

- 1 Einführung
- 2 Szenariorahmen
- 3 Marktsimulation
- 4 Offshore-Netz**
- 5 Onshore-Netz
- 6 Innovationen
- 7 Übersicht Maßnahmen
- 8 Konsultation
- 9 Zusammenfassung



## 4 Offshore-Netz

### Zusammenfassung

- Der NEP und der FEP bilden mit den raumordnerischen Planungen der Küstenländer ein zusammenhängendes Planwerk. Bei der Umsetzung dieser gesetzlichen Vorgaben kommt es im Prozess zur Erstellung des NEP und FEP regelmäßig zu zeitlichen Überschneidungen. Der Fortschreibungsprozess des FEP wurde am 20.01.2023 beendet. Die ÜNB haben im ersten Entwurf des NEP 2037/2045 (2023) die Festlegung des FEP berücksichtigt. Allerdings fehlen im FEP 2023 räumliche und zeitliche Festlegungen zur Erreichung der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie für die Jahre 2035 und 2045 gemäß WindSeeG. Vor dem Hintergrund, dass Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) eine lange Realisierungsdauer haben, fehlt somit derzeit die erforderliche Grundlage, um die Ausbauziele durch konkrete Vorhaben zeitnah zu bestätigen. In Abstimmung mit der BNetzA orientiert sich daher der vorliegende erste Entwurf des NEP 2037/2045 (2023) weitestgehend am Entwurf des FEP 2023 vom 01.07.2022. Dies gilt insbesondere bei der räumlichen Zuordnung von Flächen, Grenzkorridoren und für die geplanten Fertigstellungstermine für ONAS nach 2031.
- Ausgehend von den im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigten ONAS wurde in diesem NEP 2037/2045 (2023) der weitere Bedarf von 20 neuen ONAS mit einer Trassenlänge von ca. 8.455 km und einem Investitionsvolumen in Höhe von 86,7 Mrd. EUR identifiziert.
- Für das Offshore-Zubaunetz in Nord- und Ostsee ergibt sich eine Länge von etwa 6.600 km im Szenario A 2037 bei einer Übertragungsleistung von rund 36 GW, eine Länge von etwa 9.300 km in den Szenarien B 2037 und C 2037 bei einer Übertragungsleistung von rund 44 GW und eine Länge von 13.300 km für die Langfrist-Szenarien A 2045, B 2045 und C 2045 bei einer Übertragungsleistung von rund 61,2 GW. Die entsprechenden Netzverknüpfungspunkte an Land wurden ermittelt.
- Die Investitionen für die ONAS im Offshore-Zubaunetz werden auf Basis von spezifischen Kostensätzen ermittelt und haben einen vorläufigen Charakter. Für das Szenario A 2037 beträgt das geschätzte Investitionsvolumen für das Offshore-Zubaunetz bis 2037 rund 77,0 Mrd. EUR. Die Szenarien B 2037 und C 2037 erfordern Investitionen von etwa 103,5 Mrd. EUR. Für die Langfrist-Szenarien A 2045, B 2045 und C 2045 beträgt das geschätzte Investitionsvolumen rund 145,1 Mrd. EUR. Das Investitionsvolumen für die bereits in der Realisierung befindlichen Offshore-Netzausbaumaßnahmen des Offshore-Startnetzes beträgt darüber hinaus für alle Szenarien rund 12,4 Mrd. EUR.
- Für die zu installierenden Erzeugungsleistungen für Offshore-Windenergie des genehmigten Szenariorahmens wurden alle erforderlichen Übertragungsleitungen beziehungsweise ONAS ermittelt. Dadurch gehen die Anzahl und somit die erforderlichen Investitionen für die Szenarien 2037 und 2045 über den im FEP 2023 abgebildeten Ausbaupfad für Offshore-Windenergie hinaus, und stellen einen möglichen Weg zur Erreichung der weiteren gesetzlichen Ausbauziele von mindestens 40 GW bis 2035 und mindestens 70 GW bis 2045 dar.
- Erstmals wird im NEP 2037/2045 (2023) die nationale Offshore-Vernetzung betrachtet, deren Nutzen aufgezeigt und ein Projekt mit zwei Maßnahmen ausgewiesen. Bei der Offshore-Vernetzung handelt es sich um die seeseitigen Verbindungen zwischen ONAS. Es wird eine seeseitige Übertragungskapazität zwischen zwei landseitigen NVP der ONAS geschaffen. Diese zusätzliche Übertragungskapazität kann als flexibler Bypass zur Entlastung des landseitigen Übertragungsnetzes genutzt werden, womit Redispatch-Eingriffe minimiert werden. Insgesamt zeigt sich die nationale Offshore-Vernetzung als netzdienliche und kosteneffiziente Ausbaumaßnahme zur Minimierung von weiträumigen Netzengpässen.
- Die Realisierung einer hohen Anzahl an ONAS in einem kurzen Zeitraum bedeutet eine große Herausforderung hinsichtlich Herstellermarkt, Logistik und Genehmigungsverfahren. Dies gilt insbesondere für die zu realisierenden langen see- und landseitigen Kabeltrassen und die damit verbundenen Planungs-, Genehmigungs- sowie Errichtungszeiten.

## 4.1 Einführung: Prozess und Methodik

### 4.1.1 Gesetzliche Grundlagen

Die Integration der Offshore-Maßnahmen in den NEP ist in § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 7 EnWG geregelt.

Danach enthält der NEP alle wirksamen Maßnahmen zum Ausbau der ONAS in der ausschließlichen Wirtschaftszone und im Küstenmeer einschließlich der NVP an Land, die bis zum Ende der jeweiligen Betrachtungszeiträume nach § 12a Abs. 1 EnWG für einen schrittweisen, bedarfsgerechten und wirtschaftlichen Ausbau sowie einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der ONAS erforderlich sind. Für diese Maßnahmen werden Angaben zum Zeitpunkt der Fertigstellung gemacht. Hierbei müssen die Festlegungen des zuletzt bekannt gemachten FEP vom 20.01.2023 nach den §§ 4 bis 8 WindSeeG zugrunde gelegt werden. Die jüngste Novellierung des WindSeeG ist am 01.01.2023 in Kraft getreten.

### 4.1.2 Erstellung des Flächenentwicklungsplans

Der FEP wird durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) im Einvernehmen mit der BNetzA und in Abstimmung mit dem Bundesamt für Naturschutz, der Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt sowie den Küstenländern unter Beteiligung der Behörden, deren Aufgabenbereich berührt ist, der Öffentlichkeit und der ÜNB erstellt. Er stellt für den Zeitraum ab 2026 das steuernde Planungsinstrument für den synchronen Ausbau der Windenergie und deren Netzanbindungen auf See dar.

Der FEP verfolgt dabei das Ziel, Festlegungen für die ONAS zu treffen, die eine geordnete und effiziente Nutzung und Auslastung gewährleisten. Außerdem soll er die Inbetriebnahmen der Offshore-Windparkprojekte und der zugehörigen Offshore-Anbindungsleitungen synchronisieren.

Der FEP soll gemäß § 5 Abs. 1 WindSeeG vor allem Folgendes festlegen:

- Gebiete in der AWZ oder im Küstenmeer, sofern das zuständige Land die Gebiete im Küstenmeer als möglichen Gegenstand des FEP ausgewiesen hat, für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See sowie Flächen in diesen Gebieten,
- die in den festgelegten Gebieten und Flächen jeweils voraussichtlich zu installierende Leistung der Windenergieanlagen auf See,
- die zeitliche Reihenfolge und den Zeitpunkt der Ausschreibung für die Flächen,
- die Kalenderjahre einschließlich der Quartale im jeweiligen Kalenderjahr, in denen die in der Ausschreibung bezuschlagten Windenergieanlagen auf See und die entsprechende ONAS in Betrieb genommen werden sollen,
- Standorte von Konverterplattformen, Sammelplattformen und, soweit erforderlich, Umspannwerke,
- Orte (sogenannte Grenzkorridore), an denen die ONAS die Grenze zwischen der AWZ und dem Küstenmeer überschreiten,
- Trassen oder Trassenkorridore für ONAS und grenzüberschreitende Stromleitungen und
- standardisierte Technikgrundsätze und Planungsgrundsätze.

Der erste FEP wurde am 28.06.2019 bekannt gemacht. Eine Fortschreibung des FEP erfolgt auf Vorschlag des BSH oder der BNetzA, jedoch mindestens alle vier Jahre. Eine erste Fortschreibung des FEP erfolgte bereits im Jahr 2020, um unter anderem das Ausbauziel für Offshore-Windenergie von 20 GW bis 2030 umzusetzen. Der FEP 2020 wurde am 18.12.2020 vom BSH bekannt gemacht. Der am 17.12.2021 veröffentlichte Vorentwurf zur weiteren Fortschreibung des FEP hatte anschließend zum Ziel, die Umsetzung der neuen Ausbauziele für Offshore-Windenergie von mindestens 30 GW bis 2030, mindestens 40 GW bis 2035 und mindestens 70 GW bis 2045 gemäß § 1 Abs. 2 S. 1 WindSeeG festzulegen. Im Ergebnis erfolgte in dem am 20.01.2023 bekannt gemachten FEP 2023 aber nur eine Festlegung von Flächen in den Zonen 1 bis 3 der Nordsee sowie in der Ostsee mit einer installierten Gesamtleistung von ca. 36,5 GW. Festlegungen zur Erreichung der Ausbauziele für die Jahre 2035 und 2045 sollen in einer weiteren Fortschreibung des FEP erfolgen. Die Vorgehensweise im NEP 2037/2045 (2023), auch mit Blick auf die nicht erfolgte Festlegung der weiteren Ausbauziele im FEP 2023, ist im Kapitel 4.1.3 beschrieben.



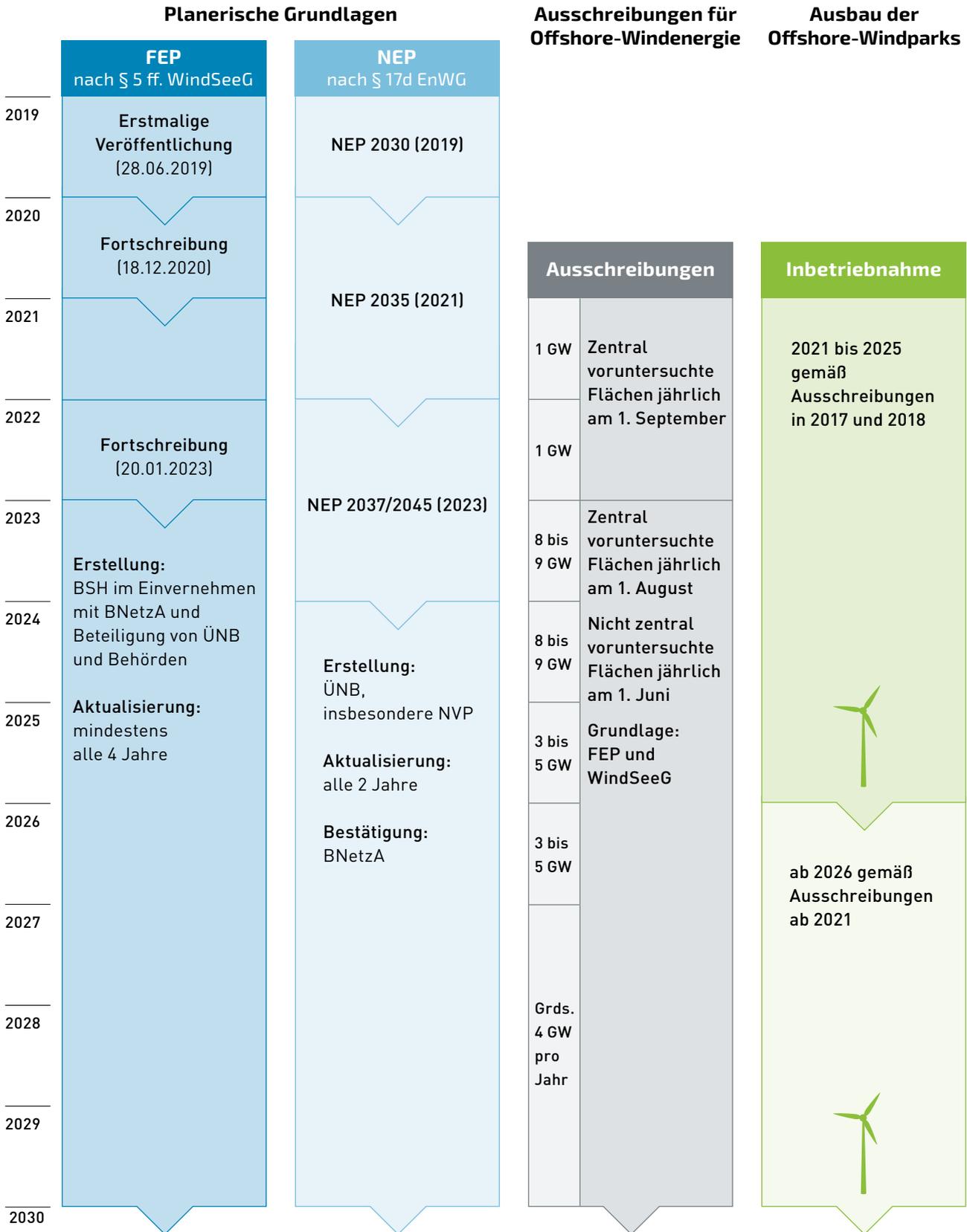
Der FEP ist die Basis für die Ausschreibungsverfahren für Offshore-Windparks (OWP), die seit dem 01.09.2021 jährlich stattfinden. Gemäß § 2a WindSeeG werden in den Jahren 2023 und 2024 jährlich Flächen mit einer voraussichtlich zu installierenden Erzeugungsleistung zwischen 8 und 9 GW, in den Jahren 2025 und 2026 jährlich zwischen 3 und 5 GW und ab dem Jahr 2027 von grundsätzlich 4 GW jährlich ausgeschrieben. Dabei wird das Ausschreibungsvolumen ab dem Jahr 2027 grundsätzlich zur Hälfte auf die zentral voruntersuchten Flächen und zur Hälfte auf die nicht zentral voruntersuchten Flächen verteilt. Bei Ersteren führt das BSH eine Voruntersuchung unter anderem der Umwelt- und Bodengegebenheiten durch. Deren Ziel ist es, den Bietenden die erforderlichen Informationen für die Bestimmung ihrer Gebote zur Verfügung zu stellen und die Eignung der Fläche festzustellen. Bei den nicht zentral voruntersuchten Flächen findet keine derartige Prüfung statt, sondern die bezuschlagten OWP-Vorhabenträger haben diese nach Erteilung des Zuschlags selbst durchzuführen.

Das BSH berücksichtigt bestimmte Kriterien für die Festlegung der Flächen und die zeitliche Reihenfolge ihrer Ausschreibung. Diese umfassen unter anderem nach § 5 Abs. 4 S. 2 WindSeeG:

- > die geordnete und effiziente Planung, Errichtung, Inbetriebnahme, Nutzung und Auslastung für die im Jahr 2026 und in den folgenden Jahren noch fertigzustellenden ONAS und NVP an Land. Hierbei werden auch die Planung und der tatsächliche Ausbau des Übertragungsnetzes an Land berücksichtigt,
- > die räumliche Nähe zur Küste und
- > voraussichtlich zu installierende Leistung auf einer Fläche und die sich daraus ergebende Eignung der Fläche für eine kosteneffiziente Stromerzeugung.

Abbildung 43 erläutert das im WindSeeG und EnWG festgelegte System.

Abbildung 43: Ausbau des Offshore-Netzes auf Grundlage von NEP und FEP



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



### 4.1.3 Erstellung des Netzentwicklungsplans unter Berücksichtigung des Flächenentwicklungsplans

Der Ausbau der Offshore-Windenergie und dessen Integration in das landseitige Übertragungsnetz wird durch den NEP und FEP geregelt.

