC-Anschlüssen (für sechs HGÜ-Verbindungen) in der Nordsee und 60 km AC-Anschlüssen in der Ostsee kalkuliert.

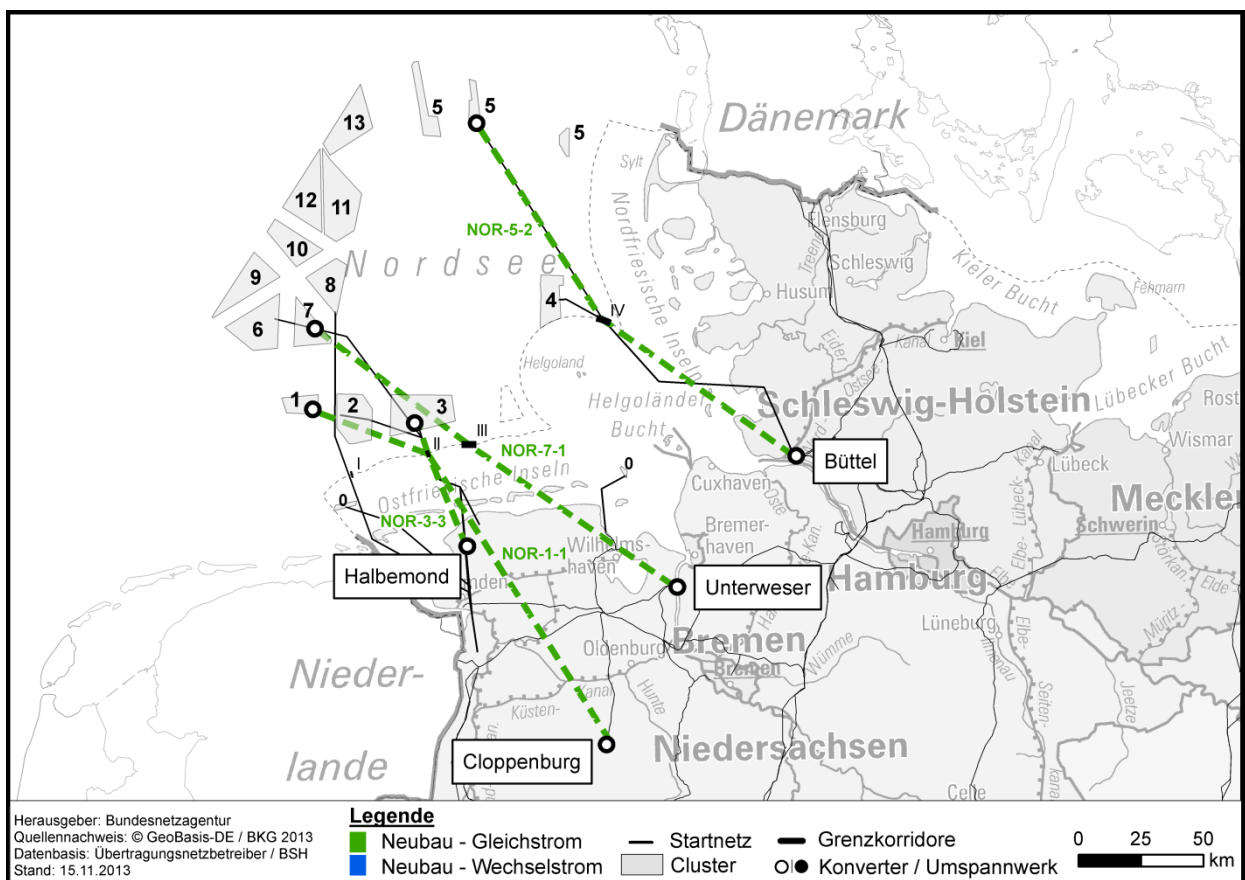


Abbildung 7: Bestätigte Maßnahmen in der Nordsee im O-NEP 2013

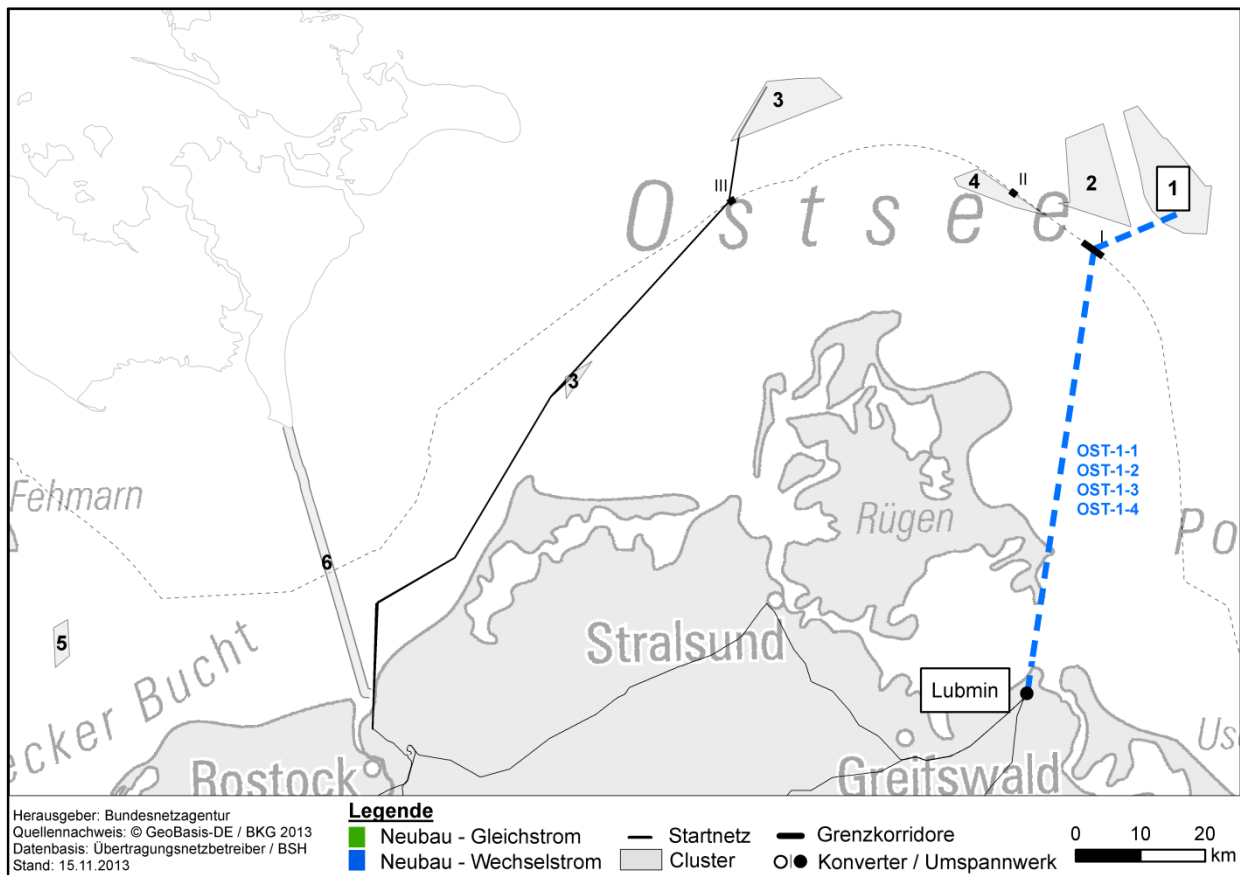


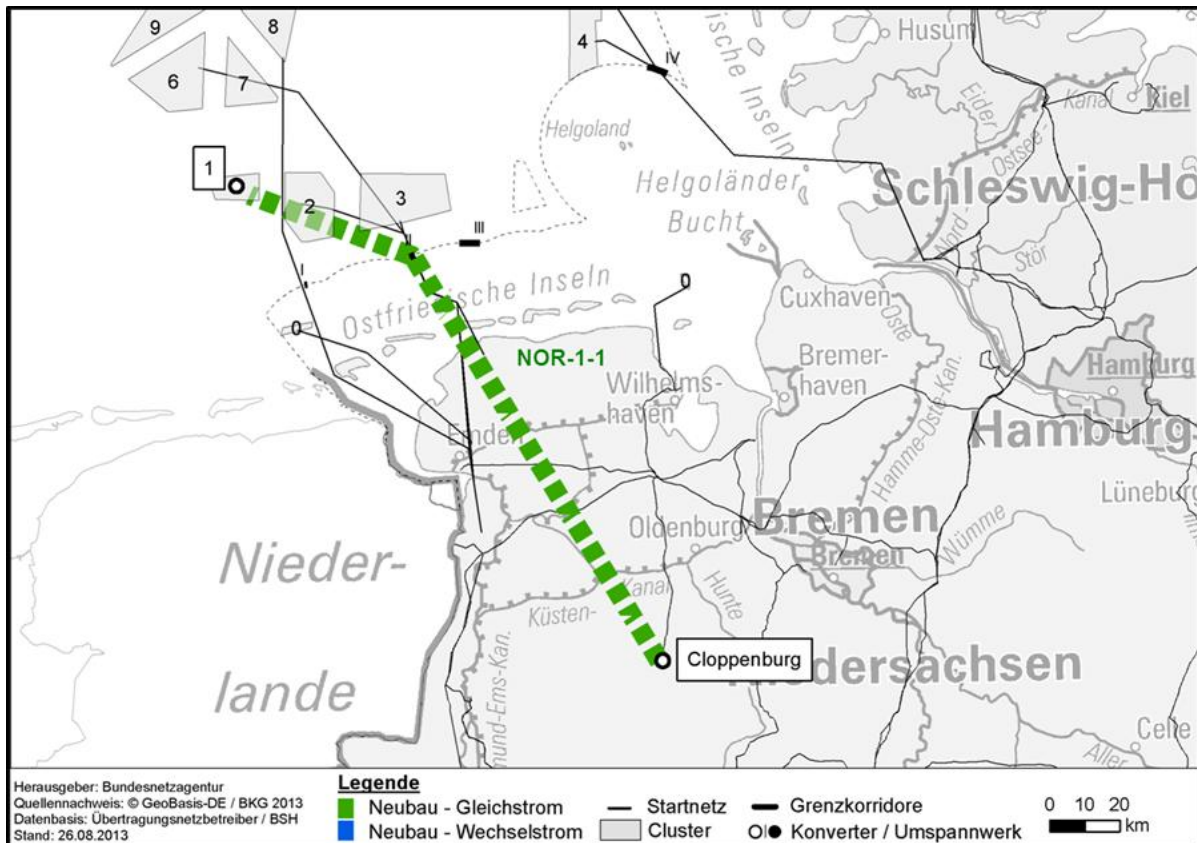
Abbildung 8: Bestätigte Maßnahmen in der Ostsee im O-NEP 2013

2.1 Maßnahmen in der Nordsee

2.1.1 Projekt NOR-1-1: DC-Netzanbindungssystem NOR-1-1

Maßnahme 3: HGÜ-Verbindung NOR-1-1

Die Maßnahme 3 wird bestätigt.



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

Als NVP ist Cloppenburg vorgesehen, dessen Verfügbarkeit für 2018 geplant ist.

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

Ausgehend von der Konverterplattform in Cluster 1 in der AWZ führt die DC-Netzanbindung über den vom BSH vorgegebenen Grenzkorridor II durch das Küstenmeer im Raum Norderney zum NVP Cloppenburg.

Gemäß des BFO-N wird in Cluster 1 insgesamt eine Erzeugungsleistung durch OWP in Höhe von 741 MW erwartet. In Übereinstimmung mit dem BFO-N soll die Erschließung mittels eines Netzanbindungssystems mit 900 MW Übertragungskapazität erfolgen.

Trassenlänge: 230 km

Beginn der Umsetzung: 2016

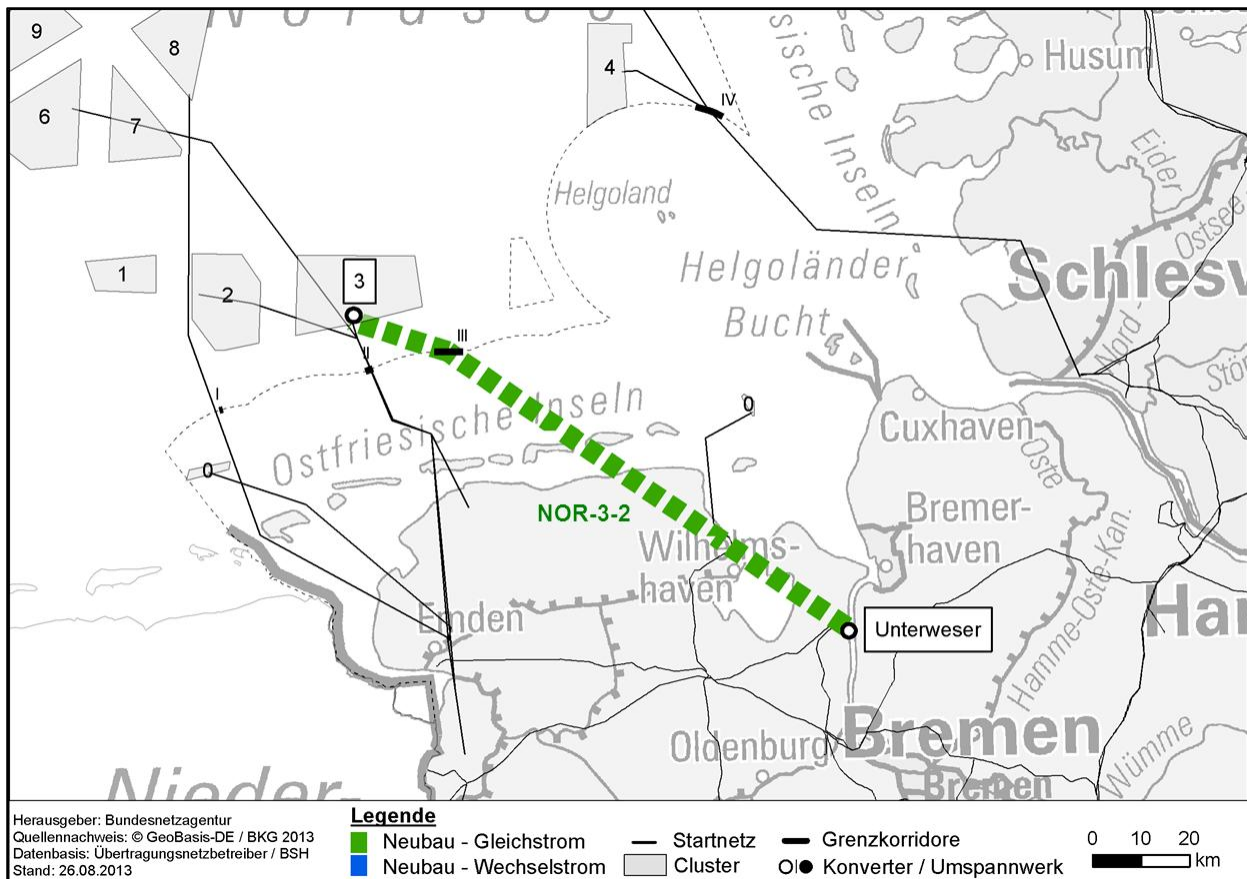
Für den Beginn der Umsetzung ist die Beauftragung der Anbindungsleitung maßgeblich.

Geplante Inbetriebnahme: 2021

2.1.2 Projekt NOR-3-2: DC-Netzanbindungssystem NOR-3-2

Maßnahme 14: HGÜ-Verbindung NOR-3-2

Die Maßnahme 14 wird derzeitig noch nicht bestätigt.



