



Bundesnetzagentur

bericht

Entwurf der Bestätigung des Offshore-Netzentwicklungsplans 2013

www.bundesnetzagentur.de



Entwurf der Bestätigung des Offshore-Netzentwicklungsplans 2013

Stand: September 2013

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

Referat 613P

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

Fax.: +49 228 14 8872

E-Mail: nep-ub-2013@bundesnetzagentur.de

Vorwort

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

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

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

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

Dieser O-NEP weist alle notwendigen Maßnahmen aus, die in den nächsten zehn bzw. zwanzig Jahren zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau von Anbindungsleitungen von Offshore-Windparks notwendig sind. Übertragungsnetzbetreiber, in deren Regelzone eine Netzanbindung von Offshore-Windparks gebaut werden soll, werden verpflichtet, den Anschluss vom Netzanschlusspunkt auf der Umspannplattform eines Offshore-Windparks bis hin zum Übertragungsnetz zu errichten und zu betreiben.

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

Der O-NEP löst das bisherige, ausschließlich am Realisierungsfortschritt einzelner Offshore-Windparks orientierte, auf dem Positionspapier der Bundesnetzagentur basierende System ab. Mit der Erstellung des O-NEP wurde ein System etabliert, in dem die neu zu errichtenden Anbindungsleitungen sog. „Cluster“ erschließen. Bei Clustern handelt es sich um mehrere Offshore-Windparks, die räumlich benachbart liegen und für Sammelanbindungen zur Erschließung mehrerer Offshore-Windparks grundsätzlich geeignet sind. In dem neuen System müssen darüber hinaus weitere, Offshore-Windpark-unspezifische Kriterien erfüllt sein, um eine Anbindungsleitung zu errichten.

Die bereits in Betrieb befindlichen Netzanbindungssysteme und die noch zu errichtenden Netzanbindungen nach der alten Regelung, für die bereits eine verbindliche Netzanbindungszusage eines ÜNB vorliegt, bilden als Startnetz den Ausgangspunkt der Offshore-Planungen und werden als Eingangsparameter im Offshore-Netzentwicklungsplan berücksichtigt.

Der Offshore-Netzentwicklungsplan ergänzt die bundesweite landseitige Netzausbauplanung des Netzentwicklungsplans. Bei beiden Plänen handelt es sich um eigenständige Netzausbaupläne, die sich gegenseitig bedingen. So sind die im landseitigen Netzentwicklungsplan ausgewiesenen Netzverknüpfungspunkte (NVP) und die darin ausgewiesene Netzanschlusskapazität eine wesentliche Eingangsgröße des Offshore-Netzentwicklungsplans. Beide Pläne müssen der Bundesnetzagentur jährlich zum 3. März vorgelegt werden, werden jeweils zunächst von den Übertragungsnetzbetreibern erstmalig konsultiert und nach der Überarbeitung durch die Übertragungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur übergeben. Daraufhin werden sie ein zweites Mal konsultiert und anschließend von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die genehmigten Netzentwicklungspläne müssen von der Bundesnetzagentur mindestens alle drei Jahre an die Bundesregierung als Grundlage für ein sog. Bundesbedarfsplangesetz übermittelt werden. Mit diesem Gesetz werden für die im Netzentwicklungsplan und im Offshore-Netzentwicklungsplan enthaltenen Maßnahmen die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf verbindlich festgestellt.

Um neuen wirtschaftlichen und technologischen Entwicklungen und möglichen Veränderungen der Rahmenbedingungen möglichst frühzeitig Rechnung tragen zu können, werden sowohl der landseitige Netzentwicklungsplan als auch der seeseitige Offshore-Netzentwicklungsplan jährlich von den Übertragungsnetzbetreibern erstellt und von der Bundesnetzagentur geprüft und bestätigt.

Parallel zur Prüfung der Netzentwicklungspläne wird von der Bundesnetzagentur ein Umweltbericht erstellt, in dem die Umweltauswirkungen des geplanten Netzausbaus untersucht werden. Dieser Umweltbericht wird von der Bundesnetzagentur zeitgleich mit den überarbeiteten Netzentwicklungsplänen der Übertragungsnetzbetreiber konsultiert.

Die Feststellung des energiewirtschaftlichen Bedarfs, die Prüfung der Umweltauswirkungen des Netzausbaus und die intensive Beteiligung der Öffentlichkeit in allen Prozessschritten bilden die Grundlage für einen koordinierten und breit akzeptierten Stromnetzausbau.

Der erste Entwurf des Offshore-Netzentwicklungsplans 2013 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern am 3. März 2013 veröffentlicht und zur Konsultation gestellt. Die Bundesnetzagentur hat den aufgrund

der Konsultation von den ÜNB überarbeiteten zweiten Entwurf des O-NEP 2013 am 24. Juni 2013 erhalten und ihn seitdem geprüft.

Im Rahmen der zweiten Konsultation des Offshore-Netzentwicklungsplans stellt die Bundesnetzagentur der Öffentlichkeit den nun vorliegende „Entwurf der Bestätigung des O-NEP“ zur Seite. Er enthält die Ergebnisse der bisherigen Prüfung des Offshore-Netzentwicklungsplans und soll der Öffentlichkeit eine Hilfestellung bieten, den komplexen Prozess der Erstellung und Genehmigung des Plans besser nachvollziehen zu können.

Alle Interessierten haben nunmehr erneut die Gelegenheit Stellung zu nehmen und sich so aktiv an der Gestaltung der Energiewende zu beteiligen. Der zweite Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2013, der zweite Entwurf des Offshore-Netzentwicklungsplans 2013, die Unterlagen für die Strategische Umweltprüfung, sowie die Entwürfe der Bestätigungsdokumente werden vom 13.09.2013 bis zum 25.10.2013 am Sitz der Bundesnetzagentur (Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) ausgelegt und auf der Internetseite www.netzausbau.de öffentlich bekannt gemacht. In dieser Zeit können Behörden ihre Stellungnahmen einreichen. Die Übertragungsnetzbetreiber werden hiermit von der Bundesnetzagentur aufgefordert, ihre Stellungnahmen und insbesondere neue Datensätze, die zusätzliche Gründe für die Bestätigung von Maßnahmen beinhalten, ebenfalls bis spätestens 25.10.2013 vorzulegen. Die betroffene Öffentlichkeit kann sich zum Entwurf der Netzentwicklungspläne und des Umweltbericht bis zwei Wochen nach Ende der Auslegung äußern.

Die Bundesnetzagentur beabsichtigt, den Offshore-Netzentwicklungsplan gemeinsam mit dem Netzentwicklungsplan unter Berücksichtigung der in der Konsultation eingegangenen Stellungnahmen Ende 2013 zu bestätigen.

Im ersten Kapitel des vorliegenden Dokuments wird zunächst ein Überblick gegeben, welche Maßnahmen des Offshore-Netzentwicklungsplans bestätigt werden sollen und welche nicht. Daraufhin wird im Kapitel „Grundlagen“ neben detaillierteren Informationen zur Erstellung und zur Bedeutung des Offshore-Netzentwicklungsplans die Bedeutung des Szenariorahmens und des Bundesfachplan Offshore erläutert. Im anschließenden Kapitel „Prüfung“ wird dargestellt, inwieweit die verschiedenen Prüfkriterien, die Voraussetzung für die Bestätigung des Offshore-Netzentwicklungsplans sind, von den Übertragungsnetzbetreibern erfüllt wurden. Das Kapitel „Anbindungsmaßnahmen“ enthält Informationen über die Ergebnisse der Prüfung der einzelnen Maßnahmen. Das letzte Kapitel enthält Informationen zu sonstigen gesetzlichen Voraussetzungen.

Angesichts des Zeitdrucks, unter dem die umfangreichen Konsultationsdokumente erstellt werden, sei folgende Klarstellung vorangestellt:

Mit Einleitung der Konsultation ist die Prüfung der Bundesnetzagentur nicht abgeschlossen. Die Bundesnetzagentur hat es für sinnvoll gehalten, ihre derzeitige Meinung möglichst klar und deutlich darzustellen. Aus den Formulierungen sollte – auch wenn sie im Einzelfall abschließend klingen mögen – keinesfalls geschlossen werden, dass die behördliche Meinungsbildung bereits beendet sei. Aus zeitlichen Gründen konnte dies im Text nur noch an einzelnen Stellen explizit klargestellt werden. Es gilt jedoch in

jedem Falle, dass die Bundesnetzagentur offen für neue Argumente und andere Lösungen in die Konsultationsverfahren hineingeht.

Die Bundesnetzagentur setzt auch ihre eigenen Berechnungen und Begleituntersuchungen während der Konsultation fort. Das nachfolgend beschriebene Meinungsbild ist unter diesem Aspekt nur ein vorläufiges, selbst wenn das nicht an jeder Stelle im Text immer wieder ausdrücklich betont wird. Darüber hinaus ist die Bundesnetzagentur offen, auch schon während der Konsultation zusätzliche Informationen zu erhalten und ihren Prüfungen zu Grunde legen zu können. Es ist nicht sinnvoll, mit deren Übermittlung bis zum Ende der Konsultationsfrist zu warten.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	1
Inhaltsverzeichnis	5
Abbildungsverzeichnis	7
Abkürzungsverzeichnis	9
A Zusammenfassung	11
1. Derzeit unter Vorbehalt weiterer Erkenntnisse bestätigungsfähig	11
2. Derzeit unter Vorbehalt weiterer Erkenntnisse nicht bestätigungsfähig	11
B Grundlagen	13
1. Erstellung des Offshore-Netzentwicklungsplans	13
2. Erstellung des Szenariorahmens	14
3. Erstellung des Bundesfachplan Offshore	16
3.1 Bundesfachplan Offshore Nordsee	17
3.2 Bundesfachplan Offshore Ostsee	18
4. Startnetz	20
C Prüfung	23
1. Berücksichtigung des Szenariorahmens	24
2. Berücksichtigung des Bundesfachplan Offshore	24
3. Technische Standardisierung	25
3.1 Nordsee	25
3.2 Ostsee	27
4. Kriterien für die zeitliche Abfolge der Umsetzung	28
4.1 Küstenentfernung	30
4.2 Vorrang- und Eignungsgebiete	32
4.3 Erzeugungspotential	34
4.4 Geplante Inbetriebnahme der Netzanknüpfungspunkte	35
4.5 Realisierungsfortschritt der anzubindenden OWP	35
4.6 Gewichtung der Kriterien und Prüfungsreihenfolge	36
5. Angabe von Terminen	38
5.1 Verbindlicher Termin für den Beginn der Umsetzung	38
5.2 Geplanter Zeitpunkt der Fertigstellung	38
6. Zeitliche Staffelung der Anbindungsmaßnahmen	40
6.1 Nordsee	40
6.2 Ostsee	44
7. Querverbindungen	46
D Anbindungsmaßnahmen	47
1. Anbindungsmaßnahmen Nordsee	49
Projekt NOR-1-1: DC-Netzanbindungssystem NOR-1-1	49
Maßnahme 3: HGÜ-Verbindung NOR-1-1	49

Projekt NOR-3-2: DC-Netzanbindungssystem NOR-3-2.....	51
Maßnahme 14: HGÜ-Verbindung NOR-3-2.....	51
Projekt NOR-3-3: DC-Netzanbindungssystem NOR-3-3.....	53
Maßnahme 15: HGÜ-Verbindung NOR-3-3.....	53
Projekt NOR-5-2: DC-Netzanbindungssystem NOR-5-2.....	55
Maßnahme 25: HGÜ-Verbindung NOR-5-2.....	55
Projekt NOR-7-1: DC-Netzanbindungssystem NOR-7-1.....	57
Maßnahme 31: HGÜ-Verbindung NOR-7-1.....	57
Projekt NOR-7-2: DC-Netzanbindungssystem NOR-7-2.....	59
Maßnahme 32: HGÜ-Verbindung NOR-7-2.....	59
2. Maßnahmen in der Ostsee	61
Projekt OST-1-1: AC-Netzanbindungssystem Cluster 1 (Westlich Adlergrund)	61
Maßnahme 51: AC-Verbindung	62
Maßnahme 52: AC-Anschluss	62
Projekt OST-1-2: AC-Netzanbindungssystem Cluster 1 (Westlich Adlergrund)	63
Maßnahme 53: AC-Verbindung	64
Maßnahme 54: AC-Anschluss	64
Projekt OST-1-3: AC-Netzanbindungssystem Cluster 1 (Westlich Adlergrund)	65
Maßnahme 55: AC-Verbindung	66
Maßnahme 56: AC-Anschluss	66
Projekt OST-1-4: AC-Netzanbindungssystem Cluster 1 (Westlich Adlergrund)	67
Maßnahme 57: AC-Verbindung	68
Maßnahme 58: AC-Anschluss	68
E Sonstige Voraussetzungen	69
1. Angaben zum Stand der Umsetzung	69
2. Einklang mit dem Netzentwicklungsplan Strom	69
3. Einklang mit dem Gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan	70
3.1 Szenarien	70
3.2 Projekte und Maßnahmen.....	71
4. Anderweitige Planungsmöglichkeiten.....	72
4.1 Szenarien A2023 und C2023	72
4.2 „Alternativszenario“ B2023	73
5. Öffentlichkeitsbeteiligung der Übertragungsnetzbetreiber	73
6. Formale Voraussetzungen	74
Glossar	75
Impressum.....	99

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Cluster für OWPs und Grenzkorridore in der Nordsee	18
Abbildung 2: Cluster für Offshore-Windparks und Grenzkorridore in der Ostsee	19
Abbildung 3: Start-Offshorenetz deutsche Nordsee	22
Abbildung 4: Start-Offshorenetz deutsche Ostsee.....	22
Abbildung 5: Deutsche Nordsee mit Entfernungszonen.....	30
Abbildung 6: Deutsche Ostsee mit Entfernungszonen	31
Abbildung 7: Derzeit vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse als bestätigungsfähig angesehene Maßnahmen in der Nordsee	47
Abbildung 8: Derzeit vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse als bestätigungsfähig angesehene Maßnahmen in der Ostsee	48
Abbildung 9: Zusammenhang der Szenarien TYNDP und NEP (Quelle: Szenariorahmen zum NEP/O-NEP 2013, Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber)	71

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
etc.	et cetera
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

A Zusammenfassung

1. Derzeit unter Vorbehalt weiterer Erkenntnisse bestätigungsfähig

Nachfolgende genannte Anbindungsmaßnahmen sind aus heutiger Sicht bestätigungsfähig.

Projekt / Bezeichnung der Maßnahmen		Maßnahme
NOR-1-1	HGÜ-Verbindung NOR-1-1	3
NOR-3-2	HGÜ-Verbindung NOR-3-2	14
NOR-3-3	HGÜ-Verbindung NOR-3-3	15
NOR-5-2	HGÜ-Verbindung NOR-5-2	25
NOR-7-1	HGÜ-Verbindung NOR-7-1	31
NOR-7-2	HGÜ-Verbindung NOR-7-2	32
OST-1-1	AC-Verbindung	51
OST-1-1	AC-Anschluss	52
OST-1-2	AC-Verbindung	53
OST-1-2	AC-Anschluss	54
OST-1-3	AC-Verbindung	55
OST-1-3	AC-Anschluss	56
OST-1-4	AC-Verbindung	57
OST-1-4	AC-Anschluss	58

2. Derzeit unter Vorbehalt weiterer Erkenntnisse nicht bestätigungsfähig

Nachfolgende genannte Maßnahme ist aus heutiger Sicht nicht bestätigungsfähig.

Projekt / Bezeichnung der Maßnahmen		Maßnahme
OST-1-11	AC-Querverbindung	65

Aus Sicht der Bundesnetzagentur erfüllt der Offshore-Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber die Anforderungen gemäß § 17b des Energiewirtschaftsgesetzes grundsätzlich. Bei der konkreten Ausgestaltung der Erfordernisse gemäß § 17b EnWG kommt die Bundesnetzagentur zum derzeitigen Stand der Prüfung jedoch teilweise zu von den Übertragungsnetzbetreibern abweichenden Ergebnissen. Im Speziellen bei der Ausgestaltung der Kriterien für die zeitliche Abfolge der Anbindungsmaßnahmen kommt die Bundesnetzagentur zu einem vom zweiten Entwurf des Offshore-Netzentwicklungsplans abweichendem Ergebnis. Hierdurch ergibt sich eine abweichende zeitliche Reihung der Anbindungsmaßnahmen in der Nordsee (vgl. Kapitel C 6) gegenüber der von den Übertragungsnetzbetreibern im Offshore-Netzentwicklungsplan vorgeschlagenen. Des Weiteren hat die Bundesnetzagentur ein von den ÜNB abweichendes Verständnis, welcher Zeitpunkt unter dem gesetzlichen Kriterium „Beginn der Umsetzung“ einer Maßnahme zu verstehen sein soll. Im derzeitigen zweiten Entwurf zum Offshore-Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber wird der Beginn der Umsetzung als Beginn des EU-weiten Ausschreibungsverfahrens verstanden. Aus Sicht der Bundesnetzagentur könnte alternativ auch auf den Zeitpunkt der Beauftragung einer Anbindungsleitung abgestellt werden (vgl. Kapitel C 5).

B 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 (O-NEP) beschlossen, dessen Ausarbeitung in diesem Jahr zum ersten Mal erfolgte. Der erste Entwurf des O-NEP 2013 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) erarbeitet und bis zum 14.04.2013 für die Öffentlichkeit zur Konsultation gestellt. Nach einer Überarbeitung seitens der ÜNB übersandten diese am 24.06.2013 den zweiten Entwurf des O-NEP der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Prüfung. Hierbei erfolgt die Prüfung, ob der O-NEP die Anforderungen nach § 17b EnWG erfüllt, in Abstimmung mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH). Der zweite Entwurf des O-NEP wird nun 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 kann sich bis zwei Wochen nach Ende der Auslegung bis zum 08.11.2013 zum zweiten Entwurf des O-NEP äußern.

Vor der Novellierung des EnWG wurde der Bau von Anbindungsleitungen durch einzelne Offshore-Windparks (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. Dieses sollte das Risiko verringern, dass Netzanbindungssysteme beauftragt werden und die jeweilige Realisierung des auslösenden OWP ausbleibt.

In der Praxis zeigte sich, dass ein Anbindungssystem, das auf individuellen Anschlussansprüchen mit Anbindungsleitungen, die speziell für einzelne OWP und nur nach deren individuellem Realisierungsfortschritt errichtet werden, keinem der Beteiligten hinreichende Rechts- und Planungssicherheit vermitteln konnte. Mit der neuen Regelung des § 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 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.