Dabei stehen NEP und FEP in einem zeitlichen sowie inhaltlichen Stufen- beziehungsweise Schnittstellenverhältnis zueinander. Im NEP werden insbesondere die NVP für die ONAS identifiziert und im weiteren Verfahren von der BNetzA geprüft und bestätigt. Auf diese Weise wird die Zuständigkeit eines ÜNB für die Umsetzung eines ONAS bestimmt. Der FEP hingegen enthält gemäß § 5 Abs. 1 Nr. 4 WindSeeG beispielsweise Festlegungen über die Kalenderjahre einschließlich der Quartale des jeweiligen Kalenderjahres, in denen die in den festgelegten Flächen jeweils in der Ausschreibung bezuschlagten Windenergieanlagen auf See und die entsprechenden ONAS in Betrieb genommen werden sollen. Im NEP sind nach § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 7 EnWG die im FEP getätigten zeitlichen Festlegungen zugrunde zu legen.

Bei der Umsetzung dieser gesetzlichen Vorgaben kommt es in den Prozessen zur Erstellung des NEP und FEP regelmäßig zu zeitlichen Überschneidungen. Der Auftakt der aktuellen Fortschreibung des FEP erfolgte am 17.12.2021 durch das BSH. Der Fortschreibungsprozess wurde am 20.01.2023 beendet. Die ÜNB haben im vorliegenden ersten Entwurf des NEP 2037/2045 (2023) die Festlegungen des FEP 2023 berücksichtigt. Allerdings fehlen im FEP 2023 räumliche und zeitliche Festlegungen zur Erreichung der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie für die Jahre 2035 und 2045. Vor dem Hintergrund, dass ONAS eine lange Realisierungsdauer haben, ist zum jetzigen Zeitpunkt der Planungshorizont des FEP 2023 nicht ausreichend, um eine langfristige Planungssicherheit für die Umsetzung von ONAS basierend auf dem NEP zu erreichen. In Abstimmung mit der BNetzA orientiert sich daher der vorliegende erste Entwurf des NEP 2037/2045 (2023) weitestgehend am Entwurf des FEP vom 01.07.2022. Dies gilt insbesondere bei der räumlichen Zuordnung von Flächen, Grenzkorridoren und den geplanten Fertigstellungsterminen für ONAS nach 2031/2032.

### 4.1.4 Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Der NEP enthält gemäß § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 6 EnWG eine Darlegung der in Betracht kommenden anderweitigen Planungsmöglichkeiten.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten sind dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs Szenarien und demzufolge auch sechs Zielnetze als Gesamtplanalternative möglich sind. Darüber hinaus werden in den Offshore-Zubaunetz-Steckbriefen zu den einzelnen Projekten alternative Planungsmöglichkeiten in Form der Betrachtung gegebenenfalls vorhandener alternativer NVP dargestellt.

Konkrete räumliche Alternativen zu einzelnen ONAS können nur sehr eingeschränkt auf der abstrakten Ebene des NEP geprüft werden. Der NEP beinhaltet die grundsätzliche Darstellung von Lösungen für die Erschließung der Nord- und Ostsee zur Abführung der Offshore-Windenergie unter den gegebenen Randbedingungen des FEP. Die im Anhang für das Offshore-Zubaunetz angegebenen Trassenverläufe stellen daher – soweit es sich nicht um verbindliche Festlegungen aus dem FEP handelt – im Regelfall Annahmen für mögliche Trassenverläufe oder Luftlinien für die spätere, zu konkretisierende Planung dar. Hier kann es im Rahmen der nachgelagerten Fortschreibungs-, Planungs- bzw. Genehmigungsverfahren zu Abweichungen kommen. Konkrete geografische Alternativen und Umweltauswirkungen können daher erst in den nachgelagerten Verfahren geprüft werden.

Anderweitige Technologiekonzepte werden als alternative Planungsmöglichkeiten hingegen nicht betrachtet, da im FEP standardisierte Technikgrundsätze festgelegt werden und Abweichungen davon nur in begründeten Einzelfällen möglich sind.

## 4.2 Offshore-Netz

Das Kapitel 4.2 Offshore-Netz zeigt für die von der BNetzA im Szenariorahmen des NEP 2037/2045 (2023) genehmigten Szenarien die erforderlichen ONAS auf.

Eine allgemeine gesetzliche Definition von ONAS ist § 3 Nr. 5 WindSeeG zu entnehmen. Konkret umfassen ONAS alle Anlagengüter von der Eigentumsgrenze zwischen OWP-Vorhabenträger und ÜNB bis zu den NVP, einschließlich der jeweils zur Errichtung und zum Betrieb der ONAS erforderlichen technischen und baulichen Nebeneinrichtungen – jeweils an Land und auf See. Dies umfasst auch die zugehörigen Onshore-Anlagengüter vom Anlandepunkt bis einschließlich der zugehörigen Anlagengüter am jeweiligen NVP, wie insbesondere Konverter, Kompensationsspulen, Transformatoren, Schaltanlagen, Verbindungsleitungen, Betriebsmittel zur Spannungshaltung, Betriebsmittel zur Kompensation von Oberschwingungen sowie weitere Anlagengüter, sofern sie für die Errichtung oder den Betrieb der ONAS erforderlich sind.

Der Umfang einer vollständigen Maßnahme zur Netzanbindung eines OWP erstreckt sich dabei für den ÜNB zur Erfüllung seiner Aufgabe nach § 17d EnWG auf:

- den Anteil an der Umspannplattform des OWP bzw. die Umspannplattform des ÜNB auf See bei AC-ONAS (Ostsee) oder die Konverterplattform des ÜNB auf See bei DC-ONAS (Nordsee und Ostsee),
- das See- und Landkabel,
- die Erweiterung oder den Neubau des Umspannwerkes und der Konverterstation an Land und
- gegebenenfalls die Anbindungsleitung zwischen landseitiger Konverterstation und Umspannwerk an Land.

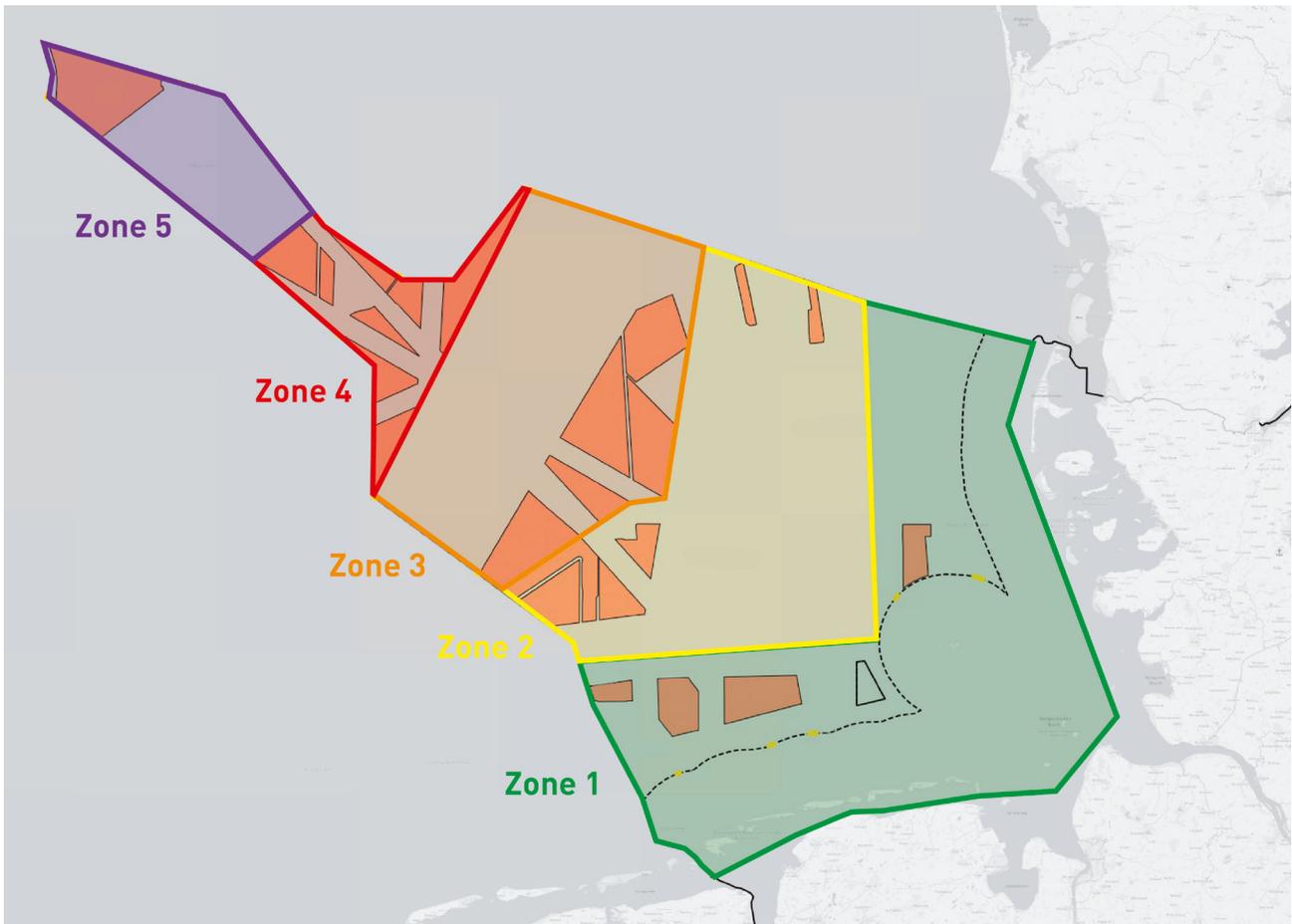
Bestandteile des Offshore-Netzes sind neben den erforderlichen ONAS ebenso Vernetzungsmaßnahmen. Hierzu wird auf Kapitel 4.2.5 verwiesen.

### 4.2.1 Planerische, technische und zeitliche Rahmenbedingungen

#### Entfernungszonen und Grenzkorridore

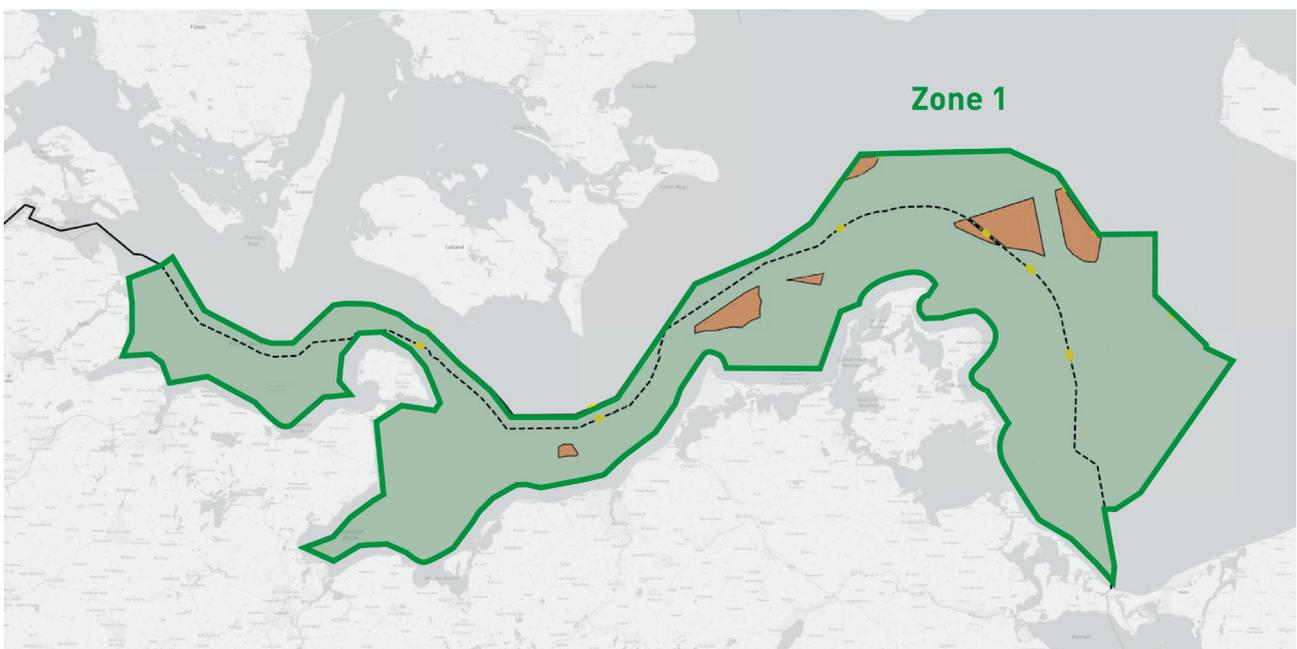
Für eine zeitliche Staffelung der ONAS in Abhängigkeit der Küstenentfernung des anzubindenden Gebiets und den daraus resultierenden erforderlichen Investitionen für die ONAS wurde eine Aufteilung der Bereiche der Nord- und Ostsee in Entfernungszonen vorgenommen. Die Zonen weisen eine räumliche Tiefe von etwa 50 bis 100 km auf. Die Nordsee ist hierbei in fünf Entfernungszonen eingeteilt (s. Abbildung 44), während die Ostsee aufgrund ihrer geringeren räumlichen Tiefe nur aus einer Zone besteht (s. Abbildung 45). Das Kriterium der „Räumlichen Nähe zur Küste“ ist gemäß § 5 Abs. 4 Nr. 3 WindSeeG auch im FEP ein Prüfkriterium. Für eine bessere Einteilung und Übersicht des Meeresraumes werden die Entfernungszonen im NEP und FEP angewendet. Der FEP trifft zudem Festlegungen über Orte, an denen die ONAS die Grenze zwischen der deutschen AWZ und dem Küstenmeer überschreiten. Diese Orte werden als Grenzkorridore (N-I bis N-V in der Nordsee sowie O-I bis O-V in der Ostsee) bezeichnet. Die Zuordnung von geplanten ONAS zu Grenzkorridoren aus räumlicher Planungsperspektive im FEP schränkt die Auswahl an landseitigen NVP für zukünftige ONAS im NEP gegebenenfalls ein. Ein ONAS, welches gemäß FEP beispielsweise über den Grenzkorridor N-III in das niedersächsische Küstenmeer eintritt, kann nicht oder nur noch mit signifikanten Mehraufwand an einen geeigneten NVP in Schleswig-Holstein angeschlossen werden. Die Festlegung von Grenzkorridoren zu geplanten ONAS im Rahmen des FEP erfolgt unter den Gesichtspunkten einer räumlichen Optimierung der Trassenverläufe zur bestmöglichen Ausnutzung der eingeschränkten Platzverhältnisse. Eine Abweichung von dieser Zuordnung bei einem ONAS hätte umfangreiche Wechselwirkungen auf die räumliche Situation weiterer ONAS. Die ÜNB nehmen daher keine Veränderungen an der Zuordnung von Grenzkorridoren zu geplanten ONAS aus dem Entwurf des FEP vor.

Abbildung 44: Entfernungszonen der Nordsee mit Gebieten für Offshore-Windenergie



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, BSH/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

Abbildung 45: Entfernungszonen der Ostsee mit Gebieten für Offshore-Windenergie



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, BSH/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)



## Übertragungstechnologien

In Abhängigkeit von den jeweiligen Rahmenbedingungen werden die einzelnen Maßnahmen in der Technologie Drehstrom (engl. Alternating Current - AC) oder Gleichstrom (engl. Direct Current - DC) entsprechend dem zuletzt veröffentlichten FEP umgesetzt. Daraus ergeben sich jeweils andere Maßnahmenumfänge und Umsetzungsschritte.

In der Nordsee sollen die ONAS gemäß FEP 2023 für die Netzanbindung von OWP mit DC-Technologie ausgeführt werden. Dies ist auf die in Summe größere Erzeugungsleistung der OWP und insbesondere die zumeist auch größeren Entfernungen zum technisch und wirtschaftlich günstigsten NVP an Land zurückzuführen. Die bisherigen DC-ONAS in den Zonen 1 und 2 der AWZ werden in Übereinstimmung mit dem FEP und den Festlegungen des Bundesfachplan Offshore in der Regel mit einer Systemspannung von 320 kV und einer Übertragungsleistung von bis zu 980 MW ausgeführt. In den Zonen 3, 4 und 5 der AWZ sollen DC-ONAS in Übereinstimmung mit dem FEP mit einer Systemspannung von 525 kV als Bipol mit metallischem Rückleiter ausgeführt werden. So kann eine höhere Verfügbarkeit und eine bessere Regelbarkeit der ONAS erreicht werden. Daraus ergibt sich in Übereinstimmung mit den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP eine Übertragungsleistung der ONAS in den Zonen 3 bis 5 in Höhe von 2 GW.