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

Als NVP ist Unterweser vorgesehen, dessen Verfügbarkeit für 2019 geplant ist.

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

Ausgehend von der Konverterplattform in Cluster 3 in der AWZ führt die DC-Netzanbindung über den vom BSH vorgegebenen Grenzkorridor III durch das Küstenmeer im Raum Wangerooge zum NVP Unterweser.

Gemäß des BFO-N wird in Cluster 3 insgesamt eine Erzeugungsleistung durch OWP in Höhe von 2519 MW erwartet. In Übereinstimmung mit dem BFO-N soll die Erschließung mittels drei Netzanbindungssystemen mit je 900 MW Übertragungskapazität erfolgen: Das im Startnetz befindliche DC-Netzanbindungssystem NOR-3-1 (DoIWin2), das DC-Netzanbindungssystem NOR-3-2 und das Netzanbindungssystem NOR-3-3.

Trassenlänge: 170 km

Die Anbindungsleitung NOR-3-2 wird im O-NEP 2013 noch nicht bestätigt. Aufgrund der erheblichen

Probleme bei der bislang favorisierten Trassenführung durch die Weser-Jade-Mündung ist es aus Sicht der BNetzA geboten, von der Anbindung der in der zeitlichen Reihenfolge an erster Stelle stehenden Maßnahme an den NVP Unterweser abzusehen.

Gemäß den Angaben von TenneT ist der Trassenverlauf von NOR-3-2 aufgrund des Jade-Weser-Beckens mit großen Unsicherheiten behaftet. Diese Angaben wurden durch die zuständige Genehmigungsbehörde des Landes Niedersachsen bestätigt. Der Bereich der Jademündung sei demnach morphodynamisch hoch aktiv und durch verklappte Weltkriegsmunition stark belastet. Zudem würden sich auf engem Raum die Belange des Naturschutzes, der Schifffahrt und der Fischerei konzentrieren. Aus diesem Grund seien im Vorfeld der Trassenfestlegung umfangreiche Untersuchungen und Abstimmungen erforderlich. Erst auf Basis dieser Ergebnisse könne abschließend beurteilt werden, ob eine Kabelführung von NOR-3-2 in der Jade überhaupt möglich sei.

Ein Konsultationsteilnehmer sieht in der „Jadetrasse“ ebenfalls ganz erhebliches Konfliktpotential. Ein anderer Konsultationsteilnehmer trägt ebenfalls vor, dass Kabelführungen durch den Grenzkorridor III ein höheres Risiko durch ein mögliches Aufankern der Kabel aufgrund der Nähe zur Tiefwasserrede besäßen. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer weist auf ein Sedimentgewinnungsgebiet entlang der geplanten Trasse in die Jademündung hin.

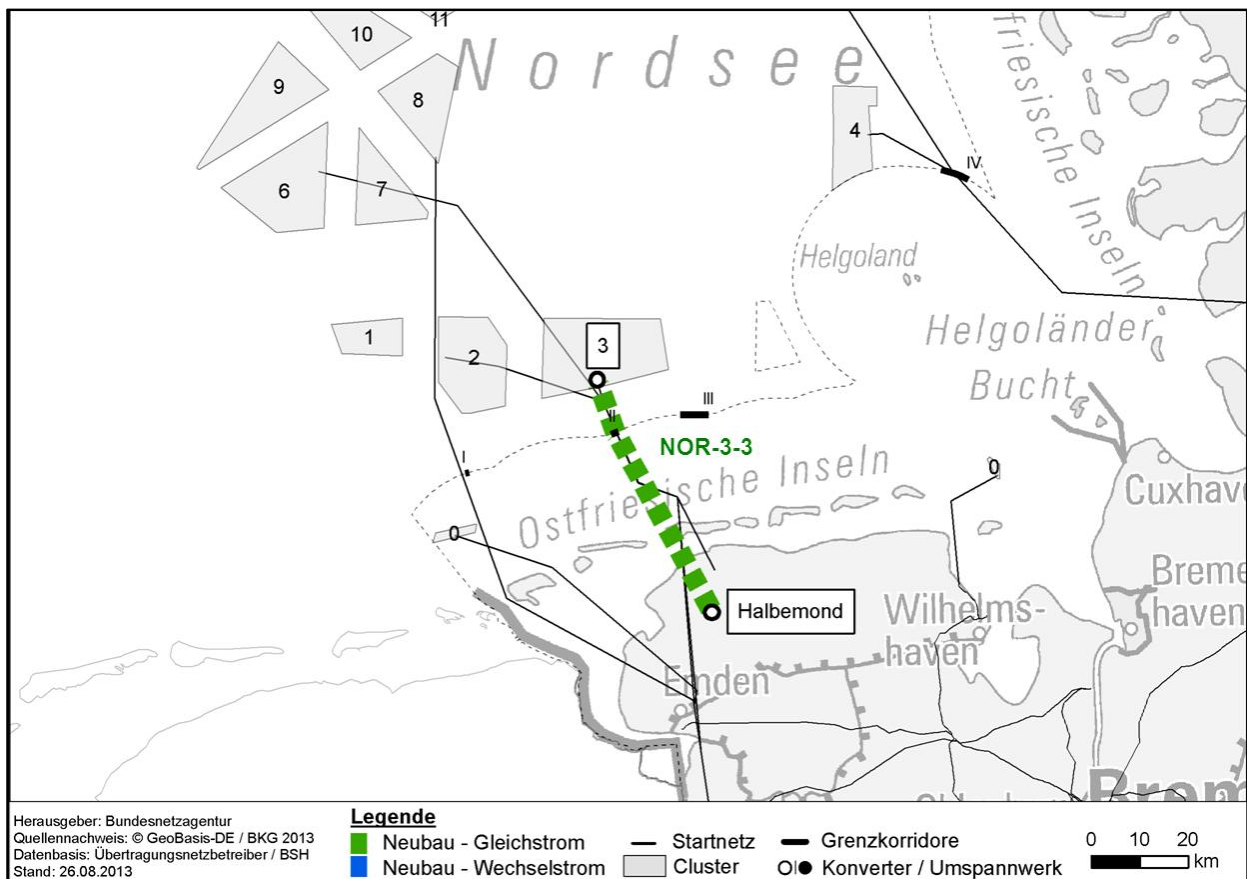
Also sind aufgrund der bislang ungeklärten Fragen im Hinblick auf die Querung des Wattenmeeres und der Jade-Weser-Mündung Verzögerungen durch langwierige Planungs- und Genehmigungsvorhaben oder durch plötzlich auftretende Probleme bei Bau der Anbindungsleitung wahrscheinlich. Demnach muss der von den ÜNB anvisierte Zeitpunkt der geplanten Inbetriebnahme im Jahr 2020 als stark gefährdet angesehen werden. Gerade das küstennahe und erzeugungspotentialstarke Cluster 3 an einen NVP anzubinden, dessen seeseitige Erschließung noch mit hohen Risiken behaftet ist, wird aus Sicht der BNetzA den Zielen eines effizienten weiteren Ausbaus der Offshore Windenergie nicht gerecht.

Die BNetzA hält es daher für geboten, das Cluster 3 an einen anderen NVP anzuschließen. Da der NVP Halbmond ebenfalls als Terminierungspunkt einer Anbindungsleitung aus dem Cluster 3 vorgesehen ist, bietet sich ein Projekttausch von NOR-3-2 (NVP Unterweser) und NOR-3-3 (NVP Halbmond) an.

2.1.3 Projekt NOR-3-3: DC-Netzanbindungssystem NOR-3-3

Maßnahme 15: HGÜ-Verbindung NOR-3-3

Die Maßnahme 15 wird bestätigt.



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

Als NVP ist Halbemond vorgesehen, dessen Verfügbarkeit für 2018 geplant ist.

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

Ausgehend von der Konverterplattform in Cluster 3 in der AWZ führt die DC-Netzanbindung über den vom BSH vorgegebenen Grenzkorridor II durch das Küstenmeer im Raum Norderney an Land.

Gemäß des BFO-N wird in Cluster 3 insgesamt eine Erzeugungsleistung durch OWP in Höhe von 2519 MW erwartet. In Übereinstimmung mit dem BFO-N soll die Erschließung mittels drei Netzanbindungssystemen mit je 900 MW Übertragungskapazität erfolgen: Das im Startnetz befindliche DC-Netzanbindungssystem NOR-3-1 (DoIWin2), das DC-Netzanbindungssystem NOR-3-2 und das Netzanbindungssystem NOR-3-3.

Trassenlänge: 60 km

Beginn der Umsetzung: 2015

Für den Beginn der Umsetzung ist die Beauftragung der Anbindungsleitung zu Grunde zu legen.

Geplante Inbetriebnahme: 2020

Aufgrund der erheblichen Bedenken in Bezug auf den Trassenverlauf von NOR-3-2 nach Unterweser wird ein Projekttausch der Anbindungsleitung NOR-3-2 mit der ebenfalls das Cluster 3 erschließenden Anbindungsleitung NOR-3-3 nach Halbmond vorgenommen.

Der Vorteil besteht darin, dass durch einen solchen Projekttausch weiterhin Windstrom aus dem Cluster 3 abtransportiert wird und zwar zum NVP Halbmond und nicht zum NVP Unterweser. Die wesentlichen Kriterien für die zeitliche Staffelung in Form der Küstennähe und des Ertragspotentials bleiben gewahrt. Auch die Trassenlänge on- und offshore nach Halbmond ist mit 60 km von allen alternativen Trassenverläufen die kürzeste (z. B. 170 km nach Unterweser).

Projekt P20/M69 im landseitigen NEP wird bestätigt.

Die Maßnahme M69 ist wirksam und erforderlich und wird daher bestätigt, obwohl die Maßnahme von den ÜNB als zu beobachten eingestuft wurde. Durch die Bestätigung der Offshore-Anbindungsleitung NOR-3-3 wird auch der landseitige NEP dementsprechend angepasst. Insofern ändert sich auch die Dringlichkeit der Maßnahme M69, denn eine Genehmigung von NOR-3-3 mit Anknüpfungspunkt in Halbmond ohne die Möglichkeit zum weiteren Abtransport ist nicht sinnvoll.

Das momentan bestehende 110kV-Netz ist nicht für Transportaufgaben geeignet und auch nicht dafür ausgelegt, weitere 900 MW aus der Offshore-Anbindung aufzunehmen und weiter zu transportieren. Nach Prüfung der durch den zuständigen Verteilnetzbetreibers E.ON Netz bereitgestellten Netzdaten ist die bestehende 110kV- Netzinfrastruktur auch jetzt schon bis nah an die Betriebsgrenzen ausgelastet, so dass in Zukunft nur zum Abtransport der durch Onshore-Wind erzeugten Energie weitere Netzausbaumaßnahmen im 110kV-Netz notwendig wären, sollte M69 nicht realisiert werden. Im bereits bestehenden 110kV-Netzverknüpfungspunkt Halbmond laufen drei 110kV-Leitungen, d.h. insgesamt sechs Systeme des 110kV-Netzes, zusammen, so dass dieser Punkt besonders gut geeignet als Übergabepunkt zum 380kV-Netz ist. In der betreffenden Region gibt es keinen anderen Netzverknüpfungspunkt auf 110kV Ebene, der ähnlich gut angebunden ist.

Mit M69 kann hier also effizient der Abtransport der durch On- und Offshore-Wind erzeugten Energie miteinander verbunden werden.

Die Maßnahme NOR-3-3 wird nach Halbmond und nicht nach Emden/Ost bestätigt.

Der Forderung einer Weiterführung der Offshore Anbindungsleitung nach Emden/Ost kommt die Bundesnetzagentur nicht nach.

Durch die Weiterführung könne zwar der Neubau der 380-kV-Wechselspannungsleitung M69 von Halbmond nach Emden/Ost vermieden werden. Diese Möglichkeit ginge jedoch mit dem Neubau eines Konverters in Emden/Ost einher, der sich jedoch nicht realisieren ließe, da in Emden/Ost laut Aussage der betroffenen Gemeinde starke Nutzungskonkurrenzen in direktem Umfeld des geplanten Standorts

vorzufinden sind, die effektiv eine zusätzliche Neuplanung erforderlich machen (zwei Offshore Anbindungsleitungen sind bereits für Emden vorgesehen).

Auch nach der Einschätzung von TenneT ist eine Erweiterung des für das UW Emden/Ost unter erheblichem Genehmigungsaufwand entwickelten Standortes nicht genehmigungsfähig. Ausschlaggebend hierfür seien insbesondere artenschutzrechtliche Vorgaben. Aus diesem Grund werde auf die Zuordnung eines dritten Netzanbindungssystems⁹ zum NVP Emden/Ost verzichtet und stattdessen der NVP Halbmond geplant.

Ein unmittelbarer Vorteil eines NVP nach Emden/Ost wäre höchstens dann ersichtlich, wenn die Offshore-Anbindungsleitung direkt an den HGÜ Korridor A Nord angeschlossen werden könnte, so dass eine Umwandlung von DC auf AC und umgekehrt entfiel und ein unmittelbarer Abtransport des Offshore Windstroms über Korridor A gewährleistet wäre. Dies ist jedoch technisch noch nicht realisierbar, da sich die Spannungsebenen der HGÜ-Korridore an Land von der Spannungsebene der Offshore-Anbindungsleitungen unterscheiden. Während erstere mit 400 kV betrieben werden, sind für letztere 320 kV vorgesehen. Eine Spannungstransformation zwischen unterschiedlichen Gleichspannungsebenen ist technisch nicht möglich und würde über eine Umrichtung zu Wechselspannung erfolgen müssen. Eine Einspeisung von Onshore Windenergie in die Offshore Anbindungsleitung würde außerdem die Existenz eines DC-Multiterminal voraussetzen, welches momentan in dieser Form nicht Stand der Technik ist und welches nur sinnvoll bei der Existenz eines DC-Leistungsschalters betrieben werden könnte. Dieser ist essentiell zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, um im Fehlerfall nicht das gesamte DC-System abschalten zu müssen. Fehler, die sich im DC-System ausbreiten, ließen sich ansonsten nicht beheben.

Die Maßnahme NOR-3-3 wird nach Halbmond und nicht nach Elsfleth/West oder Cloppenburg bestätigt.

Zwar wäre bei diesen NVP das geologisch schwierig zu querende Jade-Weser-Becken vermutlich nicht betroffen, aber die alternativen NVP hätten etwa eine drei- bis viermal so lange Trassenlänge on- und offshore wie beim NVP Halbmond.