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

Um den Ausbaubedarf an Anbindungsleitungen für die Nord- und Ostsee zu ermitteln, ist neben dem Szenariorahmen das sogenannte Startnetz relevant (vgl. Kapitel B 4). Dies besteht aus allen bisher betriebsbereiten Offshore-Anbindungsleitungen in Nord- und Ostsee sowie aus allen Offshore-Anbindungsleitungen, die aufgrund der alten Rechtslage gebaut 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 B 3). Neben einer Festlegung der Trassenkorridore für mögliche Anbindungsleitungen werden im BFO innerhalb der ausschließlichen Wirtschaftszone der Bundesrepublik Deutschland (AWZ) geplante Offshore-Anlagen, die in räumlichem Zusammenhang stehen und für Sammelanbindungen geeignet sind, zu sogenannten „Clustern“ zusammengefasst. Zudem werden im BFO die Grenzkorridore („Gates“) angegeben, an denen die Anbindungsleitungen die Grenze zwischen der AWZ und dem Küstenmeer überschreiten. Darüber hinaus enthält der BFO standardisierte Technikvorgaben und Planungsgrundsätze.

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 konsultiert, 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 auf das Leitszenario B2023 konzentriert.

Die ÜNB haben darüber hinaus der BNetzA den einen Entwurf des Szenariorahmens zum NEP/O-NEP 2014 bereits 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. Das Leitszenario B2024 geht mit einer Gesamtleistung von 12,7 GW im Vergleich zum Leitszenario B2023 von einem etwas geringeren Ausbau der Offshore Windenergien aus. Inwieweit das Leitszenario B2024 bereits für die Prüfung des O-NEP 2013 hinzugezogen werden sollte, ist ein wichtiger Bestandteil des Konsultationsprozesses (siehe auch Kapitel C 1).

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 beide Seebereiche stellt die Raumplanung für den Bereich der AWZ dar und weist mögliche Standorte für technische Gewerke 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 ist Gegenstand des Plans: „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.

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

Neben den technischen Planungsgrundsätzen hat das BSH für die räumliche Planung innerhalb des BFO das energiepolitische Ziel der Bundesregierung, 25 GW bis zum Jahr 2030 im gesamten Bereich Offshore zu installieren, zu Grunde gelegt. Hierbei umfasst das energiepolitische Ziel sowohl die AWZ als auch den Bereich des Küstenmeeres. Für die AWZ der Nordsee wurde eine installierte Erzeugungsleistung von ca. 19,7 GW und für die AWZ der Ostsee ca. 3,7 GW angenommen.

Flankiert wird der BFO von einer Strategischen Umweltprüfung (SUP) nach §14g UVPG.

Der BFO nach § 17a EnWG wurde 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. 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.

Weiterhin wurden 13 Cluster einbezogen, welche im Rahmen des BFO-N mit entsprechenden Standorten für Konverterstationen und Trassenkorridoren für die entsprechenden Anbindungsleitungen versehen wurden. Zusätzlich enthält der BFO-N zu jedem einbezogenen 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 installierte Leistung an Offshore-Windenergie von ca. 19,7 GW innerhalb der 13 einbezogenen Cluster ausgewiesen.



Abbildung 1: Cluster für OWPs 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 Konverterstation 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 wird am 14. Oktober 2013 beendet.

Der Entwurf zum BFO-O enthält aufgrund seines Entwurfscharakters noch keine finalen Festlegungen.

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.

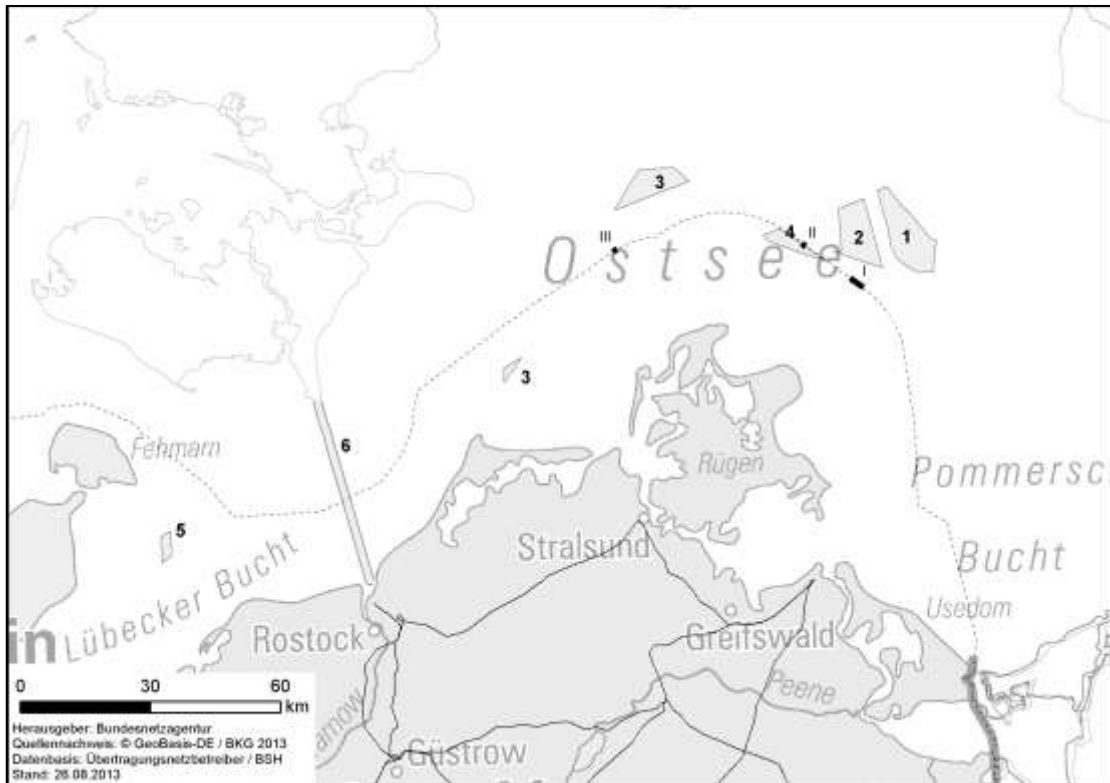


Abbildung 2: Cluster für Offshore-Windparks und Grenzkorridore in der Ostsee

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.

4. Startnetz

Das Startnetz beinhaltet die bereits betriebsbereiten Offshore-Anbindungen in der Nord- und Ostsee sowie sämtliche geplante Netzanbindungssysteme für OWP, die aufgrund der alten Rechtslage ausgelöst wurden. Dies umfasst Anbindungssysteme für OWP, die über eine gültige Netzanbindungszusage gemäß § 17e Abs. 2 EnWG verfügen oder denen Übertragungskapazitäten durch die BNetzA gemäß § 17d Abs. 3 EnWG zugewiesen wurden. 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 im Rahmen der Prüfung zum O-NEP nicht untersucht wird.

In Tabelle 2 sind die dem Startnetz zugehörigen Netzanbindungssysteme aufgeführt.

Tabelle 2: Netzanbindungssysteme im Start-Offshorenetz

Projekt	Netzanbindungssystem	Netzverknüpfungspunkt	Angeschlossene OWP	Übertragungskapazität in MW*
NOR-2-1	AC-Netzanbindungssystem alpha ventus	Hagermarsch	alpha ventus (60 MW)	60
NOR-6-1	DC-Netzanbindungssystem BorWin1	Diele	BARD Offshore 1 (400 MW)	400
OST-3-1	AC-Netzanbindungssystem Baltic 1	Bentwisch	Baltic 1 (48,3 MW)	200
NOR-0-1	AC-Netzanbindungssystem Riffgat	Emden/Borßum	Riffgat (108 MW)	108
NOR-0-2	AC-Netzanbindungssystem Nordergründe	Inhausen	Nordergründe (111 MW)	111
NOR-2-2	DC-Netzanbindungssystem DolWin1	Dörpen/West	Borkum West 2 (200 MW) MEG Offshore I (400 MW)	800
NOR-2-3	DC-Netzanbindungssystem DolWin3	Dörpen/West	Borkum Riffgrund 1 (291 MW) Borkum Riffgrund 2 (349 MW)	900
NOR-3-1	DC-Netzanbindungssystem DolWin2	Dörpen/West	Innogy Nordsee 1 (332 MW) Gode Wind 1 (332 MW) Gode Wind 2 (252 MW)	900
NOR-4-1	DC-Netzanbindungssystem HelWin1	Büttel	Nordsee Ost (288 MW) Meerwind Süd/Ost (288 MW)	576
NOR-4-2	DC-Netzanbindungssystem HelWin2	Büttel	Amrumbank West (288 MW)	690

Projekt	Netzanbindungssystem	Netzverknüpfungspunkt	Angeschlossene OWP	Übertragungskapazität in MW*
NOR-5-1	DC-Netzanbindungssystem SylWin1	Büttel	Butendiek (288 MW) DanTysk (288 MW) Sandbank (288 MW)	864
NOR-6-2	DC-Netzanbindungssystem BorWin2	Diele	Global Tech 1 (400 MW) Veja Mate (400 MW)	800
NOR-6-3	DC-Netzanbindungssystem BorWin4	Emden/Ost	Deutsche Bucht (210 MW)	900
NOR-8-1	DC-Netzanbindungssystem BorWin3	Emden/Ost	Albatros I (50 MW)	900
OST-3-2	AC-Netzanbindungssystem Baltic 2	Bentwisch	Baltic 2 (288 MW)	400

*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 bereits 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 restlichen Anbindungskapazität in der Nordsee in Höhe von 2,4 GW wird durch die BNetzA gemäß § 17d Abs. 3 EnWG den OWP zugewiesen werden.

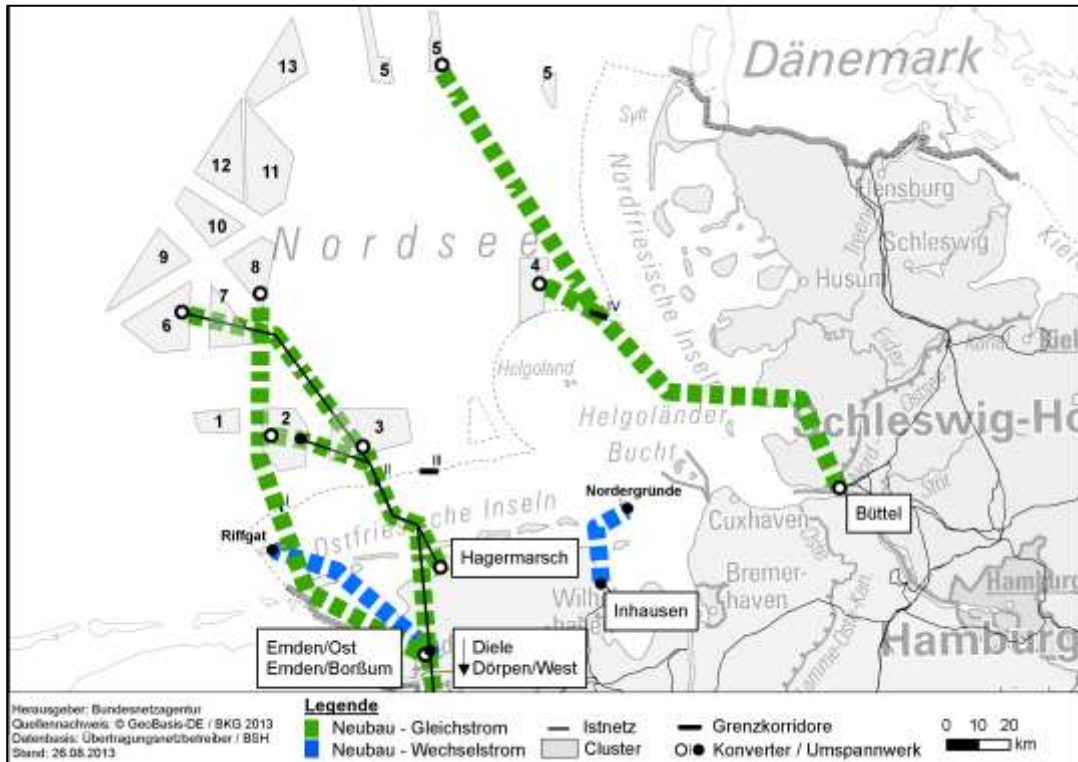


Abbildung 3: Start-Offshorenetz deutsche Nordsee

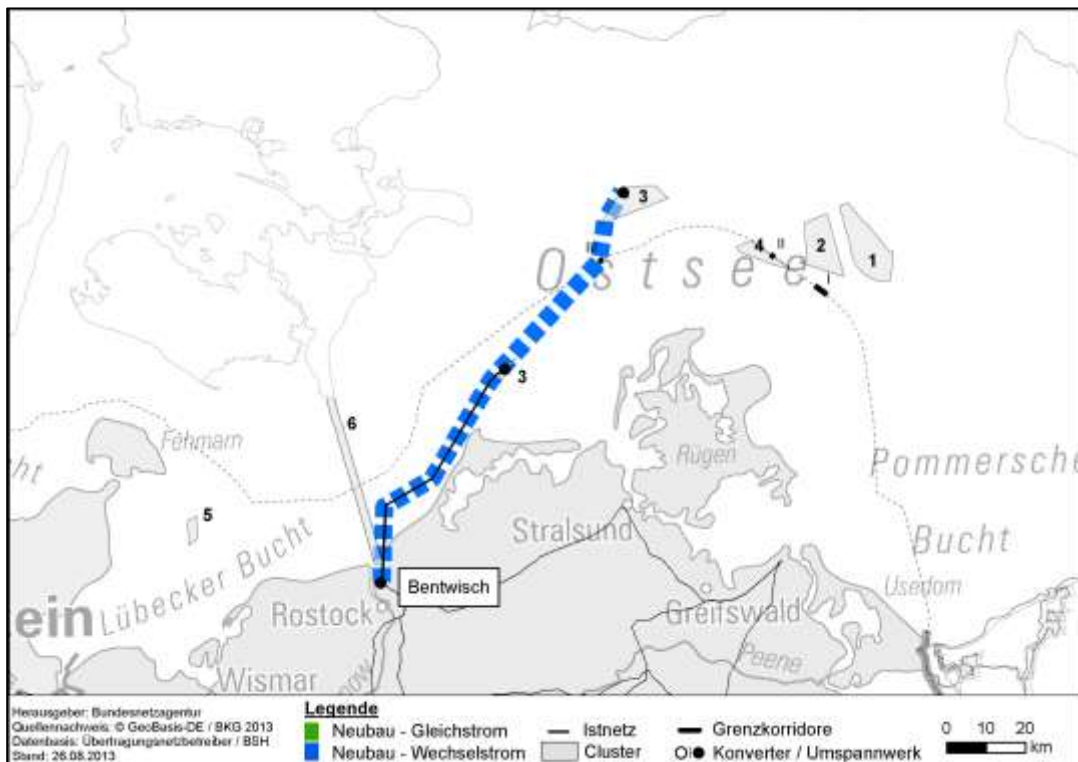


Abbildung 4: Start-Offshorenetz deutsche Ostsee

C Prüfung

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 Szenariorahmen prognostizierten Erzeugungsleistung. Der Verbrauch von Energie spielt dabei, anders als im landseitigen NEP, keine Rolle.

Ein weiterer zentraler Punkt bei der Prüfung des landseitigen NEP ist die Prüfung der Wirksamkeit einer Maßnahme. Dabei wird untersucht, ob das Netz auch ohne diese Maßnahme sicher wäre und weiterhin zuverlässig betrieben werden könnte. Im Unterschied dazu führt der Ausfall 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, 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 BNetzA hat gemäß § 17c EnWG die Übereinstimmung des O-NEP mit den Anforderungen nach § 17b EnWG in Abstimmung mit den BSH zu prüfen.

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

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

1. Berücksichtigung des Szenariorahmens

Die BNetzA erachtet die Verwendung des Szenariorahmens als Grundlage für den O-NEP als erfüllt.

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

Die ÜNB haben die Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie gemäß dem genehmigten Szenariorahmen 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 Szenariorahmen 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 zum gegenwärtigen Zeitpunkt 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 Bundesnetzagentur 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 bittet um Stellungnahmen, ob und wenn ja in wie weit der am 30.08.2013 genehmigte Szenariorahmen zum NEP/ONEP 2014 in die Bestätigung zum O-NEP 2013 mit einfließen soll.

2. Berücksichtigung des Bundesfachplan Offshore

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

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 – so die gegenwärtige Bewertung der BNetzA – weitestgehend von den ÜNB berücksichtigt. Es unterscheiden sich allerdings die im O-NEP und im zweiten Entwurf des BFO-O gemachten Angaben für das Erzeugungspotential innerhalb der Cluster der AWZ.

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 Anbindungsmaßnahmen.
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.

In der Ostsee wurde die in den Entwürfen zum BFO-O gemachten Angaben zum Erzeugungspotential pro Cluster nicht zu Grunde gelegt bzw. es wurde innerhalb des O-NEP kein Erzeugungspotential explizit angegeben. 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.

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 Raumplanung innerhalb des BFO. Relevant sind hingegen die Angaben, zu welchen Cluster 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 befindet sich der zweite Entwurf des BFO-O in der Konsultation. 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.

Sollte es in der Genehmigung des BFO-O zu Veränderungen gegenüber dem zweiten Entwurf des BFO-O kommen, so werden diese in der Bestätigung des O-NEP 2013 berücksichtigt.

3. Technische Standardisierung

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.

3.1 Nordsee

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

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 Anbindungsmaßnahme 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 Übertragungsnetzbetreiber. 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 Anbindungsmaßnahme über größere Entfernungen. In der Nordsee sollen bis zum Jahr 2030 ca. 20 GW an Offshore-Windenergie installiert werden. Aufgrund dieser großen Erzeugungsleistung scheint eine möglichst große Übertragungskapazität pro Anbindungssystem sachgerecht. Eine hohe Übertragungsleistung erscheint auch deswegen geboten, da damit die Belastung des sensiblen Wattenmeerraumes 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 verlustarme 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 pro Anbindungsmaßnahme.

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.

Für die Nordsee prognostiziert der Szenariorahmen zum NEP/O-NEP 2013 im Szenario B2023 ca. 12,8 GW installierte Leistung an Offshore-Windenergie. Hiervon werden bereits ca. 8,0 GW durch das Startnetz abgedeckt. Nach Abzug der schon durch das Startnetz abgedeckten 8,0 GW an Übertragungskapazitäten müssen demnach noch für 4,8 GW Maßnahmen im O-NEP 2013 geplant werden, um die für das Jahr 2023 prognostizierte Leistung von 12,8 GW auf das Festland übertragen zu können. Bei dem festgelegten Standard von 900 MW pro Anbindungsmaßnahmen werden demnach **sechs** Anbindungsmaßnahmen benötigt.