In der Ostsee wird im Vergleich zur Nordsee überwiegend eine geringere Leistung über kürzere Entfernungen übertragen. Bedingt durch wechselnde Rahmenbedingungen wie z. B. umweltfachliche Restriktionen oder vorhandene Trassenräume stellt hier in der Regel die AC-Technologie ein technisch und wirtschaftlich effizientes Übertragungskonzept dar. Durch kleinere Einheitengrößen in der Übertragungsleistung bietet die AC-Technologie die Möglichkeit, den Offshore-Netzausbau individuell auf einzelne Flächen und die dort mögliche installierte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie anzupassen. Diese werden derzeit durch einzelne AC-ONAS in Übereinstimmung mit dem FEP mit einer Systemspannung von 220 kV und einer Übertragungsleistung von 300 MW ausgeführt. Für die Netzanbindung von OWP-Projekten in der Ostsee mit einer Erzeugungsleistung ab 1 GW soll auch die DC-Technologie mit einer Systemspannung von 320 kV oder 525 kV, entsprechend der standardisierten Technikgrundsätzen des FEP, zum Einsatz kommen.

### Netzanbindungskonzepte in Nord- und Ostsee

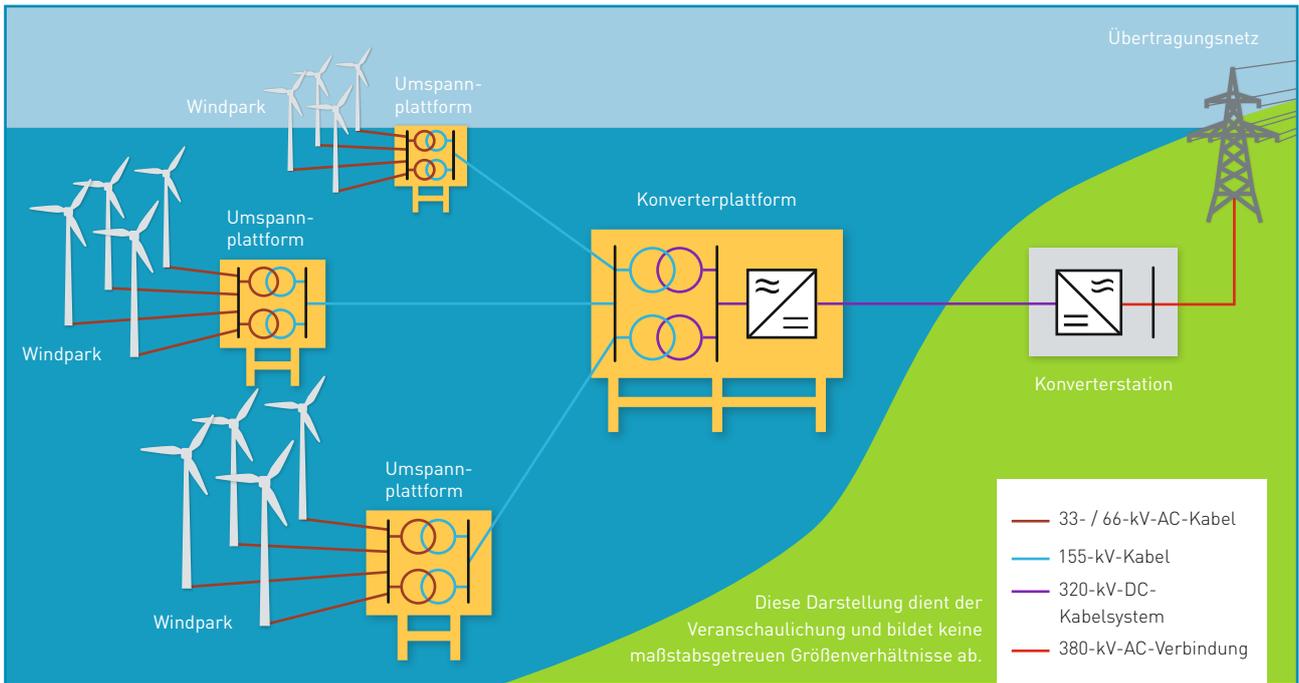
In der Nordsee erfolgte die Netzanbindung von OWP bisher bei DC-ONAS über eine Offshore-Umspannplattform des OWP und eine 155-kV-AC-Verbindung zwischen dieser Offshore-Umspannplattform und der seeseitigen-Konverterplattform des ÜNB. Die Netzanbindung von OWP in der Ostsee erfolgte bisher bei AC-ONAS über eine Offshore-Umspannplattform des OWP.

Für ONAS ab dem Jahr 2026 in der Ostsee und ab dem Jahr 2027 in der Nordsee sieht der FEP das sogenannte Direktanbindungskonzept vor. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Umspannplattform beziehungsweise -Konverterplattform des ÜNB verbunden. In Abstimmung mit dem bezuschlagten OWP-Vorhabenträger wird dieses Direktanbindungskonzept in der Nordsee bereits für die ONAS mit Fertigstellung ab dem Jahr 2024 angewendet. Hierbei werden die ONAS in den Zonen 1 und 2 der Nordsee gemäß FEP mittels 66-kV-AC-Kabeln des OWP angebunden. Dieses Direktanbindungskonzept wird gemäß FEP für ONAS mit Fertigstellung in den Jahren 2029 bis 2031 in Zone 3 der Nordsee als Standardanbindungskonzept festgelegt. Nach Abstimmung zwischen ÜNB und den bezuschlagten OWP-Vorhabenträgern, und sofern keine Beeinträchtigung des Fertigstellungstermins gemäß FEP erfolgt, kann für diese ONAS auch das Direktanbindungskonzept mit einer Spannung von 132 kV AC angewendet werden. Für ONAS mit Fertigstellung ab dem Jahr 2032 sieht der FEP das 132-kV-Direktanbindungskonzept als entsprechenden Standard vor. Ziel dieses Konzeptes ist es, die technische und räumliche Komplexität zu reduzieren und volkswirtschaftliche Kostenvorteile zu erzielen. Die Vorteile steigen dabei mit Erhöhung der Spannungsebene für das Direktanbindungskonzept. Allerdings erfordert jede Erhöhung der Spannungsebene für die Direktanbindung des OWP an die Konverterplattform des ÜNB auch eine Anpassung des ONAS und gegebenenfalls den Einsatz von weiteren oder neuen elektrotechnischen Komponenten sowie ein angepasstes Konverterkonzept.

Die folgenden Abbildungen 46 bis 48 stellen schematisch die beiden Konzepte in der Nordsee und Ostsee dar.

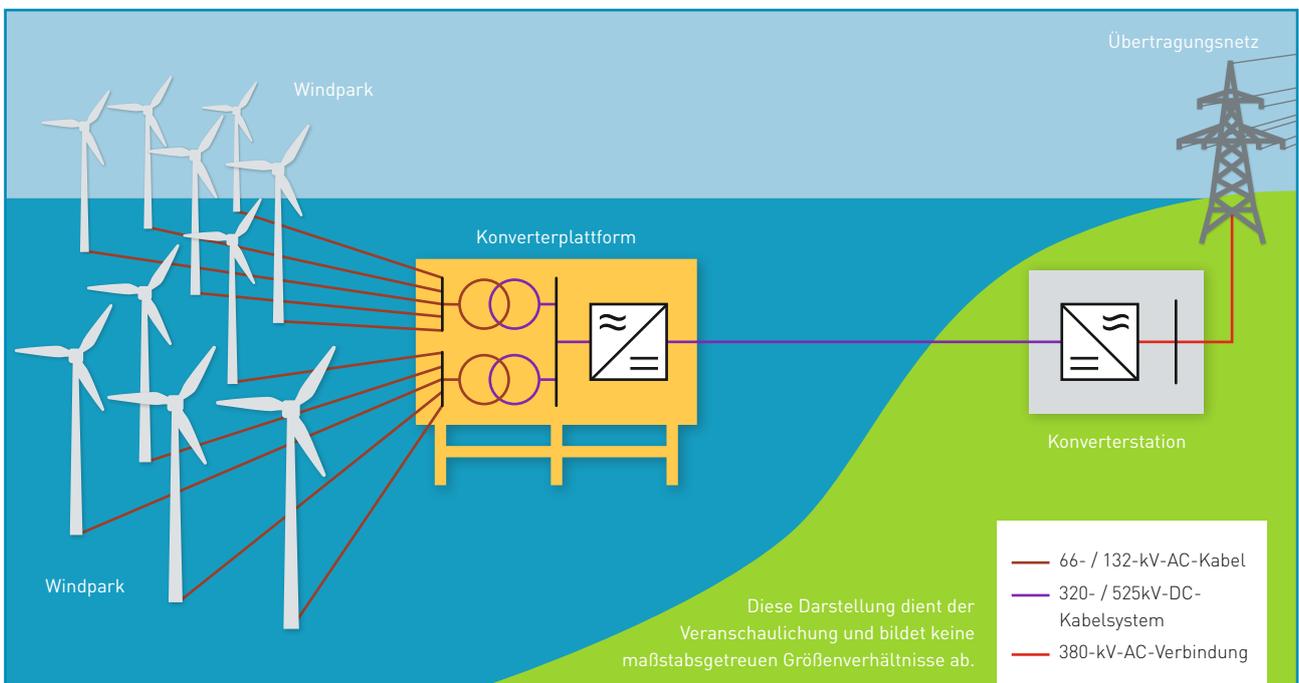


**Abbildung 46: Schematische Darstellung eines DC-Netzanbindungssystems mit 155-kV-Anbindungskonzept**



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

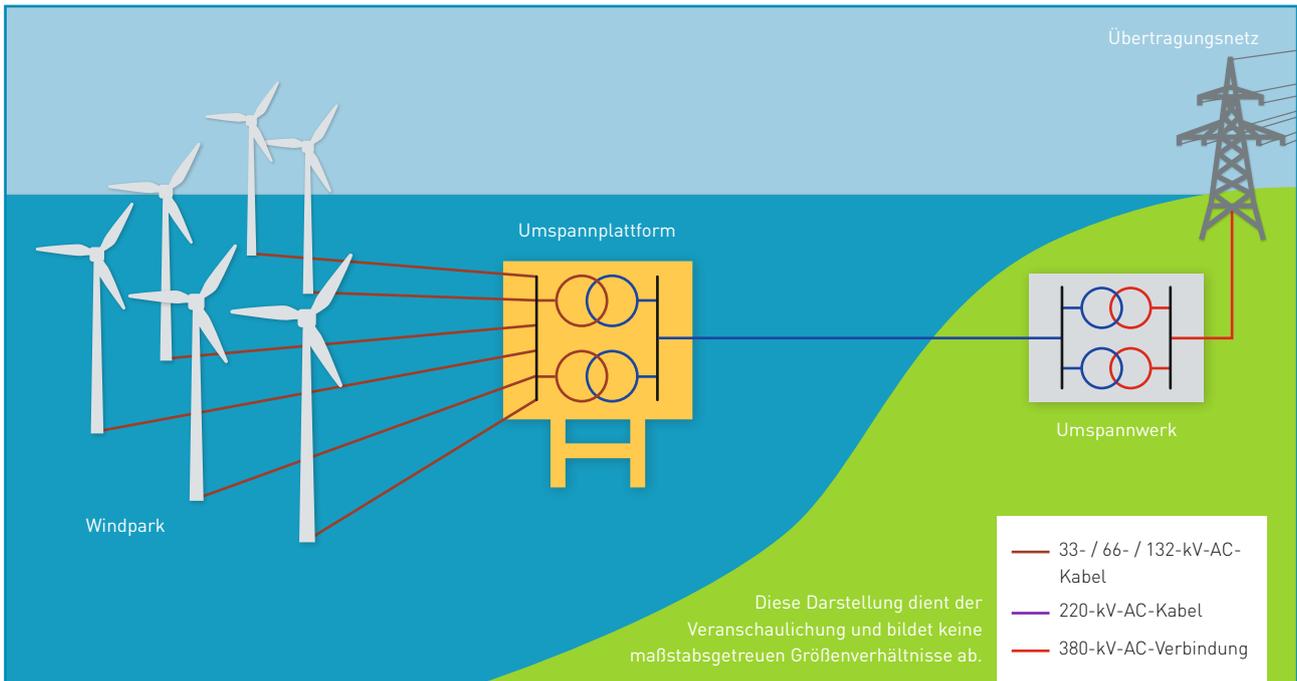
**Abbildung 47: Schematische Darstellung eines DC-Netzanbindungssystems mit Direktanbindungskonzept**



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



**Abbildung 48: Schematische Darstellung eines AC-Netzanbindungssystems**



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

**Zeitliche Reihenfolge der Offshore-Netzanbindungssysteme**

Die zeitliche Reihenfolge der ONAS wird im FEP festgelegt. Dies umfasst die Jahre der Inbetriebnahme der zukünftigen ONAS einschließlich des Quartals im jeweiligen Jahr. Die ÜNB orientieren sich bei der Auswahl geeigneter NVP für die im NEP 2037/2045 (2023) erforderlichen ONAS grundsätzlich an den Fertigstellungsterminen des FEP. In Ausnahmefällen kann es jedoch erforderlich sein, vom FEP abweichende Fertigstellungsjahre im NEP vorzuschlagen. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn für ein ONAS mit Führung über den Grenzkorridor N-V gemäß FEP zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung kein geeigneter landseitiger NVP zur Verfügung steht.

**Berücksichtigung von Planungs-, Zulassungs- und Errichtungszeiten sowie von am Markt verfügbaren Errichtungskapazitäten**

Vom Projektstart bis zum Vorliegen des Planfeststellungs- beziehungsweise Plangenehmigungsbeschlusses gehen die ÜNB, basierend auf den bisherigen Erfahrungswerten, in ihrer Zeitplanung von einer durchschnittlichen Dauer von 60 Monaten aus. Davon entfallen ca. 24 Monate auf die räumliche Planung und die Erstellung der Kabelrouten im Küstenmeer und an Land, sofern nicht auf die Durchführung eines Raumordnungsverfahrens verzichtet wird. Für die Erstellung von Gutachten, die Erfassung der Daten und die Erstellung der Anträge zur Planfeststellung werden ca. 18 Monate eingeplant. In der Regel entfallen weitere zwölf bis 18 Monate auf das Planfeststellungsverfahren beziehungsweise das Plangenehmigungsverfahren durch die jeweiligen Genehmigungsbehörden für See und an Land.

Auf Basis der Erfahrungen bei den aktuell in Realisierung befindlichen ONAS und der bei den letzten Vergabeverfahren am Markt verfügbaren Errichtungskapazitäten der Hersteller setzen die ÜNB die Dauer des Vergabeverfahrens für eine Netzanbindung mit durchschnittlich zwölf Monaten an. Für die zukünftigen DC-ONAS mit einer Systemspannung von 525kV liegen den ÜNB noch keine entsprechenden Erfahrungswerte vor, sodass auch davon abweichende Zeiten möglich sind. Eine Beschleunigung der Vergabeverfahren lässt sich beispielsweise über den Abschluss von Rahmenverträgen erreichen, um die langfristige Planungssicherheit bei Unternehmen und ÜNB zu erhöhen. Darüber hinaus ist die vorausschauende und langfristige Beschaffung durch die ÜNB zu unterstützen und regulatorisch abzusichern. Für die sich daran anschließende Phase der Errichtung eines DC-ONAS wird derzeit von 60 Monaten ausgegangen. Für die ersten DC-ONAS mit einer Systemspannung von 525 kV kann sich diese auf bis zu 72 Monate erhöhen. Für AC-ONAS mit einer Übertragungsleistung von bis zu 300 MW wird von 42 Monaten ausgegangen. Für die Errichtung von ONAS werden Ressourcen wie Kabelverlegeequipment, Spezialschiffe und besonders geschultes Personal benötigt, die nur begrenzt zur Verfügung stehen. Ressourcenengpässe wirken sich unmittelbar auf die von den Herstellern angebotenen Realisierungszeiten der ONAS aus.