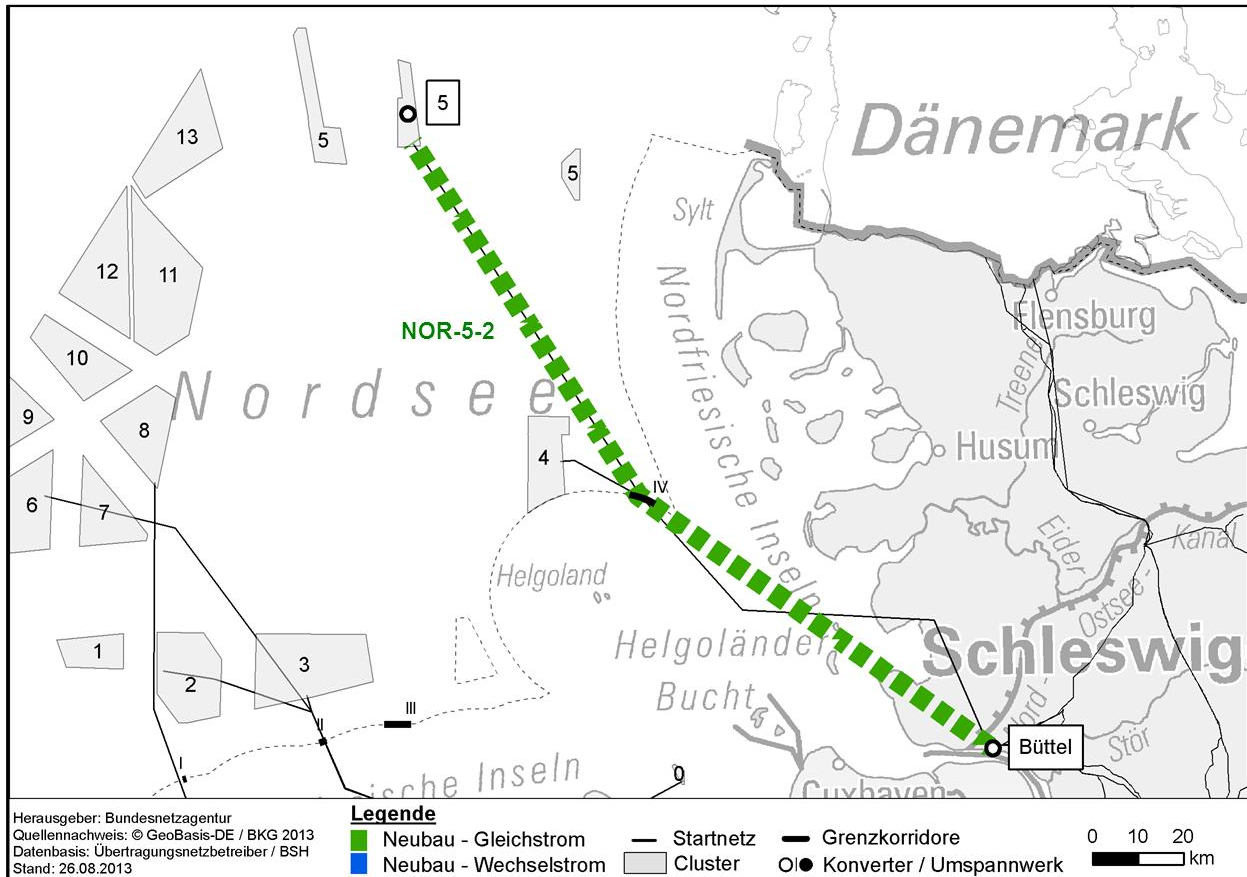
Die UW Diele und Dörpen südlich von Emden kommen als NVP auch nicht in Frage, da sie bereits mit der maximalen Leistung pro NVP ausgelastet sind bzw. das Anlanden einer weiteren Offshore-Anbindungsleitung einem sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb entgegensteht.

⁹ Die ersten beiden Offshore-Anbindungsleitungen zum UW Emden/Ost sind die in der Ausschreibung befindlichen Startnetzmaßnahmen BorWin3 und BorWin4 mit jeweils 900 MW.

2.1.4 Projekt NOR-5-2: DC-Netzanbindungssystem NOR-5-2

Maßnahme 25: HGÜ-Verbindung NOR-5-2

Die Maßnahme 25 wird bestätigt.



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

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

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

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

Gemäß dem BFO-N wird in Cluster 5 insgesamt eine Erzeugungsleistung durch OWP in Höhe von 1356 MW erwartet. In Übereinstimmung mit dem BFO-N soll die Erschließung mittels zwei Netzanbindungssystemen mit je 900 MW Übertragungskapazität erfolgen: Das im Startnetz befindliche DC-Netzanbindungssystem NOR-5-1 (SylWin1) und das Netzanbindungssystem NOR-5-2.

Bei dieser Maßnahme ist zu prüfen, ob gegebenenfalls ein Abweichen von dem standardisierten Anbindungsverfahren mittels 900 MW HGÜ-Technik sachgerecht und wirtschaftlicher ist. Zum jetzigen Zeitpunkt im Rahmen des O-NEP 2013 steht diese Entscheidung jedoch nicht an.

Trassenlänge: 205 km

Beginn der Umsetzung: 2018

Für den Beginn der Umsetzung ist die Beauftragung der Anbindungsleitung maßgeblich.

Geplante Inbetriebnahme: 2023

Die von einem Konsultationsteilnehmer geforderte zeitliche Anbindung von NOR-5-2 als erstes Projekt im Bereich Nordsee des O-NEP 2013 wird von der BNetzA abgelehnt.

Zwar wäre nach gegenwärtiger Erkenntnis die Realisierung des Trassenverlaufs nach Büttel relativ unproblematisch und der Investor des sich in Cluster 5 befindlichen OWP drängt hinsichtlich seiner bereits getätigten und geplanten Investitionen auf eine schnelle Anbindung von NOR-5-2 im Rahmen des O-NEP.

Die BNetzA hat aber bereits in ihrem Bestätigungsdokument die Anbindungsleitung NOR-5-2 vorrangig gegenüber den Anbindungsleitungen NOR-3-3 (im Ergebnis nun NOR-3-2) und NOR-7-2 behandelt (siehe Kapitel II B 1.6.1).

Einem darüber hinausgehenden Vorziehen von NOR-5-2 in der zeitlichen Reihenfolge stehen allerdings folgende Bedenken entgegen:

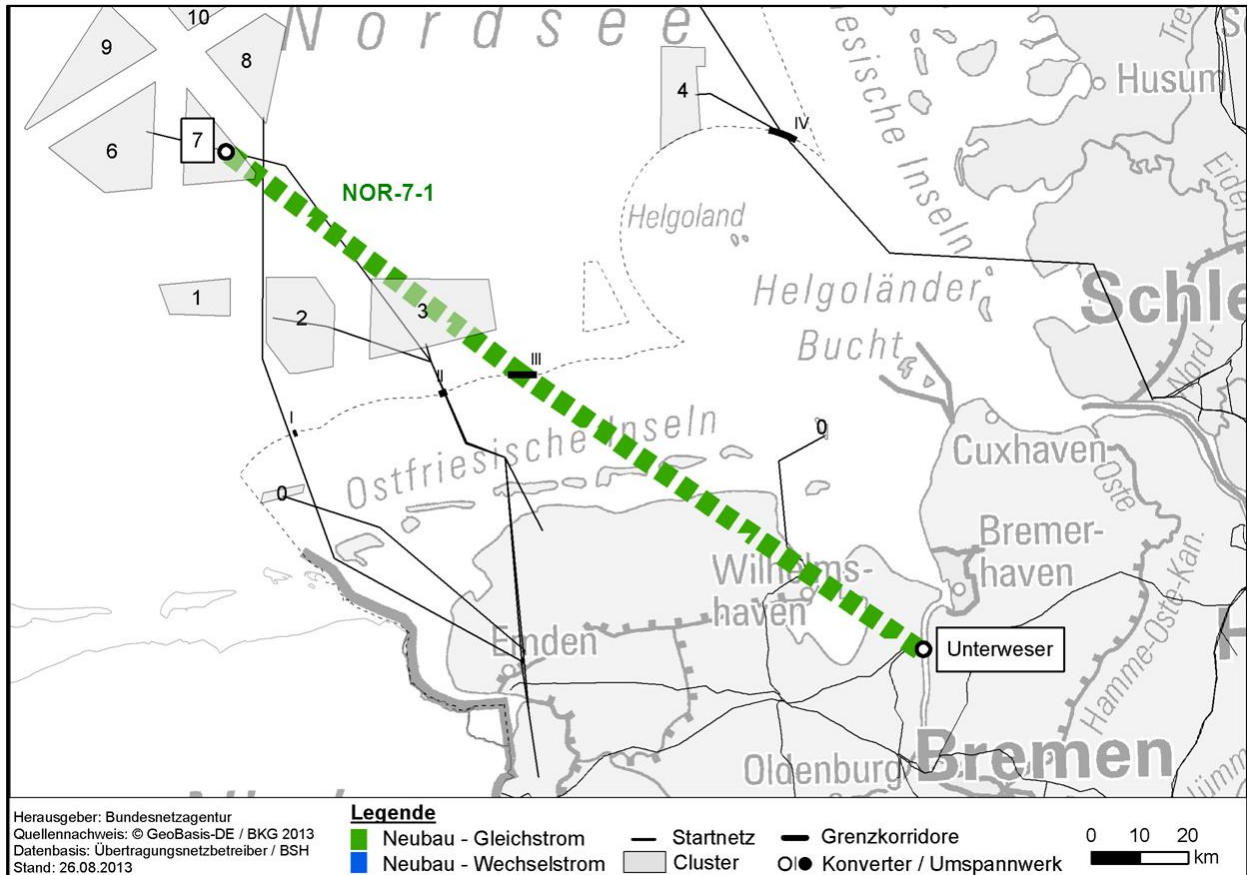
So würde man durch einen solchen Präzedenzfall (Begründung: Realisierungsfortschritt des OWP) die beiden bisher maßgeblichen Kriterien Küstennähe und Erzeugungspotential für die zeitliche Anbindung in der Nordsee zu stark entwerten. Cluster 1 und Cluster 3 befinden sich nämlich im Gegensatz zu Cluster 5 in der noch zu erschließenden Zone 1 und haben zudem ein deutlich höheres noch zu erschließendes Erzeugungspotential.

In der Konsultation wurde angemerkt, dass im Cluster 5 noch weitere Restkapazitäten bei der Bestimmung des Erzeugungspotentials zu berücksichtigen sind. Dies wird von der BNetzA zur Kenntnis genommen und bei der Fortschreibung gegebenenfalls berücksichtigt.

2.1.5 Projekt NOR-7-1: DC-Netzanbindungssystem NOR-7-1

Maßnahme 31: HGÜ-Verbindung NOR-7-1

Die Maßnahme 31 wird bestätigt.



Ziel des Projekts ist die Anbindung von OWP in der Nordsee in Cluster 7 (Zone 2).

Als NVP ist Unterweser vorgesehen, dessen Verfügbarkeit für 2019 geplant ist.

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

Ausgehend von der Konverterplattform in Cluster 7 in der AWZ führt die DC-Netzanbindung über den vom BSH vorgegebenen Grenzkorridor III durch das Küstenmeer im Raum Wangerooge zum NVP Unterweser.

Gemäß des BFO-N wird in Cluster 7 insgesamt eine Erzeugungsleistung durch OWP in Höhe von 1356 MW erwartet. In Übereinstimmung mit dem BFO-N soll die Erschließung mittels zwei Netzanbindungssystemen mit je 900 MW Übertragungskapazität erfolgen: Das Netzanbindungssystem NOR-7-1 und das Netzanbindungssystem NOR-7-2.

Trassenlänge: 230 km

Beginn der Umsetzung: 2017

Für den Beginn der Umsetzung ist die Beauftragung der Anbindungsleitung maßgeblich.

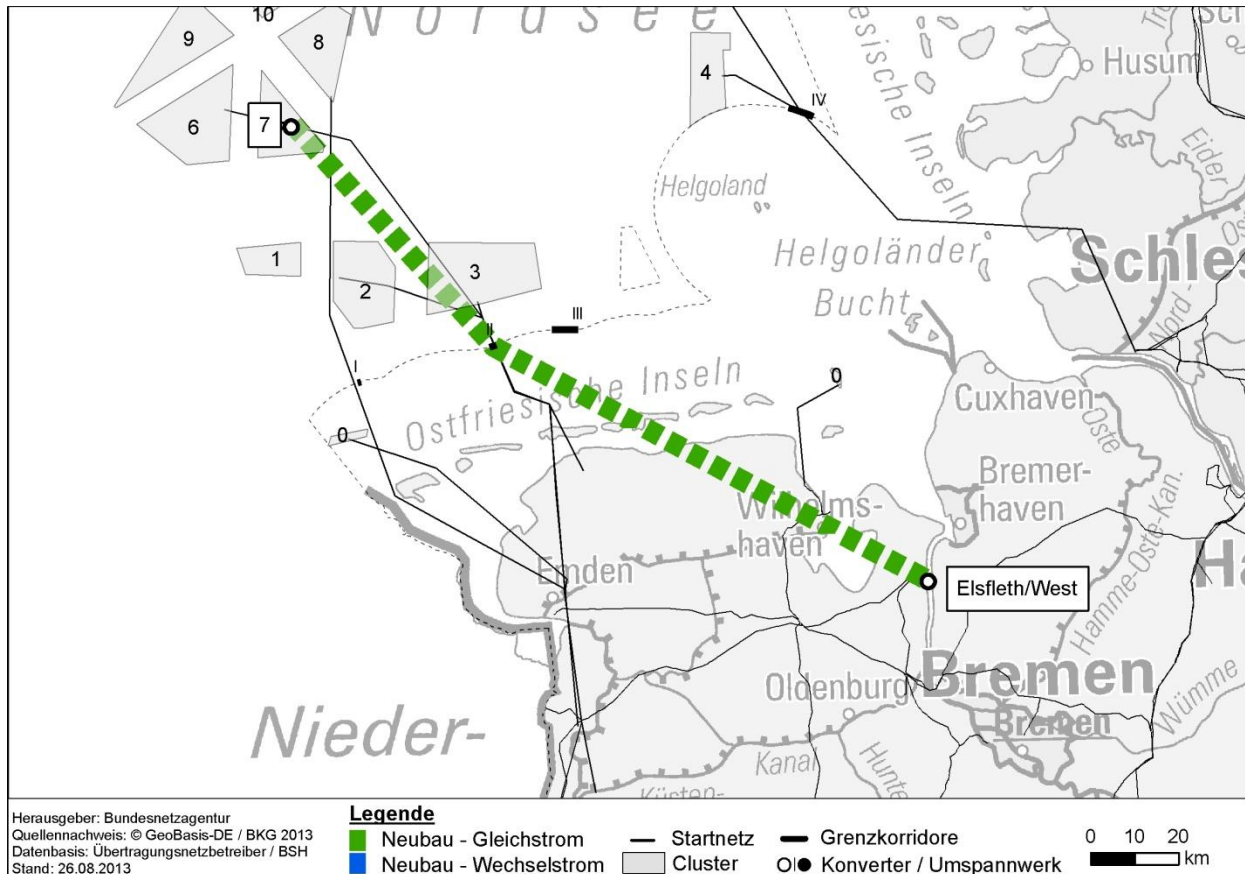
Geplante Inbetriebnahme: 2022

Im Unterschied zur Anbindungsleitung NOR-3-2, die ebenfalls zum NVP Unterweser führt, geht die BNetzA davon aus, dass sich die großen Unsicherheiten, die mit der Querung des Jade-Weser-Beckens verbunden sind, bis zum Beginn der Umsetzung in 2017 ausreichend klären lassen. Bei NOR-7-1 handelt es sich gerade nicht – wie ursprünglich bei NOR-3-2 – um die erste Anbindungsleitung, sondern um die dritte Anbindungsleitung im O-NEP 2013, d. h. im vorliegenden Fall haben alle Beteiligten für den Beginn der Umsetzung und die geplante Inbetriebnahme zwei Jahre mehr Zeit. In dieser Zeit müsste es auch möglich sein, zu prüfen, inwieweit die Querung des Jade-Weser-Beckens für die Anbindungsleitung NOR-7-1 überhaupt zwingend erforderlich ist.

2.1.6 Projekt NOR-7-2: DC-Netzanbindungssystem NOR-7-2

Maßnahme 32: HGÜ-Verbindung NOR-7-2

Die Maßnahme 32 wird noch nicht bestätigt.



Ziel des Projekts ist die Anbindung von OWP in der Nordsee in Cluster 7 (Zone 2).

Als NVP ist Elsfleth/West vorgesehen, dessen Verfügbarkeit für 2015 geplant ist.