Bei dem am 30.08.2013 genehmigten Szenariorahmen zum NEP/O-NEP 2014 wird im Leitszenario B2024 eine leicht reduzierte Leistung an Offshore-Windenergie von 11,0 GW angenommen. Bei dem festgelegten Standard von 900 MW pro DC-Anbindungsmaßnahme würden demnach nur noch **vier** Anbindungsmaßnahmen benötigt.

3.2 Ostsee

Die BNetzA würde auch die für die Anbindungsmaßnahmen im Szenario B2023 gewählte AC-Technologie für sachgerecht erachten.

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 Konvertern notwendig.

Im Vergleich zur Nordsee besitzen die zu erschließenden Cluster in der Ostsee eine geringe 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 Bedarf an Blindleistungskompensation zu. Bei Übertragungslängen von mehr als 100 km werden zusätzlich Anlagen zur Zwischenkompensation bei Kabeln notwendig, wodurch die Kosten für die AC-Anbindung steigen und letztendlich die Kosten des Einsatzes von DC-Technologie – trotz der Notwendigkeit von Konverterstationen – übersteigen. Die im Szenario B2023 ausgewiesenen in Planung befindlichen Anbindungsmaßnahmen 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 zumindest für die in B2023 beantragten Maßnahmen spricht, dass sich die noch auf altem Recht beruhenden Planungen für die ersten Anbindungsmaßnahmen 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 kleineren räumlichen Ausdehnung der Ostsee die Erzeugungsleistung der Offshore-Windenergie kleiner als in der Nordsee ist, so dass insgesamt auch weniger Leistung übertragen werden muss.

Auch für die Erschließung des im Entwurf zum BFO-O ausgewiesenen, noch zu erschließenden Erzeugungspotentials in Cluster 3 sollte die Verwendung von DC-Technologie nicht ausgeschlossen werden. Es wird eine Trassenlänge von 140 km erwartet, so dass bei einem Einsatz von AC-Technologie wahrscheinlich Anlagen zur Zwischenkompensation notwendig würden.

Für die Ostsee prognostiziert der Szenariorahmen zum NEP/O-NEP 2013 im Szenario B2023 ca. 1,3 GW installierte Leistung an Offshore-Windenergie. Hiervon werden ca. 0,3 GW durch das Startnetz abgedeckt. Insgesamt müssen demnach noch für ca. 1,0 GW Anbindungsmaßnahmen im O-NEP 2013 in der Ostsee geplant werden. Bei dem festgelegten Standard von 250 MW pro AC-Anbindungsmaßnahme würden demnach **vier** Anbindungsmaßnahmen benötigt.

Die ÜNB planen derzeit, keine eigenen Plattformen in der Ostsee zu errichten. Zum Anschluss soll die Umspannplattform des OWP mitgenutzt werden. Hierbei ist technisch sicherzustellen, dass noch mögliche vorhandene nicht genutzte Übertragungskapazitäten der Anbindungsmaßnahmen auch an andere OWP vergeben werden können.

Bei dem am 30.08.2013 genehmigten Szenariorahmen zum NEP/O-NEP 2014 im Szenario B2024 aus. Hier wird eine installierte Leistung an Offshore-Windenergie von 1,7 GW angenommen. Bei dem festgelegten Standard von 250 MW pro AC-Anbindungsmaßnahme würden demnach **sechs** Anbindungsmaßnahmen benötigt.

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

sein. Die Kriterien sind im Gesetz gleichrangig aufgeführt.

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

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

Die Berücksichtigung weiterer Kriterien ist in § 17b Abs. 2 S. 3 EnWG nicht ausgeschlossen.

Anhand der zuvor aufgelisteten fünf Kriterien ermitteln die ÜNB eine zeitliche Staffelung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen:

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

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

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

Danach wird die durch die Kriterien 1), 2) und 3) festgelegte zeitlichen Staffelung geprüft, ob sie mit Kriterium 4) „der geplanten Inbetriebnahme der NVP“ vereinbar ist. 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 wird eine entsprechende Anpassung der zeitlichen Staffelung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen vorgenommen, wobei die zeitliche Staffelung der nicht betroffenen Offshore-Netzausbaumaßnahmen anhand der Kriterien 1), 2) und 3) bestehen bleibt.

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

4.1 Küstenentfernung

Die BNetzA würde das Kriterium „Küstenentfernung“ in der von den ÜNB vorgeschlagenen Ausgestaltung aus heutiger Sicht als sachgerecht erachten.

Das in § 17b Abs. 2 S. 3 EnWG explizit genannte Kriterium „räumliche Nähe zur Küste“ wird von den Übertragungsnetzbetreibern durch das Kriterium 1) „Küstenentfernung“ als Kriterium für die zeitliche Abfolge der Offshore-Netzausbaumaßnahmen übernommen. Dabei erfolgt die Beurteilung der Cluster im Hinblick auf ihre Küstenentfernung nicht anhand der Länge der kürzesten Verbindung des Clusters zum Festland („Luftlinie“) und auch nicht anhand konkreter Trassenlängen, sondern anhand seiner Lage in Zonen, deren Grenzen sich näherungsweise am Verlauf der Küste orientieren, wie in Abbildung 5 für die Nordsee und in Abbildung 6 für die Ostsee ersichtlich. Cluster, die in etwa die gleiche Küstenentfernung besitzen, werden in dieselbe Zone eingeordnet. Dadurch werden sie in Bezug auf die Küstenentfernung als gleichrangig beurteilt.

In der Nordsee erfolgt von den 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 ca. der Fläche der einzigen Zone der Ostsee. In der Ostsee werden demnach alle Cluster bezüglich ihrer Küstenentfernung gleichrangig behandelt.

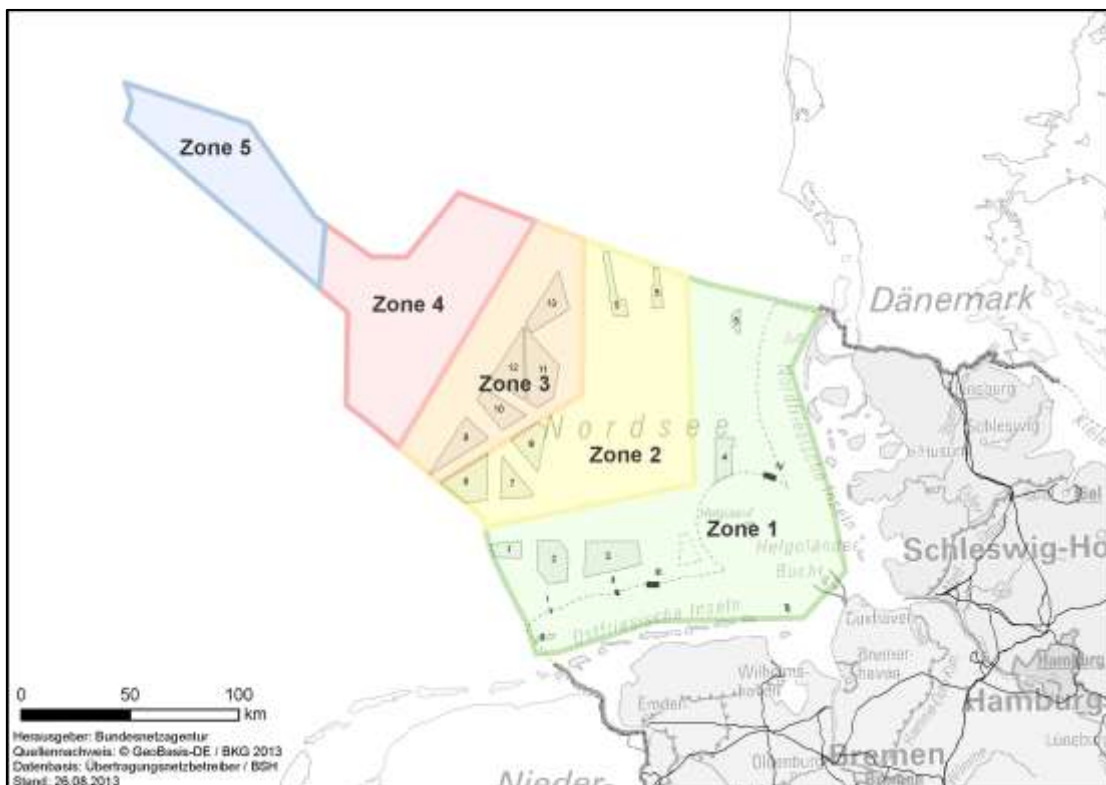


Abbildung 5: Deutsche Nordsee mit Entfernungszonen

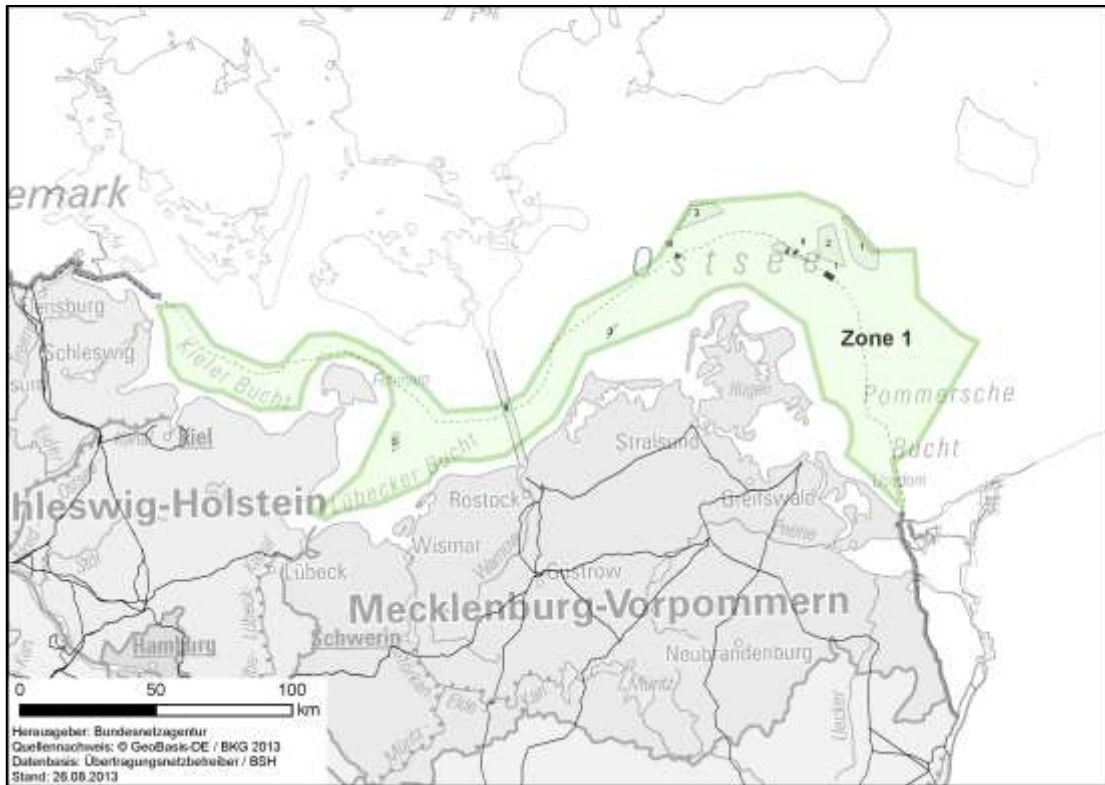


Abbildung 6: Deutsche Ostsee mit Entfernungszonen

Aus der heutigen Sicht der BNetzA ist die für die Nordsee vorgeschlagene Zoneneinteilung nachvollziehbar. Es erscheint sachgerecht, das Kriterium der Entfernung nicht als kilometerscharfe Angabe des räumlichen Abstands der Cluster von der Küste auszulegen. Dies würde lediglich zu einer Scheingenauigkeit führen. Eine kilometerscharfe Berücksichtigung der Entfernung der Cluster von der Küste ist allein schon aufgrund der oftmals großen räumlichen Ausdehnung der Cluster von bis zu ca. 30 km nicht praktikabel. Denn dabei wäre unklar, welcher Punkt eines Clusters für die Entfernungsbestimmung zu Grunde gelegt werden soll. In Frage kommen dabei z.B. der küstennächste Punkt eines Clusters, der räumliche Mittelpunkt eines Clusters oder auch der Standort des 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 scheint die Trassenlänge als Entfernungskriterium ebenfalls nicht als sachgerecht und eine Einteilung nach Zonen vorzugswürdig.

Zudem ist es sinnvoll, bestehende bzw. konkurrierende Nutzungsformen in der Nordsee wie insbesondere Schifffahrtswege, bei der Zonenbildung zu berücksichtigen. Ansonsten wäre zu befürchten, dass ein einzelner Cluster – bei Ausweisung der Cluster wurden gerade andere Nutzungen wie insbesondere die Schifffahrtswege berücksichtigt – mehreren Zonen zugeteilt würde¹. Insoweit führt eine Einteilung in Zonen auch zu einer rechtssicheren und praktikablen Anwendung des Kriteriums der Küstenentfernung. Dies wiederum entspricht auch dem mit dem Systemwechsel intendierten Ziel des Gesetzgebers von der Anbindung konkreter OWP hin zu einem übergeordneten O-NEP. Daher bietet sich vielmehr eine Bildung von Zonen an, deren Grenzen sich an der Küstenentfernung unter Berücksichtigung bestehender Schifffahrtswege orientiert.

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

4.2 Vorrang- und Eignungsgebiete

Der BNetzA scheint dieses Kriterium als nicht geeignet für eine zeitliche Reihung der Anbindungsmaßnahmen.

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 zweit höchsten 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

¹ Nur Cluster 5 erstreckt sich als Ausnahme über zwei Zonen (Zone 1 und 2). Allerdings wird sämtliches Erzeugungspotential in Zone 1 bereits durch das Startnetz bedient. Dadurch wird Cluster 5 in Zone 2 eingruppiert.

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 außerhalb 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 das Ausbauziel der Bundesregierung von ca. 25 000 MW (Küstenmeere und AWZ in der Nordsee und Ostsee insgesamt) bis 2030 erreicht werden kann, 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 überwiegenden 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 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.

Allerdings besteht aus Sicht der BNetzA kein ausreichender 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. Eine Aussage über den Ausbau von OWP außerhalb der Vorranggebiete soll 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 Vorgaben 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, 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. Zumal im BFO auch Gebiete als Cluster ausgewiesen sind, die nicht innerhalb eines Windvorranggebietes liegen, für die jedoch das BSH bei der Erstellung des BFO die Übereinstimmung mit den Erfordernissen der Raumordnung bejahte und mit anderen raumbedeutsamen Planungen abstimmt. Insoweit ist nicht ersichtlich, weshalb in den BFO einbezogene Cluster in Windvorranggebieten mit höherer Priorität erschlossen werden sollten. Das BSH geht vielmehr davon aus, dass die Ausweisung von Clustern außerhalb von Windvorranggebieten die Voraussetzung für eine geordnete Weiterentwicklung der im Raumordnungsplan lediglich andeutungsweise vorgezeichneten Netzanschlussysteme schafft.

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.

4.3 Erzeugungspotential

Die BNetzA würde die Ausgestaltung des Kriteriums „Erzeugungspotential eines Offshore-Windenergie-Clusters“ durch die ÜNB als sachgerecht erachten.

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

Die BNetzA teilt aus heutiger Sicht 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 Netzanbindungssystem in Frage kommt. Ist das in einem Cluster noch freie, nicht einem OWP bereits zugewiesene Erzeugungspotenzial groß, so ist die Wahrscheinlichkeit höher, dass die Netzanbindung optimal ausgelastet wird, als wenn das frei verbleibende Erzeugungspotenzial eines Clusters klein ist.

4.4 Geplante Inbetriebnahme der Netzanbindungspunkte

Der BNetzA erscheint auch das Kriterium der „geplanten Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte“ als korrekatives Kriterium als 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 Anbindungsleitung obligatorisch. Daher muss nach einer Staffelung der Anbindungsmaßnahmen überprüft werden, ob für jede Anbindungsmaßnahme ein entsprechender NVP an Land verfügbar ist. Die NVP stellen die Verbindung zum landseitigen NEP Strom her.

4.5 Realisierungsfortschritt der anzubindenden OWP

Die BNetzA erachtet eine Berücksichtigung des Kriteriums 5) „Realisierungsfortschritt der anzubindenden OWP“ als korrekatives Kriterium zur Vermeidung eines grob unangemessenen Ergebnisses als sachgerecht. Dabei ist der Anwendungsbereich dieses Kriteriums aus Sicht der BNetzA insbesondere dahingehend anzuwenden, um unbillige Härten durch den Wechsel vom windparkspezifischen Anbindungsregime zum neuen Regime des O-NEP zu verhindern.

Es gilt zu beachten, dass man sich zum jetzigen Zeitpunkt mit der Erstellung des ersten O-NEP in einem Übergang zwischen der alten Rechtslage, welche auf der Bewertung des Realisierungsfortschritts der anzubindenden OWP basierte, und der neuen Rechtslage in Form einer windparkspezifischen Netzanschlussplanung im Rahmen des O-NEP befindet. Aufgrund der zeitlichen Nähe zur alten Rechtslage, existieren noch OWP Projekte, 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 scheint 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.

4.6 Gewichtung der Kriterien und Prüfungsreihenfolge

Die Anwendung der Kriterien sowie deren Reihung im zweiten Entwurf des O-NEP werden aus heutiger Sicht seitens der BNetzA grundsätzlich als sachgerecht erachtet.