Aufgrund der Anpassung der gesetzlichen Rahmenbedingungen im EnWG und WindSeeG ist eine Beschleunigung der Genehmigungsverfahren und der baulichen Umsetzung von ONAS zu erwarten. Dies gilt insbesondere bei Querung des Küstenmeeres aufgrund der am 13.10.2022 in Kraft getretenen Neuregelungen des § 17d Abs. 1a S. 3f. EnWG. Des Weiteren ist beispielsweise die Zulassungsform für ONAS im Bereich der AWZ gemäß § 66 Abs. 1 WindSeeG von einem Planfeststellungs- in ein Plangenehmigungsverfahren geändert worden. Ferner wurde die Dauer dieses Plangenehmigungsverfahrens gemäß § 70 Abs. 3 WindSeeG grundsätzlich auf zwölf Monate beschränkt. Eine Anpassung der genannten Realisierungszeiträume auf Basis von Erfahrungswerten der ÜNB aus bisherigen Projekten ist zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht möglich. Die Gesamtrealisierungsdauer eines DC-ONAS kann nach heutigem Kenntnisstand daher bis zu ca. 11 Jahre betragen und die eines AC-ONAS bis zu ca. 9,5 Jahre. Dabei können sich die Projektlaufzeiten für Planung, Zulassung und Errichtung bei langen landseitigen Trassen auf etwa 12 beziehungsweise 10,5 Jahre ab Bestätigung der Projekte im NEP summieren.

Es wird darauf hingewiesen, dass es sich um eine grobe Abschätzung der Gesamtrealisierungszeiten handelt und eine Abweichung von diesen Angaben im Einzelfall möglich ist. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund der genannten Anpassung der gesetzlichen Rahmenbedingungen.

## 4.2.2 Offshore-Startnetz und -Ist-Netz

Das Offshore-Ist-Netz beinhaltet alle bereits in Betrieb befindlichen ONAS, während das Offshore-Startnetz alle ONAS berücksichtigt, mit deren Realisierung (Beginn der Umsetzung) gemäß Offshore-Netzentwicklungsplan beziehungsweise NEP begonnen wurde. Der „Beginn der Umsetzung“ bezieht sich auf das Jahr der Beauftragung des ONAS durch den jeweils zuständigen ÜNB. Die ONAS beim Offshore-Startnetz und -Ist-Netz werden bei der Erstellung des NEP als gegeben gesehen und deren Erforderlichkeit wird nicht erneut untersucht. Ferner sind ONAS inbegriffen, die für OWP mit einer gültigen Netzanbindungszusage nach altem Recht<sup>9</sup> oder mit einem Zuschlag in den Offshore-Kapazitätsaus-schreibungen in den Jahren 2017 und 2018 erforderlich sind.

Die folgenden Tabellen und Abbildungen zeigen das Offshore-Startnetz und -Ist-Netz der Nordsee und der Ostsee. Eine detaillierte Beschreibung und Abbildung der Offshore-Startnetzmaßnahmen befindet sich in den jeweiligen Projektsteck-briefen im Anhang des NEP.

<sup>9</sup> Nach § 17 Abs. 2a EnWG in der bis zum 27.12.2011 geltenden Fassung.



**Tabelle 13: Offshore-Ist-Netz Nordsee (in Betrieb befindliche ONAS)**

Projekt	Bezeichnung des Projekts	Netzverknüpfungspunkt (ÜNB)	Übertragungsleistung in MW	Inbetriebnahmejahr
NOR-0-1	AC-ONAS NOR-0-1 (Riffgat)	Emden/Borßum (TenneT)	113	2014
NOR-0-2	AC-ONAS NOR-0-2 (Nordergründe)	Inhausen (TenneT)	111	2017
NOR-2-1	AC-ONAS (alpha ventus)	Hagermarsch (TenneT)	62	2009
NOR-2-2	DC-ONAS NOR-2-2 (DoWin1)	Dörpen/West (TenneT)	800	2015
NOR-2-3	DC-ONAS NOR-2-3 (DoWin3)	Dörpen/West (TenneT)	900	2018
NOR-3-1	DC-ONAS NOR-3-1 (DoWin2)	Dörpen/West (TenneT)	916	2016
NOR-4-1	DC-ONAS NOR-4-1 (HelWin1)	Büttel (TenneT)	576	2015
NOR-4-2	DC-ONAS NOR-4-2 (HelWin2)	Büttel (TenneT)	690	2015
NOR-5-1	DC-ONAS NOR-5-1 (SylWin1)	Büttel (TenneT)	864	2015
NOR-6-1	DC-ONAS NOR-6-1 (BorWin1)	Diele (TenneT)	400	2010
NOR-6-2	DC-ONAS NOR-6-2 (BorWin2)	Diele (TenneT)	800	2015
NOR-8-1	DC-ONAS NOR-8-1 (BorWin3)	Emden/Ost (TenneT)	900	2019

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

**Tabelle 14: Offshore-Startnetz Nordsee (in Realisierung befindliche ONAS)**

Projekt	Bezeichnung des Projekts	Netzverknüpfungspunkt (ÜNB)	Übertragungsleistung in MW	Inbetriebnahmejahr
NOR-1-1	DC-ONAS NOR-1-1 (DoWin5)	Emden/Ost (TenneT)	900	2024/2025
NOR-3-2	DC-ONAS NOR-3-2 (DoWin4)	Hanekenfähr (Amprion)	900	2028
NOR-3-3	DC-ONAS NOR-3-3 (DoWin6)	Emden/Ost (TenneT)	900	2023
NOR-6-3	DC-ONAS NOR-6-3 (BorWin4)	Hanekenfähr (Amprion)	900	2028
NOR-7-1	DC-ONAS NOR-7-1 (BorWin5)	Garrel/Ost (TenneT)	900	2025
NOR-7-2	DC-ONAS NOR-7-2 (BorWin6)	Büttel (TenneT)	980	2027

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



**Tabelle 15: Offshore-Ist-Netz Ostsee (in Betrieb befindliche ONAS)**

Projekt	Bezeichnung des Projekts	Netzverknüpfungspunkt (ÜNB)	Übertragungsleistung in MW	Inbetriebnahmejahr
OST-1-1	AC-ONAS OST-1-1 (Ostwind 1)	Lubmin (50Hertz)	250	2018
OST-1-2	AC-ONAS OST-1-2 (Ostwind 1)	Lubmin (50Hertz)	250	2019
OST-1-3	AC-ONAS OST-1-3 (Ostwind 1)	Lubmin (50Hertz)	250	2019
OST-3-1	AC-ONAS OST-3-1 (Kriegers Flak)	Bentwisch (50Hertz)	51	2011
OST-3-2	AC-ONAS OST-3-2 (Kriegers Flak)	Bentwisch (50Hertz)	339*	2015

\* Projekt OST-3-2 baut auf dem Projekt OST-3-1 auf. Durch diese Projekte ergibt sich eine Übertragungsleistung von 339 MW.  
 Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

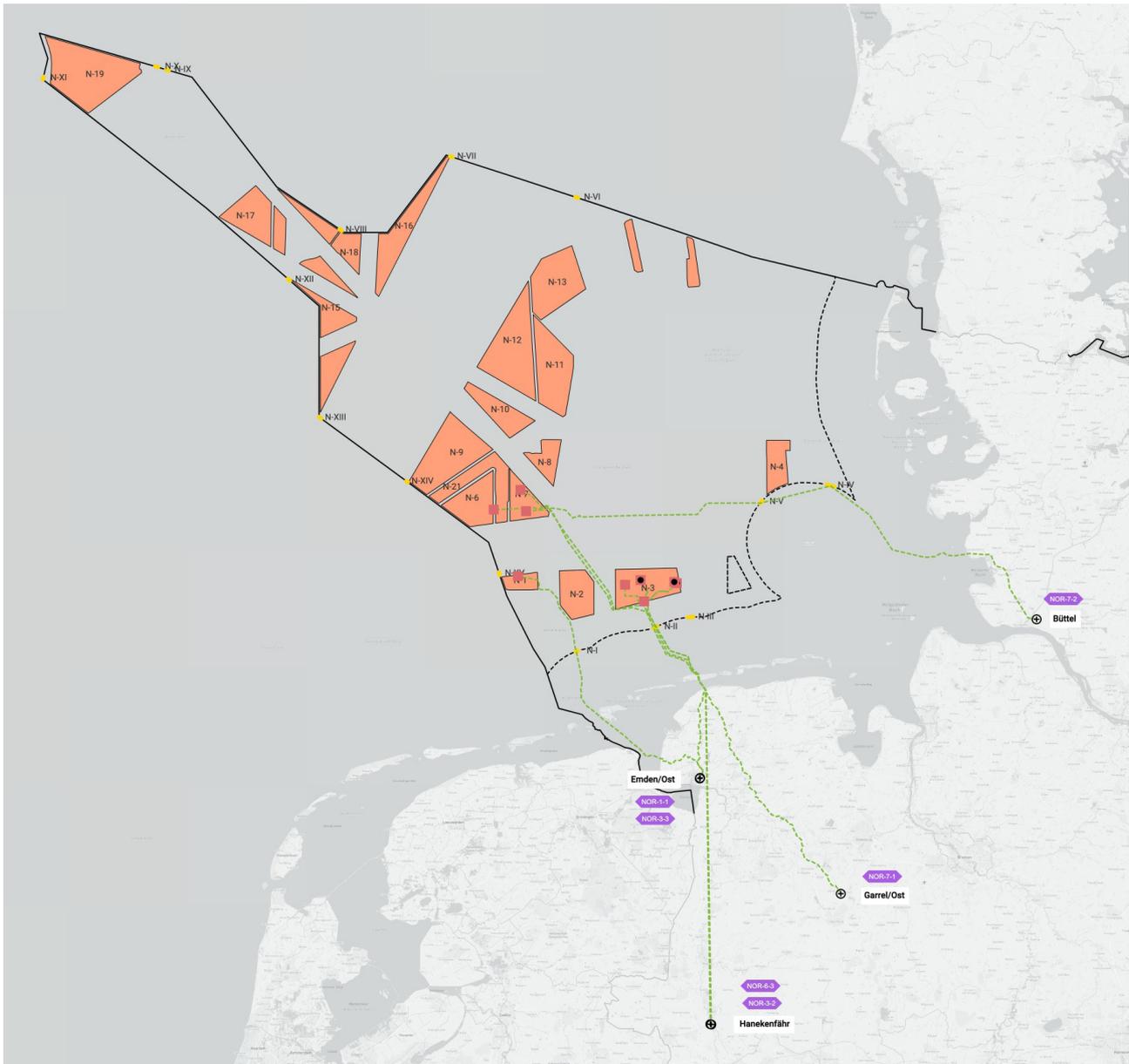
**Tabelle 16: Offshore-Startnetz Ostsee (in Realisierung befindliche ONAS)**

Projekt	Bezeichnung des Projekts	Netzverknüpfungspunkt (ÜNB)	Übertragungsleistung in MW	Inbetriebnahmejahr
OST-1-4	AC-ONAS OST-1-4 (Ostwind 3)	Suchraum Brünzow (50Hertz)	300	2026
OST-2-1	AC-ONAS OST-2-1 (Ostwind 2)	Lubmin (50Hertz)	250	2023
OST-2-2	AC-ONAS OST-2-2 (Ostwind 2)	Lubmin (50Hertz)	250	2023
OST-2-3	AC-ONAS OST-2-3 (Ostwind 2)	Lubmin (50Hertz)	250	2024

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 49: Offshore-Startnetz Nordsee

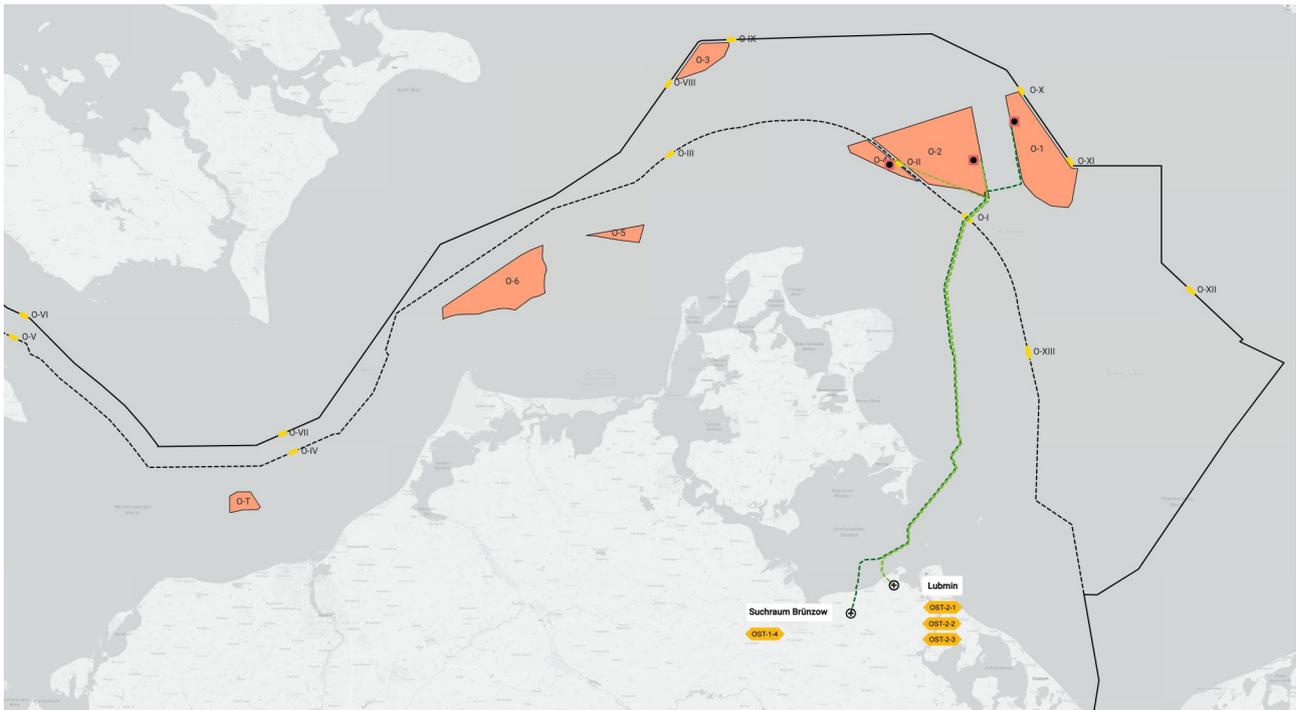


- |  |             |                          |   |
|--|-------------|--------------------------|---|
| <b>Stand der Umsetzung</b>                       | Projektname | Offshore-Windpark-Gebiet | Grenzkorridor                               |
| Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren |             | Konverterplattform       | Grenze des Küstenmeeres                     |
| Im Raumordnungsverfahren / Bundesfachplanung     |             | Umspannplattform         | Grenze der ausschließlichen Wirtschaftszone |
| Im Genehmigungsverfahren                         |             | Netzverknüpfungspunkt    |   |
| Genehmigt / in Bauvorbereitung / im Bau          |             |                          |   |
| Realisiert                                       |             |                          |   |

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)



Abbildung 50: Offshore-Startnetz Ostsee



**Stand der Umsetzung**

- |  |   |  |   |
|--|---|--|---|
| <span style="color: purple;">—</span> Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren | <span style="color: yellow;">→</span> Projektname | <span style="background-color: orange; border: 1px solid black; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> Offshore-Windpark-Gebiet                                | <span style="color: yellow;">—</span> Grenzkorridor   |
| <span style="color: blue;">—</span> Im Raumordnungsverfahren / Bundesfachplanung       |   | <span style="background-color: red; border: 1px solid black; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> Konverterplattform   | <span style="border-bottom: 1px dashed black; width: 20px; display: inline-block;"></span> Grenze des Küstenmeeres                    |
| <span style="color: green;">—</span> Im Genehmigungsverfahren                          |   | <span style="background-color: red; border: 1px solid black; border-radius: 50%; width: 10px; height: 10px; display: inline-block;"></span> Umspannplattform                       | <span style="border-bottom: 1px solid black; width: 20px; display: inline-block;"></span> Grenze der ausschließlichen Wirtschaftszone |
| <span style="color: lightgreen;">—</span> Genehmigt / in Bauvorbereitung / im Bau      |   | <span style="border: 1px solid black; border-radius: 50%; width: 10px; height: 10px; display: inline-block; text-align: center; line-height: 10px;">⊕</span> Netzverknüpfungspunkt |   |
| <span style="color: brown;">—</span> Realisiert  |   |  |   |

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

### 4.2.3 Offshore-Netzausbaubedarf

Im FEP 2023 wurden räumliche und zeitliche Festlegungen für den Anschluss von ca. 36,5 GW installierte Erzeugungsleistung für Offshore-Wind in Nord- und Ostsee getätigt. Davon sind 34,5 GW Erzeugungsleistung bis inklusive dem Jahr 2031 vorgesehen. Die ÜNB haben den Bedarf von weiteren ONAS im NEP zur Erreichung von mindestens 40 GW bis 2035 und mindestens 70 GW bis 2045 gemäß § 1 Abs. 2 WindSeeG untersucht. Die Vorgaben des WindSeeG dienen der Erreichung der Ziele des Bundes-Klimaschutzgesetzes.