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

Ausgehend von der Konverterplattform in Cluster 7 in der AWZ führt die DC-Netzanbindung über den vom BSH vorgegebenen Grenzkorridor II durch das Küstenmeer im Raum Norderney zum NVP Elsfleth/West.

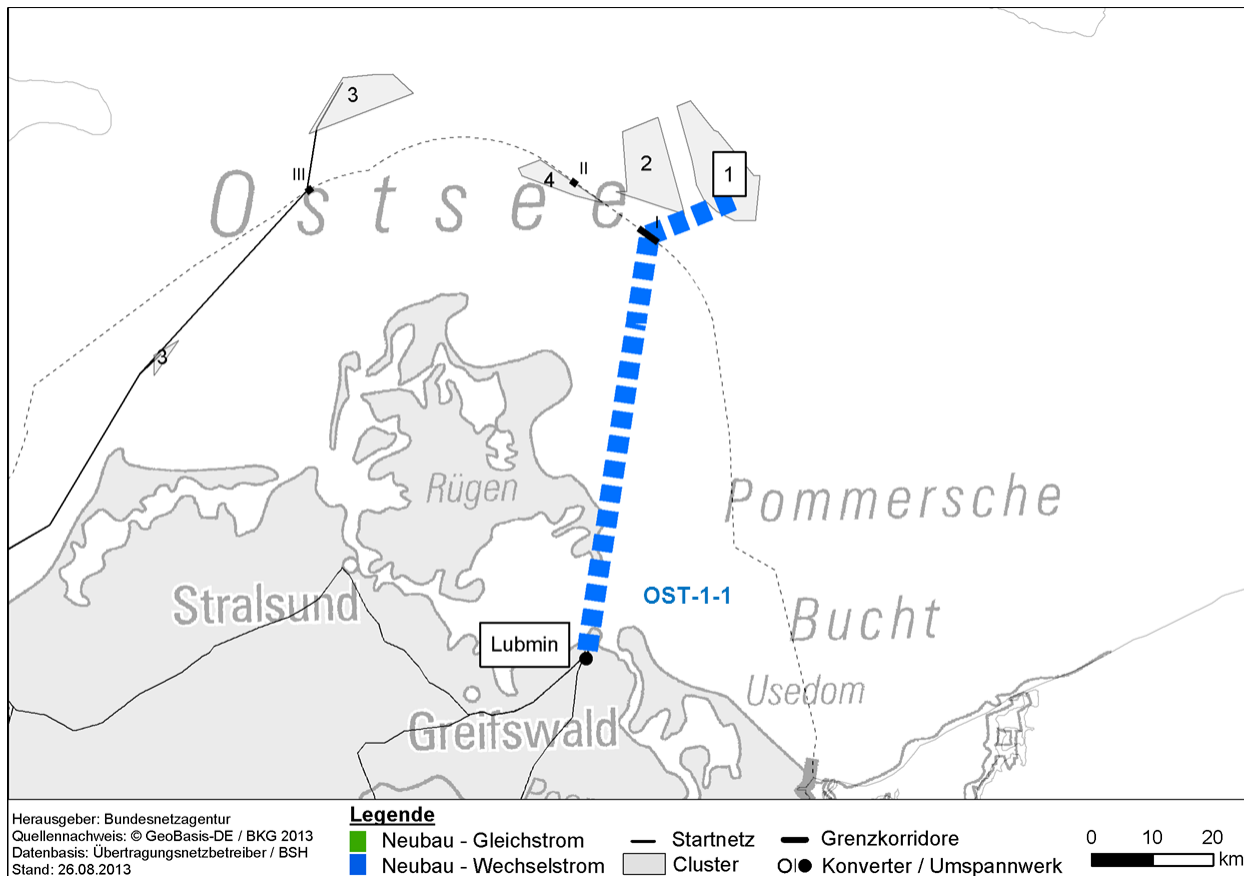
Gemäß des BFO-N wird in Cluster 7 insgesamt eine Erzeugungsleistung durch OWP in Höhe von 1356 MW erwartet. In Übereinstimmung mit dem BFO-N soll die Erschließung mittels zweier Netzanbindungssysteme mit je 900 MW Übertragungskapazität erfolgen: Das Netzanbindungssystem NOR-7-1 und das Netzanbindungssystem NOR-7-2.

Trassenlänge: 240 km

Aufgrund der vorzunehmenden Reduktion der anzunehmenden Offshore-Windstromerzeugung in der Nordsee, wie sie dem Szenario B2024 zu Grunde liegt, reduziert sich die Anzahl der Anbindungsleitungen von sechs auf vier. Das führt dazu, dass die in der zeitlichen Reihenfolge als sechste aufgeführte Anbindungsleitung NOR-7-2 gegenwärtig nicht bestätigt wird.

2.2 Maßnahmen in der Ostsee

2.2.1 Projekt OST-1-1: AC-Netzanbindungssystem Cluster 1 (Westlich Adlergrund)



Ziel des Projekts ist die Anbindung eines OWP in der Ostsee im Cluster 1 (Westlich Adlergrund) in der AWZ der Ostsee (Zone 1).

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

Das Projekt umfasst zwei Maßnahmen (M 51 und M 52).

Im Rahmen der ersten Maßnahme soll der NVP Lubmin erweitert und von dort eine AC-Verbindung auf einer Trasse zu dem in der Raumordnungsverordnung zur AWZ Ostsee festgelegten Grenzkorridor I an der Grenze des Küstenmeers zur AWZ hergestellt werden. In der AWZ soll die erste Maßnahme an einem Bündelungspunkt, an dem perspektivisch eine AC-Sammelplattform errichtet werden kann, enden.

Im Rahmen der zweiten Maßnahme soll von dort aus die AC-Verbindung durch einen AC-Anschluss mit der Umspannplattform eines OWP verbunden werden. Dazu sollen auch die für den AC-Anschluss erforderlichen Anlagen auf der Umspannplattform untergebracht werden.

Durch das so entstehende AC-Netzanbindungssystem soll die im OWP erzeugte elektrische Energie in das Übertragungsnetz an Land eingespeist werden.

Maßnahme 51: AC-Verbindung

Die Maßnahme 51 wird bestätigt.

Trassenlänge: 85 km

Beginn der Umsetzung: 2014

Für den Beginn der Umsetzung ist die Beauftragung der Anbindungsleitung zu Grunde zu legen.

Geplante Inbetriebnahme: 2017

Maßnahme 52: AC-Anschluss

Die Maßnahme 52 wird bestätigt.

Trassenlänge: 15 km

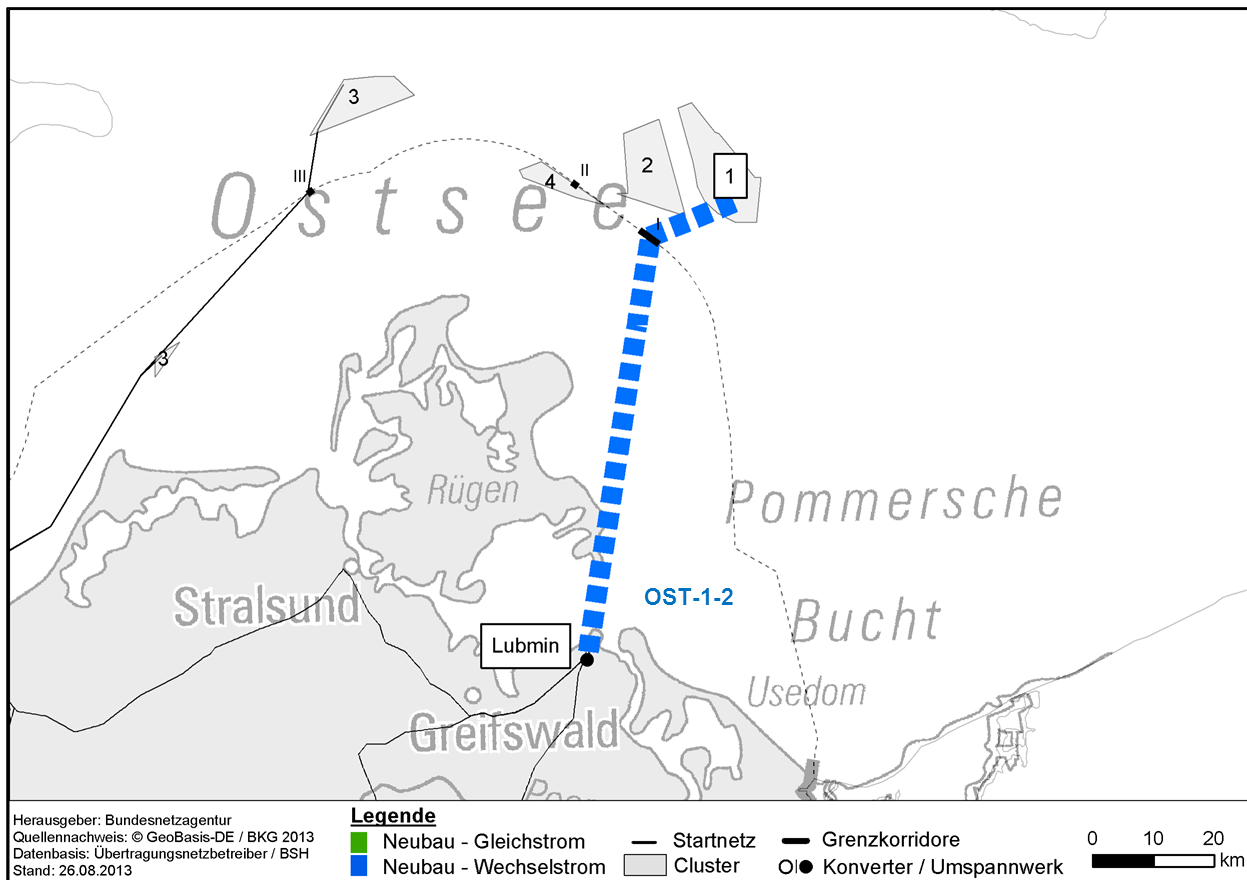
Die Angabe ist als durchschnittliche Trassenlänge eines AC-Anschlusses zwischen der AC-Verbindung und der Umspannplattform eines OWP zu verstehen. Eine exakte Trassenlänge kann erst angegeben werden, sobald einem konkreten OWP durch die BNetzA eine Netzanschlusskapazität zugewiesen wurde.

Geplanter Beginn der Umsetzung: Die Zeiträume für den Beginn und die Fertigstellung des AC-Anschlusses hängen von der Zuweisung der Netzanschlusskapazität auf der AC-Verbindung an einen konkreten OWP durch die BNetzA ab.

Mit dem O-NEP verfolgt der Gesetzgeber konsequent das Konzept der Sammelanbindung von OWP. Der Bau von Anbindungsleitungen ist nicht mehr auf die Anbindung von bestimmten OWP gerichtet, sondern dient der Anbindung von Clustern. Die Windparks erhalten erst im Rahmen eines Zuweisungsverfahrens nach § 17d Abs. 3. S. 1 EnWG Kapazität.

Konsequenz dessen ist, dass der ÜNB dafür Sorge zu tragen hat, dass die zum Land führenden Kabel nicht exklusiv für die Einspeisung bestimmter OWP reserviert sind, sondern Restkapazitäten auch anderen – z.B. später realisierten – OWP zur Verfügung gestellt werden können. Etwas anderes ließe sich mit dem Grundsatz eines effizienten Netzausbaus nicht vereinbaren.

2.2.2 Projekt OST-1-2: AC-Netzanbindungssystem Cluster 1 (Westlich Adlergrund)



Ziel des Projekts ist die Anbindung eines OWP in der Ostsee im Cluster 1 (Westlich Adlergrund) in der AWZ der Ostsee (Zone 1).

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

Das Projekt umfasst zwei Maßnahmen (M 53 und M 54).

Im Rahmen der ersten Maßnahme soll der NVP Lubmin erweitert und von dort eine AC-Verbindung auf einer Trasse zu dem in der Raumordnungsverordnung zur AWZ Ostsee festgelegten Grenzkorridor I an der Grenze des Küstenmeers zur AWZ hergestellt werden. In der AWZ soll die erste Maßnahme an einem Bündelungspunkt, an dem perspektivisch eine AC-Sammelplattform errichtet werden kann, enden.

Im Rahmen der zweiten Maßnahme soll von dort aus die AC-Verbindung durch einen AC-Anschluss mit der Umspannplattform eines OWP verbunden werden. Dazu sollen auch die für den AC-Anschluss erforderlichen Anlagen auf der Umspannplattform untergebracht werden.

Durch das so entstehende AC-Netzanbindungssystem soll die im OWP erzeugte elektrische Energie in das Übertragungsnetz an Land eingespeist werden.

Maßnahme 53: AC-Verbindung

Die Maßnahme 53 wird bestätigt.

Trassenlänge: 85 km

Beginn der Umsetzung: 2014

Für den Beginn der Umsetzung ist die Beauftragung der Anbindungsleitung maßgeblich.

Geplante Inbetriebnahme: 2017

Maßnahme 54: AC-Anschluss

Die Maßnahme 54 wird bestätigt.

Trassenlänge: 15 km

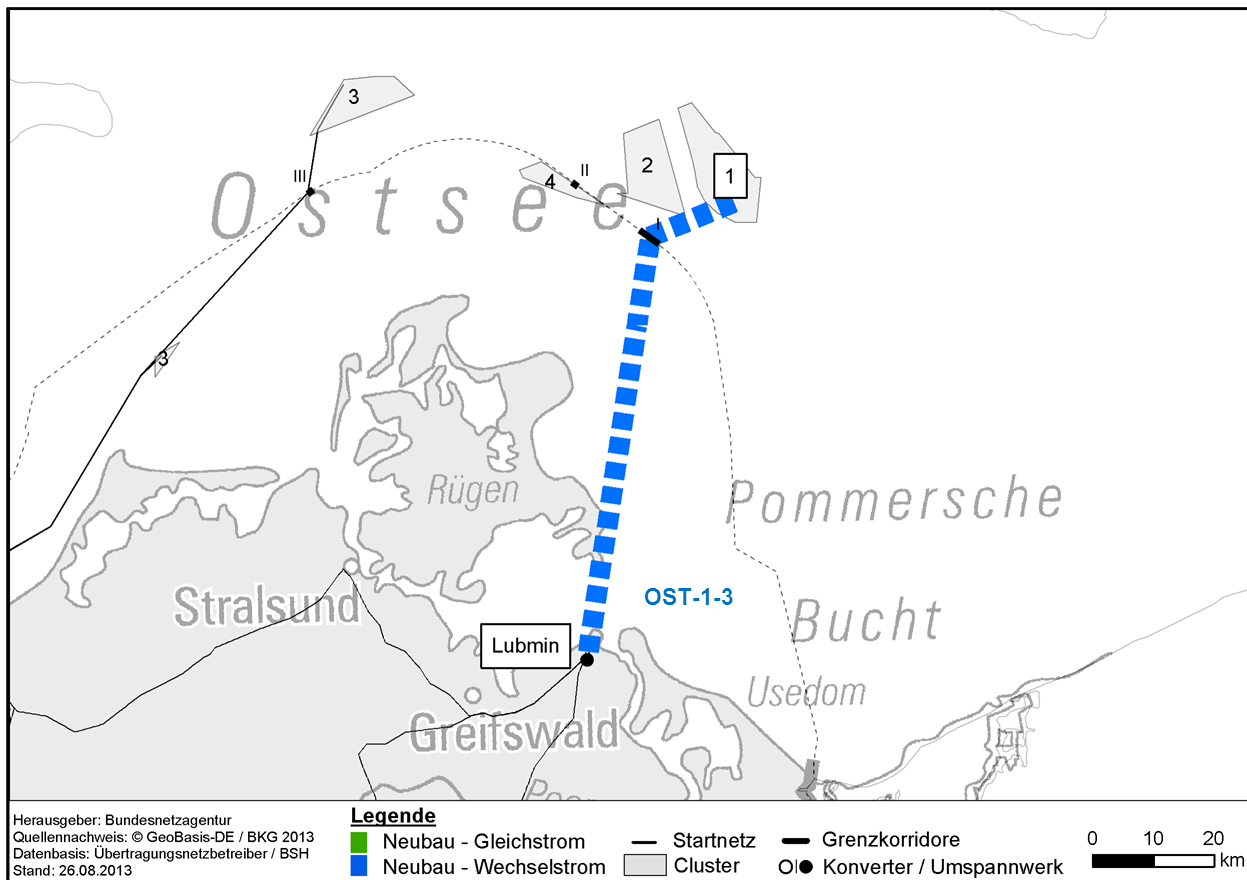
Die Angabe ist als durchschnittliche Trassenlänge eines AC-Anschlusses zwischen der AC-Verbindung und der Umspannplattform eines OWP zu verstehen. Eine exakte Trassenlänge kann erst angegeben werden, sobald einem konkreten OWP durch die BNetzA eine Netzanschlusskapazität zugewiesen wurde.