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. Insoweit kommt dem Kriterium der Küstenentfernung aus gegenwärtiger Sicht der BNetzA zu Recht eine hervorgehobene Bedeutung 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 Erzeugungspotenzials, 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 Erzeugungspotenzials eine Reihung festgelegt würde. Da nahezu alle Cluster ein unterschiedliches Erzeugungspotenzial 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 Erzeugungspotenzial scheint wiederum geeignet, als zweites maßgebendes Prüfkriterium auf die Küstenentfernung zu folgen. So hängt, wie bereits erläutert, die Wahrscheinlichkeit für eine möglichst effiziente und vollständige Nutzung eines Netzanbindungssystems entscheidend davon ab, wie groß das Erzeugungspotenzial an Offshore-Windenergie ist, welches für die Nutzung des jeweiligen Netzanbindungssystems in Frage kommt. Zudem erlaubt die Betrachtung des konkreten Erzeugungspotenzials eine konkrete Reihung der Cluster, ohne dass es auf die Größe einzelner 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 Anbindungsmaßnahmen, da dieses Kriterium unabhängig von der jeweiligen Anbindungsmaßnahme gewählt werden kann. Es spräche zum Beispiel nichts dagegen, NVP von Anbindungsmaßnahmen, die am gleichen Grenzkorridor von der AWZ ins Küstenmeer übergehen, zu vertauschen. Daher kann das Kriterium der geplanten Inbetriebnahme 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 korrekatives 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 windparkunspezifischen 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 Übertragungsnetzbetreiber 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-NEPs geplanten Systemwechsel, weg von einer windparkspezifischen Anbindung hin zu einer vorausschauenden und vorsorglichen 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.

5. Angabe von Terminen

5.1 Verbindlicher Termin für den Beginn der Umsetzung

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 tendiert dazu, den Termin des Beginns der Umsetzung als die Beauftragung der Anbindungsleitungen zu verstehen. Sie hat ihre Meinungsbildung aber noch nicht abgeschlossen und ist offen für Argumente für oder gegen beide Varianten.

Für ein Abstellen auf den Beginn des EU-weiten Vergabeverfahrens spricht z.B., dass aufgrund der guten Planbarkeit eine relativ genaue Angabe für den Beginn der Umsetzung möglich ist. Dagegen spricht jedoch, dass der Zeitpunkt für die Beauftragung der Anbindungsleitung dadurch nicht festgelegt wird und damit ein für die OWP bisher relevanter „Meilenstein“ nach wie vor in der zeitlichen Disposition der ÜNB verbleibt.

Für ein Abstellen auf die Beauftragung der Anbindungsleitung spricht insbesondere, dass die Entscheidung über den Bau der Anbindungsleitung bis zu dem genannten Zeitpunkt gefallen sein muss und damit aus Sicht der OWP-Investoren eine bisher zentrale Voraussetzung für die OWP-Investitionsfreigabe erfüllt ist. Gegen ein Abstellen auf die Beauftragung der Anbindungsleitung spricht u.a. die schlechte Verhandlungsposition gegenüber den Anbietern der Anbindungssysteme, da die ÜNB bis spätestens zu dem angegebenen Zeitpunkt einem Anbieter eine Zusage erteilt haben müssen.

Wenn auf die Beauftragung der Anbindungsleitung als Beginn der Umsetzung abgestellt würde, sollte aus Sicht der BNetzA den ÜNB in jedem Fall eine gewisse Flexibilität zugestanden werden. Vorstellbar erscheint, nur den letztmöglichen Zeitpunkt anzugeben, bis zu dessen Ablauf die Beauftragung auf jeden Fall erfolgt sein muss.

Wenn auf das Datum der Ausschreibung abgestellt würde, erscheint es der BNetzA in jedem Fall als unzulässig, dass die Termine zum Beginn der Umsetzung im Entwurf des O-NEP als geplante Termine angegeben werden. In diesem Fall sollten die Termine verbindlich sein, da der Zeitpunkt von den ÜNB ohne Mitwirken Dritter frei gewählt werden kann.

Die Angabe des Termins in Form eines Quartals erscheint jedoch aus Sicht der BNetzA als hinreichend bestimmte Zeitangabe für den Beginn der Umsetzung im Sinne des Beginns des EU-weiten Vergabeverfahrens. Die ÜNB nahmen insoweit eine Präzisierung gegenüber dem ersten Entwurf des O-NEP vor, der noch bloße Jahresangaben vorsah.

5.2 Geplanter Zeitpunkt der Fertigstellung

Der O-NEP muss ferner den geplanten Zeitpunkt der Fertigstellung der Anbindungsmaßnahmen enthalten. Der O-NEP entspricht aus jetziger Sicht der BNetzA dieser Anforderung.

Der zweite Entwurf des O-NEP definiert die Fertigstellung als Inbetriebnahme der Anbindungsmaßnahme (d.h. im Falle der DC-Verbindungssysteme die Inbetriebnahme der HGÜ-Sammelanbindung). Dies erscheint als zulässig, da die Inbetriebnahme grundsätzlich unmittelbar auf die bautechnische Fertigstel-

lung folgt. Nach der erfolgreichen Inbetriebnahme beginnt mit der Inbetriebnahme-Erklärung des Übertragungsnetzbetreibers der Betrieb des Netzanbindungssystems.

Eine weitere Präzisierung des Zeitpunkts der Inbetriebnahme, der im Entwurf des O-NEP für ein Jahr 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 aus der Perspektive des gegenwärtigen O-NEP noch nicht prognostiziert werden können. Im jedem Fall ist das angegebene Jahr als Jahr der letztmöglichen Inbetriebnahme zu verstehen. Gegen eine frühere Inbetriebnahme ist aus Sicht der BNetzA nichts einzuwenden.

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 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 eine etwaige 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. Dabei sind insbesondere verkürzte Realisierungsphasen durch technische Standardisierung bzw. Fortschritte bei der Errichtung der Anbindungssysteme sowie der Verfügbarkeit von Errichtungskapazitäten durch die ÜNB anzustreben und jährlich bei Erstellung des O-NEP zu berücksichtigen. Wird infolgedessen ersichtlich, dass sich die Realisierungsdauer einer Maßnahme verkürzt, sind auch die Inbetriebnahmezeitpunkte bereits bestätigter Maßnahmen im jeweils aktuellen O-NEP vorzuziehen. Infolgedessen kann sich – anders als im Falle der Termine des Beginns der Umsetzung – in zukünftigen O-NEP auch eine individuelle Abfolge der Inbetriebnahmezeitpunkte ergeben. Darüber hinaus sind Erfahrungen infolge zurückliegender Realisierungsprojekte seitens der ÜNB heranzuziehen, um im O-NEP 2014 eine geeignete Methode zur Berücksichtigung der zu erwartenden Planungs-, Zulassungs- und Errichtungszeiten sowie der verfügbaren Erzeugungskapazitäten zu entwickeln. Hierbei sind gerade auch die zu erwartende Lernkurven und Fortschritte bei der Realisierung, bspw. infolge einer technischen Standardisierung, zu berücksichtigen. Falls eine Verkürzung der Realisierungsdauer dennoch nicht in Betracht kommt, ist dies durch die ÜNB im O-NEP plausibel darzulegen und zu begründen.

6. Zeitliche Staffelung der Anbindungsmaßnahmen

In diesem Kapitel werden die zeitlichen Staffellungen der Maßnahmen für die Nord- und Ostsee dargestellt, die sich aus den in Kapitel C 4 dargestellten Kriterien für die zeitliche Abfolge ergeben. Die zeitliche Staffelung würde auf Basis der bisherigen Erkenntnisse und Prüfergebnisse der BNetzA von der Staffelung der ÜNB abweichen.

6.1 Nordsee

In der Nordsee ergäbe 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 nach gegenwärtiger Auffassung einen Korrekturbedarf aufgrund des Realisierungsfortschritts der anzubindenden OWP sieht.

Tabelle 3: Zeitliche Staffelung der Maßnahmen für die Nordsee

Projekt	Maßnahme	Name der Maßnahme	Trassenlänge on- und offshore	Beginn der Umsetzung (Beginn der Ausschreibung)	Beginn der Umsetzung (späteste Vergabe / Beauftragung)	Geplante Inbetriebnahme
NOR-3-2	14	HGÜ-Verbindung NOR-3-2	170	1. Quartal 2014*	1. Quartal 2015	2020
NOR-1-1	3	HGÜ-Verbindung NOR-1-1	230	2. Quartal 2015	2. Quartal 2016	2021
NOR-7-1	31	HGÜ-Verbindung NOR-7-1	230	2. Quartal 2015	2. Quartal 2016	2021
NOR-5-2	25	HGÜ-Verbindung NOR-5-2	205	2. Quartal 2016	2. Quartal 2017	2022
NOR-3-3	15	HGÜ-Verbindung NOR-3-3	60	2. Quartal 2017	2. Quartal 2018	2023
NOR-7-2	32	HGÜ-Verbindung NOR-7-2	240	2. Quartal 2017	2. Quartal 2018	2023

*siehe auch Kapitel D 1, Projekt NOR-3-2

Bei einer Reduktion der anzunehmenden Offshore-Windstromerzeugung in der Nordsee, wie sie dem Szenario B2024 zu Grunde liegt, wäre die Anzahl der Anbindungsleitungen im entsprechenden Verhältnis zu reduzieren. Das würde auch wiederum die Frage aufwerfen, ob auch die Realisierungszeitpunkte angepasst, d.h. gestreckt werden sollten.

Die für die zeitliche Staffelung 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 zeitlichen Staffelung liegen 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 Anbindungsmaßnahmen des Startnetzes abgedeckt, vgl. Tabelle 4. Der Anteil von Cluster 5, wel-

cher 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 Anbindungsmaßnahme.

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 Restpotenzials 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 Anbindungsmaßnahme 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 Restpotenzial von mehr als die Hälfte des Gesamtpotenzials 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 benötigt werden, um die Leistung in der Nordsee von 4,8 GW anzubinden, verteilt. Eine Erschließung der Zone 3 der Nordsee wird erst bei höheren prognostizierten Erzeugungsleistungen für Offshore-Windenergie in der Nordsee notwendig.

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 NVP laut der Planungslage im NEP 2013 verfügbar. Daher muss keine Korrektur der Staffelung anhand des Kriteriums „Geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte“ erfolgen.

Bei einer Plausibilitätskontrolle der vorstehend geschilderten Staffelung der Anbindungsmaßnahmen anhand des „Realisierungsfortschritt der anzubindenden OWP“ ergibt sich nach gegenwärtiger Auffassung der BNetzA, im Gegensatz zu den Übertragungsnetzbetreibern, ein Korrekturbedarf. Sowohl die Anbindungsmaßnahme NOR-7-1 wie auch die Anbindungsmaßnahme 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 existierte bis Ende August 2013 kein genehmigtes OWP Projekt, welches die Kapazitäten der Anbindungsmaßnahme NOR-3-3 benötigt. Daher erachtet die BNetzA eine nachrangige Behandlung der Anbindungsleitung NOR-3-3 gegenüber NOR-5-2 und NOR-7-2 für geboten. Die sich so mit der Korrektur ergebende Staffelung ist in Tabelle 3 aufgeführt.

Zusätzlich sind in Tabelle 3 der Beginn der Umsetzung und die geplante Inbetriebnahme aufgelistet. Beim Beginn der Umsetzung sind sowohl der Zeitraum des Beginns der Ausschreibung angegeben als auch der Zeitraum der Beauftragung der Anbindungsleitung.

Der Zeitraum des Beginns der Ausschreibung entspricht, mit Ausnahme von NOR-3-2, den Angaben der ÜNB. Im Falle von NOR-3-2 ist der BNetzA nicht ersichtlich, warum die Ausschreibung erst zum 4. Quartal 2014 gestartet werden soll. Daher ist der Beginn der Ausschreibung auf das 1. Quartal 2014 vorgezogen (siehe auch Kapitel D 1, Projekt NOR-3-2).

Falls die Stellungnahmen zur Konsultation den Vorschlag der BNetzA, das Kriterium des Beginns der Umsetzung als Zeitpunkt der Vergabe/Beauftragung zu definieren, bestärken, hätte die Spalte „Beginn der Ausschreibung“ keine Bedeutung mehr, da dann die ÜNB über den Beginn der Ausschreibung freigestellt entscheiden können. An dessen Stelle träte dann als Beginn der Umsetzung der Zeitpunkt der Vergabe der Anbindungsleitung. Der angegebene Zeitpunkt ergibt sich aus dem Beginn der Ausschreibung plus einer maximalen Ausschreibedauer von 12 Monaten.

Hierbei wurden die Terminangaben der ÜNB übernommen.

Eine Umsetzung von ein bis zwei Maßnahmen pro Jahr erscheint sachgerecht. Aufgrund der abweichenden Reihenfolge der Maßnahmen im Vergleich zum zweiten Entwurf des O-NEP wurden jedoch die Termine zum Teil anderen Maßnahmen zugeordnet. Details dazu sind bei den Einzelmaßnahmen in Kapitel D 1 aufgeführt.

Bei einer Berücksichtigung des Szenariorahmens zum NEP/O-NEP 2014 würden aus heutiger Sicht voraussichtlich nur vier Anbindungsmaßnahmen bestätigt werden. Hierbei stellt sich die Frage, ob eine

möglichst schnelle Umsetzung der vier Anbindungsmaßnahmen gemäß des derzeitigen für sechs Anbindungsleitungen vorgesehen Zeitplans, oder eine möglichst gleichmäßiger Ausbau durch eine Anbindungsmaßnahme pro Jahr vorzugswürdig ist. Die BNetzA bittet hierzu um Stellungnahmen während der Konsultation.

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. Die AC-Anschlüsse werden in Kapitel D 2 einzeln aufgeführt.

Tabelle 5: Zeitliche Staffelung der Maßnahmen für die Ostsee

Projekt	Maßnahme	Name der Maßnahme	Trassenlänge on- und offshore	Beginn der Umsetzung (Beginn der Ausschreibung)	Beginn der Umsetzung (späteste Vergabe/ Beauftragung)	Geplante Inbetriebnahme
Ost-1-1	51	AC-Verbindung OST-1-1	85	2. Quartal 2013	2. Quartal 2014	2017
Ost-1-2	53	AC-Verbindung OST-1-2	85	2. Quartal 2013	2. Quartal 2014	2017
Ost-1-3	55	AC-Verbindung OST-1-3	85	2. Quartal 2014	2. Quartal 2015	2018
Ost-1-4	57	AC-Verbindung OST-1-4	85	2. Quartal 2014	2. Quartal 2015	2018

Bei Anwendung der erhöhten Offshore-Kapazitäten, die das Szenario B2024 in der Ostsee erwartet, kämen zu dieser Tabelle zwei weitere Anbindungsleitungen hinzu.

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 ebenfalls dem Cluster 3 zugeordnet.

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

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 Erzeugungspotenzial pro Cluster sowie das genehmigte Potenzial innerhalb eines Clusters beruhen innerhalb der AWZ auf den überarbeiteten Entwurfs des BFO-O. Innerhalb des Küstenmeeres wurde das zu erschließende Potenzial der Cluster anhand der derzeitigen Planungsstände der zum entsprechenden Cluster hinzuzählenden OWP Projekte ermittelt. Aus der Differenz zwischen dem Erzeugungspotenzial pro Cluster und dem Startnetz ergibt sich das noch zu erschließende Erzeugungspotenzial, welches für die zeitliche Staffelung relevant ist.

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 Anbindungsmaßnahmen in der Ostsee erscheint dieses Jahr eine Berücksichtigung von Cluster 2 als noch nicht sach-

gerecht. 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.

7. Querverbindungen

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 Übertragungsnetzbetreiber 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 habe daher informativ Charakter und stelle eine Abschätzung des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers dar.

Die BNetzA erachtet 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 möglicherweise im Rahmen eines von den Netzbetreibern der BNetzA vorzulegenden Schadensminderungskonzepts Berücksichtigung finden. Einer rein informativ Darstellung von Querverbindungen im O-NEP wird nicht widersprochen.

D Anbindungsmaßnahmen

Die vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse als bestätigungsfähig angesehenen Maßnahmen sind in Abbildung 7 für die Nordsee und in Abbildung 8 für die Ostsee dargestellt. Die Gesamtlänge der als bestätigungsfähig angesehenen HGÜ-Verbindungen in der Nordsee beträgt 1135 km. Die Gesamtlänge der als bestätigungsfähig angesehenen AC-Verbindungen in der Ostsee beträgt 340 km.

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-Anschlüssen benötigt. Die ÜNB kalkulieren derzeit 570 km AC-Anschlüssen in der Nordsee und 60 km AC-Anschlüssen in der Ostsee.