Zum Zeitpunkt der Genehmigung des Szenariorahmens durch die BNetzA wurde davon ausgegangen, dass bis zum Jahr 2045 nicht von einem signifikanten Rückbau an OWP und ONAS auszugehen ist. Aufgrund neuer Erkenntnisse hat die BNetzA den ÜNB nachträglich mitgeteilt, dass in den Szenarien des Zieljahrs 2045 ein Rückbau von ca. 4 GW installierter Erzeugungsleistung anzunehmen ist. Dieser Rückbau wird in den Szenarien A/B/C 2045 unterstellt. Zum Erreichen des Ausbauziels von mindestens 70 GW im Jahr 2045 wird daher zur Kompensation des Rückbaus ein Bruttozubaupfad von 74 GW installierter Erzeugungsleistung von Offshore-Wind angenommen. Die Kompensation des Rückbaus in Nord- und Ostsee erfolgt ausschließlich durch zusätzliche ONAS in der Nordsee. Der Ausbaupfad sieht die in Tabelle 17 dargestellten installierten Erzeugungsleistungen für Offshore-Wind vor.

In den Szenarien B 2037 und C 2037 wird eine installierte Erzeugungsleistung für Offshore-Wind von 58,5 GW angenommen. Ausgehend von einer installierten Erzeugungsleistung von etwa 30,5 GW im Jahr 2030 gemäß FEP erfolgt ab dem Jahr 2031 eine Inbetriebnahme von zwei 2-GW-ONAS jährlich. Dies entspricht dem Ausschreibungsvolumen für Offshore-Windenergie gemäß § 2a WindSeeG in Höhe von grundsätzlich 4 GW pro Jahr. In Szenario A 2037 wird eine installierte Erzeugungsleistung für Offshore-Wind von 50,5 GW angenommen. Dies stellt gegenüber den Szenarien B 2037 und C 2037 auf einen moderat langsameren Ausbau der Offshore-Windenergie nach 2030 ab. Das gesetzliche Ausbauziel für das Jahr 2035 gemäß WindSeeG wird aber eingehalten. Beginnend mit dem Jahr 2031 werden jährlich abwechselnd ein beziehungsweise zwei 2-GW-ONAS in der Nordsee in Betrieb genommen. In der Ostsee werden nach

2030 bis 2037 keine weiteren Flächen angebunden.

Im Jahr 2045 wird für alle Szenarien eine installierte Erzeugungsleistung für Offshore-Wind von exakt 70 GW angenommen. Eine Übererfüllung des Ausbauziels für Offshore-Windenergie wird daher nicht unterstellt. In Szenario A 2045 wird der abwechselnde Zubau von 2 GW beziehungsweise 4 GW Offshore-Wind bis zum Jahr 2045 angesetzt. In den Szenarien B/C 2045 wird ab dem Jahr 2038 nur noch ein jährlicher Zubau von 2 GW Offshore-Wind angenommen. Es wird zudem in allen 2045er Szenarien angenommen, dass im Küstenmeer der Ostsee eine Leistung von zusätzlichen 1 GW in Betrieb genommen wird.

**Tabelle 17: Installierte Erzeugungsleistung Offshore-Wind gemäß genehmigten Szenariorahmen**

in GW	Szenario A 2037	Szenario B / C 2037	Szenario A / B / C 2045
Nordsee	46,4	54,4	64,9
Ostsee*	4,1	4,1	5,1
Summe	50,5	58,5	70,0

\* Installierte Erzeugungsleistung des Testfeldes ist nicht inkludiert gemäß genehmigten Szenariorahmen vom 08.07.2022

Quelle: Bundesnetzagentur: Genehmigung des Szenariorahmens 2023 – 2037 / 2045

Die ÜNB sind nach § 17d Abs. 6 und 7 EnWG auch zur Anbindung von OWP verpflichtet, die eine Genehmigung zum Bau von Windenergieanlagen im Küstenmeer nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz erhalten. Für das Küstenmeer der Ostsee betrifft das aktuell ein OWP-Projekt mit einer installierten Erzeugungsleistung von 927 MW. Gemäß des bestätigten Szenariorahmens der BNetzA ist diese Erzeugungsleistung den Marktsimulationen des NEP für eine zielgerichtete Auslegung des landseitigen Übertragungsnetzes zugrunde zu legen. Darüber hinaus ist die Erzeugungsleistung Bestandteil der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie. Bedingt durch die Regelung nach § 17d Abs. 6 und 7 EnWG ist keine Prüfung und Bestätigung der für die Netzanbindung dieser Erzeugungsleistung geplanten ONAS OST-6-1, OST-6-2 und OST-6-3 im NEP 2037/2045 (2023) erforderlich. Dementsprechend werden diese ONAS auch nicht als Maßnahmen in den Übersichtstabellen und -abbildungen geführt sowie im Anhang in Projektsteckbriefen dargestellt.

**Überblick über das Offshore-Zubaunetz der Szenarien A 2037, B / C 2037 und A / B / C 2045**

Im Rahmen der Planungs-, Zulassungs- und Errichtungszeiten (s. Kapitel 4.2.1) wird die Phase der Errichtungszeit mit dem „Beginn der Umsetzung“ und der „geplanten Fertigstellung“ zeitlich beschrieben. Der geplante Zeitpunkt der Fertigstellung (geplante Fertigstellung) hängt auch unmittelbar von der Beauftragung ab und bezieht sich auf die Fertigstellung des ONAS gemäß FEP. Die Phasen der Planungs- und Zulassungszeiten sind nicht Bestandteil der Phasen für die Beauftragung und Errichtung, sondern sie sind diesen beiden Phasen vorgelagert.

Die Tabellen 18 und 19 sowie die Abbildungen 51 bis 55 zeigen die ONAS auf, die in den einzelnen Szenarien erforderlich sind. Der FEP 2023 weist nur Flächen mit einer Erzeugungsleistung von ca. 36,5 GW aus. ONAS zur Anbindung von Erzeugungsleistung aus Offshore-Wind, die zur Erreichung der Szenariokennzahlen über 36,5 GW hinaus erforderlich sind, sind in der Tabelle 18 farblich gekennzeichnet und auch in den Abbildungen 51 bis 55 kenntlich gemacht. Für die ONAS mit einer Fertigstellung nach 2031 hat der FEP 2023 noch keine zeitliche Reihung der anzuschließenden Offshore-Flächen und damit noch keine konkreten Termine für die dazugehörigen ONAS ausgewiesen. Die ÜNB sehen daher entsprechend der Genehmigung des Szenariorahmens vor, dass im Szenario A 2045 ein Zubau von jeweils abwechselnd 4 und 2 GW pro Jahr ab dem Jahr 2031 erfolgt. Im Szenario B / C 2045 wird von 2031 bis zum Jahr 2037 4 GW pro Jahr und ab dem 2038 nur noch 2 GW pro Jahr, jeweils bis zum Erreichen von 70 GW Offshore-Erzeugungsleistung, vorgesehen. Hinsichtlich der Fertigstellungstermine der ONAS nach 2031 orientieren sich die ÜNB soweit möglich an den entsprechenden Planungen im Entwurf des FEP vom 01.07.2022.



**Tabelle 18: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetz in der Nordsee \***

Projekt	Nummer	Bezeichnung der Maßnahme	Netzverknüpfungspunkt (ÜNB)	Trassenlänge in km	Übertragungsleistung in MW	Szenario (Beginn der Umsetzung / geplante Fertigstellung)**			
						A 2037	B / C 2037	A 2045	B / C 2045
NOR-9-1	M243	HGÜ-Verbindung NOR-9-1 (BalWin1)	Wehrendorf (Amprion)	ca. 363	2.000	2025 / Q3 2029	2025 / Q3 2029	2025 / Q3 2029	2025 / Q3 2029
NOR-9-2 ***	M236	HGÜ-Verbindung NOR-9-2 (BalWin3)	Wilhelmshaven 2 (TenneT)	ca. 255	2.000	2023 / Q3 2029	2023 / Q3 2029	2023 / Q3 2029	2023 / Q3 2029
NOR-9-3 ***	M234	HGÜ-Verbindung NOR-9-3 (BalWin4)	Unterweser (TenneT)	ca. 260	2.000	2023 / Q4 2029	2023 / Q4 2029	2023 / Q4 2029	2023 / Q4 2029
NOR-10-1	M39	HGÜ-Verbindung NOR-10-1 (BalWin2)	Westerkappeln (Amprion)	ca. 373	2.000	2025 / Q3 2030	2025 / Q3 2030	2025 / Q3 2030	2025 / Q3 2030
NOR-11-1	M233	HGÜ-Verbindung NOR-11-1 (LanWin3)	Suchraum Heide (50Hertz)	ca. 215	2.000	2023 / Q3 2030	2023 / Q3 2030	2023 / Q3 2030	2023 / Q3 2030
NOR-12-1 ***	M231	HGÜ-Verbindung NOR-12-1 (LanWin1)	Unterweser (TenneT)	ca. 260	2.000	2023 / Q3 2030	2023 / Q3 2030	2023 / Q3 2030	2023 / Q3 2030
NOR-12-2	M249	HGÜ-Verbindung NOR-12-2 (LanWin2)	Suchraum Heide (TenneT)	ca. 270	2.000	2024 / Q4 2030	2024 / Q4 2030	2024 / Q4 2030	2024 / Q4 2030
NOR-11-2 ***	M248	HGÜ-Verbindung NOR-11-2 (LanWin4)	Wilhelmshaven 2 (TenneT)	ca. 230	2.000	2023 / Q3 2031	2023 / Q3 2031	2023 / Q3 2031	2023 / Q3 2031
NOR-13-1	M242	HGÜ-Verbindung NOR-13-1 (LanWin5)	Suchraum Rastede (TenneT)	ca. 290	2.000	2024 / Q3 2032	2024 / Q3 2031	2024 / Q3 2032	2024 / Q3 2031
NOR-21-1	M254	HGÜ-Verbindung NOR-21-1 (BorWin7)	Niederrhein (Amprion)	ca. 454	2.000	2029 / Q3 2034	2027 / Q3 2032	2029 / Q3 2034	2027 / Q3 2032
NOR-14-1	M263	HGÜ-Verbindung NOR-14-1	Blockland / neu (TenneT)	ca. 390	2.000	vrs. 2028 / Q3 2034	vrs. 2026 / Q3 2032	vrs. 2028 / Q3 2034	vrs. 2026 / Q3 2032
NOR-13-2	M262	HGÜ-Verbindung NOR-13-2 (LanWin6)	Suchraum Pöschendorf (50Hertz)	ca. 310	2.000	vrs. 2028 / Q3 2033	vrs. 2028 / Q3 2033	vrs. 2028 / Q3 2033	vrs. 2028 / Q3 2033
NOR-15-1	M256	HGÜ-Verbindung NOR-15-1	Kusenhorst (Amprion)	ca. 550	2.000	vrs. 2029 / Q4 2034	vrs. 2028 / Q3 2033	vrs. 2029 / Q4 2034	vrs. 2028 / Q3 2033
NOR-16-2	M264	HGÜ-Verbindung NOR-16-2	Suchraum Pöschendorf (TenneT)	ca. 365	2.000	vrs. 2030 / Q3 2036	vrs. 2028 / Q3 2034	vrs. 2030 / Q3 2036	vrs. 2028 / Q3 2034
NOR-17-1	M246	HGÜ-Verbindung NOR-17-1	Rommerskirchen (Amprion)	ca. 653	2.000	vrs. 2030 / Q3 2035	vrs. 2029 / Q3 2034	vrs. 2030 / Q3 2035	vrs. 2029 / Q3 2034
NOR-16-1	M265	HGÜ-Verbindung NOR-16-1	Suchraum Büchen (50Hertz)	ca. 460	2.000	vrs. 2031 / Q3 2036	vrs. 2030 / Q3 2035	vrs. 2031 / Q3 2036	vrs. 2030 / Q3 2035
NOR-18-1	M266	HGÜ-Verbindung NOR-18-1	Wiemersdorf / Hardebek (TenneT)	ca. 400	2.000		vrs. 2029 / Q3 2035	vrs. 2032 / Q3 2038	vrs. 2029 / Q3 2035
NOR-19-1	M247	HGÜ-Verbindung NOR-19-1	Oberzier (Amprion)	ca. 807	2.000	vrs. 2032 / Q3 2037	vrs. 2031 / Q3 2036	vrs. 2032 / Q3 2037	vrs. 2031 / Q3 2036
NOR-19-3	M257	HGÜ-Verbindung NOR-19-3	Kriftel (Amprion)	ca. 918	2.000		vrs. 2031 / Q4 2036	vrs. 2033 / Q3 2038	vrs. 2031 / Q4 2036
NOR-19-2	M258	HGÜ-Verbindung NOR-19-2	Suchraum Ried (Amprion)	ca. 953	2.000		vrs. 2032 / Q3 2037	vrs. 2035 / Q3 2040	vrs. 2032 / Q3 2037
NOR-17-2	M267	HGÜ-Verbindung NOR-17-2	Suchraum Nütermoor (TenneT)	ca. 375	2.000		vrs. 2031 / Q3 2037	vrs. 2034 / Q3 2040	vrs. 2031 / Q3 2037
NOR-x-6 *****	M268	HGÜ-Verbindung NOR-x-6	Suchraum Büchen (50Hertz)	ca. 450	2.000			vrs. 2034 / Q3 2039	vrs. 2033 / Q3 2038



Projekt	Num-mer	Bezeichnung der Maßnahme	Netzverknüpfungspunkt (ÜNB)	Trassenlänge in km	Übertragungsleistung in MW	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung) **			
						A 2037	B / C 2037	A 2045	B / C 2045
NOR-20-1 ****	M250	HGÜ-Verbindung NOR-20-1	Suchraum Ras-tede (TenneT)	ca. 375	2.000			vrs. 2035/ Q3 2041	vrs. 2033/ Q3 2039
NOR-x-7 ****	M259	HGÜ-Verbindung NOR-x-7	Lippe (Amprion)	ca. 558	2.000			vrs. 2037/ Q3 2042	vrs. 2035/ Q3 2040
NOR-x-8 ****	M269	HGÜ-Verbindung NOR-x-8	Brunsbüttel (50Hertz)	ca. 315	2.000			vrs. 2037/ Q3 2042	vrs. 2036/ Q3 2041
NOR-x-9 ****	M270	HGÜ-Verbindung NOR-x-9	Samtgemeinde Sottrum (TenneT)	ca. 420	2.000			vrs. 2037/ Q3 2043	vrs. 2036/ Q3 2042
NOR-x-10 ****	M260	HGÜ-Verbindung NOR-x-10	Rommerskirchen (Amprion)	ca. 658	2.000			vrs. 2039/ Q3 2044	vrs. 2038/ Q3 2043
NOR-x-11 ****	M271	HGÜ-Verbindung NOR-x-11	Suchraum Nüt-termoor (TenneT)	ca. 325	2.000			vrs. 2038/ Q3 2044	vrs. 2038/ Q3 2044
NOR-x-12 ****	M261	HGÜ-Verbindung NOR-x-12	Sechtem (Amprion)	ca. 684	2.000 ****			vrs. 2040/ Q3 2045	vrs. 2040/ Q3 2045

\* Für ONAS zum Anschluss von über 36,5 GW Offshore-Leistung sind im FEP 2023 noch keine Flächen mit dazugehörigen Inbetriebnahmedaten ausgewiesen. Diese sind hellblau hinterlegt.