Geplanter Beginn der Umsetzung: Die Zeiträume für den Beginn und die Fertigstellung des AC-Anschlusses hängen von der Zuweisung der Netzanschlusskapazität auf der AC-Verbindung an einen konkreten OWP durch die BNetzA ab.

Mit dem O-NEP verfolgt der Gesetzgeber konsequent das Konzept der Sammelanbindung von OWP. Der Bau von Anbindungsleitungen ist nicht mehr auf die Anbindung von bestimmten OWP gerichtet, sondern dient der Anbindung von Clustern. Die Windparks erhalten erst im Rahmen eines Zuweisungsverfahrens nach § 17d Abs. 3. S. 1 EnWG Kapazität.

Konsequenz dessen ist, dass der ÜNB dafür Sorge zu tragen hat, dass die zum Land führenden Kabel nicht exklusiv für die Einspeisung bestimmter OWP reserviert sind, sondern Restkapazitäten auch anderen – z.B. später realisierten – OWP zur Verfügung gestellt werden können. Etwas anderes ließe sich mit dem Grundsatz eines effizienten Netzausbaus nicht vereinbaren.

2.2.3 Projekt OST-1-3: AC-Netzanbindungssystem Cluster 1 (Westlich Adlergrund)



Ziel des Projekts ist die Anbindung eines OWP in der Ostsee im Cluster 1 (Westlich Adlergrund) in der AWZ der Ostsee (Zone 1).

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

Das Projekt umfasst zwei Maßnahmen (M 55 und M 56).

Im Rahmen der ersten Maßnahme soll der NVP Lubmin erweitert und von dort eine AC-Verbindung auf einer Trasse zu dem in der Raumordnungsverordnung zur AWZ Ostsee festgelegten Grenzkorridor I an der Grenze des Küstenmeers zur AWZ hergestellt werden. In der AWZ soll die erste Maßnahme an einem Bündelungspunkt, an dem perspektivisch eine AC-Sammelplattform errichtet werden kann, enden.

Im Rahmen der zweiten Maßnahme soll von dort aus die AC-Verbindung durch einen AC-Anschluss mit der Umspannplattform eines OWP verbunden werden. Dazu sollen auch die für den AC-Anschluss erforderlichen Anlagen auf der Umspannplattform untergebracht werden.

Durch das so entstehende AC-Netzanbindungssystem soll die im OWP erzeugte elektrische Energie in das Übertragungsnetz an Land eingespeist werden.

Maßnahme 55: AC-Verbindung

Die Maßnahme 55 wird bestätigt.

Trassenlänge: 85 km

Beginn der Umsetzung: 2015

Für den Beginn der Umsetzung ist die Beauftragung der Anbindungsleitung zu Grunde zu legen.

Geplante Inbetriebnahme: 2018

Maßnahme 56: AC-Anschluss

Die Maßnahme 56 wird bestätigt.

Trassenlänge: 15 km

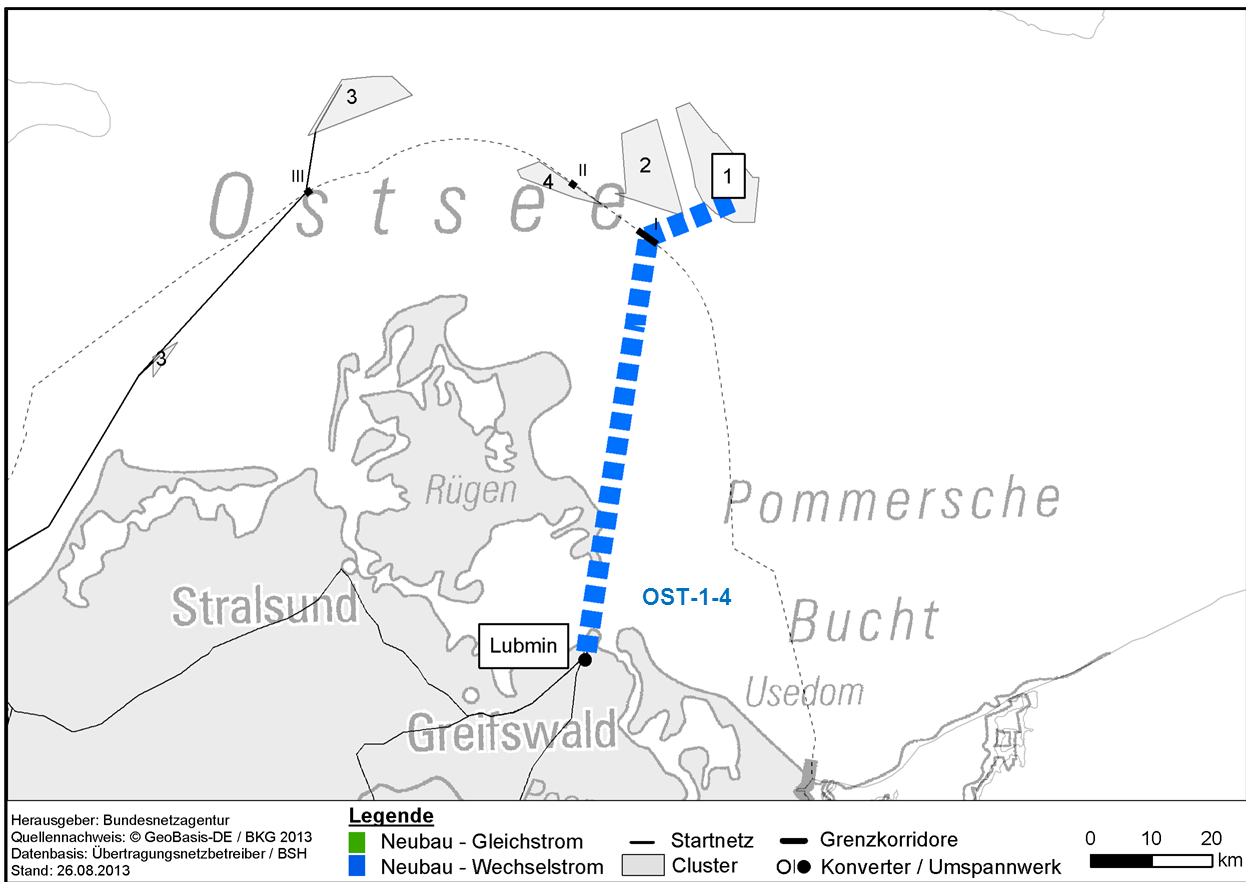
Die Angabe ist als durchschnittliche Trassenlänge eines AC-Anschlusses zwischen der AC-Verbindung und der Umspannplattform eines OWP zu verstehen. Eine exakte Trassenlänge kann erst angegeben werden, sobald einem konkreten OWP durch die BNetzA eine Netzanschlusskapazität zugewiesen wurde.

Geplanter Beginn der Umsetzung: Die Zeiträume für den Beginn und die Fertigstellung des AC-Anschlusses hängen von der Zuweisung der Netzanschlusskapazität auf der AC-Verbindung an einen konkreten OWP durch die BNetzA ab.

Mit dem O-NEP verfolgt der Gesetzgeber konsequent das Konzept der Sammelanbindung von OWP. Der Bau von Anbindungsleitungen ist nicht mehr auf die Anbindung von bestimmten OWP gerichtet, sondern dient der Anbindung von Clustern. Die Windparks erhalten erst im Rahmen eines Zuweisungsverfahrens nach § 17d Abs. 3, S. 1 EnWG Kapazität.

Konsequenz dessen ist, dass der ÜNB dafür Sorge zu tragen hat, dass die zum Land führenden Kabel nicht exklusiv für die Einspeisung bestimmter OWP reserviert sind, sondern Restkapazitäten auch anderen – z.B. später realisierten – OWP zur Verfügung gestellt werden können. Etwas anderes ließe sich mit dem Grundsatz eines effizienten Netzausbaus nicht vereinbaren.

2.2.4 Projekt OST-1-4: AC-Netzanbindungssystem Cluster 1 (Westlich Adlergrund)



Ziel des Projekts ist die Anbindung eines OWP in der Ostsee im Cluster 1 (Westlich Adlergrund) in der AWZ der Ostsee (Zone 1).

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

Das Projekt umfasst zwei Maßnahmen (M 57 und M 58).

Im Rahmen der ersten Maßnahme soll der NVP Lubmin erweitert und von dort eine AC-Verbindung auf einer Trasse zu dem in der Raumordnungsverordnung zur AWZ Ostsee festgelegten Grenzkorridor I an der Grenze des Küstenmeers zur AWZ hergestellt werden. In der AWZ soll die erste Maßnahme an einem Bündelungspunkt, an dem perspektivisch eine AC-Sammelplattform errichtet werden kann, enden.

Im Rahmen der zweiten Maßnahme soll von dort aus die AC-Verbindung durch einen AC-Anschluss mit der Umspannplattform eines OWP verbunden werden. Dazu sollen auch die für den AC-Anschluss erforderlichen Anlagen auf der Umspannplattform untergebracht werden. Durch das so entstehende AC-Netzanbindungssystem soll die im OWP erzeugte elektrische Energie in das Übertragungsnetz an Land eingespeist werden.

Maßnahme 57: AC-Verbindung

Die Maßnahme 57 wird bestätigt.

Trassenlänge: 85 km

Beginn der Umsetzung: 2015

Für den Beginn der Umsetzung ist die Beauftragung der Anbindungsleitung maßgeblich.

Geplante Inbetriebnahme: 2018

Maßnahme 58: AC-Anschluss

Die Maßnahme 58 wird bestätigt.

Trassenlänge: 15 km

Die Angabe ist als durchschnittliche Trassenlänge eines AC-Anschlusses zwischen der AC-Verbindung und der Umspannplattform eines OWP zu verstehen. Eine exakte Trassenlänge kann erst angegeben werden, sobald einem konkreten OWP durch die BNetzA eine Netzanschlusskapazität zugewiesen wurde.

Geplanter Beginn der Umsetzung: Die Zeiträume für den Beginn und die Fertigstellung des AC-Anschlusses hängen von der Zuweisung der Netzanschlusskapazität auf der AC-Verbindung an einen konkreten OWP durch die BNetzA ab.

Mit dem O-NEP verfolgt der Gesetzgeber konsequent das Konzept der Sammelanbindung von OWP. Der Bau von Anbindungsleitungen ist nicht mehr auf die Anbindung von bestimmten OWP gerichtet, sondern dient der Anbindung von Clustern. Die Windparks erhalten erst im Rahmen eines Zuweisungsverfahrens nach § 17d Abs. 3. S. 1 EnWG Kapazität.

Konsequenz dessen ist, dass der ÜNB dafür Sorge zu tragen hat, dass die zum Land führenden Kabel nicht exklusiv für die Einspeisung bestimmter OWP reserviert sind, sondern Restkapazitäten auch anderen – z.B. später realisierten – OWP zur Verfügung gestellt werden können. Etwas anderes ließe sich mit dem Grundsatz eines effizienten Netzausbaus nicht vereinbaren.

Rechtsmittelbelehrung

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

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

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

Bonn, den 19.12.2013

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Cluster für OWP und Grenzkorridore in der Nordsee	12
Abbildung 2: Cluster für OWP und Grenzkorridore in der Ostsee	13
Abbildung 3: Start-Offshorenetz deutsche Nordsee für den O-NEP 2013	39
Abbildung 4: Start-Offshorenetz deutsche Ostsee für den O-NEP 2013	39
Abbildung 5: Deutsche Nordsee mit Entfernungszonen.....	41
Abbildung 6: Deutsche Ostsee mit Entfernungszone	41
Abbildung 7: Bestätigte Maßnahmen in der Nordsee im O-NEP 2013	71
Abbildung 8: Bestätigte Maßnahmen in der Ostsee im O-NEP 2013.....	72

Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating current
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BFO-N	Bundesfachplan Offshore für die AWZ der Nordsee
BFO-O	Bundesfachplan Offshore für die AWZ der Ostsee
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
DC	Direct current
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GW	Gigawatt
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
kV	Kilovolt
MW	Megawatt
NEP	Netzentwicklungsplan
NVP	Netzverknüpfungspunkte
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
OWP	Offshore-Windpark
SO & AF	Scenario Outlook and System Adequacy Forecast

TYNDP

Ten Year Network Development Plan

ÜNB

Übertragungsnetzbetreiber

Glossar

Begriff	Erläuterung
(n-0)-Fall	Mit dem (n-0)-Fall oder Zustand wird der ungestörte Normalbetrieb eines Netzes beschrieben. In Anlehnung an das (n-1)-Kriterium meint dies, dass keine Komponente ausgefallen oder abgeschaltet ist.
(n-1)-Kriterium	Der Grundsatz der (n-1)-Sicherheit in der Netzplanung besagt, dass in einem Netz die Netzsicherheit auch dann gewährleistet bleibt, wenn eine Komponente, etwa ein Transformator oder ein Stromkreis, ausfällt oder abgeschaltet wird. Das heißt, es darf in diesem Fall nicht zu unzulässigen Versorgungsunterbrechungen oder einer Ausweitung der Störung kommen. Außerdem muss die Spannung innerhalb der zulässigen Grenzen bleiben und die verbleibenden Betriebsmittel dürfen nicht überlastet werden. Diese allgemein anerkannte Regel der Technik gilt grundsätzlich auf allen Netzebenen. Im Verteilnetz werden allerdings je nach Kundenstruktur Versorgungsunterbrechungen in Grenzen toleriert, wenn sie innerhalb eines definierten Zeitraums behoben werden können. Andererseits wird in empfindlichen Bereichen des Übertragungsnetzes sogar ein über das (n-1)-Kriterium hinausgehender Maßstab angelegt: Etwa wenn besonders sensible Kunden wie Werke der Chemie- oder Stahlindustrie versorgt werden oder wenn ein Ausfall eine großflächigere Störung oder eine Gefahrensituation nach sich ziehen würde. Hier wird das Netz so ausgelegt, dass auch bei betriebsbedingter Abschaltung eines Elements und zeitgleichem Ausfall eines weiteren die Netzsicherheit gewährleistet bleibt.
(n-2)-Kriterium	Ähnlich wie das (n-1)-Kriterium, jedoch mit zwei ausgefallenen Leitungsabschnitten (siehe (n-1)-Kriterium).
AC	Abkürzung für „alternating current“ (= Wechselstrom)
Anhörungsverfahren	Teil des Planfeststellungsverfahrens, in dem den Beteiligten Gelegenheit gegeben wird, sich vor der Entscheidung zu äußern. Das Anhörungsverfahren umfasst die öffentliche Auslegung der Planunterlagen, die schriftliche Beteiligung der Behörden und derjenigen, deren Belange durch das Vorhaben berührt werden, sowie in der Regel einen Erörterungstermin.