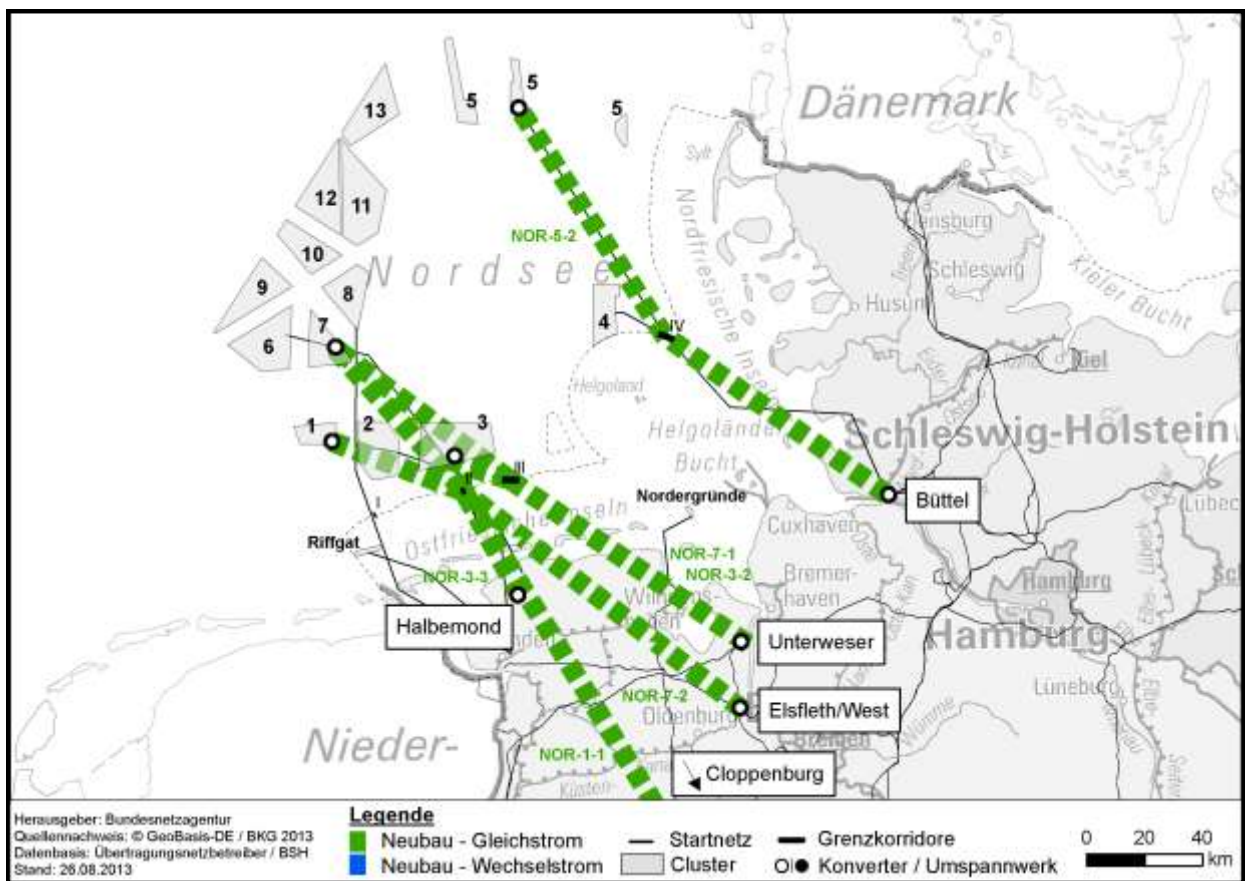


Abbildung 7: Derzeit vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse als bestätigungsfähig angesehene Maßnahmen in der Nordsee

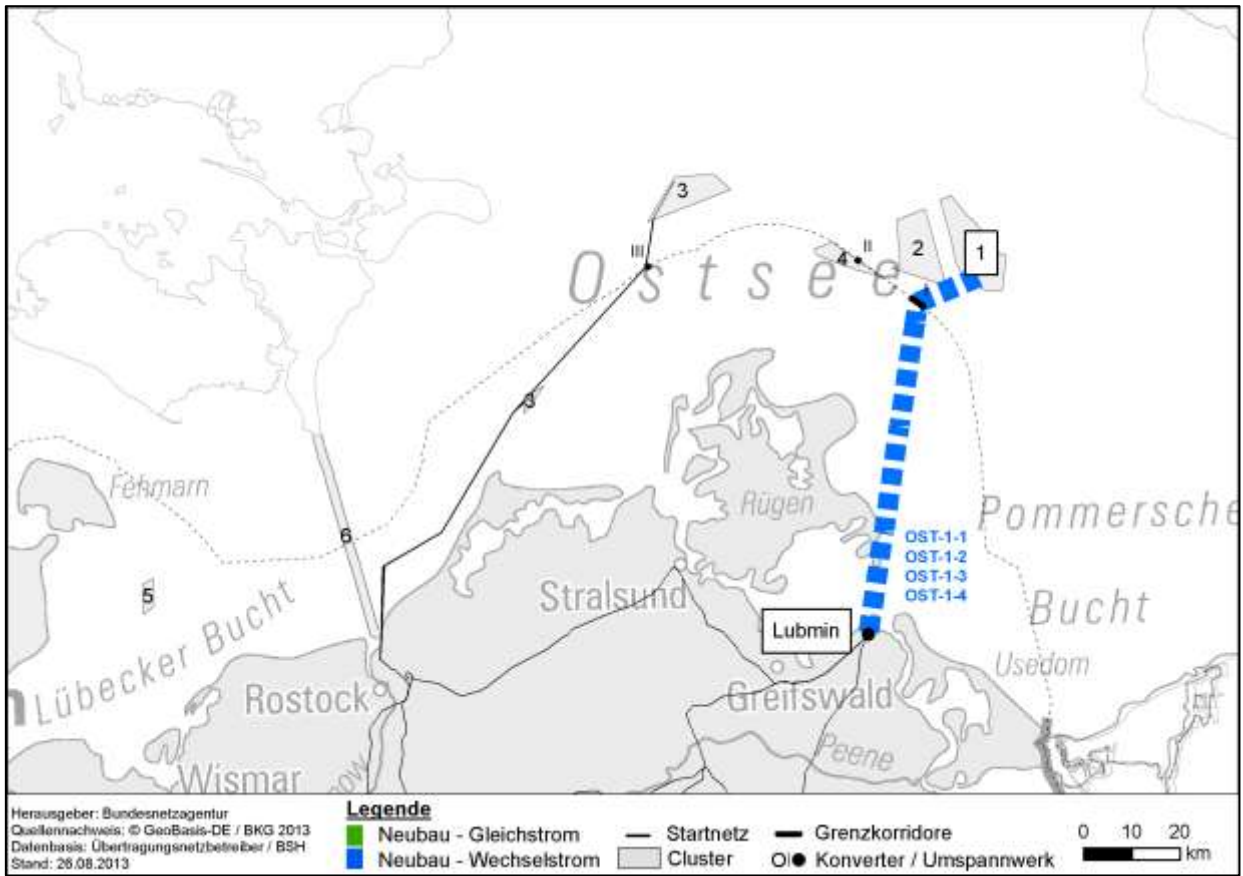


Abbildung 8: Derzeit vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse als bestätigungsfähig angesehene Maßnahmen in der Ostsee

1. Anbindungsmaßnahmen Nordsee

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

Maßnahme 3: HGÜ-Verbindung NOR-1-1

Die Maßnahme 3 wird derzeitig vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse als bestätigungsfähig angesehen.

Beschreibung des geplanten Projekts:

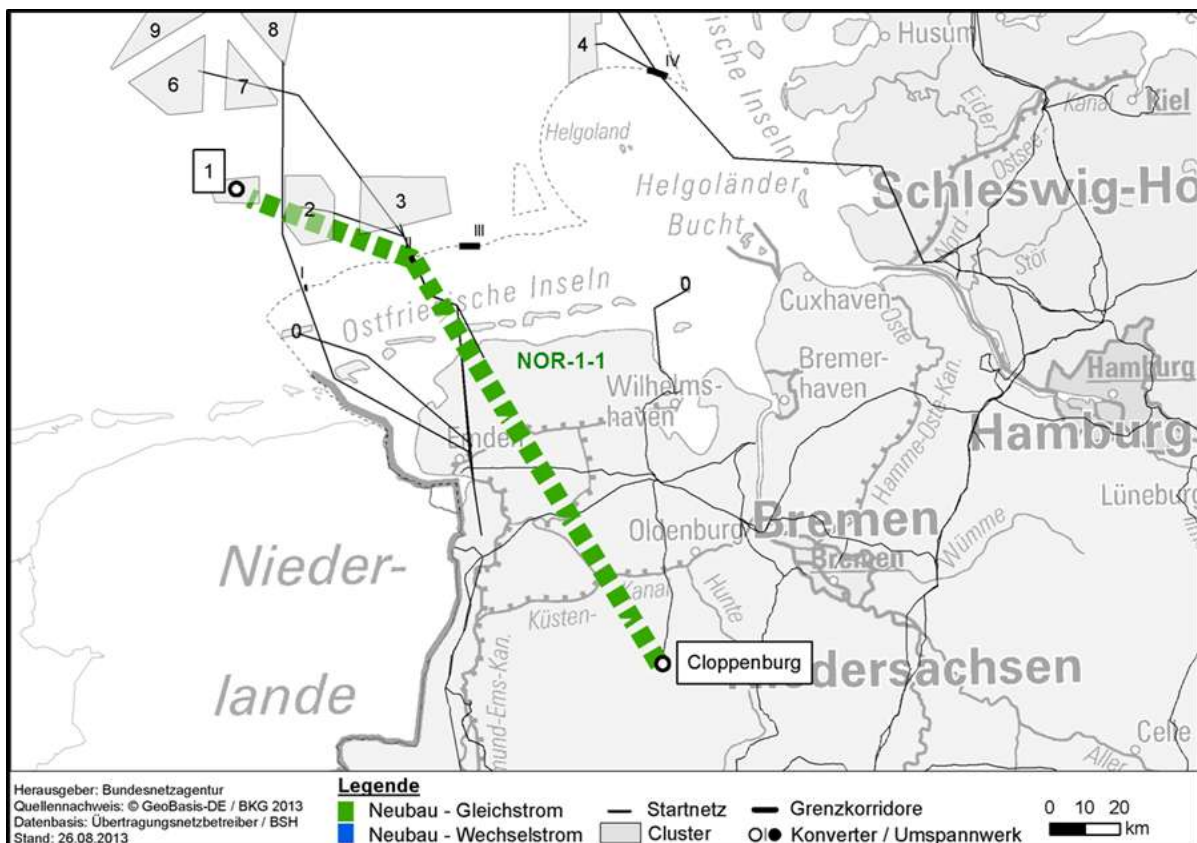
Ziel des Projekts ist die Anbindung von OWP in der Nordsee in Cluster 1 (Zone 1).

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 Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie 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: 2. Quartal 2015

Für den Beginn der Umsetzung ist der Beginn des EU-weiten Vergabeverfahrens zu Grunde gelegt. Im Falle eines Abstellens auf die Beauftragung der Anbindungsleitung hätte die Vergabe bis zum Ende des

2. Quartals 2016 zu erfolgen.

Geplante Inbetriebnahme: 2021

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

Maßnahme 14: HGÜ-Verbindung NOR-3-2

Die Maßnahme 14 wird derzeit vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse als bestätigungsfähig angesehen.

Beschreibung des geplanten Projekts:

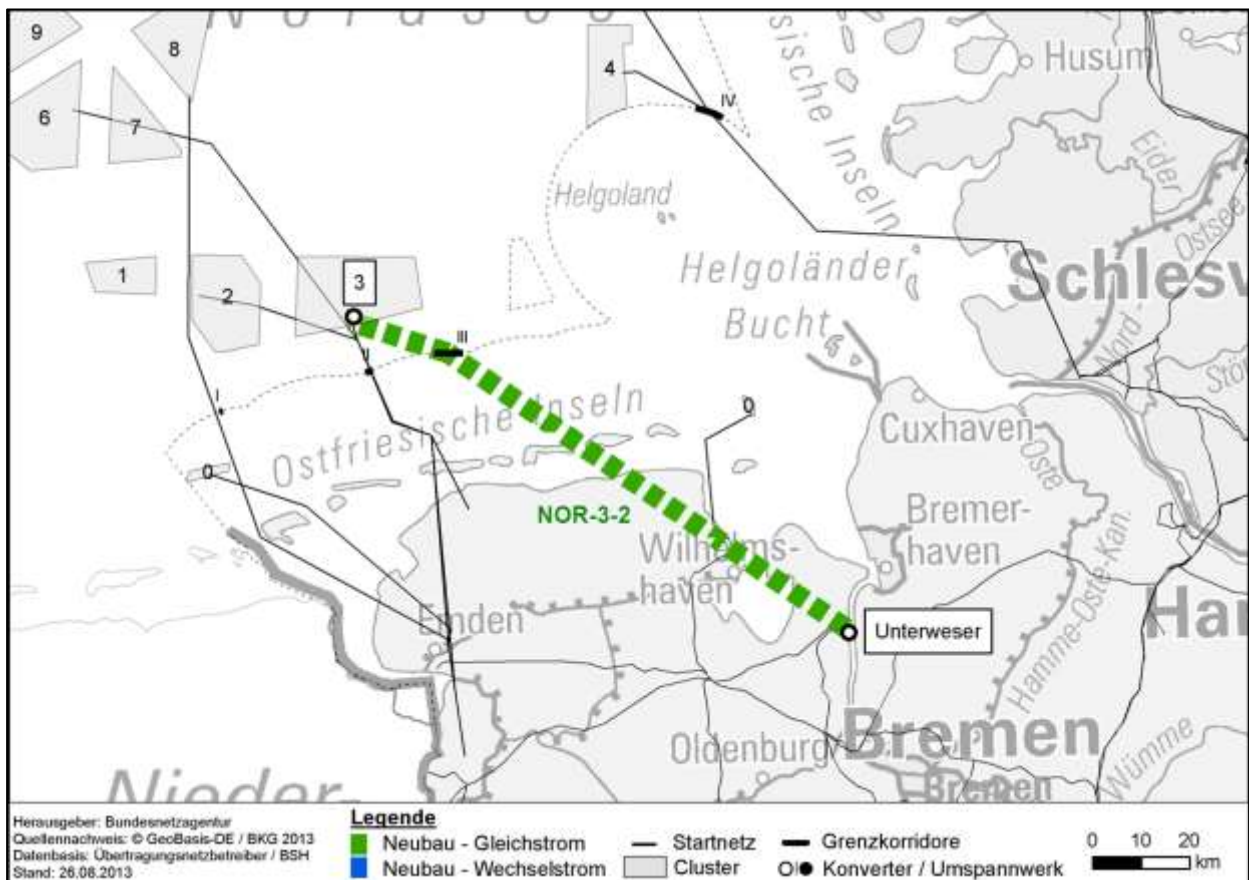
Ziel des Projekts ist die Anbindung von OWP in der Nordsee in Cluster 3 (Zone 1).

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 Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie 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 (DolWin2), das DC-Netzanbindungssystem NOR-3-2 und das Netzanbindungssystem NOR-3-3.



Trassenlänge: 170 km

Beginn der Umsetzung: 1. Quartal 2014

Für den Beginn der Umsetzung ist der Beginn des EU-weiten Vergabeverfahrens zu Grunde gelegt. Im Falle eines Abstellens auf die Beauftragung der Anbindungsleitung hätte die Vergabe bis zum Ende des 1. Quartals 2015 zu erfolgen.

Es ist derzeit nicht ersichtlich, weshalb der Termin für den Beginn der Ausschreibung dieser ersten Maßnahme in der Nordsee von den ÜNB erst im 4. Quartal 2014 angesetzt wurde. Daher wurde der Zeitpunkt vom 4. Quartal 2014 zum 1. Quartal 2014 vorverlegt. Sofern der BNetzA nicht noch Erkenntnisse vorgelegt werden, die den späten Beginn der Maßnahme begründen, beabsichtigt die BNetzA das Vorziehen des Beginns der Maßnahme auf den Jahresanfang.

Geplante Inbetriebnahme: 2020

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

Maßnahme 15: HGÜ-Verbindung NOR-3-3

Die Maßnahme 15 wird derzeit vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse als bestätigungsfähig angesehen. Der NVP Halbmond wird derzeit vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse als noch nicht bestätigungsfähig angesehen.

Beschreibung des geplanten Projekts:

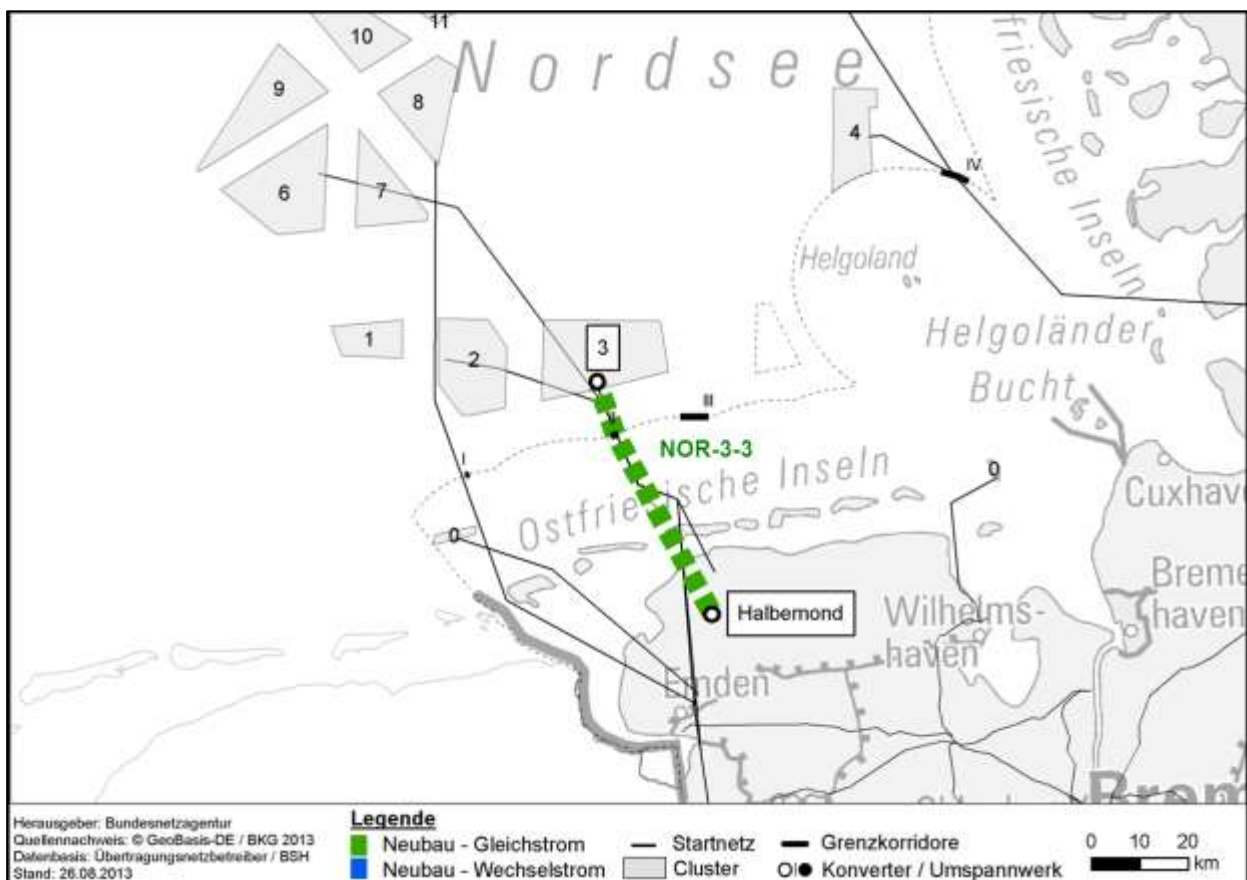
Ziel des Projekts ist die Anbindung von OWP in der Nordsee in Cluster 3 (Zone 1).

Als NVP ist Halbmond 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 Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie 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 (DolWin2), das DC-Netzanbindungssystem NOR-3-2 und das Netzanbindungssystem NOR-3-3.



Trassenlänge: 60 km

Beginn der Umsetzung: 2. Quartal 2017

Für den Beginn der Umsetzung ist der Beginn des EU-weiten Vergabeverfahrens zu Grunde gelegt.

Bei der von der BNetzA für vorzugswürdig befundenen zeitlichen Staffelung der Maßnahmen in der Nordsee würde der Beginn der Umsetzung vom 2. Quartal 2015 auf das 2. Quartal 2017 verschoben.

Im Falle eines Abstellens auf die Beauftragung der Anbindungsleitung hätte die Vergabe bis zum Ende des 2. Quartals 2018 zu erfolgen.

Unter Zugrundelegung des am 30.08.2013 genehmigten Szenariorahmens zum NEP/O-NEP 2014 würde aus heutiger Sicht diese Anbindungsleitung voraussichtlich wegfallen.