\*\* Die Definition von „Beginn der Umsetzung“ und „geplante Fertigstellung“ erfolgt in Kapitel 7.2.

\*\*\* Aufgrund der Vergleichbarkeit der 2-GW-ONAS NOR-9-2, NOR-9-3, NOR-12-1 und NOR-11-2 sowie des größtenteils parallelen Trassenverlaufs wird eine zeitgleiche Vergabe dieser ONAS angestrebt, um mögliche Synergien zu nutzen und Risiken zu minimieren.

\*\*\*\* Das ONAS NOR-x-12 ist zur Erreichung des Ausbauziels von 70 GW nur partiell berücksichtigt.

\*\*\*\*\* ONAS mit der Projektbezeichnung NOR-x-6 bis NOR-x-12 sind erforderlich um das gesetzliche Ausbauziel für Offshore-Windenergie von mindestens 70 GW im Jahr 2045 zu erreichen. Für diese ONAS liegen allerdings noch keine geplanten Festlegungen von anzubindenden Flächen für Offshore-Windenergie im Entwurf des FEP 2023 vor.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



**Tabelle 19: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetz in der Ostsee**

Projekt	Num-mer	Bezeichnung der Maßnahme	Netzver- knüpfungspunkt (ÜNB)	Trassen- länge in km	Über- tragungs- leistung in MW	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)*			
						A 2037	B / C 2037	A 2045	B / C 2045
OST-2-4	M74	HGÜ-Verbindung OST-2-4 (Ostwind 4)	Suchraum Brünzow (50Hertz)	ca. 109	2.000 ****	vrs. 2024 / Q3 2030	vrs. 2024 / Q3 2030	vrs. 2024 / Q3 2030	vrs. 2024 / Q3 2030
OST-x-1	M274	AC-Verbindung OST-x-1	Suchraum Gnewitz (50Hertz)	ca. 45	300			vrs. 2035 / Q3 2039	vrs. 2035 / Q3 2039
OST-x-2	M275	AC-Verbindung OST-x-2	Suchraum Gnewitz (50Hertz)	ca. 45	300			vrs. 2035 / Q3 2039	vrs. 2035 / Q3 2039
OST-x-3	M276	AC-Verbindung OST-x-3	Suchraum Brünzow (50Hertz)	ca. 80	300			vrs. 2036 / Q3 2040	vrs. 2036 / Q3 2040
OST-x-4	M277	AC-Verbindung OST-x-4	Suchraum Brünzow (50Hertz)	ca. 80	300			vrs. 2036 / Q3 2040	vrs. 2036 / Q3 2040
OST-T-1**	M85	AC-Verbindung OST-T-1** (Testfeld)	Suchraum Broderstorf (50Hertz)	ca. 50	300	---/---***	---/---***	---/---***	---/---***

\* Die Definition von „Beginn der Umsetzung“ und „geplante Fertigstellung“ erfolgt in Kapitel 7.2.

\*\* Bei der Genehmigung des Szenariorahmens hat die BNetzA das Testfeld-ONAS unter den Vorbehalt gestellt, dass das BSH die Testfeldfläche im FEP 2023 festlegt. Die Festlegung ist zwar vom BSH erfolgt, mit einer Kapazität von 300 MW und einer Inbetriebnahme im Kalenderjahr 2032, aber unter dem Vorbehalt der Bedingung, dass das Land Mecklenburg-Vorpommern bis zum 30.06.2023 den Bedarf für dieses Testfeld-ONAS bekannt macht. Erst mit der Bekanntmachung ist 50Hertz für die Realisierung des ONAS zuständig. Daher wird das Testfeld-ONAS im NEP derzeit nur infor- matorisch genannt und dargestellt.

\*\*\* Eine gesicherte Festlegung der Termine ist voraussichtlich erst nach Bekanntmachung des Bedarfs des Testfeld-ONAS durch das Land Mecklen- burg-Vorpommern möglich.

\*\*\*\* Die Übertragungsleistung von OST-2-4 wurde im FEP 2023 von 1.000 MW auf 2.000 MW erhöht vor der Hintergrund, dass in den benachbarten AWZ von Schweden und Dänemark als auch im Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern weitere Gebiete für Offshore-Windenergie zu erwarten sind. Diese Gebiete könnten durch die erhöhte Übertragungsleistung über OST-2-4 effizienter angebunden werden (Reduzierung von ONAS und Trassen- raumnutzung).

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die ÜNB weisen darauf hin, dass Maßnahmen ermittelt wurden, um die Ausbauziele des genehmigten Szenariorahmens zu erreichen. Die Ausbauziele werden durch die in Tabelle 20 aufsummierten Übertragungsleistungen des Offshore- Zubaunetzes erfüllt. Zur Erreichung der installierten Erzeugungleistung aus Offshore-Wind gemäß des genehmigten Szenariorahmens sind allerdings die Übertragungsleistungen der ONAS zum Teil nicht vollständig ausgelastet. Daher übersteigt die vollständig verfügbare Übertragungsleistung der ONAS des Offshore-Zubaunetzes die installierte Erzeugungleistung von Offshore-Wind zur Erreichung der 70 GW im gleichen Zeitraum. Insgesamt ergeben sich je nach Szenario die folgenden Übertragungsleistungen des Offshore-Zubaunetzes gemäß Tabelle 20.

**Tabelle 20: Übertragungsleistung im Offshore-Zubaunetz**

in GW	Szenario A 2037	Szenario B / C 2037	Szenario A / B / C 2045
<b>Nordsee</b>	34,0	42,0	58
<b>Ostsee</b>	2,0	2,0	3,2
<b>Summe</b>	36,0	44,0	61,2

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die folgende Tabelle 21 gibt einen Überblick über die Längen des Offshore-Zubaunetzes in Abhängigkeit der jeweiligen Technologie und der jeweiligen Szenarien. Die erforderlichen ONAS und damit die Gesamtlänge des Offshore-Zubaunetzes sind in der Ostsee in allen Szenarien gleich.

**Tabelle 21: Überblick über die Trassenlängen des Offshore-Zubaunetzes**

in km*	Szenario A 2037	Szenario B / C 2037	Szenario A / B / C 2045
<b>Nordsee</b>	ca. 6.500	ca. 9.150	ca. 12.950
<b>Ostsee</b>	ca. 110	ca. 110	ca. 360
<b>Summe</b>	ca. 6.610	ca. 9.250	ca. 13.310

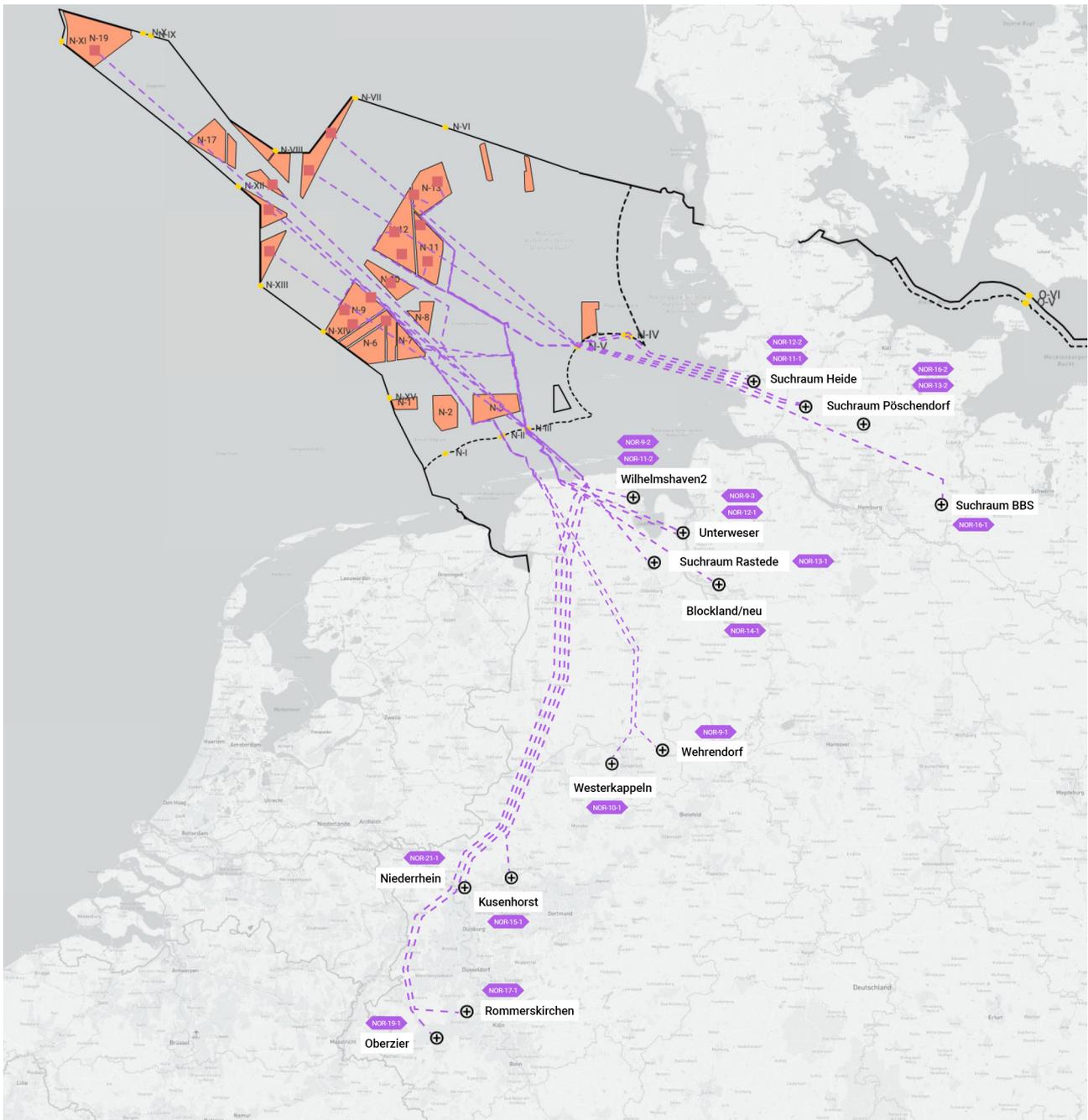
\* Das Vorgehen zur Ermittlung der Trassenlänge wird erläutert unter: <https://www.netzentwicklungsplan.de/Zwu>.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die nachfolgenden Abbildungen des Offshore-Zubaunetzes bilden die Ausbaumaßnahmen schematisch ab und dienen lediglich der Orientierung. Die exakten Trassenverläufe werden im Rahmen der öffentlich-rechtlichen Genehmigungsverfahren festgelegt. Für die ONAS mit Fertigstellung bis einschließlich 2031 kann die jeweilige räumlich festgelegte Trasse in der AWZ dem FEP 2023 entnommen werden.



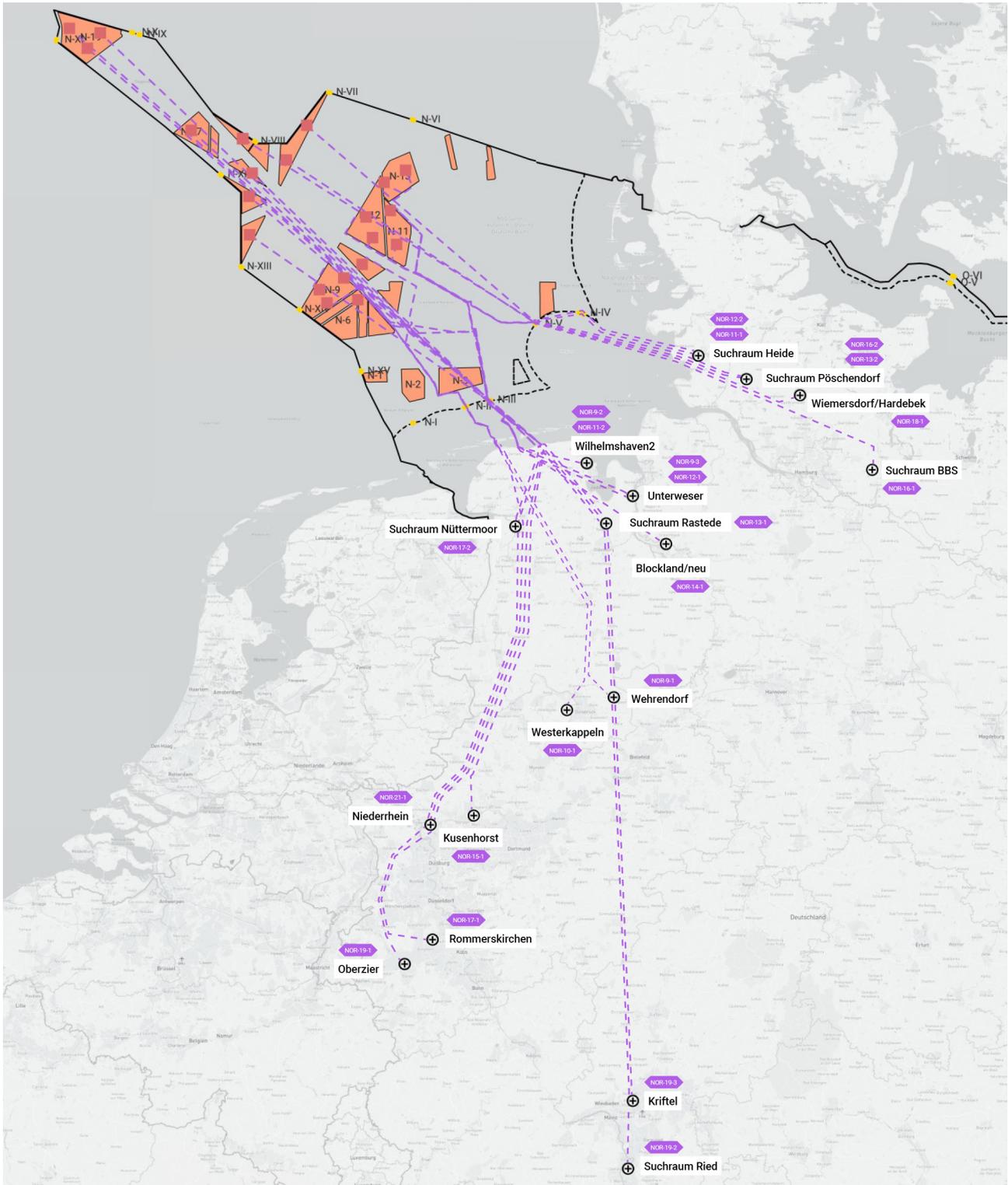
Abbildung 51: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Nordsee im Szenario A 2037



- DC-Netzausbau
  - AC-Netzausbau
- ▬ Projektname
- Offshore-Windpark-Gebiet
  - Konverterplattform
  - Umspannplattform
  - ⊕ Netzverknüpfungspunkt
- Grenzkorridor
  - Grenze des Küstenmeeres
  - Grenze der ausschließlichen Wirtschaftszone