Anlagen (Energieanlagen)	Anlagen zur Erzeugung, Speicherung, Fortleitung oder Abgabe von Energie, soweit sie nicht lediglich der Übertragung von Signalen dienen. Dies schließt die Verteileranlagen der Letztverbraucher sowie bei der Gasversorgung auch die letzte Absperrereinrichtung vor der Verbrauchsanlage ein, § 3 Nr. 15 EnWG.
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone, 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.
Bedarfsgerechtigkeit	Nach oben begrenzt wird der Ausbau für ein sicheres Netz von der Bedarfsgerechtigkeit. Nicht jede Maßnahme, die die Sicherheit erhöhen würde, ist auch bedarfsgerecht, also notwendig im Rahmen der anstehenden Übertragungsaufgaben.
Belang	Jedes schutzwürdige Interesse rechtlicher, wirtschaftlicher oder ideeller Natur.
Beteiligte	Bürger sowie kollektive Akteure wie Vereine, Verbände, Interessenvertretungen und ggf. Kommunen, die in unterschiedlichem Umfang und zu verschiedenen Zeitpunkten und Themen bzw. Fragen in den Planungs- und Entscheidungsprozess der Vorhabenentwicklung einbezogen werden.
Betriebsführung	Die Betriebsführung ist der Oberbegriff für die Netzführung und die Wartung und Instandhaltung aller Betriebsmittel des Netzes.
Bilanzkreisvertrag	Der Bilanzkreisvertrag wird zwischen (Sub-)Bilanzkreisverantwortlichem (Lieferant) und ÜNB geschlossen. Gegenstand des Vertrages ist die Führung und Abwicklung des Bilanzkreises und Erfassung der Energielieferung für alle angemeldeten Teilnehmer.
Blindleistung	Blindleistung ist die elektrische Leistung, die zum Aufbau von magnetischen Feldern (z. B. in Motoren, Transformatoren) oder von elektrischen Feldern (z. B. in Kondensatoren) benötigt wird, die aber nicht wie Wirkleistung nutzbar ist. Vielfach entsteht diese Blindleistung auch unerwünscht und muss gezielt kompensiert werden.
Blindleistungskompensation	Bei der Blindleistungskompensation wird die nicht nutzbare Leistung im Netz reduziert.
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
Bruttoendenergieverbrauch	Der Bruttoendenergieverbrauch nach EU Richtlinie 2009/28/EG errechnet sich aus dem Endenergieverbrauch beim Letztverbraucher und den Verlusten in den Erzeugungsanlagen und beim Transport.
BSH	Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) 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.
Bundesbedarfsplan	Gesetzliche Festsetzung der Liste notwendiger Höchstspannungsleitungen in zehn Jahren. Derzeit auf Basis des Netzentwicklungsplan.
BFO	Eine Fachplanung, in Zuständigkeit des <i>BSH</i> , 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.
Bundesfachplanung	Ein der Raumordnung ähnelndes Verfahren zur Bestimmung der Trassenkorridore.
Bürgerbeteiligung	Teilhabe oder Mitgestaltung der Bürger an einem Planungs- und Entscheidungsprozess durch Information, Konsultation oder Kooperation, wobei gesetzlich vorgeschriebene und darüber hinausgehende informelle Beteiligungsformen möglich sind. Das schließt auch die Repräsentation von Bürgern durch Interessenvertretungen, Verbände, Projektbeiräte usw. ein.
Cluster	Unter einem Cluster sind Offshore-Windparks zu verstehen, die regelmäßig in einem räumlichen Zusammenhang stehen.

CO ₂	Kohlendioxid (CO ₂) übersteigt in seiner Quantität die anderen fünf anthropogenen (d.h. vom Menschen verursachten) Treibhausgase bei weitem. In Deutschland machte sein Anteil an den sechs Kyoto-Gasen im Jahr 2000 ca. 90 % aus. CO ₂ -Emissionen entstehen vor allem bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe. Es entsteht aber auch in Prozessen bei der Produktion z.B. von Zement, Kalk oder Glas. Die CO ₂ -Konzentration in der Atmosphäre steigt jährlich um 0,5 % an.
DC	Abkürzung für „direct current“ (= Gleichstrom)
Drehstrom	Kurzform von „Dreiphasenwechselstrom“; siehe Wechselstrom
Druckluftspeicher, adiabate	Bei einem Druckluftspeicher wird bei einem Energieüberschuss Luft komprimiert und damit Energie gespeichert. Bei hohem Energieverbrauch wird die Luft wieder entspannt und treibt eine Turbine an. Beim adiabatischen Druckluftspeicher wird zusätzlich die beim Komprimieren entstandene Wärme gespeichert und beim Entspannen wieder genutzt, um ein Vereisen der Turbine zu verhindern. Damit ist theoretisch ein höherer Wirkungsgrad möglich, falls die Zeit zwischen Komprimieren und Entspannen kurz genug ist.
EEG	Siehe Erneuerbare-Energien-Gesetz; Gesetz zur Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien.
EEG-Umlage	Mit der EEG-Umlage werden die Kosten, die aus der Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen entstehen, auf die Stromendverbraucher verteilt. Die Höhe des Umlagebetrages ergibt sich aus dem Unterschied der Einnahmen und Ausgaben, die bei der Verwertung des EEG-Stroms aus Erneuerbaren Energiequellen entstehen.
EG	Europäische Gemeinschaft
Eignungsgebiet	Eignungsgebiete sind in Raumordnungsplänen festgelegte Gebiete, in denen nach § 8 Abs. 7 Nr. 3 ROG bestimmten raumbedeutsamen Maßnahmen oder Nutzungen, die städtebaulich nach § 35 BauGB zu beurteilen sind, andere raumbedeutsame Belange nicht entgegenstehen, wobei diese Maßnahmen oder Nutzungen an anderer Stelle im Planungsraum ausgeschlossen sind.
Einspeisemanagement	Maßnahmen zur Stabilisierung der Stromnetze durch Eingriffe in den Betrieb von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien.

Einspeisepunkt/ Einspeisestelle (Gas)	Ort, an dem das zu transportierende Erdgas in das Netz des Netzbetreibers eintritt.
Einwendung	Form- und fristgebundene Äußerung eines Bürgers oder sonstigen Teils der Öffentlichkeit im Rahmen des formellen Anhörungsverfahrens und im Rahmen der Bundesfachplanung.
Elektrischer Strom	Gibt die Anzahl der elektrischen Ladungsträger an, die in einem bestimmten Zeitraum durch einen elektrischen Leiter fließen.
Emissionen	Ein Austrag von Störfaktoren (z.B. elektromagnetischen Feldern, Schadstoffen,...) in die Umwelt.
Endenergie	Endenergie ist der Teil der Primärenergie, der den Verbraucher nach Abzug von Übertragungs- und Umwandlungsverlusten erreicht und der dann zum Beispiel für Heizung, Warmwasser und Lüftung zur Verfügung steht. Endenergieformen sind z.B. Fernwärme, elektrischer Strom, Kohlenwasserstoffe wie Benzin, Kerosin, Heizöl oder Holz und verschiedene Gase wie Erdgas, Biogas und Wasserstoff.
Endenergieverbrauch	Als Endenergieverbrauch wird die Verwendung von Energieträgern in einzelnen Verbrauchersektoren bezeichnet, sofern sie unmittelbar zur Erzeugung von Nutzenergie oder für Energiedienstleistungen eingesetzt werden.
Energie	Nach § 3 Nr. 14 EnWG bezeichnet Energie Elektrizität und Gas, soweit sie zur leitungsgebundenen Energieversorgung verwendet werden.
Energieanlagen	Anlagen zur Erzeugung, Speicherung, Fortleitung oder Abgabe von Energie, soweit sie nicht lediglich der Übertragung von Signalen dienen. Dies schließt die Verteileranlagen der Letztverbraucher sowie bei der Gasversorgung auch die letzte Absperrereinrichtung vor der Verbrauchsanlage ein (§ 3 Nr. 15 EnWG).
Energieträger	Energieträger sind Stoffe, in denen Energie mechanisch, thermisch, chemisch oder physikalisch gespeichert ist.
Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)	Mit der zweiten Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) setzt die Bundesregierung das EU-Gemeinschaftsrecht für die leitungsgebundene Energieversorgung in nationales Recht um. Zweck des EnWG ist gemäß § 1 Abs. 2 EnWG, die "möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas".

EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz; Im EnLAG sind 24 Netzausbauprojekte benannt, die vordringlich realisiert werden müssen, um die Netze an die veränderten Erzeugungsstrukturen anzupassen. Bei einem Teil der Projekte sind jedoch bereits Verzögerungen eingetreten.
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity; Das ist der europäische Verband der ÜNB für Elektrizität. Er umfasst 41 ÜNB 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.
Erdgas	Unter Erdgas werden natürlich in der Erde vorkommende oder an der Erdoberfläche austretende brennbare Gase unterschiedlicher chemischer Zusammensetzung verstanden.
Erdkabel	Unterirdische, isolierte Leitungsführung. Dabei sind verschiedene Bauausführungen denkbar, z. B. Verlegung in Gräben oder in Tunnelbauwerken.
Erneuerbare Energien (EE)	Erneuerbare Energien - auch regenerative oder alternative Energien genannt - sind Energieträger/-quellen, die nachwachsen können oder aufgrund der natürlichen Gegebenheiten vorhanden sind, wie z. B. Sonne und Wind. Nach § 3 Nr. 3 EEG sind Erneuerbare Energien Wasserkraft einschließlich der Wellen-, Gezeiten-, Salzgradienten- und Strömungsenergie, Windenergie, solare Strahlungsenergie, Geothermie, Energie aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie.
Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)	Das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) regelt die Vorrang-Abnahmepflicht erneuerbarer Energien durch die Netzbetreiber, die (degressiven) Vergütungssätze der einzelnen Erzeugungsarten wie auch das Umlageverfahren der resultierenden Mehrkosten auf alle Stromabnehmer.
Erörterungstermin	Termin zur Erörterung der im Rahmen der Bundesfachplanung und Planfeststellungsverfahren erhobenen Einwendungen und abgegebenen Stellungnahmen mit dem Ziel, diese auszuräumen bzw. zu be-

rücksichtigen.

Fluss, physikalischer	Physikalische (Leistungs-)Flüsse sind die tatsächlich auftretenden Netto-Strom-Flüsse, die sich aufgrund der aktuellen Erzeugungs- und Verbrauchssituation sowie den Einstellungen der aktiven Netzelemente einstellen. Bei der Erstellung des Netzentwicklungsplanes ergeben sie sich aus den Netzberechnungen. Zumeist unterscheiden sie sich von den Handelsflüssen, da sich Handelsflüsse in unterschiedlichen Richtungen gegeneinander aufheben können (siehe auch Handelsfluss).
Formelle Beteiligung	Nach den jeweils anwendbaren Rechts- und Verfahrensvorschriften ist die formelle Beteiligung eine verbindlich geregelte Form der Beteiligung eines bestimmten Kreises von Personen als Teil eines Verwaltungsverfahrens.
Freileitung	Die Gesamtheit einer Anlage zur oberirdischen Fortleitung von elektrischer Energie, bestehend aus Stützpunkten und Leitungsteilen. Stützpunkte umfassen Masten, deren Gründungen und Erdungen. Leitungsteile umfassen oberirdisch verlegte Leiter (Leiterseile) und Isolatoren jeweils mit Zubehörteilen.
Gebietstypen (Raumordnungspläne)	Festlegungen in den Raumordnungsplänen sind nach Vorranggebieten, Vorbehaltsgebieten und Eignungsgebieten differenziert. Es handelt sich dabei um Instrumente der Flächenvorsorge der Raumordnung, die die Nutzung von Gebieten für bestimmte Nutzungsarten vorhalten und entgegenstehende Nutzungen ausschließen oder einschränken.
Generator	Ein Generator wandelt mechanische Energie (Bewegungsenergie, d.h. Energie, die aufgewendet wird, um einen Körper in Bewegung zu setzen) in elektrische Energie um.
Geothermie	Die Geothermie oder Erdwärme ist die im zugänglichen Teil der Erdkruste gespeicherte Wärme. Sie umfasst die in der Erde gespeicherte Energie, soweit sie entzogen und genutzt werden kann, und zählt zu den regenerativen Energien. Sie kann sowohl direkt genutzt werden, etwa zum Heizen und Kühlen im Wärmemarkt (Wärmepumpenheizung), als auch zur Erzeugung von elektrischem Strom.
Gleichstrom	Elektrischer Strom, dessen Stärke und Richtung sich nicht ändert. Gleichstrom fließt z. B. aus Batterien.

Handelsfluss	Handelsflüsse ergeben sich als Ergebnis des nationalen und internationalen Stromhandels. Kauft z.B. ein Stromhändler aus dem Ausland in Deutschland Strom ein, so ergibt sich ein Handelsfluss von Deutschland in das betreffende Ausland (siehe auch Fluss, physikalischer).
HGÜ	siehe Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung.
HGÜ-Korridor	Als HGÜ-Korridor wird eine Trasse für Leitungen in Gleichstromtechnik bezeichnet. Ein solcher Korridor kann mehrere Gleichstromleitungen enthalten. Dies ist analog zu einer Trasse in Wechselstromtechnik, welche aus mehreren Stromkreise bestehen kann.
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).
Hochspannungsnetz (HS-Netz)	Das Hochspannungsnetz, das meist eine Betriebsspannung von 110kV hat, dient dem regionalen Transport in ländlichen Gebieten bzw. der innerstädtischen Verteilung in Ballungsräumen. Teilweise sind größere Abnehmer an das Hochspannungsnetz angeschlossen.
Hochtemperaturleiterseile (HTLS)	Leiterseile, die gegenüber konventionellen, bereits in Betrieb befindlichen Leiterseilen für deutlich höhere Betriebstemperaturen (>80°C) ausgelegt sind, und damit höhere Leistungen übertragen können.
Informelle Beteiligung	Jede Maßnahme, die über die vorgeschriebenen Maßnahmen der formellen Beteiligung hinausgeht und die Teilhabe der Öffentlichkeit (Bürger) an einemungsverfahren sinnvoll ergänzt und erweitert; Maßnahmen der informellen Beteiligung sind nicht rechtlich festgelegt und können der jeweiligen Situation flexibel angepasst werden (freiwillige Beteiligungsformen).
Interkonnektor	Ein Interkonnektor ist eine grenzüberschreitende Stromleitung zwischen zwei Ländern.
Ist-Netz	Unter dem Ist-Netz versteht man alle Leitungen, Transformatoren, Schaltanlagen etc. des heutigen Stromnetzes, die prinzipiell zur Übertragungsaufgabe verfügbar sind (siehe auch Startnetz).