Geplante Inbetriebnahme: 2023

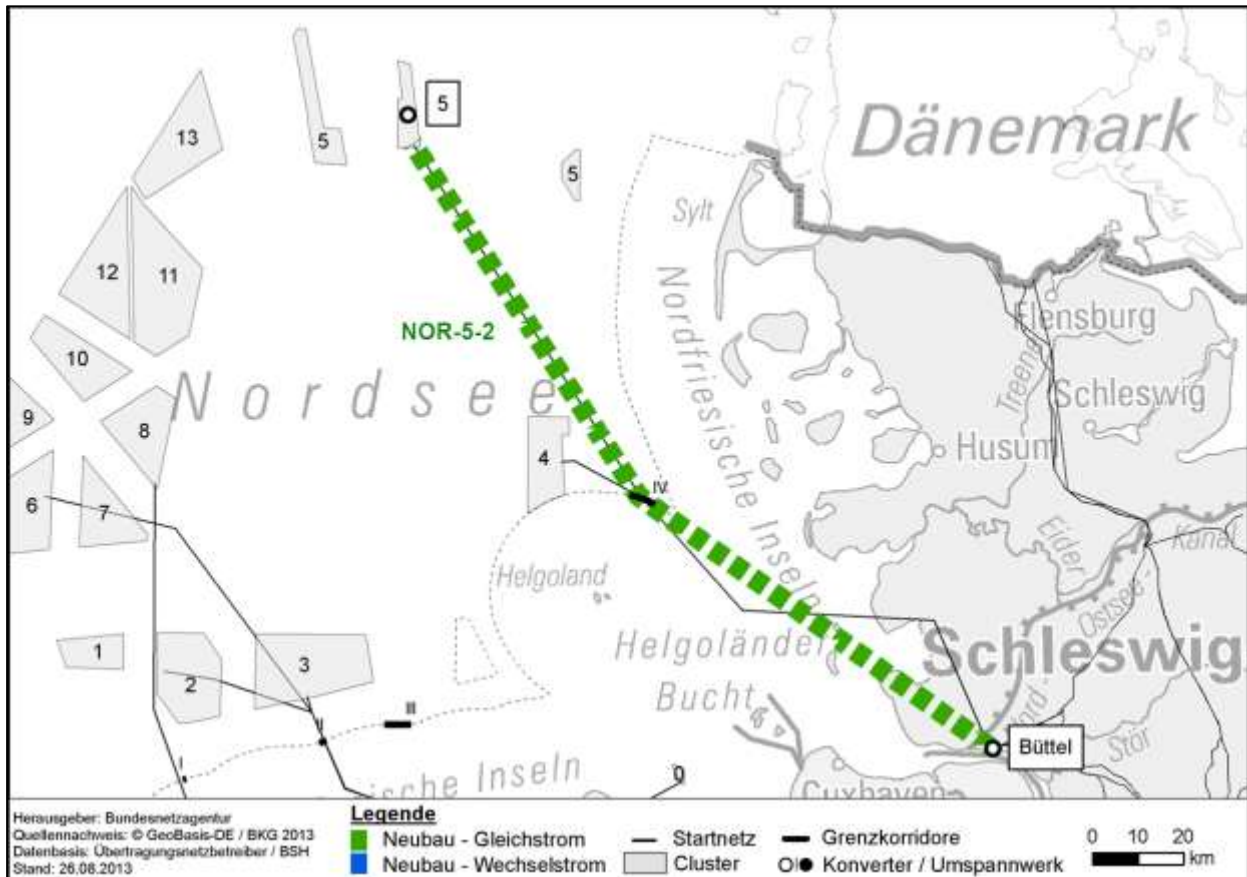
Der NVP Halbmond wird derzeit unter Vorbehalt weiter Erkenntnisse im landseitigen NEP Strom noch nicht als bestätigungsfähig angesehen. Das landseitige Höchstspannungsnetz am NVP Halbmond ist wie das Projekt P20 des NEP 2013 erkennen lässt, offenbar im derzeitigen Ausbauzustand noch nicht in der Lage, die in Halbmond einzuspeisende Leistung abzutransportieren. Dazu müsste das landseitige Netz erst noch mittels der Maßnahme M69 ertüchtigt werden. Diese Maßnahme ist aber nach derzeitigem Stand der Erkenntnisse noch nicht bestätigungsfähig. Abschließende Untersuchungen hierzu stehen noch aus. Sollte es dabei bleiben, wäre mangels Kapazität der NVP Halbmond nicht geeignet.

Alternativ zum NVP Halbmond erscheint der NVP Emden/Ost denkbar. Den ÜNB wird nahegelegt, im Benehmen mit dem Land Niedersachsen und den zuständigen Verteilnetzbetreibern ein Konzept zu entwickeln, in dem die landseitigen NVP der Offshore-Anbindungsleitungen elektrotechnisch effizient und unter Beachtung raumplanerischer Belange gewählt und mit den Bedürfnissen von Abtransport der Leistung der von Onshore-Windkraftherzeugung aus den regionalen Verteilnetzen kombiniert werden.

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

Maßnahme 25: HGÜ-Verbindung NOR-5-2

Die Maßnahme 25 wird derzeit vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse als bestätigungsfähig angesehen.



Beschreibung des geplanten Projekts:

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 Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie vorgegebenen Grenzkorridor IV durch das Küstenmeer im Raum Büsum zum NVP Büttel.

Gemäß des 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. Da es sich um die letzte Anbindung zur Erschließung des Clusters 5 handelt, könnte es bei einem Festhalten an einer Übertragungskapazität von 900 MW nach derzeitigen Angaben im BFO-N zu Anbindungsüberkapazitäten

von ca. 408 MW kommen. Hierzu sind Stellungnahmen in der Konsultation nachdrücklich erwünscht.

Trassenlänge: 205 km

Beginn der Umsetzung: 2. Quartal 2016

Für den Beginn der Umsetzung ist der Beginn des EU-weiten Vergabeverfahrens zu Grunde gelegt. Durch ein alternatives Abstellen auf dem Beginn der Beauftragung würde sich eine Verschiebung des genannten Zeitpunkts ergeben.

Bei der von der BNetzA für vorzugswürdig befundenen zeitlichen Staffelung der Maßnahmen in der Nordsee würde der Beginn der Umsetzung vom 2. Quartal 2017 auf das 2. Quartal 2016 vorgezogen.

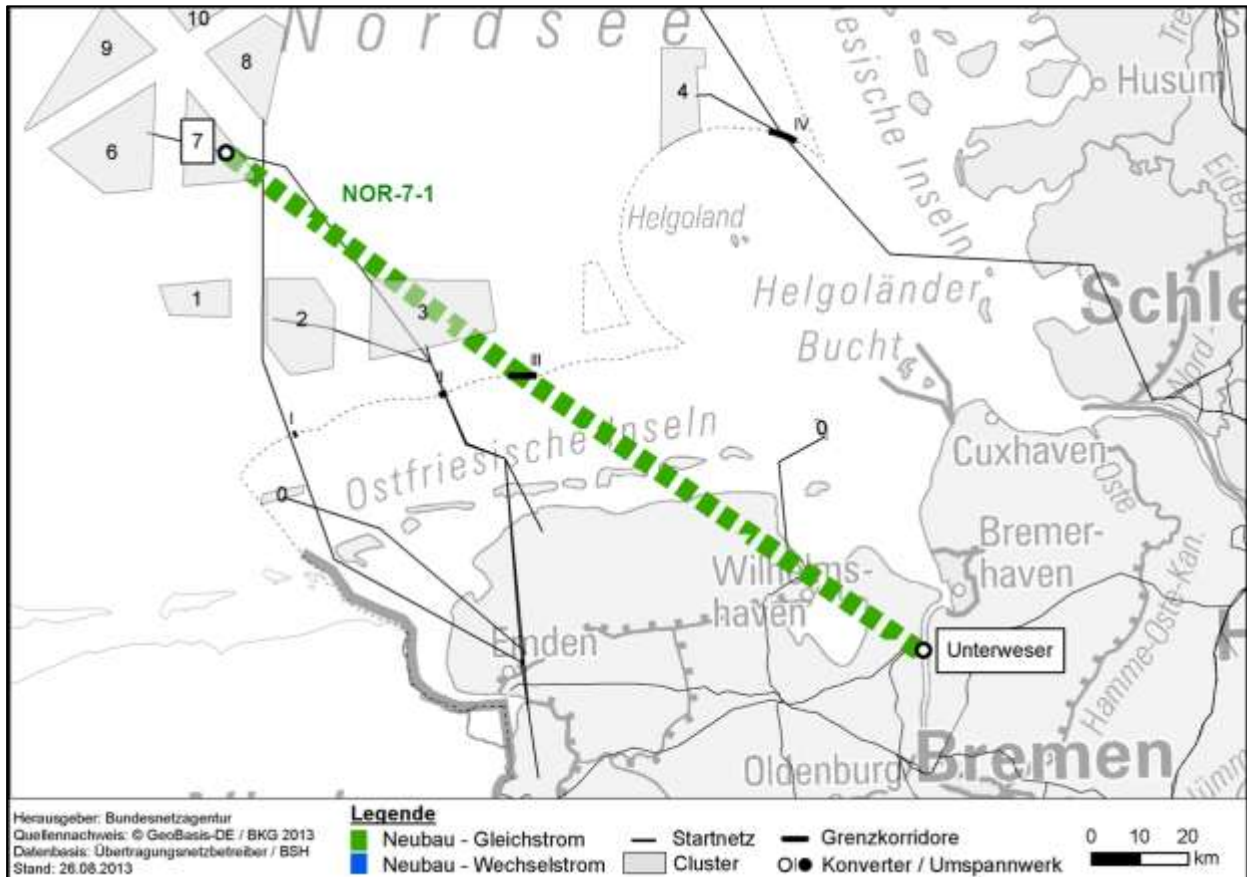
Im Falle eines Abstellens auf die Beauftragung der Anbindungsleitung hätte die Vergabe bis zum Ende des 2. Quartals 2017 zu erfolgen.

Geplante Inbetriebnahme: 2022

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

Maßnahme 31: HGÜ-Verbindung NOR-7-1

Die Maßnahme 31 wird derzeit vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse als bestätigungsfähig angesehen.



Beschreibung des geplanten Projekts:

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 Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie 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: 2. Quartal 2016

Für den Beginn der Umsetzung ist der Beginn des EU-weiten Vergabeverfahrens zu Grunde gelegt.

Durch ein alternatives Abstellen auf dem Beginn der Beauftragung würde sich eine Verschiebung des genannten Zeitpunkts ergeben.

Bei der von der BNetzA für vorzugswürdig befundenen andere zeitlichen Staffelung der Maßnahmen in der Nordsee würde der Beginn der Umsetzung vom 2. Quartal 2016 auf das 2. Quartal 2015 vorgezogen.

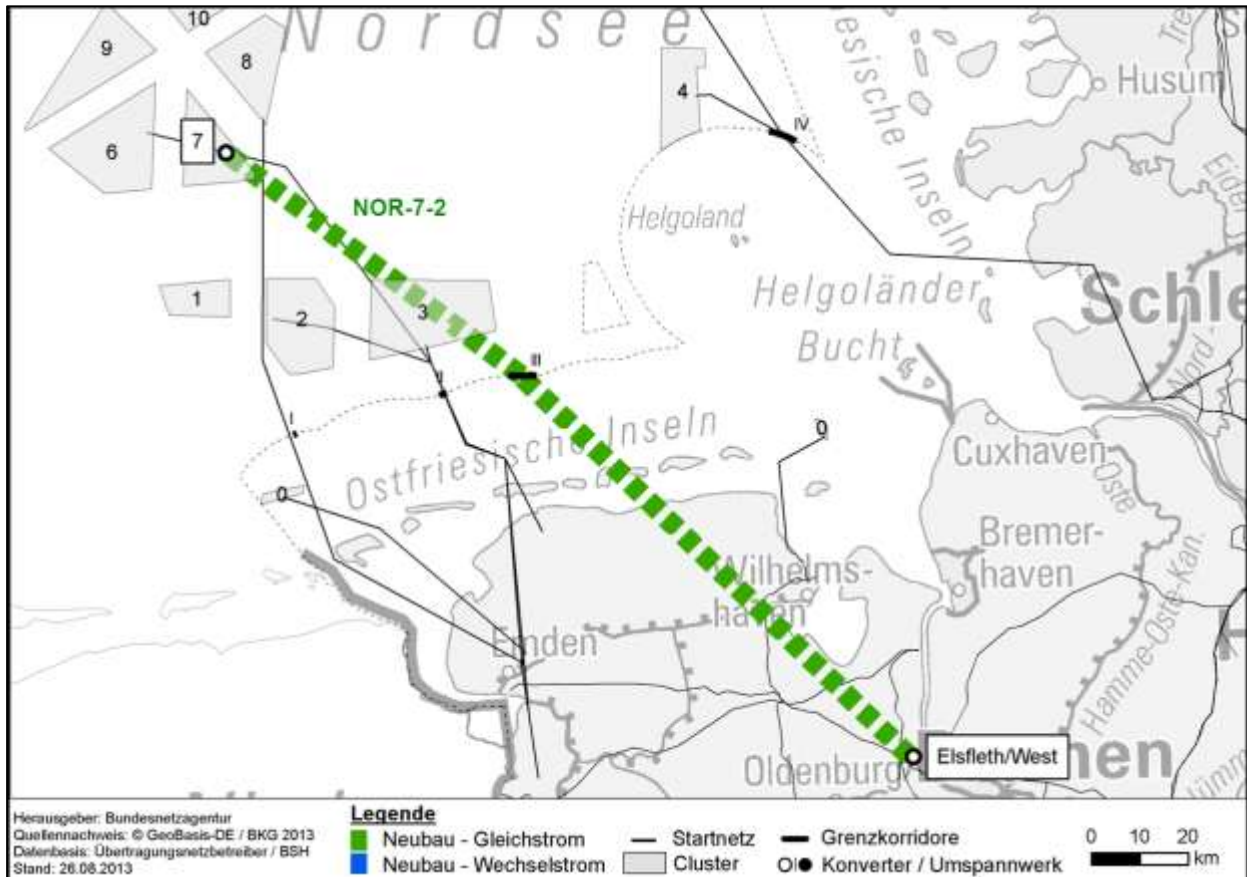
Im Falle eines Abstellens auf die Beauftragung der Anbindungsleitung hätte die Vergabe bis zum Ende des 2. Quartals 2016 zu erfolgen.

Geplante Inbetriebnahme: 2021

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

Maßnahme 32: HGÜ-Verbindung NOR-7-2

Die Maßnahme 32 wird derzeit vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse als bestätigungsfähig angesehen.



Beschreibung des geplanten Projekts:

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 Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie 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 zwei Netzanbindungssystemen mit je 900 MW Übertragungskapazität erfolgen: Das Netzanbindungssystem NOR-7-1 und das Netzanbindungssystem NOR-7-2.

Bei dieser Maßnahme prüft die BNetzA, ob gegebenenfalls ein Abweichen von dem standardisierten Anbindungsverfahren mittels 900 MW HGÜ-Technik sachgerecht und wirtschaftlicher ist. Da es sich um die letzte Anbindung zur Erschließung des Clusters 7 handelt, könnte es bei einem Festhalten an einer Übertragungskapazität von 900 MW nach derzeitige Angaben im BFO-N zu Anbindungsüberkapazitäten

von ca. 444 MW kommen. Die BNetzA würde es begrüßen, im Rahmen der Konsultation zu dieser Frage Stellungnahmen zu erhalten.

Trassenlänge: 240 km

Beginn der Umsetzung: 2. Quartal 2017

Für den Beginn der Umsetzung ist der Beginn des EU-weiten Vergabeverfahrens zu Grunde gelegt.

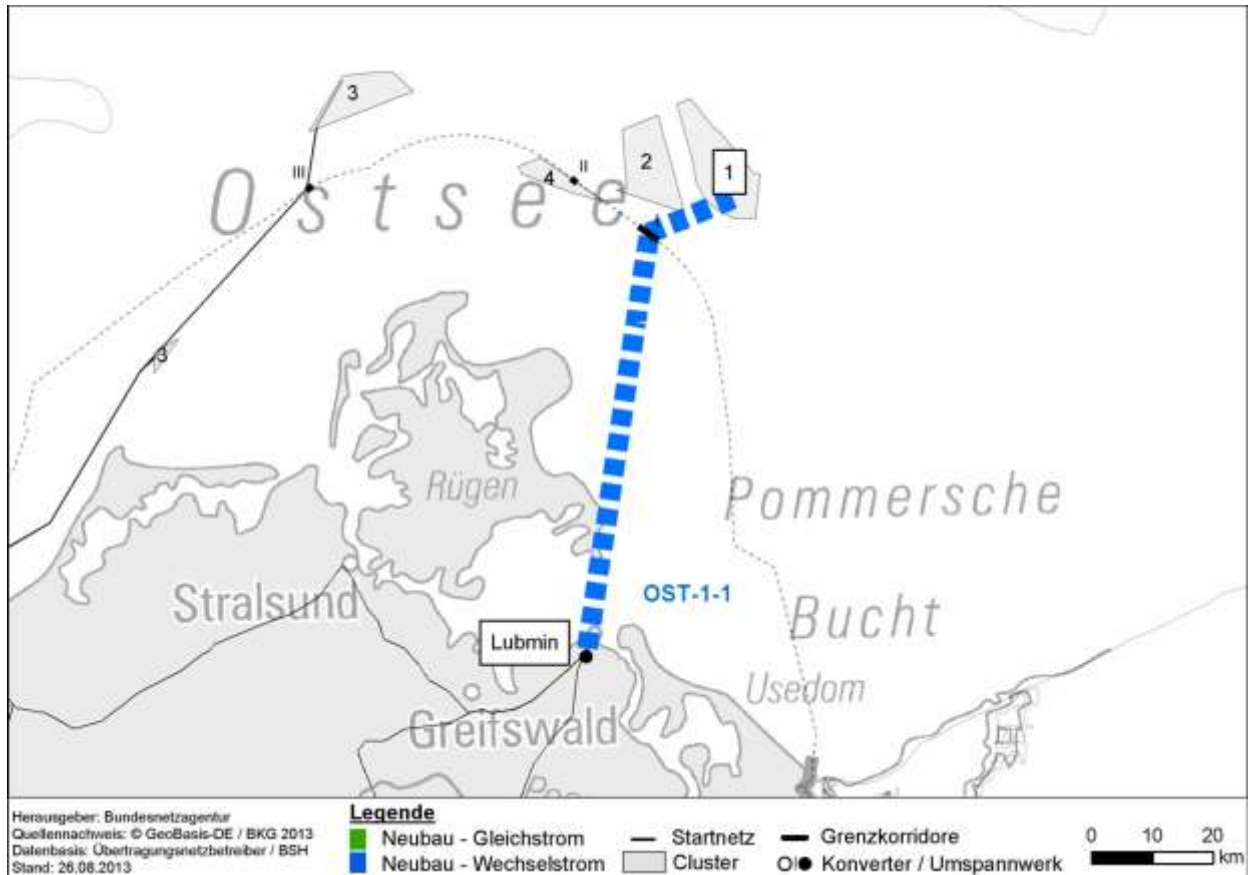
Im Falle eines Abstellens auf die Beauftragung der Anbindungsleitung hätte die Vergabe bis zum Ende des 2. Quartals 2018 zu erfolgen.