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

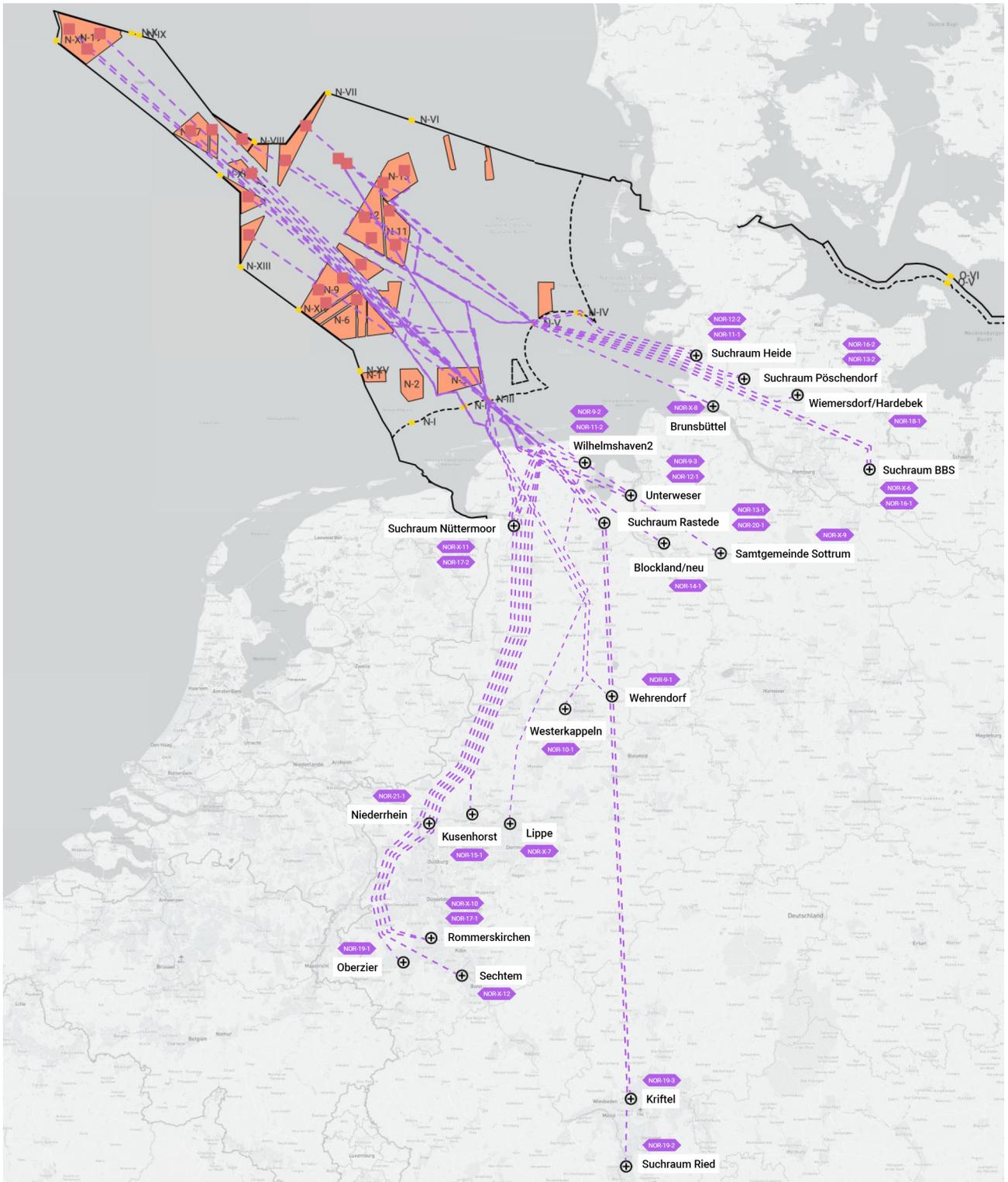
Abbildung 52: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Nordsee in den Szenarien B / C 2037



- DC-Netzausbau
  - AC-Netzausbau
- ▬ Projektname
- Offshore-Windpark-Gebiet
  - Konverterplattform
  - Umspannplattform
  - ⊕ Netzverknüpfungspunkt
- Grenzkorridor
  - Grenze des Küstenmeeres
  - Grenze der ausschließlichen Wirtschaftszone

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

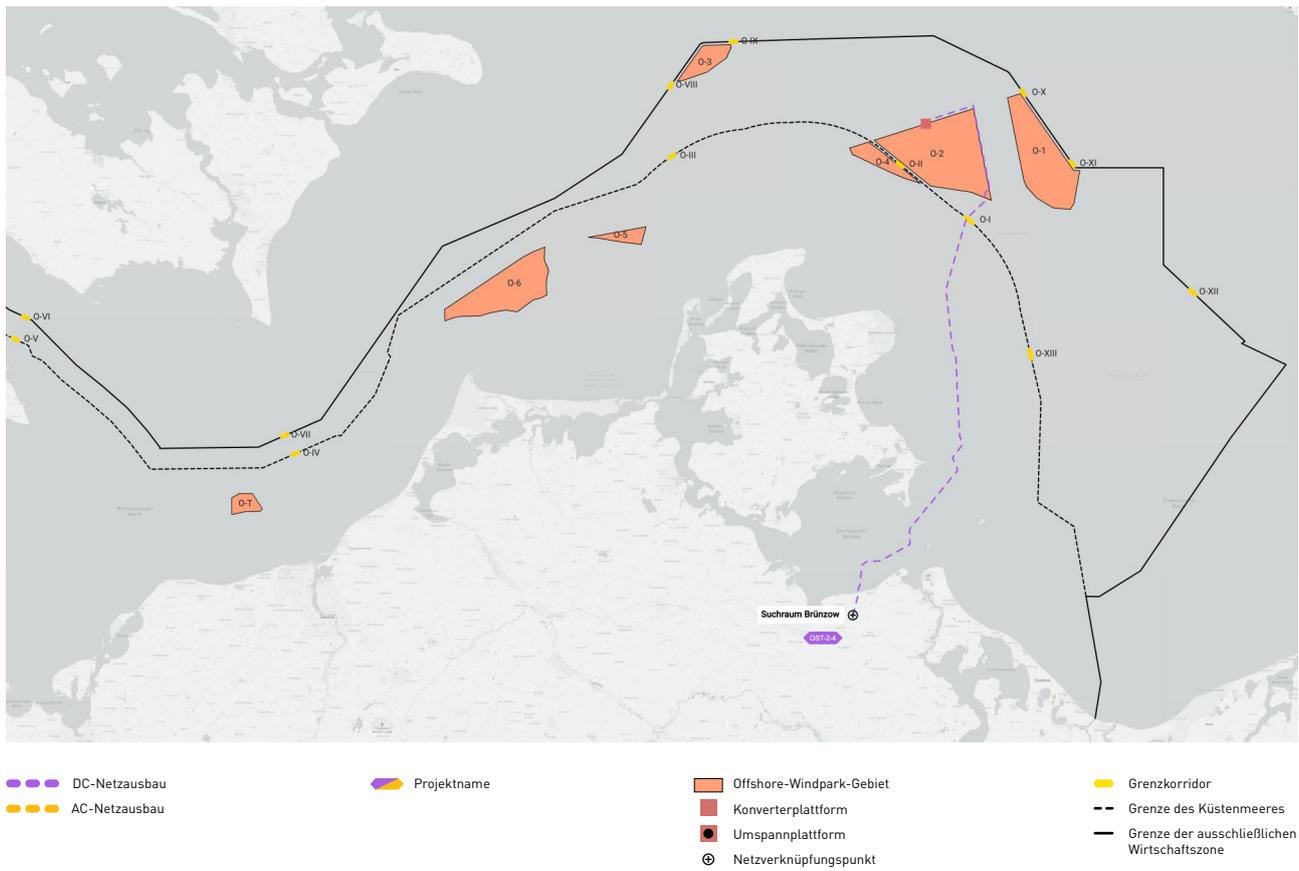
Abbildung 53: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Nordsee in den Szenarien A / B / C 2045



- DC-Netzausbau
  Projektname
 Offshore-Windpark-Gebiet
 Grenzkorridor
- AC-Netzausbau
  Konverterplattform
 Umspannplattform
 Grenze des Küstenmeeres
- ⊕ Netzverknüpfungspunkt
  Grenze der ausschließlichen Wirtschaftszone

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

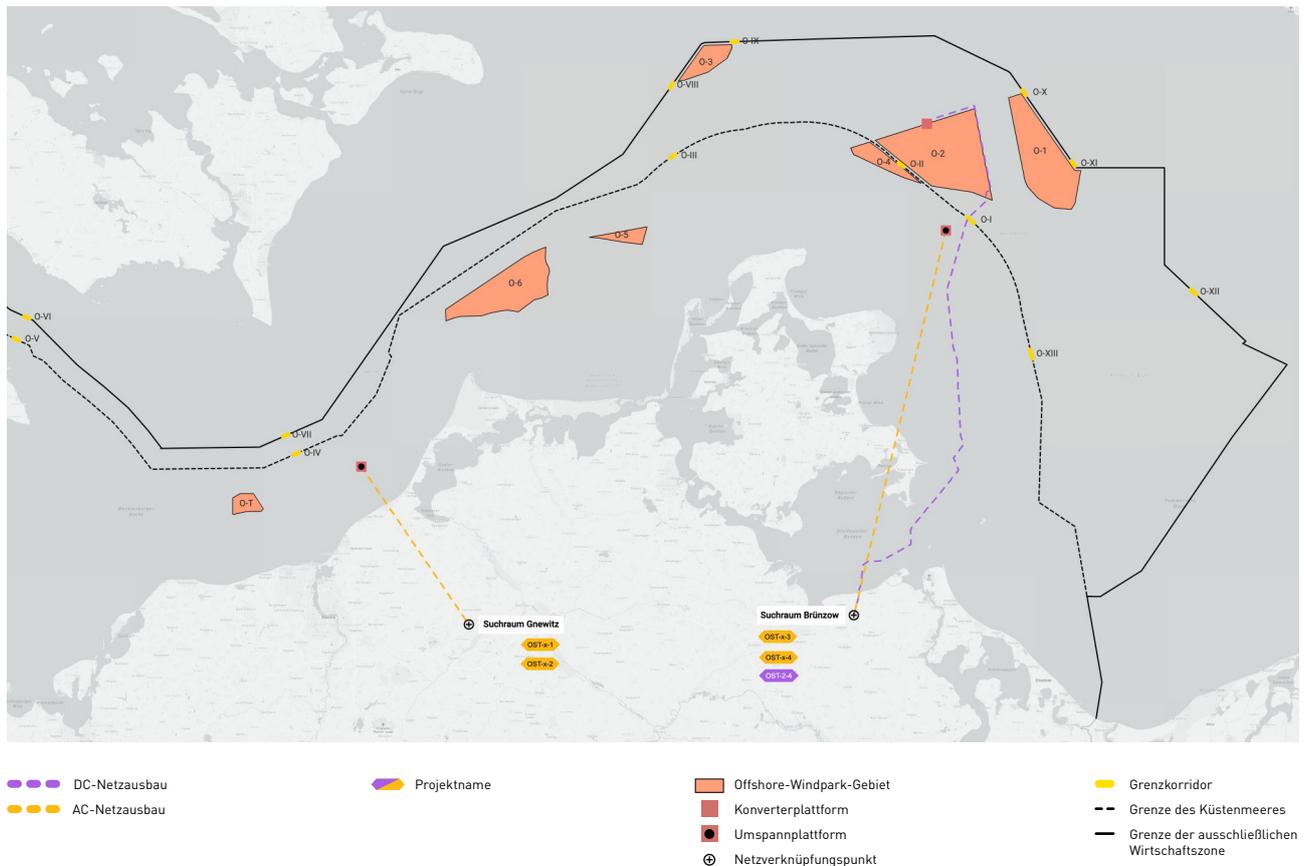
Abbildung 54: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Ostsee in den Szenarien A / B / C 2037



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)



Abbildung 55: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Ostsee in den Szenarien A / B / C 2045



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH [© GeoSeaPortal]

#### 4.2.4 Investitionsvolumen des Offshore-Netzausbaubedarfs

Bei allen im Folgenden für das Offshore-Zubaunetz ermittelten Investitionen handelt es sich um Hochrechnungen auf Basis gegenwärtiger Personal-, Material- und Logistikkosten. Die in Tabelle 22 und 23 ausgewiesenen Schätzungen für Anschaffungs- und Herstellungskosten für einzelne Komponenten der ONAS sind Durchschnittswerte für unterschiedliche Offshore-Netzausbaumaßnahmen und sollen Anwendung finden für einen Zeitraum von mehr als 20 Jahren. Da für die zukünftigen DC-ONAS mit einer Systemspannung von 525 kV noch keine Erfahrungswerte hinsichtlich realer Investitionen aus der Vergangenheit vorliegen, sind die in der Tabelle 22 ausgewiesenen Schätzungen für Anschaffungs- und Herstellungskosten als Kostenprognosen anzusehen. Aufgrund der langen Planungszeiträume kann es zu Abweichungen und erforderlichen Anpassungen allem voran bei den Kostenprognosen kommen.

Das auf Basis der Schätzungen und Hochrechnungen ermittelte Investitionsvolumen für die Offshore-Netzausbaumaßnahmen des Offshore-Zubaunetzes wird stark durch die in Abbildung 57 dargestellten Risiken beeinflusst. Derzeit liegen keine hinreichend belastbaren Erkenntnisse vor, die eine perspektivische Reduzierung der angegebenen Investitionen erwarten lassen.

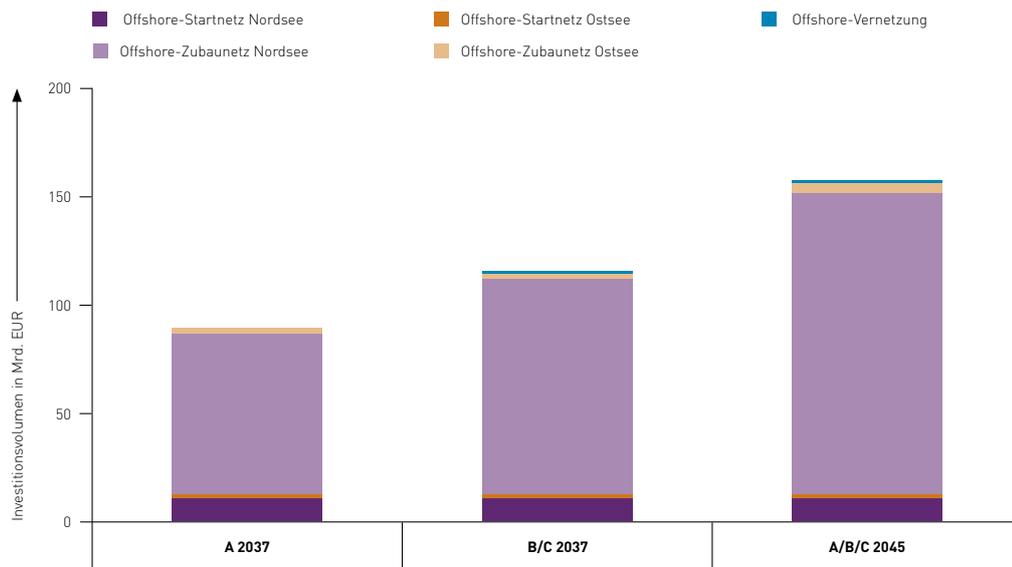
Ausgehend von den oben angeführten Annahmen erfordern die untersuchten Szenarien A 2037 und B/C 2037 mit den nationalen Ausbaupfaden von 50,5 GW und 58,5 GW gemäß Szenariorahmen im Ergebnis Investitionen in Höhe von ca. 77,0 Mrd. EUR und 103,5 Mrd. EUR. Für die Szenarien A/B/C 2045 betragen die Investitionen für die Ausbaupfade von 70 GW (Bruttozubaupfad 74 GW) ca. 145,1 Mrd. EUR.

Das allen Szenarien zugrunde liegende und hinzurechnende Investitionsvolumen der sich bereits in der Realisierung befindenden Offshore-Netzausbaumaßnahmen des Offshore-Startnetzes beträgt rund 12,4 Mrd. EUR.

Bei AC- beziehungsweise DC-ONAS mit 66-kV- oder 132-kV-AC-Direktanbindungskonzepten sind keine weiteren Investitionen für AC-Kabelsysteme enthalten, da der Anschluss der OWP an die Umspan- (AC) beziehungsweise Konverterplattform (DC) des ÜNB in den Verantwortungsbereich des jeweiligen OWP-Vorhabenträgers fällt.

Das gesamte Investitionsvolumen der einzelnen Szenarien des NEP 2037/2045 (2023) ist in der Abbildung 56 graphisch dargestellt.