Jahreshöchstlast	Die netzebenenübergreifende Jahreshöchstlast ist die maximal in einem Jahr zu einem bestimmten Zeitpunkt auftretende Summe der Leistung aller angeschlossenen Verbraucher im Verteil- und Übertragungsnetz inklusive der Summe der Verlustleistung im Verteilnetz. Sie zeigt auf, welcher maximalen Leistungsanforderung das Energieversorgungsnetz in dem in § 3 Nr. 36 EnWG beschriebenen Verhältnis aus Erzeugern, Netzbetreibern und Kunden genügen muss.
Kappung von Erzeugungsspitzen	Wird zu einem Zeitpunkt mehr Energie erzeugt als durch das umgebende Netz abtransportiert werden kann, so werden Erzeugungsanlagen heruntergeregelt, d.h. die Spitzen der Erzeugung werden "gekappt".
Kategorie einer Maßnahme	<p>Es gibt drei Kategorien von Maßnahmen, die vom Gesetz vorgegeben sind.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Optimierung: Die Nutzung/Betriebsführung einer bestehenden Leitung wird verbessert, ohne dass am Betriebsmittel an sich Veränderungen vorgenommen werden. • Verstärkung: Eine bereits vorhandene Trasse wird mit Leitungen erweitert, bzw. bestehende Kabelquerschnitte werden vergrößert. Es erfolgt kein Trassenneubau, auch keine Trassenerweiterung. • Ausbau: Die Topologie des Übertragungsnetzes wird durch den Bau einer Leitung bzw. eines neuen Netzknotens verändert, bzw. neue Trassen werden notwendig (z.B. Parallelführung einer zweiten Trasse zu einer bestehenden).
Kilowattstunde (kWh)	Die Kilowattstunde (kWh) ist eine Maßeinheit für Energieerzeugung und -verbrauch. Eine kWh ist die Energie, die ein Verbraucher oder eine Erzeugungsanlage mit einer Leistung von einem Kilowatt (=1000 Watt) in einer Stunde aufnimmt bzw. abgibt.
Konsultation	Im Kontext des europäischen Rechts der Überbegriff für die Beteiligung von Gruppen, Behörden und Bürgern an Entscheidungsprozessen jeder Art. Eine Konsultation stellt ein Verfahren dar, in welchem Informationen, Erfahrungen und andere Rückmeldungen Betroffener, Beteiligter und Experten zu geplanten Vorhaben vor einer Entscheidung in verschiedensten Formen eingeholt werden. Eingesetzte Methoden sind z.B. Stellungnahmen, schriftliche und mündliche Befragungen sowie Bürgerversammlungen.

Konverterstation	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.
Koronaentladungen	Koronaentladungen sind schwache elektrische Entladungen an Hochspannungsleitungen, die unter anderem zu Energieverlusten, Geräuschen, Funkstörungen und zur Aufladung von Staubteilchen in der Luft führen
Korridor	Gebietsstreifen
Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)	Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist die gleichzeitige Umwandlung von Brennstoffen in elektrische Energie und Nutzwärme in einer ortsfesten technischen Anlage. Während die rein thermische Nutzung von Brennstoffen meist hohe Wirkungsgrade weit über 90 % aufweist, liegen die Wirkungsgrade bei der reinen Stromerzeugung vielfach deutlich unter 50 %. Bei der Kraft-Wärme-Kopplung steigt der Gesamtwirkungsgrad auf über 80 %, da die Abwärme der Stromerzeugung thermisch genutzt wird.
Kriterium (SUP)	Im Kontext der Strategischen Umweltprüfung allgemeine Bezeichnung für qualitativ oder quantitativ beschreibbare Merkmale der Umwelt bzw. der Auswirkungen auf die Umwelt. Diese Kriterien dienen im Rahmen der SUP der Ermittlung, Beschreibung und Bewertung der Umweltauswirkungen. Sie werden aus den geltenden Zielen des Umweltschutzes im Hinblick auf die Schutzgüter des UVPG abgeleitet.
kumulative Umweltauswirkungen	Unter kumulativen Umweltauswirkungen wird die räumliche Überlagerung der Umweltauswirkungen mehrerer Planfestlegungen, bezogen auf ein Schutzgut (z.B. Landschaftsbild, Luftqualität oder Lärmsituation eines Teilraumes) verstanden.
Kuppelleitung	Als Kuppelleitungen werden Leitungen bezeichnet, mit denen die Übertragungsnetze verschiedener Netzbetreiber verbunden werden. Handelt es sich um die Verbindung von Übertragungsnetzen verschiedener Länder, spricht man auch von Grenzkuppelleitungen.
Kupplung	Verbindung zweier (oder mehrerer) Sammelschienen (siehe auch Sammelschienen).

Kurzschlussleistung	Die Kurzschlussleistung ist ein Begriff aus der elektrischen Energietechnik und ist insbesondere für Stromnetze und deren Kurzschlussbehandlung von Relevanz. Sie ist eine Bemessungsgröße, um die Beanspruchung einer elektrischen Anlage und dabei insbesondere das Schaltvermögen von Leistungsschaltern zu quantifizieren.
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kWh/h	Kilowattstunde pro Stunde
KWK	Siehe Kraft-Wärme-Kopplung
KWK-Anlagen	Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) gilt als besonders effizienter Weg, Strom mittels Gas, Kohle oder auch Öl zu produzieren und die dabei entstehende Wärme klimaschonend gleich mit zu nutzen. In vielen Kraftwerken verpufft diese Wärme einfach, die gut zwei Drittel der eingesetzten Energie ausmacht. In KWK-Anlagen wird sie dagegen aufgefangen und als Heizungswärme (zum Beispiel Fernwärme), zum Erhitzen von Schwimmbädern oder für industrielle Prozesswärme weitergegeben. Dies erspart die gesonderte Erzeugung von Nutzwärme in Heizkesselanlagen und damit einen zusätzlichen Verbrennungsvorgang. KWK gilt deshalb seit langem als Mittel zur Verringerung der Klimagase – vor allem Kohlendioxid.
KWK-Gesetz	Der Zweck des Gesetzes für die Einhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung vom 19. März 2002 ist der Schutz und der mögliche Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung für die Stromversorgung im allgemeinen Interesse von Energieeinsparung und Klimaschutz.

Last	<p>Die Last, gemessen in Watt (W), ist der momentane Leistungswert einer aufgenommenen oder abgegebenen Leistung an einem gewissen Netzpunkt.</p> <p>Der Begriff Grundlast beschreibt einen Energiebedarf, der unabhängig von allen Lastschwankungen besteht. Dieser gleichbleibende Bedarf wird von den Kraftwerken gedeckt. Die Mittellast wird täglich nur stundenweise zusätzlich zur Grundlast benötigt. Kurzfristige Bedarfsspitzen werden als Spitzenlast bezeichnet. Für die Abdeckung der verschiedenen Lastbereiche werden unterschiedliche Kraftwerkstypen eingesetzt. Durch Lastmanagement werden Energiemengen und/oder Kosten eingespart.</p>
Lastflussberechnung, iterative	<p>Die Lastflussberechnung ist in der elektrischen Energietechnik eine meist computergestützte Methode der numerischen Analyse von Energieversorgungsnetzen. Da diese Methode auf Näherungen beruht, wird diese iterativ, also mehrmals hintereinander durchgeführt. Dabei sollte sich das Ergebnis im jeweiligen Schritt immer weiter dem Endergebnis annähern, man spricht in dem Fall von Konvergenz.</p>
Lastmanagement	<p>Unter Lastmanagement ist die gezielte und aktive Steuerung des Energieverbrauchs zur Netzstabilisierung bzw. zur Ausnutzung von Preisausschlägen im Strompreis zu verstehen. Damit soll die Energienutzung zeitnah an die Erzeugung angepasst werden. So kann zum Beispiel der Verbraucher gezielt Stromabnehmer zu- oder abschalten.</p>
Leistung, elektrische	<p>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.</p> <p>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.</p>
Leiterseile	<p>Leiterseile sind die bei Freileitungen verwendeten, nicht mit Isolationsmaterial ummantelten Drahtseile.</p>
LNG	Liquefied Natural Gas, verflüssigtes Erdgas
LPG	Liquefied Petroleum Gas, Flüssiggas
Marktintegration	<p>Unter Marktintegration werden Prozesse verstanden, die mehrere Märkte (z. B. den deutschen und den französischen Strommarkt) zu einem größeren Markt (z. B. einem europäischen Strommarkt) zusammen-</p>

menführen.

Marktsimulation	Computergestützte Simulation des Strommarktes der Zukunft
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 (siehe auch Projekt).
Mast	Teil der Stützpunkte einer Freileitung, der aus Mastschaft, Erdseilstütze(n) und Querträger(n) besteht
Mittelspannung	Die Mittelspannung dient der Energieübertragung im regionalen Bereich. Ihr Spannungsbereich liegt zwischen 1.000 Volt (1 kV) und 60.000 Volt (60 kV), gebräuchlich: 10 kV, 20 kV, 30 kV.
Modellierung	Abstrakte Darstellung eines realen Systems.
Monitoring	Herstellen von Berichten (hier: zum Zwecke der Marktüberwachung durch die BNetzA).
MW	Megawatt (=Eine Millionen Watt)
MWh	Megawattstunde
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NEMO	Abkürzung für Netzmodellierung. Zu Zwecken der Netzplanung und des sicheren Netzbetriebs wird das elektrische Netz modelliert, um zu überprüfen, ob bei der wahrscheinlichen Einspeise- und Lastsituation ein sicherer und zuverlässiger Netzbetrieb möglich ist.
Nennleistung	Nennleistung ist die höchste Dauerleistung, bei der ohne Beeinträchtigung der Lebensdauer und Sicherheit eine energietechnische Einrichtung betrieben werden kann.

Netz (Übertragungs- gungs- netz/Verteilernetz)	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. Im Allgemeinen unterscheidet man zwischen Übertragungs- und Verteilernetz. Das Übertragungsnetz dient der Übertragung elektrischer Energie zu nachgeordneten Verteilernetzen. Das Verteilernetz dient der Verteilung elektrischer Energie innerhalb einer begrenzten Region zur Versorgung von Stationen und Kundenanlagen. Örtliches Verteilernetz: ein Netz, das überwiegend der Belieferung von Letztverbrauchern über örtliche Leitungen dient. (§ 3 Nr. 29b EnWG)
Netzanschluss	Netzanschluss ist die technische Anbindung von Erzeugungseinheiten oder Verbraucheranlagen an das Netz der öffentlichen Elektrizitätsversorgung.
Netzbetreiber (Über- tragungsnetzbetrei- ber, Verteilernetzbe- treiber)	Der ÜNB 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. Der Verteilernetzbetreiber betreibt ein Netz, das überwiegend der Belieferung von Letztverbrauchern über örtliche Leitungen dient. Die Verteilung ist der Transport von Elektrizität mit hoher, mittlerer oder niedriger Spannung über Verteilernetze zu anderen Netzen.
Netzentgelt	Das Netzentgelt ist das Entgelt, das für die Nutzung von Netzen dem Netzbetreiber bezahlt werden muss. Es ist ein Bestandteil des Preises einer Stromlieferung und ist schon im Endpreis enthalten. Das Entgelt muss angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sein. Die Entgelte für die Nutzung der Netze werden in Cent/kWh berechnet. Teil der Netzentgelte sind auch Systemdienstleistungen wie Abrechnungen des Netzbetreibers mit dem Lieferanten, Regel- und Ausgleichsleistungen.
Netzentwicklungs- plan	Der Netzentwicklungsplan ist ein Zehnjahresplan zur Entwicklung des Stromnetzes. Er enthält alle Maßnahmen (Leitungen, Transformatoren etc.), die für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb notwendig sind. Er wird jährlich von den ÜNB erstellt und von der BNetzA geprüft.

Netzknoten	Netzknoten sind Punkte im Übertragungsnetz, an denen sich mindestens zwei Leitungen kreuzen.
Netznutzungsfall (NNF)	Ein Netznutzungsfall ist definiert durch die Einspeisung von Erneuerbaren Energien und aus konventionellen Erzeugungsanlagen sowie der Stromentnahme zu einem bestimmten Zeitpunkt. Für den Fall des Netzentwicklungsplans gibt es für jede Stunde des Jahres einen Netznutzungsfall. Aus dem Netznutzungsfall ergibt sich die vom Netz zu übernehmende Transportaufgabe.
Netzverluste	Durch die Übertragung von Energie geht immer ein Teil der Energie verloren. Dabei ist die verlorene Energie umso kleiner, je höher die Spannung ist. (d.h., bei einer Spannung von 380 kV sind die Verluste kleiner als bei 220 kV). Durch das Umspannen auf eine andere Spannungsebene sowie in Konvertern, in denen Gleich- zu Wechselstrom umgespannt wird, geht auch ein Teil der Energie verloren. Diese Verluste sind auch in den Netzverlusten inbegriffen.
NOVA-Prinzip	NOVA steht für Netzoptimierung vor –Verstärkung vor –Ausbau, siehe auch Kategorie einer Maßnahme. Das bedeutet, dass die Netze zunächst optimiert werden sollen. Ist eine Optimierung nicht (mehr) möglich, sollen sie verstärkt werden, erst danach sollen sie ausgebaut werden.
Öffentlichkeit	Einzelne oder mehrere natürliche oder juristische Personen sowie deren Vereinigungen (§ 2 Abs. 6 S. 1 UVPG).
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-Netzplan bzw. Bundesfachplan Offshore (BFO)	Fachplan, der vom BSH im Einvernehmen mit der BNetzA und in Abstimmung mit dem Bundesamt für Naturschutz und den Küstenländern für Infrastrukturen des Stromtransports in der ausschließlichen Wirtschaftszone (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 Anbindungsleitungen bis zum Küstenmeer, mögliche Verbindungen untereinander und Orte, an denen die Anbindungsleitung die Grenze zwischen AWZ und dem Küstenmeer über-

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

Onshore	Auf dem Festland oder an Land.
OWP	Offshore-Windpark
Phasenschieber	Ein Phasenschieber ist eine elektronische Schaltung, die die Phase einer elektrischen Schwingung verschiebt.
Photovoltaik (PV)	Durch Photovoltaik wird Sonnenenergie direkt mittels Solarzellen in elektrische Energie umgewandelt. Im Unterschied dazu wird bei der Solarthermie das Sonnenlicht in Wärme umgewandelt.
Pilotprojekt	Eine Höchstspannungsleitung, deren verwendete Technologie noch nicht Stand der Technik ist und deren Verluste diejenigen gängiger AC-Übertragung unterschreiten bzw. anderweitige Vorteile haben.
Planfeststellung	Letzte Stufe des Planungsprozesses bei Netzausbau- oder Umbaumaßnahmen ist das Planfeststellungsverfahren. Im Planfeststellungsverfahren wird unter Beteiligung der Öffentlichkeit und der betroffenen Träger öffentlicher Belange und Vereinigungen über den flächenscharfen, konkreten Verlauf und die Ausgestaltung der Ausbaumaßnahme entschieden.
Planfeststellungsverfahren	Förmliches, durch §§ 72 bis 78 VwVfG sowie durch fachgesetzliche Bestimmungen geregeltes besonderes Verwaltungsverfahren, das die Zulassung von bestimmten Bauvorhaben zum Gegenstand hat und mit dem Erlass eines Verwaltungsaktes endet.
Primärenergieträger	Primärenergieträger sind Energieträger, die noch keiner Umwandlung unterworfen wurden. Zu den Primärenergieträgern zählen erschöpfliche Energieträger wie Stein- und Braunkohle, Erdöl, Erdgas und spaltbares Material wie Uran sowie Erneuerbare Energien (Sonnenenergie, Windkraft, Wasserkraft, Erdwärme und Gezeitenenergie). Die Primärenergie wird in Kraftwerken oder Raffinerien in eine weiterführende Stufe der energetischen Reihe umgewandelt. Dabei kommt es zu Umwandlungsverlusten. Ein Teil der Primärenergieträger wird auch dem nicht energetischen Verbrauch zugeführt (zum Beispiel Rohöl und Erdgas für die Kunststoffindustrie).