Unter Zugrundelegung des am 30.08.2013 genehmigten Szenariorahmens zum NEP/O-NEP 2014 würde aus heutiger Sicht diese Anbindungsleitung voraussichtlich wegfallen.

Geplante Inbetriebnahme: 2023

2. Maßnahmen in der Ostsee

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



Beschreibung des geplanten Projekts:

Ziel des Projekts ist die Anbindung eines OWP in der Ostsee im Cluster 1 (Westliche 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.

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 an der Grenze des Küstenmeers zur AWZ hergestellt werden. In der AWZ, soll der Umfang der ersten 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.

Einzelmaßnahmen:

Maßnahme 51: AC-Verbindung

Die Maßnahme 51 wird derzeit vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse als bestätigungsfähig angesehen.

Trassenlänge: 85 km

Beginn der Umsetzung: 2. Quartal 2013

Für den Beginn der Umsetzung ist der Beginn des EU-weiten Vergabeverfahrens zu Grunde gelegt.

Im Falle eines Abstellens auf die Beauftragung der Anbindungsleitung hätte die Vergabe bis zum Ende des 2. Quartals 2014 zu erfolgen.

Geplante Inbetriebnahme: 2017

Maßnahme 52: AC-Anschluss

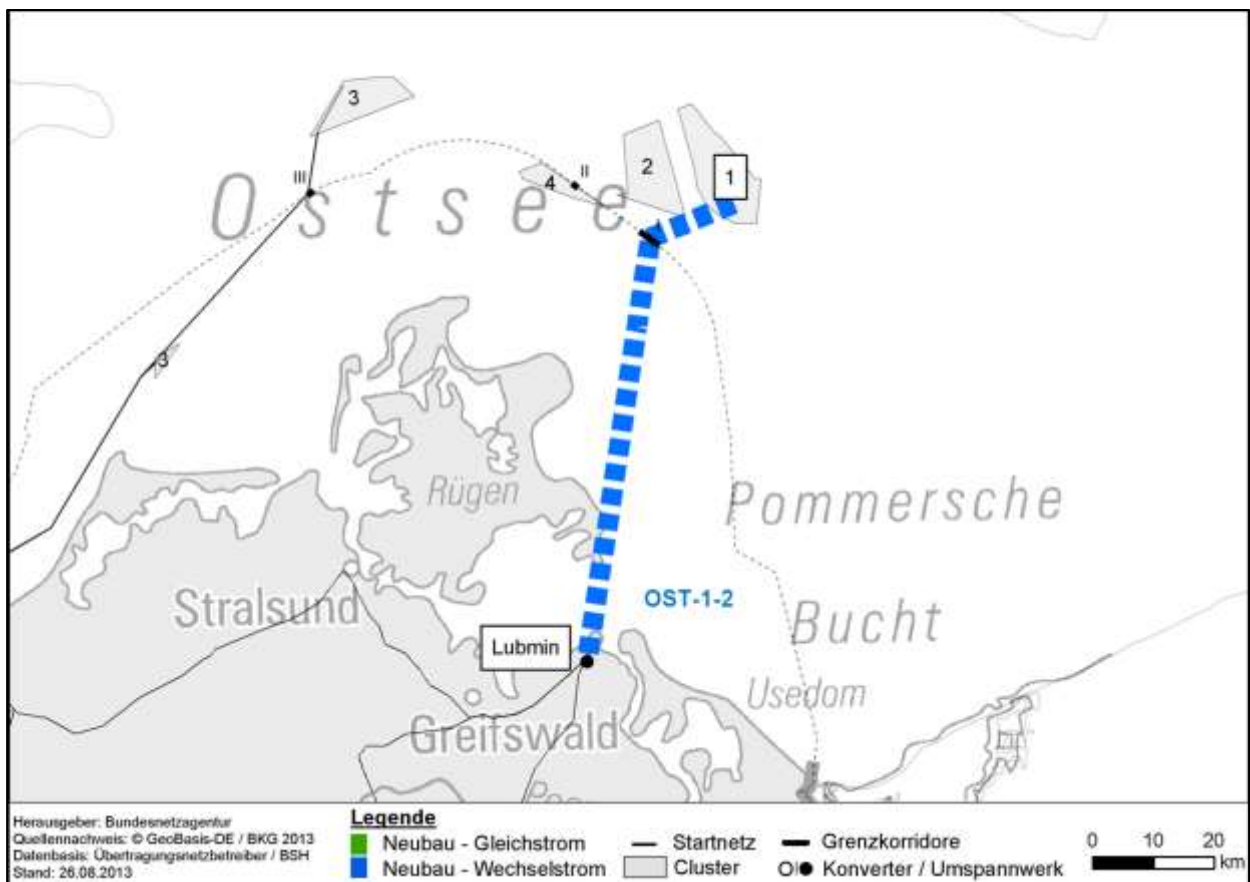
Die Maßnahme 52 wird derzeit vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse als bestätigungsfähig angesehen.

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.

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



Beschreibung des geplanten Projekts:

Ziel des Projekts ist die Anbindung eines OWP in der Ostsee im Cluster 1 (Westliche 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.

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 an der Grenze des Küstenmeers zur AWZ hergestellt werden. In der AWZ, soll der Umfang der ersten 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.

Einzelmaßnahmen:

Maßnahme 53: AC-Verbindung

Die Maßnahme 53 wird derzeit vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse als bestätigungsfähig angesehen.

Trassenlänge: 85 km

Beginn der Umsetzung: 2. Quartal 2013

Für den Beginn der Umsetzung ist der Beginn des EU-weiten Vergabeverfahrens zu Grunde gelegt.

Im Falle eines Abstellens auf die Beauftragung der Anbindungsleitung hätte die Vergabe bis zum Ende des 2. Quartals 2014 zu erfolgen.

Geplante Inbetriebnahme: 2017

Maßnahme 54: AC-Anschluss

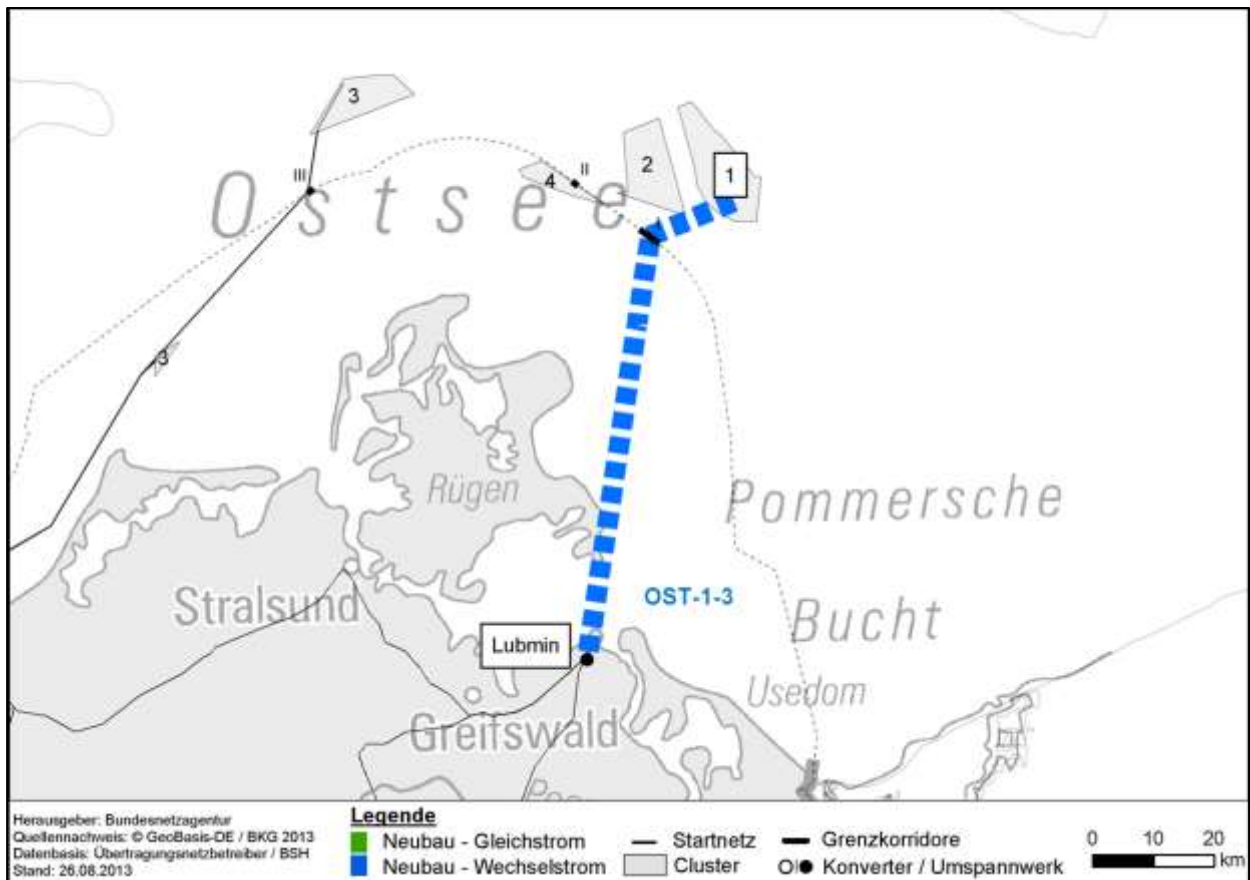
Die Maßnahme 54 wird derzeit vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse als bestätigungsfähig angesehen.

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.

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



Beschreibung des geplanten Projekts:

Ziel des Projekts ist die Anbindung eines OWP in der Ostsee im Cluster 1 (Westliche 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.

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 an der Grenze des Küstenmeers zur AWZ hergestellt werden. In der AWZ, soll der Umfang der ersten 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.

Einzelmaßnahmen:

Maßnahme 55: AC-Verbindung

Die Maßnahme 55 wird derzeit vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse als bestätigungsfähig angesehen.

Trassenlänge: 85 km

Beginn der Umsetzung: 2. Quartal 2014

Für den Beginn der Umsetzung ist der Beginn des EU-weiten Vergabeverfahrens zu Grunde gelegt.

Im Falle eines Abstellens auf die Beauftragung der Anbindungsleitung hätte die Vergabe bis zum Ende des 2. Quartals 2015 zu erfolgen.

Geplante Inbetriebnahme: 2018

Maßnahme 56: AC-Anschluss

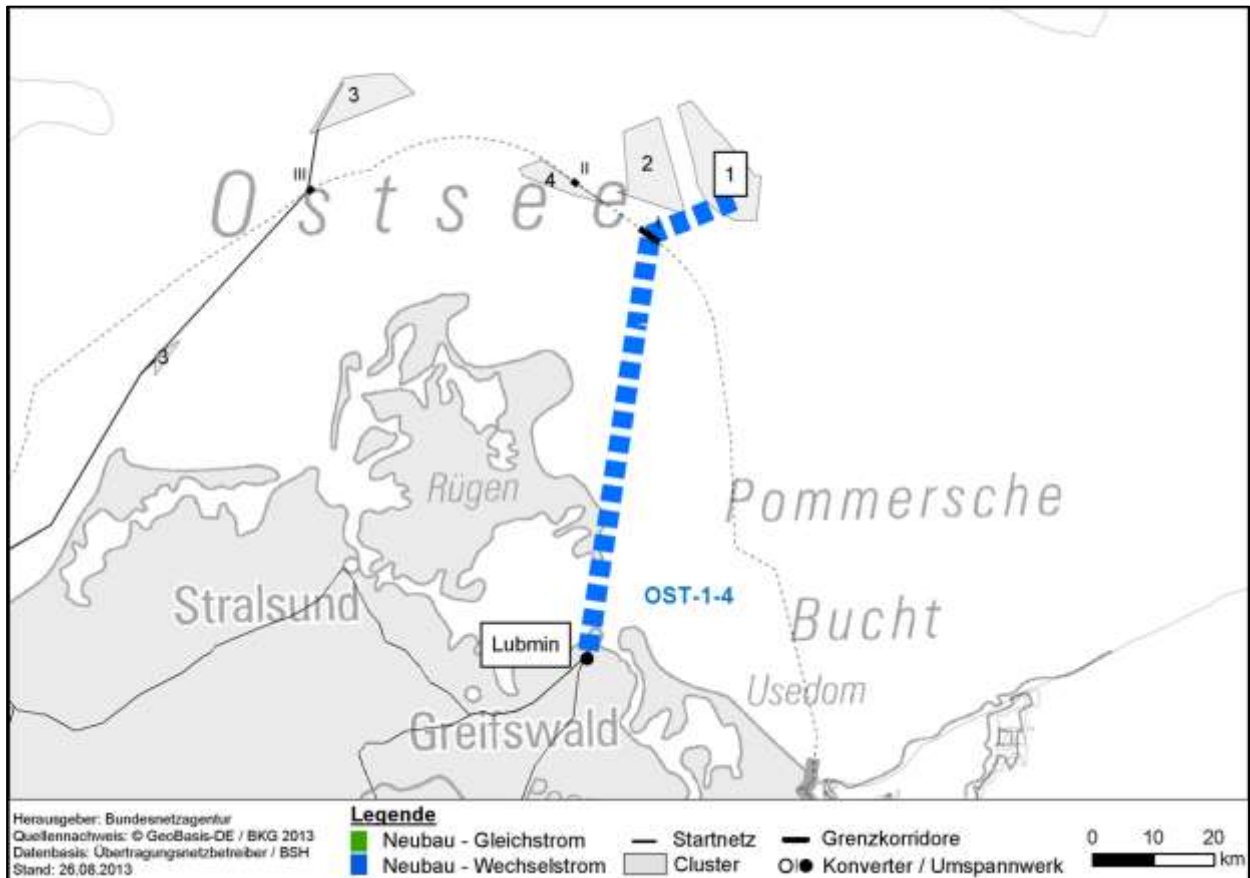
Die Maßnahme 56 wird derzeit vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse als bestätigungsfähig angesehen.

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.

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



Beschreibung des geplanten Projekts:

Ziel des Projekts ist die Anbindung eines OWP in der Ostsee im Cluster 1 (Westliche 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.

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 an der Grenze des Küstenmeers zur AWZ hergestellt werden. In der AWZ, soll der Umfang der ersten 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.

Einzelmaßnahmen:

Maßnahme 57: AC-Verbindung

Die Maßnahme 57 wird derzeit vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse als bestätigungsfähig angesehen.

Trassenlänge: 85 km

Beginn der Umsetzung: 2. Quartal 2014

Für den Beginn der Umsetzung ist der Beginn des EU-weiten Vergabeverfahrens zu Grunde gelegt.

Im Falle eines Abstellens auf die Beauftragung der Anbindungsleitung hätte die Vergabe bis zum Ende des 2. Quartals 2015 zu erfolgen.

Geplante Inbetriebnahme: 2018

Maßnahme 58: AC-Anschluss

Die Maßnahme 58 wird derzeit vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse als bestätigungsfähig angesehen.

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.

E Sonstige Voraussetzungen

1. 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.

2. Einklang mit dem Netzentwicklungsplan Strom

§ 17b Abs. 2. Satz 6 EnWG sieht vor, dass der Entwurf des O-NEP 2013 im Einklang mit dem Entwurf des NEP 2013 stehen muss. Nach gegenwärtiger Einschätzung der BNetzA ist diese Voraussetzung als gegeben zu bewerten.

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 eines 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 Übertragungsnetzbetreiber festgestellt werden, welche Leitungsbaumaßnahmen durch die Anbindung von Erzeugungsleistung auf See benötigt werden.

Neben dieser Analyse der benötigten Leitungsbaumaßnahmen wurde auch dem zeitlich koordinierten Ausbau Rechnung getragen. Zum Zeitpunkt der geplanten Inbetriebnahme der Anbindungsleitungen sind die zugehörigen NVP sowie die landseitigen Ausbaumaßnahmen, die den Abtransport des Offshore-Stroms gewährleisten sollen, laut Zeitplan fertiggestellt.

Im Entwurf des O-NEP 2013 ist somit auf den drei Ebenen Szenariorahmen, modelltechnischer Berücksichtigung im NEP sowie der zeitlichen Koordinierung (Inbetriebnahme NVP) Konsistenz zwischen beiden Plänen hergestellt worden.

3. 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.

Der aktuelle gemeinschaftsweite Netzentwicklungsplan (Ten-Year Network Development Plan, TYNDP) aus dem Jahre 2012 steht sowohl methodisch als auch von der zeitlichen Abfolge nicht zwingend in allen Punkten im Einklang. Dies liegt an der grundsätzlich unterschiedlichen Zielsetzung der Pläne.

Der TYNDP wird vom Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (European network of transmission system operators for electricity, ENTSO-E) alle zwei Jahre veröffentlicht, so dass eine Aktualisierung des TYNDP erst im Jahr 2014 vorliegen wird. Da es sich bei dem zweiten Entwurf des O-NEP 2013 um den ersten O-NEP handelt, konnte dieser somit nicht im aktuellen TYNDP 2012 berücksichtigt werden.

Nichtsdestotrotz finden sich im TYNDP 2012 Offshore-Anbindungsleitungen, deren Notwendigkeit bereits zum damaligen Zeitpunkt ermittelt wurde. Somit ist bereits für eine bestimmte Anzahl an Maßnahmen eine gewisse Konsistenz zwischen den Plänen gegeben.