**Abbildung 56: Schätzung des Investitionsvolumens in Abhängigkeit der Szenarien des NEP 2037/2045 (2023)**



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

**Tabelle 22: Schätzung der Anschaffungs- und Herstellungskosten für das Offshore-Zubaunetz Nordsee**

Anlage / Anlagenteil	AHK *	Einheit	Bemerkung
DC-Kabelsysteme (seeseitig) 525 kV (inkl. metallischem Rückleiter)**	6,0	Mio. EUR/km	pauschal inkl. Kosten für Lieferung, Verlegung und Trassenplanung im Rahmen des Genehmigungsverfahrens
DC-Kabelsysteme (landseitig) 525 kV (inkl. metallischem Rückleiter)**	7,6	Mio. EUR/km	pauschal inkl. Kosten für Lieferung, Verlegung und Trassenplanung im Rahmen des Genehmigungsverfahrens
DC-Kabelsysteme (seeseitig) 525 kV zwischen Konvertern (mit metallischem Rückleiter)**	5,5	Mio. EUR/km	pauschal inkl. Kosten für Lieferung, Verlegung und Trassenplanung im Rahmen des Genehmigungsverfahrens
DC-Stationen 525 kV (landseitig)	0,3	Mio. EUR/MW	pauschal inkl. Kosten für die Nebenanlagen
DC-Stationen 525 kV (landseitig) inklusive Multi-Terminal-Fähigkeit (exklusive DC-Leistungsschalter)	0,35	Mio. EUR/MW	pauschal inkl. Kosten für die Nebenanlagen
DC-Stationen 525 kV (seeseitig), inklusive Plattform	0,7	Mio. EUR/MW	pauschal inkl. Kosten für die Nebenanlagen
DC-Stationen 525 kV (seeseitig) inklusive Plattform und Multi-Terminal-Fähigkeit (exklusive DC-Leistungsschalter)	0,73	Mio. EUR/MW	pauschal inkl. Kosten für die Nebenanlagen

\* Anschaffungs- und Herstellungskosten

\*\* bezieht sich auf Kosten des DC-Kabelsystems für beide Pole

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



**Tabelle 23: Schätzung der Anschaffungs- und Herstellungskosten für das Offshore-Zubaunetz Ostsee**

Anlage / Anlagenteil	AHK*	Einheit	Bemerkung
AC-Kabelsysteme 220 kV (see- und landseitig)	2,1	Mio. EUR/km	pauschal inkl. Kosten für Lieferung, Verlegung und Trassenplanung im Rahmen des Genehmigungsverfahrens
AC-Stationen 220 kV	0,8	Mio. EUR/MW	pauschal für See- und Landstation gemeinsam, inkl. Kosten für die Nebenanlagen
DC-Kabelsysteme (seeseitig) 525 kV (inkl. metallischem Rückleiter)**	6,0	Mio. EUR/km	pauschal inkl. Kosten für Lieferung, Verlegung und Trassenplanung im Rahmen des Genehmigungsverfahrens
DC-Kabelsysteme (landseitig) 525 kV (inkl. metallischem Rückleiter)**	7,6	Mio. EUR/km	pauschal inkl. Kosten für Lieferung, Verlegung und Trassenplanung im Rahmen des Genehmigungsverfahrens
DC-Stationen 525 kV (landseitig)	0,3	Mio. EUR/MW	pauschal inkl. Kosten für die Nebenanlagen
DC-Stationen 525 kV (landseitig) inklusive Multi-Terminal-Fähigkeit (exklusive DC-Leistungsschalter)	0,35	Mio. EUR/MW	pauschal inkl. Kosten für die Nebenanlagen
DC-Stationen 525 kV (seeseitig), inklusive Plattform	0,7	Mio. EUR/MW	pauschal inkl. Kosten für die Nebenanlagen
DC-Stationen 525 kV (seeseitig) inklusive Plattform und Multi-Terminal-Fähigkeit (exklusive DC-Leistungsschalter)	0,73	Mio. EUR/MW	pauschal inkl. Kosten für die Nebenanlagen

\* Anschaffungs- und Herstellungskosten

\*\* bezieht sich auf Kosten des DC-Kabelsystems für beide Pole

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Eine stabile und verlässliche Planung und weitgehende Standardisierung der ONAS sind wichtige Voraussetzungen für die Hebung von Senkungspotenzialen bei den Investitionen. Durch Änderungen der technischen, räumlichen, planerischen, rechtlichen oder regulatorischen Vorgaben oder die Modifizierung der Schnittstellen zwischen OWP-Vorhabenträger und ÜNB können die Investitionen beeinflusst werden.

Die Errichtung von ONAS stellt an alle Beteiligten hohe Anforderungen. Daher können sich erhebliche Risiken in Bezug auf die Einhaltung der abgeschätzten Anschaffungs- und Herstellungskosten sowie Termine ergeben. Unter anderem sind folgende Risiken (s. Abbildung 57) zu berücksichtigen, die sich aufgrund der örtlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen unterschiedlich stark in den Netzausbaumaßnahmen ausprägen können.



**Abbildung 57: Mögliche Risiken bei der Umsetzung von ONAS**

Planung/Zulassung (Rechtsrahmen)	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Einsprüche aus privatrechtlichen und öffentlichen Belangen</li> <li>&gt; Anzahl umsetzbarer Bohrungen zur Querung von Inseln, Deichen, etc.</li> <li>&gt; Auflagen für zu verwendende technische Geräte</li> <li>&gt; Genehmigungszeiträume/-umfang</li> <li>&gt; Raumwiderstände im Planungsraum (Schutzgebiete, Bebauung, etc.)</li> </ul>
Beschaffung/Vergabe (Markt)	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Rohstoffe (Metallpreisschwankungen, Preisschwankungen von Treib- und Schmierstoffen)</li> <li>&gt; Preisentwicklung (Wechselkursschwankungen, internationale Krisen)</li> <li>&gt; Anbietermarkt (geringe Anzahl von Lieferanten, Entwicklung von Lieferanten aufgrund Technologie schwierig, neue Lieferketten)</li> <li>&gt; Fehlende Produktionskapazitäten</li> </ul>
Bau/Transport/Errichtung	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Transport und Installation der Plattform sowie der Kabelsysteme</li> <li>&gt; Verkürzung von Arbeitszeiten oder Wartezeiten durch Schlechtwetter (bspw. Wellen, Wind, Eis, Salz, etc.)</li> <li>&gt; Einhaltung der Bauzeitenfenster</li> <li>&gt; Unvorhergesehene Bodenverhältnisse (Verdichtung)</li> <li>&gt; Hindernisse beim Einspülen des Kabelsystems (Morphologie)</li> <li>&gt; Altlasten / archäologische Funde (Munition, Wracks)</li> <li>&gt; Schwierige Bodenverhältnisse (Weichsedimente / Schlick, Mergel)</li> <li>&gt; Steinfeldräumungen oder zusätzliche Steinschüttungen</li> <li>&gt; Zusätzliche Nacharbeiten zum Einbringen des Kabels</li> <li>&gt; Schutzgebiete, Flussquerungen, Bebauung, Querung von (linienhaften) Infrastrukturen</li> </ul>

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

### 4.2.5 Offshore-Vernetzung

Erstmals wird im NEP 2037/2045 die Offshore-Vernetzung, das heißt die seeseitige Verbindung von ONAS beziehungsweise Konvertern in DC-Technologie, betrachtet und deren Nutzen aufgezeigt. Bei der Offshore-Vernetzung handelt es sich um die seeseitigen Verbindungen zwischen ONAS.

Allgemein wird bei der Offshore-Vernetzung zwischen einer nationalen und internationalen Offshore-Vernetzung unterschieden. Bei der nationalen Offshore-Vernetzung werden ONAS innerhalb der deutschen AWZ untereinander verbunden, mit dem Ziel landseitige Netzengpässe zu reduzieren und eine höhere Redundanz bei der Netzanbindung von OWP zu erzielen. Im Rahmen des NEP 2037/2045 (2023) wurde die nationale Offshore-Vernetzung erstmalig als Maßnahme zur Engpassvermeidung berücksichtigt.

Bei der internationalen Offshore-Vernetzung werden ONAS innerhalb der deutschen AWZ mit ONAS in der AWZ der Nord- und Ostsee-Anrainerstaaten verbunden, um zusätzliche Handelskapazitäten zu erschließen und damit die deutsche und europäische sozio-ökonomische Wohlfahrt zu erhöhen. Hierzu haben die ÜNB eine Studie beauftragt, um den Bedarf der internationalen Offshore-Vernetzung in der europäischen Nord- und Ostsee zu untersuchen. Die im NEP 2037/2045 (2023) identifizierten Maßnahmen zur nationalen Offshore-Vernetzung werden im Rahmen dieser Studie ebenfalls ergänzend untersucht. Weitere Ausführungen zur Offshore-Vernetzungsstudie erfolgen im Kapitel 6.3.1.

Auf Grundlage der Netzanalysen im NEP 2037/2045 (2023) zur Ermittlung des landseitigen Netzausbaubedarfs, insbesondere der strukturellen HGÜ-Ausbaumaßnahmen, wurden erstmalig nationale Offshore-Vernetzungsmaßnahmen ausgewiesen (s. Tabelle 24). Hierdurch wird eine seeseitige Übertragungskapazität zwischen zwei landseitigen NVP der ONAS geschaffen. Diese zusätzliche Übertragungskapazität kann als flexibler Bypass zur Entlastung des landseitigen Übertragungsnetzes genutzt werden, womit Redispatch-Eingriffe minimiert werden. Dadurch können Regionen weitläufig entlastet werden, was in der Wirkweise einem HGÜ-Korridor ähnelt, wobei die Einspeisung der Offshore-Windenergie unter den aktuellen Rahmenbedingungen stets Vorrang hat.



**Tabelle 24: Nationale Offshore-Vernetzungsmaßnahmen**

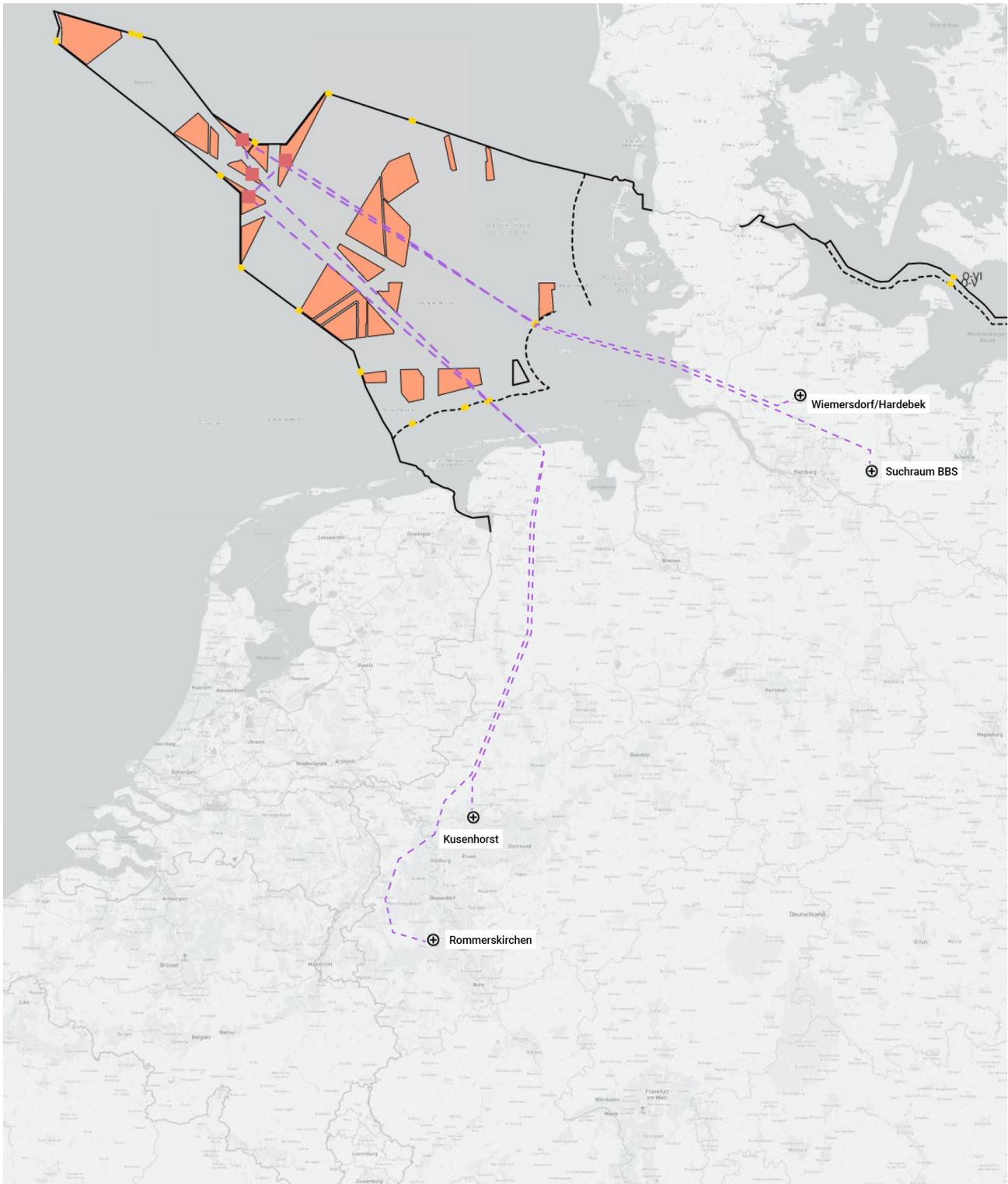
Projekt	Num-mer	Bezeichnung der Maßnahme	Netzver- knüpfungspunkt	Trassen- länge in km	Über- tragungs- leistung in MW	Szenario (Beginn der Umsetzung / geplante Fertigstellung)			
						A 2037	B / C 2037	A 2045	B / C 2045
NOR-OV-1	M272	Offshore-Vernetzung NOR-15-1 mit NOR-16-1	Kusenhorst (Amprion) – Suchraum Büchen (50Hertz)	48	2.000		ab 2033/ bis 2037	ab 2034/ bis 2037	ab 2033/ bis 2037
	M273	Offshore-Vernetzung NOR-17-1 mit NOR-18-1	Rommerskriehen (Amprion) – Wiemersdorf/ Hardebek (TenneT)	26	2.000		ab 2034/ bis 2037	ab 2035/ bis 2038	ab 2034/ bis 2037

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die nationale Offshore-Vernetzung bietet aufgrund der vergleichsweise kurzen Distanzen zwischen den seeseitigen Konverterplattformen der ONAS eine kürzere Kabelverbindung als ein vergleichbarer, konventioneller, landseitiger HGÜ-Korridor zwischen den NVP der seeseitig vernetzten ONAS (s. Abbildung 58). Dadurch wird eine zusätzliche Rauminanspruchnahme an Land vermieden. Die Wirkung der Offshore-Vernetzung ist allgemein abhängig von der aktuellen Einspeisung der OWP. Je höher die Offshore-Einspeisung ist, desto geringer ist das verfügbare Potenzial zum netzdienlichen Betrieb der nationalen Offshore-Vernetzung. Somit steht nicht zu jedem Zeitpunkt die komplette Übertragungsleistung von 2 GW zur Übertragung von Energie zwischen den landseitigen NVP der ONAS zur Verfügung. Insgesamt zeigt sich die nationale Offshore-Vernetzung als netzdienliche und kosteneffiziente Ausbaumaßnahme zur Minimierung von weiträumigen Engpässen.



Abbildung 58: Nationale Offshore-Vernetzung



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)





### Weiterführende Dokumente und Links

- › Vorgehen zur Ermittlung der Trassenlänge (Offshore): <https://www.netzentwicklungsplan.de/Zwu>
- › BSH: Flächenentwicklungsplan 2023 für die deutsche Nord- und Ostsee:  
[https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/\\_Anlagen/Downloads/FEP\\_2023\\_1/Flaechenentwicklungsplan\\_2023.pdf?\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downloads/FEP_2023_1/Flaechenentwicklungsplan_2023.pdf?_blob=publicationFile&v=1)
- › BSH: Entwurf Flächenentwicklungsplan 2023 für die deutsche Nord- und Ostsee:  
[https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/\\_Anlagen/Downloads/FEP\\_2022\\_2/220701\\_FEP\\_Entwurf.pdf?\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downloads/FEP_2022_2/220701_FEP_Entwurf.pdf?_blob=publicationFile&v=3)
- › Genehmigung des Szenariorahmens 2023 – 2037/2045 der BNetzA:  
[https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen\\_2037\\_Genehmigung.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2037_Genehmigung.pdf)
- › BSH: „Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nord- und Ostsee 2016/2017 und Umweltbericht“: [https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Bundesfachplaene\\_Offshore/bundesfachplaene-offshore\\_node.html](https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Bundesfachplaene_Offshore/bundesfachplaene-offshore_node.html)