Projekt	In einem Projekt sind mehrere Maßnahmen zusammengefasst, die eine Schwachstelle des Netzes beheben sollen. Ein Projekt kann aus mehreren Leitungsabschnitten, Transformatoren, Schaltanlagen, Umspannwerken und Blindleistungskompensationsanlagen bestehen (siehe Maßnahme).
Pumpspeicher	Pumpspeicher sind Wasserkraftwerke, die in Zeiten von Stromüberfluss (bzw. niedrigen Strompreisen) Strom verbrauchen, indem Wasser von einem niedriger gelegenen Becken in ein höher gelegenes Becken gepumpt wird und in Zeiten hoher (oder höherer) Strompreise das Wasser durch Fallrohre über Turbinen abgelassen wird, um über die so angetriebenen Turbinen elektrische Energie zurückzugewinnen.
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 Konflikte auszugleichen. Die Festlegungen der Raumordnung werden in Raumordnungsplänen dokumentiert, die für Regionen oder Bundesländer aufgestellt werden.
Raumverträglichkeit	Möglichst hohe Übereinstimmung mit den Zielen der Raumordnung und Abgleich mit anderen raumbedeutsamen Planungen und Maßnahmen.
Redispatch	Beim Redispatch wird der Kraftwerkseinsatz (= Dispatch) bei bestehenden oder drohenden Netzengpässen vom ÜNB an die Anforderungen des Netzes angepasst. Da Handelsgeschäfte nicht von diesen Maßnahmen tangiert werden, müssen die hiermit verbundenen Kosten bei der Kalkulation der Netzentgelte berücksichtigt werden.
Regelzone	Die Regelzone ist das Gebiet, in dem ein ÜNB für die Regelung (Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve) von Schwankungen zwischen dem aktuellen Strombedarf und dessen Bereitstellung verantwortlich ist.
Regionalisierung	Unter Regionalisierung versteht man zum einen die Zuordnung von Erzeugungsanlagen und der Last zu einer bestimmten Region, zum anderen die Zuordnung der Regionen bzw. der Erzeugungsanlagen zu Netzknoten. Eine solche Zuordnung benötigt man, um Marktsimulationen und Netzberechnungen durchführen zu können.

Sammelschiene	Eine Anordnung von Leitern, die als zentraler Verteiler von elektrischer Energie dienen. An die Sammelschienen sind alle ankommenden und abgehenden Leitungen angeschlossen.
Schutzgut (UVPG)	<p>Schutzgüter im Sinne des § 2 Abs. 1 UVPG sind</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Menschen, einschließlich der menschlichen Gesundheit, Tiere, Pflanzen und die biologische Vielfalt, 2. Boden, Wasser, Luft, Klima und Landschaft, 3. Kulturgüter und sonstige Sachgüter sowie 4. die Wechselwirkung zwischen den vorgenannten Schutzgütern. <p>Schutzgüter können bei Schädigungen nicht mit geldlichen Mitteln ausgeglichen bzw. ersetzt werden.</p>
Sekundärenergie	Durch Umwandlungs- bzw. Veredelungsprozesse wird aus Primärenergieträgern Sekundärenergie erzeugt. Vorteile dieser Umwandlung sind der leichtere Transport und die einfacherer Nutzbarkeit sekundärer Energie, wie z.B. Strom, Heizöl oder Briketts.
Sensitivitäten	Unter einer Sensitivität ist im Zusammenhang mit der Netzentwicklung die Untersuchung der Wirkung eines einzelnen Parameters auf den Netzausbaubedarf zu verstehen. Dies ist im Gegensatz zu einem Szenario zu sehen, welches immer in sich konsistent sein muss.
Sicherheit	Sicherheit bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die Versorgung auch bei Auftreten einer Störung gewährleistet bleibt, ohne dass ein Betriebsmittel überlastet wird. In der Regel wird die Sicherheit im Höchstspannungsnetz durch das (n-1)-Kriterium gemessen: Bei Ausfall eines Betriebsmittels darf in Folge kein weiteres Betriebsmittel überlastet werden.
SO&AF	Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2012 - 2030
Solarthermie	Die thermische Nutzung der Sonnenstrahlungsenergie. Aktiv wird die Energie genutzt, wenn entsprechend konstruierte Absorberflächen Sonnenwärme sammeln und diese mit Hilfe eines Mediums z.B. zu einem Wärmespeicher transportiert wird. Im Haushalt findet die Sonnenwärme vorwiegend zur Erwärmung von Wasser und der Raumluft bzw. den Räumen Verwendung. In der Industrie wird darüber hinaus die Energie zur Umwandlung in chemische Energie, elektrische Energie und mechanische Energie genutzt.
Spannungsebene	Die waagerechte Entfernung zwischen zwei aufeinanderfolgenden Stützpunkten. Einfacher, aber ungenauer: Spannweite ist der Abstand

zwischen zwei Masten.

Speicher, netzgetriebene und marktgetriebene	Speicher dienen dazu, Energie in Zeiten hoher Stromerzeugung oder niedriger Strompreise zu speichern, und im entgegengesetzten Fall wieder abzugeben. Netzgetriebene Speicher werden verwendet, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten bzw. Stromspitzen bei Erneuerbaren Energien auszugleichen. Ist der Strompreis ausschlaggebend für den Betrieb des Speichers, ist er marktgetrieben. Speicher können u.a. Pumpspeicher oder Druckluftspeicher sein.
Spitzenlast	Die Spitzenlast ist die maximale Leistung, die während einer Zeitspanne (z.B. Tag, Monat, Jahr) von einer Verbrauchseinrichtung bezogen wird oder über ein Versorgungsnetz aufzubringen ist.
Stabilität, dynamische	Geht ein Elektrizitätsversorgungssystem nach einer "großen" Störung über abklingende Ausgleichsvorgänge in einen stationären, also stabilen Betriebszustand über, so liegt dynamische Stabilität in Bezug auf Art, Ort und Dauer dieser Störung vor. Der stationäre Betriebszustand nach der Störung kann mit dem vor der Störung identisch sein oder von ihm abweichen.
Stakeholder	Als Stakeholder wird eine Person oder Gruppe bezeichnet, die ein berechtigtes Interesse am Verlauf oder Ergebnis eines Prozesses oder Projektes haben.
Startnetz	Das Startnetz bildet die Berechnungsgrundlage für die Netzplanung. Es umfasst das heutige, bestehende Netz (Ist-Netz), die EnLAG-Maßnahmen sowie die Netzausbaumaßnahmen, die sich bereits in der Umsetzung befinden (planfestgestellte Vorhaben; teilweise bereits im Bau).
Startnetz (O-NEP)	Das Startnetz im O-NEP beinhaltet die bereits betriebsbereiten Offshore-Anbindungen sowie sämtliche geplante Netzanbindungssysteme für OWP, die aufgrund der alten Rechtslage vor dem O-NEP ausgelöst wurden.
Strategische Umweltprüfung (SUP)	Ein durch eine EU-Richtlinie vorgesehenes, systematisches Prüfungsverfahren, mit dem die Umweltaspekte bei strategischen Planungen und dem Entwurf von Programmen untersucht werden. Die Strategische Umweltprüfung ist ein unselbständiger Teil behördlicher Verfahren zur Aufstellung oder Änderung von Plänen und Programmen, die von einer Behörde, einer Regierung oder im Wege eines Gesetzgebungsverfahrens angenommen werden, § 2 Abs. 4 UVPG. Die SUP setzt zeitlich vor dem konkreten Einzelprojekt an und ermöglicht eine

	vorausschauende Analyse verschiedenster Umweltaspekte und die Ermittlung von vernünftigen Alternativen.
Stromgrenzwert	Zulässige Höchstbelastung (Stromstärke) eines Leiterseils bzw. eines Stromkreises.
Strompreise	Die Preise von Stromversorgern bestehen aus mindestens zwei Komponenten: dem verbrauchsunabhängigen Grundpreis in Euro pro Monat oder Jahr und dem Verbrauchs- oder Arbeitspreis in Cent pro Kilowattstunde. Bei manchen Versorgern spaltet sich der Grundpreis in einen Leistungs- und einen Verrechnungspreis (Zählermiete) auf. Der Verbrauchspreis kann entweder nur aus einem Hochtarif oder aus einem Hochtarif und einem Niedertarif bestehen.
Systemstabilität	Bei der Systemstabilität handelt es sich um die Eigenschaft eines elektrischen Systems (d. h. in der Regel eines Stromnetzes), um bei unvorhergesehenen Ereignissen (Ausfällen / Störungen) wieder in einen stabilen Zustand überzugehen.
Szenariorahmen	Im Szenariorahmen 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 ÜNB erstellt und der BNetzA zur Konsultation und anschließenden Genehmigung vorgelegt. Der Szenariorahmen bildet die Grundlage für den Netzentwicklungsplan und den Offshore-Netzentwicklungsplan.
Topologieänderung	Die Struktur der Verbindungen des Netzes wird verändert. Ein anschauliches Beispiel ist das Ein- oder Ausschalten einer Leitung. Weitere Beispiele sind das Ändern von Sammelschienenbelegungen oder das Schließen/Trennen von Sammelschienenkupplungen.
Transformatoren	Transformatoren dienen der Erhöhung oder Verringerung von Wechselspannungen, z. B. von 380 kV (Höchstspannung) auf 110 kV (Hochspannung) und umgekehrt. Ein weiteres Beispiel für Transformatoren sind Netzgeräte von Mobiltelefonen.
Transportkapazitäten, grenzüberschreitende	Maximale Leistung, die über alle Leitungen zwischen zwei Ländern fließen kann.

Trasse	Die Trasse ist der geplante oder bestehende Verlauf einer Leitung zwischen zwei Orten.
Trassenkorridor	Im Sinne des NABEG ist der Trassenkorridor der als Entscheidung der Bundesfachplanung auszuweisende Gebietsstreifen (500-1.000 m breit), innerhalb dessen die Trasse einer Stromleitung verläuft und für den die Raumverträglichkeit festgestellt werden soll oder festgestellt ist, § 3 Abs. 1 NABEG.
TWh	Terawattstunde
TYNDP	Ten Year Network Development Plan; alle zwei Jahre erarbeitet der europäische Verbund der ÜNB (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.
Übertragung	Der Transport von Elektrizität über ein Höchstspannungs- und Hochspannungsverbundnetz einschließlich grenzüberschreitender Verbindungsleitungen zum Zwecke der Belieferung von Letztverbrauchern oder Verteilern, jedoch nicht die Belieferung der Kunden selbst (§ 3 Nr. 32 EnWG).
Übertragungsnetz	Das Übertragungsnetz dient der überregionalen Übertragung von elektrischer Energie zu nachgeordneten Netzen und erfüllt Verbundaufgaben auf nationaler und internationaler Ebene. Es wird daher häufig auch als "Verbundnetz" (s.u.) bezeichnet. Um Verluste gering zu halten, werden sie mit hoher Spannung betrieben (in Deutschland 220 oder 380 kV).
Übertragungsnetzbetreiber	Siehe Netzbetreiber.
Umrichter	Ein Umrichter wandelt eine eingehende Wechselspannung in eine andere Wechselspannung um. Dabei kann er die Frequenz und Spannungshöhe verändern.
Umspannwerk	Ein Umspannwerk dient der Verbindung unterschiedlicher Spannungsebenen.

Umweltbericht	<p>Der abschließende Bericht einer Strategischen Umweltprüfung. Er hat die in § 14g UVPG genannten Inhalte zu umfassen. In der strategischen Umweltprüfung (SUP) untersucht die BNetzA für alle notwendigen Vorhaben, welche Folgen sich voraussichtlich für Menschen, Tiere und Umwelt durch den Bau von Freileitungen und Erdkabeln in Drehstrom- oder Gleichstromtechnik ergeben können. Die Ergebnisse der SUP werden in dem Umweltbericht zusammengefasst.</p> <p>Gem. § 12c Abs. 2 S. 1 EnWG erstellt die Regulierungsbehörde zur Vorbereitung eines Bedarfsplans während des Verfahrens zur Erstellung des NEP und O-NEP einen Umweltbericht.</p>
Umweltverträglichkeit nach EnWG	<p>Bedeutet, dass die Energieversorgung den Erfordernissen eines nachhaltigen, insbesondere rationellen und sparsamen Umgangs mit Energie genügt, eine schonende und dauerhafte Nutzung von Ressourcen gewährleistet und die Umwelt möglichst wenig belastet. Der Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung und Erneuerbaren Energien wird eine besondere Bedeutung beigemessen (§ 3 Nr. 33 EnWG).</p>
Verbundnetz	<p>Das Verbundnetz dient als Zusammenschluss von Übertragungsnetzen, insbesondere dem überregionalen inländischen und grenzüberschreitenden Austausch größerer Energiemengen, und soll die Wirtschaftlichkeit und Zuverlässigkeit der Versorgung (Versorgungssicherheit) verbessern.</p>
Vermaschung	<p>Knotenpunkte von elektrischen Übertragungsnetzen sind in der Regel nicht nur mit zwei anderen Knoten verbunden, sondern mit einer Vielzahl von Knoten. Bei Ausfall einer Leitung oder eines anderen Netzelementes kann so die entsprechende Region auch weiterhin versorgt und das übrige Netz ohne Störung betrieben werden, was der Versorgungssicherheit dient.</p>
Verteilnetz	<p>Das Verteilnetz dient der regionalen Verteilung der Energie, aber zunehmend auch dem "Einsammeln" von dezentral erzeugter Energie. Windräder und Solaranlagen sind nicht wie Großkraftwerke an das Übertragungsnetz angeschlossen, sondern an die Nieder- und Mittelspannungsnetze in der Verteilnetzebene.</p>
VNB	<p>Verteilernetzbetreiber</p>

Vorbehaltsgebiete	Vorbehaltsgebiete sind Festlegungen in Raumordnungsplänen, die nach § 8 Abs. 7 Nr. 2 ROG für bestimmte raumbedeutsame Funktionen oder Nutzungen vorgesehen sind und andere raumbedeutsame Nutzungen in diesem Gebiet ausschließen, soweit diese mit den vorrangigen Funktionen oder Nutzungen nicht vereinbar sind
Vorhaben	Ein Begriff, der im Zusammenhang mit dem Bundesbedarfsplan verwendet wird. Mehrere Maßnahmen werden zu einem Vorhaben zusammengefasst, wenn nur in ihrer Gesamtheit die geplante Verstärkung oder der geplante Ausbau des Gesamtnetzes gewährleistet werden kann. Eine Maßnahme allein könnte in diesen Fällen die angestrebte Verbesserung nicht leisten.
Vorranggebiete	Vorranggebiete sind Festlegungen in Raumordnungsplänen, die nach § 8 Abs. 7 Nr. 1 ROG für bestimmte raumbedeutsame Funktionen oder Nutzungen vorgesehen sind und andere raumbedeutsame Nutzungen in diesem Gebiet ausschließen, soweit diese mit den vorrangigen Funktionen oder Nutzungen nicht vereinbar sind.
VSC-Technik	Voltage-Sourced Converter
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.
Wirkleistung	Als Wirkleistung wird (im Gegensatz zur Blindleistung) der Teil der elektrischen Leistung bezeichnet, die von den Verbrauchern umgesetzt werden kann.
Zuverlässigkeit	Die Zuverlässigkeit (der Versorgung) ist die Fähigkeit eines Elektrizitätsversorgungssystems, seine bestimmungsgemäße Aufgabe unter vorgegebenen Bedingungen während einer bestimmten Zeitspanne zu erfüllen.

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

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Telefon: +49 228 14-0

Telefax: +49 228 14-8872

E-Mail: info@bnetza.de

www.bundesnetzagentur.de