Der TYNDP 2012 besteht aus einem Paket von acht Dokumenten (Ausführungen hierzu siehe auch Konsultationsdokument zum NEP 2013):

- Sechs dieser Dokumente sind sogenannte Regionalpläne („Regional Investment Plans“), welche geographische Regionen und die entsprechenden Leitungsbauprojekte thematisieren.
- Das siebte Dokument ist der Ausblick zu den Szenarien und die Prognose der Funktionsfähigkeit des Übertragungsnetzes bis zum Jahr 2030 (Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2012-2030, SO & AF 2012).
- Abschließend besteht das achte Dokument aus dem Hauptbericht des TYNDP 2012, welcher sämtliche Aspekte zusammenfasst.

Von dieser großen Anzahl an Dokumenten ist zunächst festzuhalten, dass schon aufgrund der geographischen Aufteilung nur zwei Regionalpläne (North Sea und Baltic Sea) für den Bereich Offshore eine Relevanz haben. Zur Festlegung der Szenarien ist der SO&AF 2012 zu betrachten.

3.1 Szenarien

Bei der Erarbeitung der Szenarien zum TYNDP 2012 spielen insbesondere grenzüberschreitende Aspekte wie zum Beispiel der Stromaustausch zu den einzelnen Nachbarstaaten eine tragende Rolle. Diese fließen auch direkt in die Marktmodellierung ein.

Da beim O-NEP methodisch keine Marktmodellierung notwendig ist, ergeben sich im Sinne der Eingangparameter für den O-NEP lediglich in der Ausgestaltung der konkreten installierten Leistung

Schnittstellen zum SO&AF 2012. Diese Annahmen im europäischen Ausland ergeben sich aus dem SO&AF 2012-2030.

Für den TYNDP 2012 wurden drei Szenarien entwickelt, welche in direktem Zusammenhang mit dem nationalen Szenariorahmen stehen (siehe Abbildung 9).

Szenarien im Netz-entwicklungsplan 2013	Szenarien „SO&AF“	Bemerkung zum europäischen Szenario
Szenario A 2023	System Adequacy Forecast, Szenario B	moderater Verbrauchszuwachs, Höchstlastdeckung gewährleistet
Szenario B 2023	System Adequacy Forecast, Szenario B	moderater Verbrauchszuwachs, Höchstlastdeckung gewährleistet
Szenario B 2033	EU 202020	geringerer Verbrauchszuwachs, hoher EE-Zuwachs
Szenario C 2023	EU 202020	geringerer Verbrauchszuwachs, hoher EE-Zuwachs

Abbildung 9: Zusammenhang der Szenarien TYNDP und NEP (Quelle: Szenariorahmen zum NEP/O-NEP 2013, Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber)

Das Szenario EU2020 spiegelt die energiepolitischen Zielen („EU 2020 Targets“) wieder und beschreibt einen ambitionierten Zubau von EE gekoppelt mit einem geringeren Zuwachs des Verbrauchs. Die Szenarien A2023 und B2023 sind konsistent mit dem „Szenario B“. Hierbei sind sowohl ein moderater Zubau der EE sowie ein moderater Zuwachs des Verbrauchs beschrieben. Die Zuordnung von B2023 zum „Szenario B“ dient ebenfalls zur einheitlichen Bezeichnung der Referenz- bzw. Leitentwicklungen.

Szenarien des TYNDP 2012 und der nationale Szenariorahmen zum NEP/O-NEP 2013 decken prinzipiell die gleichen Entwicklungspfade ab, so dass es hier zu keinen Inkonsistenzen kommt.

3.2 Projekte und Maßnahmen

Der TYNDP 2012 und der O-NEP 2013 haben grundsätzlich unterschiedliche Zielsetzungen, welche sich aber nicht entgegenstehen. In der Betrachtung des Zweckes aber unterscheiden sich beide Pläne, so dass hier keine völlige Übereinstimmung herrschen kann. Der TYNDP dient primär zur Behebung von Investitionsglücken und der Förderung des europäischen Binnenmarktes, während im O-NEP konkrete Anbindungsleitungen mit einer zeitlichen Staffelung versehen werden. Nichtsdestotrotz enthält der TYNDP bereits bestimmte Offshore-Anbindungsleitungen (wie z.B. BorWin 1, HelWin 1, DolWin 1). Für die Nordsee sind die Offshore-Anbindungsleitungen innerhalb des TYNDP 2012 größtenteils unter der Projektgruppe 42 aufgeführt. Dabei gehören die konkret aufgeführten Anbindungsleitungen zumeist dem Startnetz des O-NEP 2013 an. Darüber hinaus sind im TYNDP aber auch weitere Anbindungsmaßnahmen aufgeführt, jedoch zumeist nicht maßnahmenscharf. In der Ostsee sind Offshore-Anbindungsleitungen gruppiert unter der Projektgruppe 46 aufgeführt.

Für Projekte, welche in beiden Plänen enthalten sind, lässt sich eine weitgehende Konsistenz bezüglich der geplanten Inbetriebnahme und der technischen Auslegung feststellen. Hierbei konnte es lediglich zu minimalen Abweichungen aufgrund der Aktualität des O-NEP 2013 gegenüber dem TYNDP 2012.

4. Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Der Verwendung der Szenarien A2023 und C2023 im Sinne anderweitiger, energiewirtschaftlicher Planungsmöglichkeiten scheint aus Sicht der Bundesnetzagentur 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 zu ziehen und geprüft werden sollen.

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

4.1 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 Szenarios C2023 nur ein minimaler Änderungsaufwand am O-NEP entsteht. Dem ist durch die Übertragungsnetzbetreiber 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 Anbindungsmaßnahmen hat, bleiben somit die ersten zwei Anbindungsmaßnahmen (NOR-3-2 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 Anbindungsmaßnahmen in der Ostsee benötigt, um die im Szenariorahmen angegebene Offshore-Erzeugung zu erschließen. Somit ergeben sich keine Änderungen bzgl. der Anbindungsmaßnahmen in der Ostsee.

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

4.2 „Alternativszenario“ B2023

Die Übertragungsnetzbetreiber 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 beabsichtigt nicht, diese daraus resultierenden zusätzlichen Anbindungssysteme zu bestätigen.

Die Erhöhung der in der Ostsee erwarteten Kapazität ist kein Alternativszenario, sondern schlicht eine Abweichung vom genehmigten Szenariorahmen. 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 im genehmigten Szenario B2023 erwartete Leistung von 14,1 GW. Damit handelt es sich nicht um eine andere Regionalisierung, sondern um eine Änderung des genehmigten Szenarios, über die im Verfahren der Genehmigung des Szenariorahmens zu reden ist, jedoch nicht mehr im O-NEP.

Die BNetzA hatte im Übrigen schon in der Genehmigung des Szenariorahmens darauf hingewiesen, dass sie die den ÜNB vorliegenden Prognosen für nicht belastbar hält und ihre praktischen Erfahrungen mit Offshore-Projekten es verbieten, entsprechende Ankündigungen zur Basis von Netzausplanungen zu machen. Bezeichnenderweise hat sich in Bezug auf den Realisierungsfortschritt der hinter diesen Zahlen stehenden OWP-Projekte im vergangenen Jahr keine Änderung ergeben, die mitteilenswert gegenüber der BNetzA gewesen wäre.

Der Gesetzgeber hat durch die jährliche Wiederholung des Gesamtprozesses bereits die Möglichkeit eingeräumt, in dem 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 auf Grundlage des Szenariorahmens zum NEP/O-NEP 2013 die Ausführungen zum Alternativszenario B2023 durch die Übertragungsnetzbetreiber als zusätzliche, aber nicht entscheidungsrelevante Erweiterung der Planungsgrundlage an.

5. Öffentlichkeitsbeteiligung der Übertragungsnetzbetreiber

Die Übertragungsnetzbetreiber haben die gemäß § 17b Abs. 3 EnWG in Verbindung mit § 12b Abs. 4 EnWG geforderte zusammenfassende Erklärung über die Art und Weise der Berücksichtigung der Öffentlichkeitsbeteiligung beigefügt. Die Übertragungsnetzbetreiber haben der Öffentlichkeit, einschließlich tatsächlicher und potentieller Netznutzer, den nachgelagerten Netzbetreibern sowie den Trägern öffentlicher Belange und den Energieaufsichtsbehörden der Länder Gelegenheit zur Äußerung im Rahmen ihrer Konsultation zum ersten Entwurf des O-NEP vom 02.03.2013 bis zum 14.04.2013 gegeben.

In der überarbeiteten Fassung des O-NEP wurde von den Übertragungsnetzbetreibern 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.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben in Kapitel 8 des überarbeiteten O-NEP 2013 einen guten Überblick über die Themenbereiche der eingegangenen Stellungnahmen gegeben. Sie sind sowohl in diesem wie auch zu Beginn der jeweiligen Kapitel auf die Ergebnisse der Konsultation eingegangen.

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

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

6. Formale Voraussetzungen

Die BNetzA ist der Auffassung, dass die formalen Voraussetzungen des § 17b Abs. 3 EnWG in Verbindung mit § 12b Abs. 3 bis 5 EnWG an die Erstellung des Offshore-NEP seitens der Übertragungsnetzbetreiber eingehalten wurden.

Am 24.06.2013 wurde der zweite Entwurf des O-NEP 2013 der BNetzA zur Bestätigung vorgelegt.

Glossar

Begriff	Erläuterung
(n-0)	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 beim (n-1)-Kriterium, jedoch mit zwei ausgefallenen Leitungsabschnitten (siehe (n-1)-Kriterium).
AC	Abkürzung für „alternating current“ (= Wechselstrom)
Anbindungsmaßnahme	Unter einer Anbindungsmaßnahme versteht man im O-NEP eine Maßnahme zur Erschließung eines Cluster für OWP.

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 Absperreinrichtung 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 Ausbeutung, 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 Übertragungsnetzbetreiber 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	Bundesministeriums 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), als Bundesoberbehörde, ist 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 Raumplanung in der AWZ.
Bundesbedarfsplan	Gesetzliche Festsetzung der Liste notwendiger Höchstspannungsleitungen in zehn Jahren. Derzeit auf Basis des Netzentwicklungsplan.
BFO	Fachplan, in Zuständigkeit des <i>BSH</i> , für Infrastrukturen des Stromtransports in der AWZ der Nordsee und Ostsee. In dem Plan 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 verursachte) 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 eine Nutzung als besonders geeignet festgeschrieben wird. Je nach Formulierung der Festlegung des Eignungsgebiets wird eine Verortung der benannten Nutzung außerhalb der Fläche des Eignungsgebietes eingeschränkt oder sogar ausgeschlossen.
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.
Elektrischer Strom	Gibt die Anzahl der elektrischen Ladungsträger an, die in einem bestimmten Zeitraum durch einen elektrischen Leiter fließen.
Emissionen	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 Absperranlage 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 Übertragungsnetzbetreiber für Elektrizität. Er umfasst 41 Übertragungsnetzbetreiber aus 34 Ländern und existiert seit 2008. Die Hauptaufgaben sind die Festlegung gemeinsamer Sicherheitsstandards und die Veröffentlichung eines Zehnjahresplanes zur Netzentwicklung (TYNDP).
Entwicklungspfad	Ein Entwicklungspfad erfasst, bezogen auf einen Zielzeitpunkt, die Annahmen zu Erzeugung, Versorgung und Verbrauch von Strom im Vergleich zu einem Referenzzeitpunkt.
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 Haushal-

ten und Industrie.

Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)	Das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) vom 25.10.2008 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 Planfeststellungsverfahren erhobenen Einwendungen und abgegebenen Stellungnahmen mit dem Ziel, diese auszuräumen bzw. zu berücksichtigen.
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 (Leitenseile) 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
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 die Teilhabe der Öffentlichkeit (Bürger) an einem Verwaltungsverfahren 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)	<p>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.</p>
Konsultation	<p>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.</p>
Konverterstation	<p>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.</p>
Koronaentladungen	<p>Koronaentladungen sind schwache elektrische Entladungen an Hochspannungsleitungen, die unter anderem zu Energieverlusten, Geräuschen, Funkstörungen und zur Aufladung von Staubteilchen in der Luft führen</p>
Korridor	<p>Gebietsstreifen</p>

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 mitzunutzen. 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.
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
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	Die Last, gemessen in Watt (W), ist der momentane Leistungswert einer aufgenommenen oder abgegebenen Leistung an einem gewissen Netzpunkt. 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 Bedarfs- spitzen werden als Spitzenlast bezeichnet. Für die Abdeckung der verschiedenen Lastbereiche werden unterschiedliche Kraftwerkstypen eingesetzt. Durch Lastmanagement werden Energiemengen und/oder Kosten eingespart.
Lastflussberechnung, iterative	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.

Lastmanagement	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.
Leistung, elektrische	Die Leistung gibt an, wie viel Arbeit in einer bestimmten Zeit verrichtet wird. Die Leistung wird gemessen in Watt (W). Ein Kilowatt (kW) entspricht 1.000 Watt und ein Megawatt (MW) entspricht 1.000 kW. Die elektrische Leistung ist das Produkt von Spannung (U) - gemessen in Volt (V) - und Strom (I) - gemessen in Ampere (A). Bei elektrischer Leistung werden Wirkleistung, Blindleistung und Scheinleistung unterschieden.
Leiteseile	Leiteseile sind die bei Freileitungen verwendeten, nicht mit Isolationsmaterial ummantelten Drahtseile
LNG	Liquefied Natural Gas, verflüssigtes Erdgas
LPG	Liquefied Petroleum Gas, Flüssiggas
Marktintegration	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) zusammenführen.
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 (1kV) und 60.000 Volt (60kV), 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 (Übertragungsnetz/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 Verteilungsnetz. Das Übertragungsnetz dient der Übertragung elektrischer Energie zu nachgeordneten Verteilungsnetzen. 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 (Übertragungsnetzbetreiber, Verteilernetzbetreiber)	<p>Der Übertragungsnetzbetreiber ist eine natürliche oder juristische Person, die verantwortlich für den Betrieb, die Wartung und den Ausbau des Übertragungsnetzes in einem bestimmten Gebiet ist. Übertragungsnetze dienen dem Transport von Elektrizität über ein Höchstspannungs- und Hochspannungsverbundnetz zum Zwecke der Belieferung von Letztverbrauchern oder Verteilern.</p> <p>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.</p>
Netzentgelt	<p>Das Netzentgelt ist das Entgelt, das für die Nutzung von Netzen der 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. Die Netzentgelte sind entweder von den zuständigen Landesbehörden oder von der BNetzA zu genehmigen.</p>
Netzentwicklungsplan	<p>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 Übertragungsnetzbetreibern erstellt und von der BNetzA geprüft.</p>
Netzknoten	<p>Netzknoten sind Punkte im Übertragungsnetz, an denen sich mindestens zwei Leitungen kreuzen.</p>
Netznutzungsfall (NNF)	<p>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.</p>

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 380kV 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. Diese 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 Bundesnetzagentur 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 Sammellanbindungen 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 überschreitet fest. Außerdem werden standardisierte Technikvorgaben und Planungsgrundsätze festgelegt. Die Offshore-Netzpläne werden getrennt für die AWZ der Nordsee und die AWZ der Ostsee aufgestellt.
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, konkrete 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 seine Teilräume zu verstehen. Die Aufgabe der Raumordnung besteht darin, eine nachhaltige Raumentwicklung sicherzustellen, die 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 Übertragungsnetzbetreiber 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 Übertragungsnetzbetreiber 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	<p>Durch Umwandlungs- bzw. Veredelungsprozesse wird aus Primärenergieträgern Sekundärenergie erzeugt. Vorteile dieser Umwandlung sind der leichtere Transport und die einfachere Nutzbarkeit sekundärer Energie, wie z.B. Strom, Heizöl oder Briketts.</p>
Sensitivitäten	<p>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.</p>
Sicherheit	<p>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.</p>
SO&AF	<p>Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2012 - 2030</p>
Solarthermie	<p>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.</p>
Spannungsebene	<p>Die waagerechte Entfernung zwischen zwei aufeinanderfolgenden Stützpunkten. Einfacher, aber ungenauer: Spannweite ist der Abstand zwischen zwei Masten.</p>

Speicher, netzgetriebene und marktgetriebene	Speicher dienen dazu, Energie in Zeiten hoher Stromerzeugung oder niedriger Strompreise zu speichern, und im entgegen gesetzten Fall wieder abzugeben. Netzgetriebene Speicher werden verwendet, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten bzw. Stromspitzen bei Erneuerbaren Energie 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 Stromnetzes) 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 Übertragungsnetzbetreibern 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 380kV (Höchstspannung) auf 110kV (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 die als Entscheidung der Bundesfachplanung auszuweisenden Gebietsstreifen (500-1.000 m breit) , innerhalb derer die Trasse einer Stromleitung verläuft und für die 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 Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) einen Zehnjahresplan zur Netzentwicklung. Er soll eine größere Transparenz beim gesamten EU-Übertragungsnetz gewährleisten. Den ersten Plan veröffentlichte ENTSO-E am 30. Juni 2010.
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 ist Teil des elektrischen Versorgungsnetzes eines Energieversorgungsunternehmens und 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 Bundesnetzagentur 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 wird. 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 erzeugten Energie. Windräder und Solaranlagen sind nicht wie Großkraftwerke an das Übertragungsnetz angeschlossen, sondern an die Nieder- und Mittelspannungsnetze in der Verteilnetzebene.</p>
VNB	Verteilernetzbetreiber

Vorbehaltsgebiete	Vorbehaltsgebiete sind Festlegungen in Raumordnungsplänen, auf deren Fläche einer Nutzung des Raumes eine hohe Priorität eingeräumt wird. Die in Vorbehaltsgebieten vorgesehene Nutzung erhält im Rahmen einer Abwägung der unterschiedlichen Interessen eine höhere Priorität, schließt andere Nutzungen dabei jedoch nicht aus.
Vorhaben	Ist 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 alleine könnte in diesen Fällen die angestrebte Verbesserung nicht leisten.
Vorranggebiete	Vorranggebiete sind Festlegungen in Raumordnungsplänen, auf deren Fläche eine Nutzung des Raumes vorgesehen ist und die andere Nutzungen auf derselben Fläche ausschließt. Die durch die Festsetzung vorgesehene Nutzung erhält in der Abwägung der Ansprüche an den Raum Vorrang vor anderen Nutzungen.
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.

Impressum

Herausgeber

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

Bezugsquelle | Ansprechpartner

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

<mailto:nep-ub-2013@bundesnetzagentur.de>

www.bundesnetzagentur.de

www.netzausbau.de

Tel. +49 228 14-0

Fax.: +49 228 14 8872

Stand


September 2013

Druck

Bundesnetzagentur

Text

613P Netzentwicklung



Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
Tel.: +49 228 14-0
Fax: +49 228 14-8872